



Papeles de Energía

Nº14

Septiembre 2021

Diálogos de Energía y Sostenibilidad 2020-2021

Introducción al debate del hidrógeno en España

Las subastas de energías renovables en España

Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia
de España en el marco de los fondos europeos

Territorio y renovables

Papeles de Energía

EDITOR

Pedro Linares

CONSEJO EDITORIAL

Claudio Aranzadi, Pablo Arocena, Laura Díaz Anadón,
Gonzalo Escribano, M.^a Paz Espinosa, Natalia Fabra,
Dolores Furió, Tomás Gómez San Román,
Xavier Labandeira, Juan Luis López Cardenete,
Mariano Marzo, Carlos Ocaña, Ignacio Pérez Arriaga,
Desiderio Romero, Gonzalo Sáenz de Miera, Antonio Soria.

Papeles de Energía no se solidariza necesariamente con las opiniones, juicios y previsiones expresadas por los autores de los artículos incluidos en la publicación, ni avala los datos que estos, bajo su responsabilidad, aportan.

Edita: **Funcas**

Caballero de Gracia, 28. 28013 Madrid

Diseño y maquetación: **Funcas**

Impresión: **Cecabank**

ISSN: 2530-0148

ISSN: 2445-2726

Depósito Legal: M-7537-2016

© Funcas

Todos los derechos reservados. Queda prohibida la reproducción total o parcial de esta publicación, así como la edición de su contenido por medio de cualquier proceso reprográfico o fónico, electrónico o mecánico, especialmente imprenta, fotocopia, microfilm, offset o mimeógrafo, sin la previa autorización escrita del editor.

PATRONATO

Isidro Fainé Casas (Presidente)

José María Méndez Álvarez-Cedrón (Vicepresidente)

Fernando Conledo Lantero (Secretario)

Carlos Egea Krauel

Miguel Ángel Escotet Álvarez

Amado Franco Lahoz

Pedro Antonio Merino García

Antonio Pulido Gutiérrez

Victorio Valle Sánchez

Gregorio Villalabeitia Galarraga



Índice

- 3 Introducción: Diálogos de Energía y Sostenibilidad 2020/2021
- 5 Introducción al debate del hidrógeno en España
- 13 Las subastas de energías renovables en España
- 21 Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de España en el marco de los fondos europeos
- 27 Territorio y renovables

INTRODUCCIÓN

Diálogos de Energía y Sostenibilidad 2020-2021

En este número continuamos la serie que comenzamos el año pasado con los resúmenes de las discusiones del grupo de *Diálogos de Energía y Sostenibilidad*.

Este es un grupo coordinado por Pedro Linares y Gonzalo Sáenz de Miera desde hace más de diez años, y albergado por la Cátedra BP de Energía y Sostenibilidad y el Aula de Solidaridad, cuyo objetivo es, a través del diálogo, profundizar y contribuir a la formulación de las políticas necesarias para alcanzar un modelo energético sostenible para España.

El grupo está formado por un número fijo de unas 30 personas provenientes de las empresas, del tercer sector, de la administración y de la academia, que cubren, con la mayor diversidad posible, los distintos aspectos, conocimientos y sensibilidades dentro del sector energético y medioambiental español. Las discusiones se rigen por la “Chatham House” rule, es decir, que se puede citar lo que se dice, pero no quien lo ha dicho. Esto aporta un elevado grado de libertad de expresión a los participantes, y permite debatir acerca de temas de actualidad relacionados con la energía y el desarrollo sostenible en un ambiente de confianza, rigor y transparencia.

En cada curso académico se celebran cuatro o cinco reuniones, para las que se seleccionan temas de actualidad y relevancia. Cada tema es introducido por uno o dos ponentes, expertos en la materia, y posteriormente se abre el diálogo a todos los presentes en la reunión. Después del debate, un relator (Miguel Ángel Muñoz, al que desde aquí agradezco su difícil labor) elabora el resumen de lo presentado y debatido. Son estos resúmenes los que difundimos desde *Papeles de Energía*.

Este segundo número cubre las cuatro reuniones, todas ellas virtuales, celebradas durante el curso 2020-2021. Todas ellas tratan temas de gran interés y actualidad:

el papel del hidrógeno en el *mix* energético; las subastas de energías renovables en España; el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia en el marco de los fondos europeos; y Territorio y Renovables.

Confío en que encuentren de interés la visión plural y diversa que aportan estos resúmenes acerca de temas de gran importancia para la política energética en nuestro país.

Introducción al debate del hidrógeno en España

11 de diciembre de 2020

1. INTERVENCIÓN INICIAL

- La Estrategia de España de descarbonización a 2050 otorga un papel muy relevante al hidrógeno verde para alcanzar la neutralidad climática a 2050. Esta importancia será especialmente relevante en el sector industrial.
- Algunos ejercicios prospectivos muestran que el hidrógeno tendría que llegar a aportar 103 TWh del consumo final de la industria (casi la mitad de las necesidades energéticas de este sector). Esto implica instalar 90 GW de solar y 72 GW de electrolizadores. Si esto se hiciera tomando la energía de la red haría falta 22 GW de electrolizadores conectados a la red eléctrica (aproximadamente equivalente a 22 centrales nucleares). Esto implicaría también duplicar el consumo doméstico de agua en España (este ámbito representa el 10 % del consumo total anual en España).
- Los precios de los combustibles fósiles (gas natural) condicionarán la competitividad relativa del hidrógeno verde. Los precios asumidos por la estrategia española no parecen demasiado realistas. Los distintos ejercicios prospectivos muestran diferentes resultados en función de la evolución prevista del precio del gas. Hoy en día el precio del hidrógeno verde está a 4,7 €/kg (140 €/MWh), por tanto, lejos de la competitividad. Para cualquier precio de la electricidad, hoy en día el hidrógeno verde no es competitivo.
- Algunos elementos fundamentales para avanzar en la competitividad del hidrógeno verde son:

- La reducción del CAPEX.
 - La transformación de la red gasista a hidrógeno es clave para el sistema energético del futuro (fundamentalmente basado en energías renovables). Será necesario desarrollar importantes inversiones en infraestructuras con planificaciones coordinadas entre la red gasista y la red eléctrica.
- Entre las reflexiones principales sobre este tema, se puede destacar:
- Alcanzar la neutralidad climática en 2050 lleva múltiples retos asociados entre los que juega un papel clave el desarrollo a escala comercial de hidrógeno verde como combustible sustitutivo del gas natural.
 - El escenario la estrategia española a largo plazo estima volúmenes que requerirán la producción centralizada de hidrógeno y para cuyo transporte la red gasista transformada se debería considerar como infraestructura esencial.
 - Las actuales previsiones de precios de los combustibles fósiles dificultan la competitividad comercial del hidrógeno verde y, por tanto, se evidencia aún más la necesidad de medidas y ayudas para promover su despliegue y asegurar la evolución hacia la neutralidad climática.
 - La reducción del CAPEX de las plantas es un aspecto crucial para el desarrollo de una economía del hidrógeno.
 - El *blending* de hidrógeno actúa como elemento tractor para la proliferación a escala comercial de plantas impulsando la reducción del CAPEX.
 - El desarrollo de la red eléctrica y el nivel de transformación a hidrógeno de la red gasista deberían evaluarse bajo el contexto de optimización del sistema energético conjunto, y con foco en las necesidades de almacenamiento estacional de energía (asignatura aún pendiente).

2. DEBATE

2.1. Electrificación e hidrógeno en el marco de la descarbonización de la economía

Existe un consenso amplio en el grupo sobre el papel fundamental de la electrificación como elemento prioritario para abordar la descarbonización de economía, por su competitividad. El hidrógeno verde jugará un papel complementario para aquellos sectores donde la electrificación sea una opción menos viable.

En torno a esta idea, se producen los siguientes comentarios individuales:

- Si el hidrógeno se utilizara simplemente para sustituir gas natural, sería una tecnología ineficiente comparada con la electrificación. La prioridad debe ser la electrificación y el hidrógeno debe utilizarse en aquellos sectores que no se pueden electrificar. Además, será interesante tener en cuenta el potencial papel del hidrógeno desde el punto de vista de la gestión del sistema eléctrico (capacidad de almacenamiento).
- El *blending* no es una solución de largo plazo. Las redes de distribución de gas son activos que están hundidos y habrá que ver cómo desarrollar los 18 TWh que se necesitarán para almacenamiento en 2050 para cumplir los objetivos planteados, y cómo transportarlos y distribuirlos.
- El hidrógeno verde es la gran apuesta energética en la Unión Europea (UE) después de la electrificación. Hay que destacar las oportunidades industriales. Si la UE y España quieren aprovechar estas oportunidades, habrá que desarrollar cierta capacidad industrial. La experiencia del desarrollo renovable en España en el pasado plantea dos modelos: 1) el modelo fotovoltaico en el que no se desarrolló industria local –se dejó a China–; y 2) el modelo eólico que supuso en su momento una apuesta industrial que hizo que la UE pudiera mantener una competitividad en toda la cadena de valor. Ni la UE ni España tendrán potencialmente una economía basada en el hidrógeno porque la electricidad será competitiva en la mayoría de los usos finales.

- La electrificación debe ser la primera opción por motivos obvios de rendimiento, pero el hidrógeno será una alternativa en algunos usos finales, dependiendo de los precios. Se ha estudiado poco el *trade off* entre el coste de las energías renovables, el coste del almacenamiento y el coste del hidrógeno. Surgen algunas preguntas: ¿serán tan baratas las energías renovables para justificar su sobredimensionamiento y los vertidos asociados? ¿se puede utilizar el hidrógeno como apoyo –*back up*– del sistema eléctrico?
- El hidrógeno debe ser un complemento y no una base. No parece probable que llegue a alcanzarse una producción de 103 TWh en una economía como la española, que se caracterizará por una creciente electrificación de la demanda. Partiendo de los cuatro elementos que debe incorporar un modelo energético sostenible (seguro, resiliente, sostenible, descarbonizado), es muy difícil encajar al hidrógeno. El hidrógeno podría llegar a ser un “señuelo” para el mantenimiento de una infraestructura del gas natural. Vamos directamente a un Castor II.
- Parece evidente que la electricidad pasará a ser el vector energético primario y el vector energético secundario de más de la mitad del consumo energético. Estará en el epicentro de la descarbonización del sistema energético.
- Es interesante tener en cuenta la experiencia del Reino Unido donde, durante el confinamiento por la crisis de la COVID-19, había un problema con las centrales que no son flexibles, siendo necesario reducir producción nuclear pagando una compensación. En este marco, la nuclear podría apoyar, en determinados contextos, el desarrollo de hidrógeno verde con electrólisis.
- El valor añadido industrial no está en la electricidad o hidrógeno baratos, sino en las tecnologías que utilizan el hidrógeno. El hidrógeno acabará convirtiéndose en una *commodity* más, que tendrá un mercado internacional.

2.2. La competitividad del hidrógeno

El grupo muestra un acuerdo general sobre la reducida competitividad del hidrógeno verde en el corto plazo. La evolución futura de esta cuestión ha estado sujeta a distintos matices a lo largo de las siguientes intervenciones individuales:

- El hidrógeno verde será competitivo antes de lo previsto por reducción de costes de las energías renovables, reducción de CAPEX por costes de electrolizadores y el incremento de la escala.
- El número de horas de funcionamiento de las instalaciones renovables va a condicionar mucho la competitividad del hidrógeno verde.
- España tiene un 13 % del PIB en el sector industrial y está en riesgo por la crisis. Habría que trabajar para reforzar esta participación industrial en el PIB y para esto es fundamental la competitividad. En estos momentos el hidrógeno verde no es competitivo y dedicar muchos recursos a esta tecnología podría suponer un coste negativo para la economía. El hidrógeno verde tendrá un papel en el futuro, pero a corto plazo será más adecuado ir mezclándolo con gas natural y apostar en paralelo también por el tratamiento de residuos. Adicionalmente, es importante desarrollar el un ajuste en frontera por coste de CO₂ para favorecer competitividad de la industria europea.
- Es necesario incorporar todos los conceptos de coste en el hidrógeno (transporte, compresión, costes ambientales...) para valorar su verdadera competitividad. Existe el riesgo de que se produzcan importaciones masivas de hidrógeno de forma más competitiva. Ve muy difícil que España desarrolle ventajas competitivas sólidas en la producción de hidrógeno a nivel internacional.
- Habrá que desarrollar mecanismos de mercado para fomentar esta tecnología. En este sentido es importante contar con un precio de CO₂ robusto. La guía fundamental es el precio del CO₂.
- Se prevé un importante papel del hidrógeno verde en el futuro. El hidrógeno utilizado directamente en transporte tendrá unas perspectivas limitadas, pero sí utilizado indirectamente a través de combustibles sintéticos.

2.3. Apoyo estratégico al hidrógeno desde un punto de vista público: riesgos y oportunidades

La mayoría de los integrantes del grupo destaca los riesgos que puede plantear focalizar demasiado los apoyos públicos en el hidrógeno, dadas las incertidumbres

sobre esta tecnología y sobre la capacidad de la economía europea y española para desarrollar ventajas competitivas sólidas. En bastantes intervenciones se alerta del riesgo de ineficiencias y de la creación de burbujas al calor de la subvención pública. No hay un consenso claro sobre la fase de la cadena de valor en la que habría que centrar las actuaciones.

A lo largo de las siguientes intervenciones se introducen algunos matices a esta idea general:

- La disponibilidad de fondos europeos puede dinamizar el hidrógeno verde, pero también puede generar riesgos para los contribuyentes, que acaban siendo inversores. Debería haber competencia entre diferentes tecnologías.
- Habría que plantearse hasta qué punto el entusiasmo por el hidrógeno puede implicar repensar el modelo de liberalización. Me pregunto si se está cuestionando el modelo de liberalización ¿Dónde termina la decisión sobre planificación de inversiones?
- Para un país como España (amplia disponibilidad de terreno, disponibilidad de agua...) la senda más eficiente para apoyar la maduración tecnológica del hidrógeno es la maduración tecnológica de los electrolizadores (más que en la demanda). El desarrollo de proyectos piloto en este ámbito será muy relevante.
- En el ámbito de la fabricación de electrolizadores, China ya ha desarrollado ventajas competitivas más sólidas que Europa. Será necesario realizar un diagnóstico sólido sobre los usos del hidrógeno y cuáles son las alternativas.
- Se echa de menos el foco en la demanda, que es donde están las oportunidades de creación de valor añadido.
- También es interesante ver si se produce el hidrógeno cerca de la demanda o se prioriza la generación de grandes economías de escala con producción centralizada frente a la localización. Aquí será interesante analizar el papel de las señales de la red eléctrica y de gas natural para desarrollar un campo de juego equilibrado.

- No es adecuado cerrar ya todas las opciones de desarrollo industrial. Decisiones aceleradas podrían generar costes al contribuyente. Más allá de la producción de hidrógeno, habría que analizar las distintas opciones de almacenamiento energético y su papel.
- No se entiende cuál va a ser el modelo de negocio para esta tecnología dado su bajo rendimiento (60 % frente a, por ejemplo, un 90 % de rendimiento de la电解质 para la fabricación de aluminio). Es muy probable que las grandes compañías energéticas estén buscando nichos de demanda de hidrógeno. Es muy importante seguir avanzando para que la electricidad sea más competitiva.
- Es importante destacar dos cuestiones: 1) la necesidad de priorizar el objetivo de descarbonizar de la industria frente a la producción de hidrógeno en sí; y 2) utilizar todos los mecanismos a nuestro alcance para combinar competitividad y descarbonización en la industria.
- Hay que ser eficientes, en especial en el contexto de crisis económica en el que estamos inmersos. No hay que precipitarse, entrando en proyectos que podrían no tener futuro porque el liderazgo de Europa no está claro.
- Es necesario tener en cuenta el papel de otras tecnologías para avanzar hacia la neutralidad climática. Estamos a la espera de la hoja de ruta del biogás. Esta tecnología tendrá un papel en la solución a la descarbonización. Todas las depuradoras utilizan el biogás para la generación de electricidad. El potencial de biometano es importante.
- La elaboración de ejercicios de modelización a 2050 presenta muchas incertidumbres. Hay que introducir elementos disruptivos en la elaboración de estos análisis que tendrán un impacto importante en los resultados. Las renovables ya han jugado este papel y ha llegado la hora del hidrógeno. Las baterías e incluso electrificación de la demanda en distintos segmentos del transporte o de la industria pueden ser considerados también como tal.
- Será importante tener en cuenta un amplio abanico de análisis antes de realizar apuestas masivas por una tecnología. En este sentido, es interesante el análisis

del *World Economic Forum* sobre los bloques de acción en las estrategias de descarbonización (de lo menos eficiente a lo más eficiente): captura y almacenamiento de carbono, hidrógeno como vector energético intermedio; eficiencia energética a nivel del conjunto del sistema energético y electrificación.

- Es necesario evitar repetir “burbujas” pasadas que implicaron despilfarro de recursos. Es crucial dedicar más recursos a tecnología, investigación, centros tecnológicos...
- Los apoyos deben servir para desarrollar cierto tejido industrial propio, si no se iría hacia el modelo fotovoltaico. Hay que desarrollar capacidades propias y abandonar el modelo “que investiguen otros”. Con una electricidad renovable muy competitiva puede tener sentido una apuesta industrial en el hidrógeno. España puede estar en una buena posición.
- La neutralidad tecnológica debería ser un principio básico. Se deben explorar las distintas opciones: hidrógeno azul, turquesa, papel del sector refino con reutilización de CO₂ previamente capturado...
- El gobierno podría estar contribuyendo a sobreestimar expectativas sobre esta tecnología con la estrategia del hidrógeno presentada.

3. INTERVENCION DE CIERRE

- El desarrollo del hidrógeno en España no debe tener como objetivo proteger una industria fósil.
- Habrá que evitar burbujas y gestionar eficientemente el dinero público.
- El precio del CO₂ va a ser siempre subóptimo porque existen cuestiones de economía política que dificultan llegar a un nivel de precio adecuado. Hay que explicitar el coste a los ciudadanos y adoptar una decisión política.

Las subastas de energías renovables en España

12 de febrero de 2021

1. INTERVENCIONES INICIALES

1.1. Perspectiva del organizador de la subasta

- La subasta es un elemento más del concepto de mercado incluido en la normativa europea (Reglamento de Mercado Interior de la electricidad).
- La celebración de subastas para las energías renovables no pone en cuestión el modelo europeo de mercado eléctrico de carácter marginalista.
- Las subastas suponen una nueva capa de mercado que tendrá que convivir con otros mercados, como los de flexibilidad o los locales.
- La subasta celebrada el 26 de enero de 2021 en España contó con las siguientes características (modelo *pay as bid*):
 - Producto subastado: energía.
 - Compromiso adquirido: entregar energía en un plazo máximo.
 - Variable de suministro: precio por unidad de electricidad (€/MWh) a entregar.
 - Retribución: pago de un precio, en función del resultado de la subasta, por la energía negociada.
 - Forma de entrega: mediante la venta de electricidad en el mercado diario, mercado intradiario y servicios de ajuste.
 - Tipo de subasta: oferta cerrada, pago según oferta, con precios de reserva (obligatorio) y precio mínimo (facultativo).

- Se produjo una elevada participación. Del proceso resultaron adjudicatarios 32 de los 84 participantes. La magnitud de las instalaciones adjudicatarias es muy diversa:
 - La cantidad adjudicada superó los 3.000 MW, de los cuales la fotovoltaica supuso alrededor de 2.000 MW y la eólica cerca de 1.000 MW. El precio medio ponderado se situó en 24,75 euros /MWh (24,47 €/MWh para la fotovoltaica y 25,31 €/MWh para la eólica terrestre).
- Los lotes eólicos están mucho más concentrados desde el punto de vista de número de empresas frente al dato fotovoltaico que tiene muchos más agentes.

1.2. Perspectiva del participante en la subasta

- La subasta es un producto más de los que hay en el mercado para dar cobertura a los riesgos de precio. No debería ser considerado como un sustituto del mercado.
- El mercado tiene una elevada volatilidad, que irá en aumento, y tener una cartera diversificada contribuirá a gestionar adecuadamente el riesgo de precio. Los instrumentos actuales (mercado de futuros, *PPAs –Power Purchase Agreement o acuerdo de compraventa de energía–...*) tienen ciertas limitaciones en este ámbito.
- Detrás de los precios está la elevada competitividad de las tecnologías fotovoltaica y eólica pero también influye el tamaño de la cartera de cada agente. A mayor tamaño, mayores posibilidades de hacer ofertas más competitivas.
- El mecanismo *pay as bid* permite introducir agentes muy heterogéneos (amplio abanico de precios). Sorprendió más el tema fotovoltaico que eólico.
- El precio de la subasta también incorpora de forma implícita las primas que el productor está dispuesto a pagar por las ventajas que ofrece dicho producto frente a otras alternativas (por ejemplo, *PPAs*). Entre esas ventajas se incluyen las siguientes:

- Flexibilidades permitidas en plazos, flexibilidades en potencia, flexibilidades en salida, *pay as produce* no permitidos en *PPAs* eólico...).
 - No hay cláusula de riesgo regulatorio que pueda afectar en el precio (en *PPAs* se corrige el precio, en esta subasta no).
 - El riesgo de contraparte es el sistema en el caso de las subastas.
- Disponer de una cartera grande de proyectos permite aprovechar mejor las ventajas de este tipo de subastas. Dentro de esa cartera, otros productos irán a mercado y también se desarrollarán otros servicios (por ejemplo, hibridación).
 - Se destaca que con un modelo *pay as bid* no se llega al mismo precio que con un modelo marginalista porque hay muchas características que no se cumplen para que se dé esa situación (por ejemplo, no hay información perfecta).
 - Habría que ver toda la cola de proyectos que se quedó fuera para entender más las dinámicas que forjaron los precios.
 - De cara al futuro, se podría plantear el establecimiento de cupos para las tecnologías que no han alcanzado todavía un importante grado de madurez.

2. DEBATE

2.1. Señales de precio: largo plazo vs. corto plazo, inversión vs. operación, optimización de la demanda...

En general se valora positivamente el resultado de la subasta en términos de precio. Sin embargo, surgen dudas sobre la visibilidad que ofrece el mercado a largo plazo y la capacidad de las señales de precio para incentivar las inversiones, la flexibilidad y la optimización de la demanda. En torno a esta idea surgen las siguientes intervenciones individuales, muchas de las cuales plantean dudas sobre la viabilidad del actual diseño de mercado en un horizonte en el que el modelo energético irá avanzando hacia la plena descarbonización de la mano de un fuerte incremento de las energías renovables:

- Los mercados de corto plazo van a seguir y cada vez será más importante la flexibilidad. No obstante, será relevante también crear productos de largo plazo.
- ¿Cuál es el papel de la demanda? Parece que es pasivo y que habrá que administrarlo. Este tema es preocupante.
- ¿Cómo se administran las unidades adjudicatarias en las subastas?
- ¿Cuál es la complementariedad entre *PPAs* y subastas?
- Preocupa la falta de visibilidad con respecto al cumplimiento de los objetivos a 2025 y 2030. Parte de esta falta de visibilidad viene de la propia naturaleza del diseño de la subasta; no se sabe cuanta potencia se va a poner en marcha a raíz de la subasta. Desde el punto de vista del planificador es difícil saber cuánta potencia va a entrar cada año. Tampoco está clara la señal que ofrece el precio que recibe cada tecnología porque incorpora muchos parámetros y muchas estrategias.
- A largo plazo, si se subastan grandes volúmenes, el precio de mercado se va a parecer cada vez más al precio de las subastas. Se producirá una creciente presión a la baja del precio y las instalaciones renovables que reciben retribución a la inversión/operación por esquemas de apoyo anteriores verán aumentados los incentivos adicionales por esos conceptos.
- Uno de los principales retos será adaptar el sistema eléctrico a un futuro en que el 75 % de la estructura de costes es fija. Se necesitarán señales para invertir en capacidad y señales de flexibilidad para la operación... También habrá que desarrollar mecanismos para ver como compatibilizar la señal de largo plazo con la necesidad de optimizar la demanda a corto plazo.
- No hay duda acerca de que el mercado marginalista permite una eficiencia en cada momento, siendo un esquema reconocido a nivel europeo. No obstante, existe el riesgo de una creciente tendencia a que los precios evolucionen a cero al tiempo que el mercado se convierte en un elemento marginal. No parece que vayan a ser permitidos por los políticos precios de pico de elevada magnitud en los mercados de flexibilidad por lo que un agente no podrá apostar su rentabilidad a ese escenario de precios.

- Los resultados y el factor de capacidad de algunos parques que han entrado en la subasta generan dudas.
- Los precios de las subastas no son accesibles para un gran consumidor. Un gran consumidor no tiene acceso a *PPAs* a esos precios (suelen ser muy superiores a los resultados de las subastas).
- Se debería plantear la posibilidad de hacer una subasta secundaria para consumidores electro intensivos y a otros consumidores, con el fin de aproximar a determinados colectivos la reducción de costes que implican las subastas.
- Las renovables se van a convertir en un sistema de abaratamiento de nuestra factura eléctrica.

2.2. Cuestiones pendientes para el futuro y dudas

Existe cierto consenso sobre los avances positivos en la última subasta con respecto a ocasiones anteriores. No obstante, se deberían mejorar algunos aspectos vinculados a la planificación a largo plazo, la participación de determinados colectivos que por su conocimiento o tipología ahora no son elegibles para participar, las reglas de formación de precios, etc. A continuación, se incluyen algunos comentarios individuales, muchos también en forma de duda:

- La hoja de ruta de descarbonización de la UE a 2050 es una realidad: ¿cómo se incorpora esta realidad a las subastas? ¿cómo el cambio del sistema puede impactar en las condiciones?
- Será necesario analizar por qué este tipo de instrumentos no incentivan las inversiones en almacenamiento.
- Se deberán habilitar mecanismos de adhesión a estas subastas de agentes con poca experiencia (por ejemplo, comunidades locales, ayuntamientos...). Muchos agentes no tienen posibilidad de participar en las subastas. Además, de cara a un correcto funcionamiento del mercado, se puede introducir cierta exposición de las instalaciones al mercado a través de la habilitación en el diseño

de las subastas elementos tales como el “precio de exención de cobro” o un “porcentaje de corrección de ajuste” sobre el precio del mercado.

- El número de participantes ha sido mucho mayor que en ocasiones anteriores, pero se queda totalmente fuera de juego la energía ciudadana. Además, tiene dudas sobre el efecto sobre el territorio por la gran cantidad de renovables que se instalarán. Hace falta planificación territorial. También hay que tener en cuenta el efecto de aceptación social.
- La transición energética debe beneficiar a los consumidores. Las subastas tienen un papel al principio de la transición (cuando las tecnologías necesitan apoyos). No obstante, a medida que las renovables se hacen competitivas y maduras, las subastas suponen un mecanismo de transmisión de riesgos a los consumidores del futuro. Por ejemplo, en Reino Unido el gobierno está preocupado porque el precio de mercado va a ser mucho más reducido que los precios de las subastas, habiéndose establecido sobre los consumidores una carga a largo plazo. Hacer subastas para todo es negar la posibilidad de repensar el diseño de mercado para crear incentivos de inversión y de participación de los consumidores en la toma de decisiones.
- Es necesario que se produzcan grandes cambios en las reglas del mercado y todos los agentes deberían tener esto claro (incluidos los gestores de fondos de inversión). Le gustaría saber si los bancos están financiando estos proyectos y qué niveles de apalancamiento están permitiendo.

3. INTERVENCIONES DE CIERRE

Respuestas desde la óptica del organizador de la subasta:

- La liquidación se hace para cada instalación horariamente de acuerdo con el precio de mercado. Hay una factura para cada instalación hora a hora.
- El consumidor asume un precio ponderado entre el precio marginalista y el precio derivado de las subastas.

- Las ofertas se tienen que lanzar por instalación. En esos términos se calcula el cumplimiento con el compromiso de entrega de energía.
- A veces se ha sugerido la posibilidad de organizar subastas específicas para grandes consumidores, pero es algo que tiene que adoptarse tras una decisión política.
- Sobre la bajada de precios del mercado eléctrico a futuro, sería necesario abordar seriamente la problemática de las interconexiones (hace unas semanas se anunciaba que la interconexión con Francia entrará en 2027 en lugar de 2025 y esto es un problema). Una de las grandes prioridades tendrá que ser la capacidad de interconexión.
- El modelo de liquidación actual es una fortaleza, no una debilidad. El consumidor siempre va a tener la referencia del precio por MWh.
- Sobre la posibilidad de crear mercados locales, se está trabajando en varios proyectos de innovación en consorcios europeos para desarrollar mercados locales y mercados de flexibilidad.

Respuestas desde la óptica del participante:

- Hay un compromiso de entrega de energía de cada instalación, que a su vez está definida como unidad retributiva.
- El “efecto cartera” está relacionado con como la gestiona cada productor, pero siempre cumpliendo con los requisitos de la subasta.
- Que los consumidores no tengan entrada en subastas no es un problema, tienen opciones más interesantes para convertirse en productores.
- En cuanto a los *PPAs*, no era fácil realizarlos en el pasado por las incertidumbres, costaba bastante cerrar los contratos... De hecho, muchos consumidores desarrollaban autoconsumo y se ahorraban los peajes.
- El mercado mayorista no deja de ser el subyacente, pero puede haber mucho más mercado por fuera. Da una señal muy buena del coste variable. El coste

medio es otra cosa, que es lo realmente relevante. En el futuro habrá que tomar ciertas decisiones sobre el mecanismo de formación del precio de mercado.

- La política energética muestra una determinación por avanzar en la transición energética a largo plazo.
- El tema medioambiental es muy relevante y se está abordando adecuadamente. Desde su posición, no lo ven un gran problema por los estudios que tienen en las localizaciones en las que están instalándose.
- Más allá de las subastas, hay también mucha entrada de proyectos a mercado y con *PPAs* por lo que no ve problema para contribuir con los objetivos establecidos en términos de energías renovables.

Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de España en el marco de los fondos europeos

16 de abril de 2021

1. INTRODUCCIÓN GENERAL

Al abordar la descripción de los fondos europeos es necesario diferenciar dos grandes paquetes:

- *Marco Financiero Plurianual.* Ciclo ordinario de fondos europeos que se fija a siete años. Aquí se circunscriben los fondos FEDER, horizonte Europa,....
- El bloque de recursos vinculados al Fondo Europeo de Recuperación. España recibirá 150.000 millones de euros por este concepto.

Dentro de los fondos de recuperación, el principal instrumento es el *Mecanismo de Recuperación y Resiliencia* (90 % del importe total). Es un instrumento de nueva creación. Para recibir los 135.000 millones que corresponden a España se debe elaborar un plan de recuperación (el Plan *España Puede*).

El contenido del Plan nacional incluye básicamente reformas de política pública e inversiones, poniéndose el foco en proyectos de inversión en torno a tres niveles:

1. Los treinta grandes ámbitos que el gobierno definió en octubre de 2020 (áreas en torno a las que se concentra la ejecución de fondos): movilidad sostenible, transición justa...
2. Diferentes líneas de inversión que despliegan el primer nivel. Ciento dos líneas de inversión. Ejes de inversión que llevan aparejados ejecución de fondos. Por ejemplo, líneas para promover el emprendimiento, la economía circular, la

descarbonización... Este ámbito contiene hitos cuantitativos y cualitativos que marcarán la ejecución de los pagos por parte de la UE.

3. Proyectos que suponen la ejecución real de los fondos.

El plan nacional únicamente incluye el nivel uno y dos.

El plan se enviará formalmente a Bruselas entre el 20-27 de abril. No se prevé mucha discusión en cuanto a las inversiones. El debate girará en torno a las reformas (pensiones, fiscal y laboral).

El sector público nacional será la piedra angular de la gestión de las ayudas y Bruselas tendrá solo papel evaluador. Así, la forma de distribución de los fondos será, fundamentalmente, a través de concurrencia competitiva. Por ejemplo, a través de convocatorias de subvenciones para proyectos de inversión bajo un criterio de cofinanciación.

Se están definiendo algunos elementos de colaboración público-privada (consorcio público privado, convenio, PERTE –*Proyectos estratégicos para la recuperación y transformación económica*– ...). Aunque se percibe una pérdida de importancia del PERTE.

Es importante identificar adecuadamente las ventanillas que van a utilizarse para tramitar las peticiones de fondos. Aquellas materias que son competencias del Estado (puertos, energía...), tendrán una gestión de carácter estatal y en cambio aquellas que tienen que ver con medioambiente, vivienda, corresponderán a las comunidades autónomas. Habrá también espacio para marcos de competencias compartidas y para las entidades locales en determinados temas de ese ámbito (por ejemplo, residuos).

Las convocatorias se lanzarán previsiblemente a finales de mayo / principios de junio.

En este contexto, las empresas deberían estar preparando la cartera de proyectos de inversión que se guiará por los siguientes principios:

- Deben ser proyectos maduros y ejecutables en el corto plazo.
- Deben encajar muy bien con el Plan nacional. El proyecto debe estar vinculado con las prioridades temáticas y con la parte procedural.

2. REFLEXIONES DE LOS ASISTENTES

Las intervenciones de los asistentes muestran, en general, dudas sobre la capacidad del plan de recuperación español para transformar la economía con carácter estructural y promover la creación de valor interna en sectores de futuro. A continuación, se resumen las principales intervenciones individuales:

- Los planes de recuperación cuentan con la visión estratégica que otorga el Pacto Verde Europeo (transición ecológica y digital), verdadera hoja de ruta de la Comisión Europea, aprobada en diciembre de 2019.
- El programa político diseñado por la UE está diseñado por y para las potencias industriales europeas (por ejemplo, Alemania). No está orientado a las economías del sur, como la española o la italiana.
- Se manifiestan especiales dudas sobre la gestión de los fondos vinculados a los programas de mejora de la eficiencia energética (competencia autonómica) y sobre la conexión de los planes de financiación vigentes en Europa con los planes de recuperación.
- Se alerta sobre la baja ejecución de fondos europeos que ha venido realizando España en los últimos años. Por otro lado, antes de la concepción de los planes habría que tener en cuenta las recomendaciones estructurales que hace la Comisión Europea a España cada año.
- La rapidez con la que se ha diseñado el plan implica el riesgo de inundar de fondos la economía sin llevar a cabo una transformación real del modelo productivo, que debería estar basada en la mejora de la productividad total de los factores. Es necesario analizar el impacto sobre el conjunto de las cadenas de valor (para no centrar apoyos en tecnologías producidas fuera de España) y desarrollar tanto políticas transversales (fiscalidad, I+D,...) como sectoriales.

- Se debería realizar un ejercicio previo de política industrial y desarrollar mecanismos de control muy robustos.
- No se ha realizado un ejercicio riguroso de análisis sobre los sectores que crean más valor y empleo. Hay algunos ámbitos donde los intereses de largo plazo y los fondos se alinean, por ejemplo, todas las cuestiones vinculadas al vehículo eléctrico y la rehabilitación energética.
- Los Estados miembros deberían presentar detallados análisis de impacto que muestren una verdadera transformación de la economía.
- Faltan elementos operativos para implementar efectivamente un plan de recuperación con impacto estructural. Hay riesgo de que cuando acaben las subvenciones algunos sectores no sean sostenibles.
- Es cierto que se están produciendo algunas carencias institucionales que condicionan el proceso de elaboración de estos planes, y que provienen de la falta de estructura, de hábito de planificación y de análisis de impacto de la administración española. No obstante, hay que reconocer un ejercicio de transparencia y de promoción de la participación ciudadana más intenso que nunca.

3. PREGUNTAS

Parte importante de las intervenciones se centran en plantear dudas al ponente en torno a las siguientes cuestiones:

- Papel del Parlamento en la definición de las líneas estratégicas del plan.
- Consideración de aspectos como la contratación verde.
- Evolución de la implementación del fondo de recuperación tras el dictamen del tribunal constitucional alemán, que alegaba que el plan de recuperación podría suponer un mecanismo para sindicar la deuda de otros países.
- Implicaciones de los PERTE para los mecanismos actuales de contratación pública y concurrencia competitiva.

- Papel de la banca en la implementación de los fondos de recuperación a través de los parcos de cofinanciación.

4. RESPUESTAS Y CIERRE

- La función del Parlamento en España será meramente de carácter supervisor.
- El Gobierno está tramitando un Real Decreto-ley para detallar y agilizar procedimientos.
- La decisión del Tribunal Constitucional alemán tendrá un impacto limitado ya que es difícil que prospere. Además, este tema no afecta a la activación de las convocatorias por parte de España.
- Se ha vaciado de contenido la figura de los PERTE y su implementación va a ser muy restrictiva (un máximo de ocho o nueve PERTE en total). La idea de partida era que la aprobación de un PERTE en Consejo de Ministros agilizara la canalización de fondos en materia de ayudas de Estado a lo largo de los distintos escalones de la cadena de valor. La tendencia principal será el modelo de convocatorias y subvenciones, aunque se pueden esperar PERTE para temas estratégicos tales como la promoción del hidrógeno verde.
- En general, las líneas de actuación planeadas en el plan de recuperación de España están muy vinculadas a las cuestiones estructurales que se han planteado a lo largo de las intervenciones de los asistentes.

Territorio y renovables

11 de junio de 2021

1. INTRODUCCIONES GENERALES

1.1. Primera presentación introductoria

- El Plan Integrado de Energía y Clima a 2030 (PNIEC) prevé una disponer de una potencia instalada para ese año de: 50.333 MW de eólica, 39.181 MW de solar fotovoltaica, 14.609 MW de hidráulica, 7.303 MW de solar termoeléctrica. Además, es destacable que actualmente existe una potencia de acceso solicitada de 96.000 MW en fotovoltaica.
- Cumplir con el objetivo de solar fotovoltaica implicaría ocupar un 0,15 % de la superficie total de España. Esto muestra que más que un problema a nivel de territorio español es de carácter local.
 - En Murcia, por ejemplo, con la potencia fotovoltaica instalada y la prevista, se ocuparía un 4 % de la superficie agraria útil. Ya hay más superficie ocupada por plantas fotovoltaicas que por invernaderos dedicados a la producción agrícola.
- Entre las cuestiones pendientes y a analizar, se destacan:
 - No existe una legislación específica para la ordenación del proceso de despliegue de las energías renovables en el territorio.
 - Se va a producir un cambio radical en la ordenación del suelo debido a los ambiciosos objetivos de despliegue de renovable en el marco de la necesaria transición energética.
 - Los temas de ordenación del territorio tienen un papel reducido en las convocatorias que lanza el Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico.

- Algunas propuestas (por ejemplo, la proposición No de Ley presentada por “Teruel existe”) piden un canon por uso de la tierra e instan al Gobierno a la aprobación de un instrumento de planificación (una hoja de ruta) para ordenar la expansión de las energías renovables basado en varias directrices: impulso de la generación distribuida, fortalecimiento de las comunidades energéticas, fomento de proyectos industriales, exclusión de la aplicación de la expropiación forzosa...
- Las principales conclusiones de la intervención:
 - Las principales limitaciones al despliegue masivo de renovables se encuentran en la capacidad de evacuación a la red.
 - No hay zonificación socioeconómica en la tramitación de los proyectos.
 - No hay limitación de instalación en superficie agraria útil. Los incentivos a utilizar superficie agraria para instalar renovables son elevados teniendo en cuenta que los ingresos suelen ser entre seis y diez veces superiores a la renta agraria.
 - Los procedimientos de impacto ambiental son muy poco participativos a nivel local.
 - No se hace una consideración global de la zona. Solamente se analizan proyecto a proyecto.
 - La diversificación de agentes energéticos tampoco se aborda adecuadamente.
 - Los objetivos sectorizados por autoconsumo no están explícitos en los planes.
 - La apuesta por el autoconsumo debe ser un elemento clave para la optimización de la capacidad de nudos.
 - Es necesario reforzar las campañas de información y sensibilización orientadas al conjunto de la sociedad.

1.2. Segunda presentación introductoria

- La problemática asociada al impacto sobre el territorio del despliegue renovable está adquiriendo una notable importancia, siendo necesario profundizar en los criterios para un desarrollo renovable respetuoso con la biodiversidad.
- La crisis climática y la diversidad son dos caras de una misma moneda. Hace falta compatibilizar el despliegue masivo de renovables y la protección de biodiversidad. Esto es una oportunidad para la sociedad. Hay que incluir a la población en la redistribución de los beneficios.
- Entre las principales demandas y propuestas se incluyen las siguientes:
 - A nivel estatal y autonómico: coordinar planificación energética nacional y autonómica para determinar, definiendo espacios permitidos y no permitidos por criterios ambientales; garantizar la creación de espacios de diálogo; transponer directivas que fomenten una participación real de la ciudadanía en el proceso, establecer objetivos vinculantes y estrategias para energía distribuida...
 - En el ámbito local, las administraciones locales deberían avanzar en la zonificación energética, se debería reinvertir la recaudación fiscal derivada de los proyectos en beneficio de las comunidades locales y se debería promover la concienciación ciudadana.
 - En el ámbito empresarial se debe promover el diálogo y la corresponsabilidad entre todas las partes implicadas y garantizar el mayor impacto positivo posible en territorio en términos de empleo y desarrollo local.
 - La ciudadanía en general debe tener una participación proactiva y responsable en la transición energética.

2. DEBATE

2.1. Situación actual

En términos generales se comparte por todos los integrantes del grupo la visión sobre la necesidad de introducir mejoras en la ordenación geográfica del despliegue renovable ante la ambiciosa hoja de ruta establecida para los próximos años en el marco del PNIEC. Se comparte también la noción de complejidad de un contexto caracterizado por una intensa tramitación de proyectos, distintos niveles competenciales y amplia variedad de temas a considerar (biodiversidad, fiscalidad, paisaje...):

A continuación, se resumen las principales intervenciones individuales:

- El objetivo de un desarrollo ordenado de renovables es en general compartido por todos. No obstante, hay diversidad de formas de abordar este complejo proceso (diálogo local, gestión fiscal, zonificación...).
- Existe mucho margen para la mejora en este ámbito. La ley de cambio climático y transición energética no ha introducido suficientes elementos para abordar este tema. Se debería dinamizar y fortalecer la participación pública.
- La incertidumbre afecta negativamente a muchos desarrollos concretos. Adicionalmente hay que acompañar el desarrollo renovable con medidas de eficiencia energética y gestión de la demanda.
- Hay una cuestión de “sobretramitación” de proyectos en distintas fases. Esto genera una impresión de impacto sobre el territorio que genera mucha más alarma que las cifras reales que habrá de implantación finalmente. Para un país de 50 millones de hectáreas, implantar 100.000 hectáreas de superficie ocupada para el desarrollo fotovoltaico no debería ser una cuestión muy preocupante (menos hectáreas que las plantadas de maíz).

- Hay un problema de desorden y la pregunta clave es cómo se consigue ordenar el proceso sin frenar el ritmo de desarrollo. La carrera de la tramitación está generando distorsiones.
- Sobre el papel del autoconsumo en este debate, es necesario destacar que ya hay una serie de activos (ej. redes, mallados...) que se deben aprovechar antes de proponer un despliegue masivo de autoconsumo.
- Este tema es muy complejo desde el punto de vista competencial. El Ministerio ha desarrollado una zonificación, pero no tiene competencias para hacerlo.
- Llegamos tarde. Los promotores han lanzado proyectos muy rápido en estos tres años pagando sus avales. Decisiones restrictivas podrían generar problemas de retroactividad.
- Los promotores perciben un creciente rechazo social al desarrollo de renovables y va a ir a más. Hay diversas temáticas a abordar: biodiversidad, fiscalidad, ideológicos, paisajísticos...
- Hay muchos mitos, pero también hay realidades. Se van a tener que hacer las cosas mucho mejor. Se van a mejorar las prácticas en general para reducir el riesgo reputacional. Se va a adoptar una filosofía de licencia social (mucho más diálogo con los agentes, mayores contribuciones al empleo, planteamientos mucho más proactivos para proteger la biodiversidad...).
- En la planificación confluyen muchos intereses legítimos (propietario, promotor, gobierno autonómico, local...). La salida de la licencia social es la única que hay.
- No va a ser fácil encontrar una fórmula única que garantice el éxito (mayor implicación social, soluciones vinculadas a precios...).

2.2. El equilibrio entre planificación y mercado

Tanto los modelos con mayores elementos de planificación como los modelos reduccionistas con componentes básicamente económicos tienen ventajas e

inconvenientes para abordar un desarrollo renovable sostenible y ordenado. La mayor participación ciudadana en los procesos de decisión puede ser positiva, pero habrá que abordar retos vinculados a la creciente polarización. A continuación, se resumen algunas de las principales opiniones de los participantes sobre estas y otras cuestiones:

- Hay que abordar adecuadamente la dicotomía planificación y señales de mercado. Sería conveniente dar las señales adecuadas (ubicaciones donde hay limitaciones a desarrollos, condiciones...) y que sea el mercado el que asigne. El autoconsumo no tiene economías de escala por lo que los resultados en términos de coste y generación de empleo serán distintos a enfoques centralizados.
- Las cuestiones relativas al impacto del desarrollo renovable sobre la ordenación del territorio en sentido amplio (biodiversidad, paisaje...) se tienen que incorporar a la elaboración de los planes nacionales.
- Hace falta una planificación energética en sentido amplio (temas fiscales, ...). También habrá que analizar el impacto de estos procesos en el precio del suelo rústico.
- Hay que ver si se hace un marco reduccionista meramente económico o se incluyen otros criterios. Cuando se decide un marco u otro se están tomando decisiones implícitas.
 - El problema de hacer un marco con más criterios es que es difícil cuantificar determinados impactos económicos (ej. beneficios de la ordenación del territorio, distribución de los beneficios entre la ciudadanía...).
 - El tema de precios nodales puede ser útil pero actualmente los criterios de tarifa hacen que los consumidores no pueden tener precios diferentes. Habría que buscar modelos que permitan compatibilizar estas cosas.
- Es necesario ordenar dos recursos: el territorio y la red (puntos de conexión). Aunque los objetivos están bien establecidos, se necesita un poco más de foco en los medios con acciones a corto plazo.

- La transición vinculada a un fuerte desarrollo de la solar fotovoltaica y la eólica no es un tema nuevo. En 2005 se iniciaron procesos de fuertes desarrollos de estas tecnologías.
- Es necesario realizar un análisis de la situación actual y desarrollar una hoja de ruta de los procesos que hay que reordenar. El tema de la ordenación del territorio está muy descentralizado. Hará falta una ley nacional que ofrezca unas directrices más claras.
- La complejidad de los procesos sociales es creciente, lo que exige una generalización de debates rigurosos.
- Respecto al dilema de planificación vs. mercado, este último supone un mecanismo más adecuado para revelar precios. No obstante, las externalidades ambientales y sociales no siempre se incorporan adecuadamente en los precios por lo que deberían establecerse elementos complementarios a través de la planificación.
- La participación pública puede ocasionar problemas por la fuerte polarización existente en la sociedad.
- Las medidas tienen que ser coherentes. Si queremos reducir emisiones no habría que cerrar nucleares.
- Hay que tener claro cómo se canaliza la participación ciudadana. Puede ser problemática si no hay instrumentos adecuados de canalización.
- El ingente volumen de inversiones renovables necesario para cumplir objetivos climáticos no se puede llevar a cabo con una planificación central. Hay que ofrecer beneficios económicos para el sistema en su conjunto. Para ello hay que rediseñar el mercado mayorista. Habrá que desarrollar modelos de mercado donde el consumidor sea más activo en la gestión de la demanda y se ajuste al concepto de “neutralidad de participantes”.

- Dentro de los objetivos PNIEC, la ocupación del territorio es muy asumible.
- La zonificación energética del territorio es preocupante (habrá que tener cuidado con el *dumping* y zonificación territorial). El precio nodal traslada eficiencias económicas, pero no va a haber cambios de gran magnitud para promover el autoconsumo. Habrá que desarrollar ciertas intervenciones políticas si se quieren alcanzar los objetivos.

3. RESPUESTAS DE PONENTES

- Todos los comentarios van en la línea de los temores a desacelerar las renovables.
- La ley de cambio climático y transición energética carece de alcance y de propuestas legislativas a la altura del reto planteado.
- La integración se está haciendo bajo un enfoque “arriba hacia abajo”. Habrá que abordar en detalle cuestiones sociales y de acceso.
- El autoconsumo está también sujeto a problemas de la capacidad de la línea.
- El sector renovable pide la eliminación de barreras y que su proceso de integración en el sistema no se produzca exclusivamente bajo un enfoque “arriba hacia abajo”.
- Los proyectos que se han desarrollado hasta ahora no suelen incorporar criterios de ordenación del territorio.
- En el debate planificación vs. mercado, hay que adoptar también un planteamiento “de abajo arriba”. Lo más difícil de la ordenación territorial ya lo ha abordado el trabajo del Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico sobre zonificación. Se podría aprobar una norma general de ámbito estatal que luego fuera ajustada por las CC. AA.

- Hay un problema de aceptación social no de espacio.
- El papel de la nuclear no tiene cabida en el futuro.
- No solo existe la huella directa sino también la huella ecológica. Y el sistema energético actual en España tiene una huella ecológica del doble de nuestro territorio (ej. combustibles fósiles).
- Es bueno estar conectado a otros sistemas, pero no plantear el transporte masivo de energía como solución.
- El dilema de autoconsumo vs. centralizado es falso. La parte de autoconsumo está totalmente descuidada en el marco actual. No hay instrumentos legales habilitados para su desarrollo a pesar de que fomentar el autoconsumo promovería la aceptación social.

Información Publicaciones / Publications Information:

Funcas
Caballero de Gracia, 28
28013 Madrid
España / Spain
Tfno. / Phone: +34 91 596 54 81
Fax: +34 91 596 57 96
publica@funcas.es

P.V.P.: Suscripción anual papel, 25 € (IVA incluido)
Edición digital, gratuita



ISSN: 2445-2726
Depósito Legal: M-7537-2016