

**TRANSICIÓN Y
CRISIS ENERGÉTICA**
LA REFORMA
DEL MERCADO
ELÉCTRICO

Noviembre 2023



El contenido de esta publicación ha sido elaborado por los expertos Pedro Mielgo y Nemesio Fernández-Cuesta.

El Círculo de Empresarios desea expresar su reconocimiento y agradecimiento a los autores por este amplio documento informativo de alta calidad técnica.

El mismo ha sido la base sobre la cual el Grupo de Trabajo de Energía y Medio Ambiente de socios del Círculo de Empresarios, presidido por Teresa Rasero, ha formulado una Toma de Posición disponible en su página web (www.circulodeempresarios.org).



TABLA DE CONTENIDOS

Introducción	08
---------------------	-----------

1. La política energética y la transición	12
--	-----------

2. La crisis actual y sus impactos	18
---	-----------

- 2.1. La crisis del gas
 - 2.2. La crisis de la electricidad
 - 2.3. Los impactos en la economía
 - 2.4. Los impactos en el proceso inversor
-

3. El mercado eléctrico y la respuesta a la crisis	34
---	-----------

- 3.1. Los mercados marginalistas
 - 3.2. El mercado eléctrico. Una reforma completa
 - 3.3. Los precios y la política tarifaria
-



4. La transición energética: algunos puntos críticos

60

- 4.1. La cuota creciente de generación eléctrica renovable
- 4.2. La energía nuclear
- 4.3. El hidrógeno y la electricidad
- 4.4. Los riesgos y las oportunidades de las transiciones
- 4.5. Las redes

5. Diseñar el futuro: prospectiva energética, regulación y gobernanza

88

- 5.1. Prospectiva energética
 - 5.2. La regulación
 - 5.3. La fiscalidad energética, cargos y tarifas
 - 5.4. Sobre la gobernanza de la transición
 - 5.5. La aceptación social
-

INTRODUCCIÓN



El perceptible cambio climático es un problema de primera magnitud, por la amplitud de su ámbito de afección, la complejidad de la materia energética y las profundas implicaciones de orden económico, tecnológico, jurídico y estratégico.



Es un problema que requiere nuestra atención, que puede ser resuelto. Como en otras ocasiones a lo largo de la historia humana, recursos financieros, nuevas tecnologías e innovación permitirán solventar el problema y, en lo que hoy nos afecta, transitar desde una economía basada en la emisión de CO₂ a una economía sin emisiones. Merece la pena insistir en el concepto de transición, que requiere tiempo y adaptación progresiva, en contraposición a la idea de un cambio brusco e inmediato, imposible por la propia magnitud del problema.

La transición energética hacia unas emisiones netas cero de gases de efecto invernadero (GEI) debe contar con objetivos concretos, clara y escuetamente enunciados, que han de ser alcanzados en un plazo suficiente de tiempo. Tiene que respetar el mercado como asignador eficiente de recursos y ser tecnológicamente neutral. Por último, debe concebirse como un esfuerzo colectivo en el que

nadie se quede atrás. Consumidores vulnerables y empresas deben ser acompañados por la Administración en un esfuerzo que pudiera ir más allá de sus posibilidades. En el plano regulatorio, requiere una atención continua, ágil, exigente y eficaz.

La transición es un inmenso y colectivo esfuerzo de inversión, que requiere señales e incentivos adecuados para que las inversiones tengan sentido y se materialicen. Las industrias, en sus sistemas productivos, los ciudadanos de a pie en sus automóviles y en los sistemas de climatización de sus viviendas, el sector inmobiliario en el aislamiento térmico y en la climatización de sus edificios. Las empresas de transporte deberán renovar sus flotas de vehículos, y la generación eléctrica acelerar su proceso de cambio hacia una generación sin emisiones. El refino de petróleo y la industria química tendrán que adaptarse a materias primas radicalmente distintas. La industria agroalimentaria deberá integrar el tratamiento de residuos como un eslabón más de sus procesos productivos.

Todos estos procesos necesitan financiación y -merece la pena reiterarlo- señales e incentivos adecuados para hacer viable la inversión. El mundo financiero tiene la capacidad de allegar los recursos necesarios para cometer esta transformación, pero requiere la estabilidad regulatoria y la seguridad jurídica necesarias para garantizar la rentabilidad de sus inversiones. De nuevo hay que insistir en el papel del mercado como asignador de recursos y en la imprescindible neutralidad tecnológica.

Es necesario tener presente que en el caso de la transición energética debemos sustituir tecnologías maduras, eficientes y gestionables, por otras nuevas, cuyo coste, al menos en sus fases iniciales, es superior al de las tecnologías que se pretende sustituir. La aproximación europea al problema ha sido la introducción de derechos de CO₂, cuyo coste internaliza en el proceso económico la externalidad negativa generada por las emisiones contaminantes.

En este marco, la crisis energética agravada por la guerra de Ucrania ha generado un shock de oferta y desencadenado un proceso inflacionista con dos dimensiones principales:

LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA DEBE CONTAR CON OBJETIVOS CONCRETOS, CLARA Y ESCUETAMENTE ENUNCIADOS, QUE HAN DE SER ALCANZADOS EN UN PLAZO SUFICIENTE DE TIEMPO. TIENE QUE RESPETAR EL MERCADO COMO ASIGNADOR EFICIENTE DE RECURSOS Y SER TECNOLÓGICAMENTE NEUTRAL.



- La crisis del gas natural que se inició a mediados de 2021 con el progresivo incremento de los precios, y que se ha agravado y consolidado con la guerra de Ucrania. Al incremento de precios originado por la tensión en el mercado europeo, se añade la percepción de posible escasez real en invierno, como consecuencia de las restricciones a los flujos de gas ruso hacia Europa central y occidental, lo que aumenta la tensión sobre los suministros. Los precios, que se han disparado, suponen una carga adicional al déficit histórico de la balanza energética y una amenaza para los consumidores, en particular para las industrias intensivas en gas. Ya se están produciendo paradas en la producción y cierres, totales o temporales, de industrias a lo largo de Europa, y es de prever que el proceso continúe, incluso aunque disfrutemos de episodios de bonanza que propicien la disponibilidad de precios más asequibles.

- La crisis eléctrica. Al ser el gas el combustible que fija el precio marginal buena parte del tiempo -junto con la hidráulica-, su precio ha elevado el mayorista de la energía eléctrica, tanto en España como en la mayor parte de Europa. Los impactos han afectado más severamente a las industrias electrointensivas y a las familias, sobre todo a las que no tenían contratos de suministro a precio fijo, como son las que se acogieron al PVPC (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor), o los considerados consumidores vulnerables, forzados regulatoriamente a mantenerse vinculados al PVPC.

En este escenario, se ha generado un debate acerca de las posibles reformas de los mercados y sobre las medidas de intervención adoptadas por los gobiernos para paliar los impactos de la crisis en las empresas y en las economías familiares que no tenían suministro a precio fijo. Todas las medidas adoptadas y por adoptar, nacionales o europeas, tienen necesariamente que enmarcarse en las políticas de la Unión Europea, en particular las relativas al clima y a la transición energética, y deben contribuir a dotar a los sistemas energéticos de los diferentes países miembros de una mayor solidez y resistencia.

El análisis de los temas que esta crisis ha abierto sería necesariamente largo y complejo, alejado del objetivo de un documento más bien conciso y concreto. En las páginas que siguen se tratará de presentar los fundamentos de los principales problemas que aquejan al sector eléctrico y las posibles soluciones a los mismos. No sólo los directamente relacionados con la crisis, sino otros que llevan tiempo sin resolverse definitivamente, y que, en mayor o menor medida, formarán parte de la respuesta a la crisis.

A photograph of industrial gas infrastructure, featuring several large black pipes with prominent red handwheels for manual valve operation. The background is a clear, bright sky.

**CON ESE OBJETIVO,
EL DOCUMENTO
NO ABORDARÁ UN
ANÁLISIS A FONDO
DE LA POLÍTICA
ENERGÉTICA MÁS QUE
EN LO NECESARIO
PARA ENMARCAR LAS
MEDIDAS RELATIVAS A
LAS CRISIS EN CURSO.**

Tampoco entrará en los fundamentos científicos de la política climática. Sólo hará un análisis del sector eléctrico y de las reformas o medidas que necesita para diseñar la respuesta a las necesidades de España, aunque será necesario hacer alguna referencia al sector del gas por su importancia y por la estrecha relación entre uno y otro.



1



LA POLÍTICA ENERGÉTICA Y LA TRANSICIÓN

La política energética española se enmarca en la política europea de clima y energía y queda expresada en la Ley de Transición Energética y en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)¹, que establece los objetivos de reducción de emisiones de GEI y los de estructura de energía primaria y final, así como del parque generador de energía eléctrica. Más allá de 2023, España comparte el objetivo europeo de alcanzar emisiones netas cero en 2050.

Reducir la intensidad energética de nuestra economía sin renunciar al crecimiento económico y bajar la intensidad de carbono en nuestro consumo son los objetivos básicos de la transición energética, cuyos ejes básicos son los siguientes.

¹ Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, aprobado por resolución de 25 de marzo de 2021, de la Dirección de Política Energética y Minas y de la Oficina Española de Cambio Climático. El borrador de la nueva versión del PNIEC se publicó para consulta el 26 de junio de 2023.

LOS EJES DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

- A** **Incremento de la participación de la electricidad en el consumo final de energía**, que debería pasar del 23% actual a ubicarse alrededor del 30% según el escenario objetivo del PNIEC² y situarse por encima del 50% en 2050. **La mayor parte de esta electricidad deberá ser de origen renovable.**
- B** **Incremento de la generación eléctrica a partir de fuentes renovables.** Los objetivos de nueva generación renovable son muy ambiciosos, y pondrán a prueba no sólo la capacidad de la industria para construir y poner en operación la nueva potencia, sino la capacidad de las Administraciones para **tramitar los proyectos y evitar cuellos de botella administrativos** que pongan en peligro el cumplimiento de aquellos objetivos. Será imprescindible aumentar la capacidad física del sistema eléctrico para acomodar la nueva potencia sin efectos indeseados, tanto en el sistema eléctrico (inestabilidad de las redes, riesgos de operación, vertidos, entre otros) como en la sociedad (impactos medioambientales, costes inasumibles y posibles impactos negativos de las nuevas tecnologías).
- C** El punto crítico de la puesta en servicio de la generación renovable es el **acceso y conexión a las redes de transporte y distribución**. Esto requiere, por una parte, facilitar el acceso a la red, preferiblemente mediante procedimientos competitivos, para incentivar la eficiencia del sistema en su conjunto. Y, por otra parte, es necesario **invertir en las redes de transporte y distribución para conectar la nueva generación sin restricciones**. El Plan de desarrollo de la red de transporte de Red Eléctrica de España es clave en este sentido, como lo serán las siguientes actualizaciones de éste. La retribución regulada de las redes debería primar los incrementos sucesivos de inversión sobre los ejercicios precedentes. La necesidad de mantener un fuerte ritmo de inversión exige agilizar y simplificar los procedimientos de aprobación de inversiones en redes y de tramitación de los proyectos individuales de inversión.



² Datos del PNIEC, BOE de 31.3.2021, p. 36853.



D

Disponibilidad de tecnologías complementarias de las de generación eléctrica. La transformación del mix eléctrico que traerá el incremento de generación renovable hace imprescindible invertir en **almacenamiento de electricidad**. A este respecto, la infraestructura de generación hidroeléctrica existente puede ofrecer una oportunidad notable de afianzar una generación eléctrica basada en fuentes renovables. Conviene recordar que el almacenamiento de electricidad debe dar respuesta al necesario equilibrio entre producción y demanda de electricidad en muy diferentes dimensiones temporales: minutos, horas, días e incluso meses. Todas las tecnologías tendrán cabida en este esfuerzo, pero es una de las áreas en las que el análisis coste-beneficio será más relevante. El bombeo contribuye con energía de calidad a la cobertura de la demanda en períodos cortos de punta, aunque supone un consumo neto de energía para el sistema, que se justifica por el mayor valor de la energía que aporta. Otros tipos de almacenamiento, como las baterías, también suponen un consumo neto de energía, y deberán desarrollarse de forma notable. La inversión en almacenamiento eléctrico no evitará que la configuración final del sistema eléctrico futuro requiera aportaciones de energía eléctrica firme y flexible, producida inicialmente a partir de gas natural o de gases renovables, con o sin captura de carbono.

E

Papel de los gases renovables y del hidrógeno a medio y largo plazo en consumos no electrificables. La propia Agencia Internacional de la Energía (AIE) reconoce que, aun siendo la electrificación una pieza esencial de la transición, no será posible electrificar totalmente la economía³. En el escenario de emisiones netas cero (NZE) la cuota de electricidad en el consumo final de energía en 2050 será del 50%. Por lo tanto, es necesario contar con gases de una u otra naturaleza. El futuro sin gases sencillamente no es posible. El consumo final de energía se completará - además de con el recurso al hidrógeno - con **otros gases renovables** (biogás y biometano), **biomasa**, y el **consumo decreciente o residual de los combustibles fósiles** tradicionales.

³ AIE, World Energy Outlook 2022, p. 130.

En el ya citado escenario de emisiones netas cero en 2050 de la AIE, este consumo residual se sitúa en el entorno del 20%. La necesidad del gas natural durante la transición energética y más allá es algo ya aceptado y bastante evidente. No pocos procesos industriales necesitan el gas como vector energético donde se necesitan altas temperaturas. Las alternativas más limpias serán el hidrógeno o los gases renovables. Aunque las sucesivas versiones del PNIEC no han desarrollado en detalle lo relativo al hidrógeno, parece que las tecnologías de producción de hidrógeno, sobre todo el llamado hidrógeno verde, están progresando a un ritmo que permite pensar en que este gas pueda jugar un papel más importante de lo que pudo creerse en un primer momento.

El abaratamiento del hidrógeno es clave para un futuro de combustibles descarbonizados. En la medida en que España dispone de un recurso solar muy favorable, en comparación con el resto de Europa, se abre una oportunidad industrial que debería examinarse con atención, aunque sin caer en fantasías poco realistas. Tanto en algunos procesos industriales, como en la movilidad (vehículos de hidrógeno) y probablemente en el consumo residencial, el hidrógeno es una opción a tener en cuenta. En algunos casos puede ser viable hoy y en otros podría serlo a medio plazo. En su escenario de emisiones netas cero en 2050, la AIE considera que supondrá un 6% del consumo final de energía, con una producción total de 452 millones de toneladas, de las cuales 329 millones serán de hidrógeno verde⁴. A este consumo habría que añadir el hidrógeno consumido en la fabricación de combustibles (amoníaco y combustibles sintéticos) y el destinado a la generación de electricidad, además de sus usos tradicionales en la industria. El hidrógeno verde, producido a partir de la electrolisis con electricidad de origen renovable, se perfila como el protagonista del proceso de sustitución del gas natural. Sin embargo, no se pueden desechar por principio otras alternativas disponibles para la producción de hidrógeno, como la tecnología tradicional de producción con incorporación de captura de CO₂, o procesos aún necesitados de desarrollo tecnológico, como la pirólisis de gas natural, en la que el CO₂ resultante se transforma en un residuo sólido. El apoyo a la I+D, la neutralidad tecnológica y el correspondiente análisis coste-beneficio son los que deben determinar el papel preponderante de uno u otro proceso.



⁴ AIE, World Energy Outlook 2022, p. 240.

- F** **Captura de CO₂.** El consumo residual de combustibles fósiles y el uso de gases renovables hace necesario insistir en el desarrollo de tecnologías de captura y secuestro o reutilización del CO₂. En ausencia de un número relevante de antiguos yacimientos productores de petróleo o gas, como ocurre en el Mar del Norte o en otras partes del mundo, en España deberíamos centrarnos en la reutilización del CO₂, obviamente más compleja y previsiblemente más cara. No se puede olvidar que la combustión de gases renovables -salvo el hidrógeno verde- o biomasa genera emisiones de CO₂, que, aunque en algunos casos puedan computar como neutras o incluso positivas -sustitución de emisiones de metano por emisiones de CO₂-, no dejan de ser emisiones que podrían evitarse o reducirse. En esta línea, la reforestación y el cuidado y limpieza de los bosques -reducen el riesgo de incendios y suministran biomasa- son actividades que deben ser incentivadas: contribuirán sin duda a reducir el saldo neto de nuestras emisiones.
- G** **Criterios técnicos y económicos.** En resumen, si el objetivo principal de la transición es la reducción de emisiones, es necesario seguir criterios que aseguren resultados óptimos tanto en el coste de la transición como en los resultados del desarrollo tecnológico: **la neutralidad tecnológica**, el **análisis coste-beneficio**, considerando todos los costes e impactos no estrictamente económicos de la transición (externalidades), y los impactos en la economía, en la industria nacional y en el empleo, es decir, la consideración fundamental de la variable económica, son las piezas que asegurarán una transición con mínimos costes y menos impacto negativo tanto por el lado de la oferta de electricidad como por el lado de la demanda. Ignorar la variable económica es el camino seguro al desastre. En los países que iniciaron antes sus transiciones energéticas, los errores han venido en este sentido, y los costes incurridos y los aún restantes superan con mucho lo previsto al aprobar la legislación correspondiente.
- H** Como consecuencia de los cambios en los escenarios energéticos debidos a la guerra de Ucrania y a la carestía del gas natural, la AIE ha introducido un cambio en las perspectivas a 2030. La última edición del *World Energy Outlook* plantea una sustitución de gran parte del consumo de gas por electricidad renovable y por generación nuclear. La resaca de la crisis actual se traduce también en un mayor consumo de carbón, para generación eléctrica, durante toda la década.



2



LA CRISIS ACTUAL Y SUS IMPACTOS

2.1 LA CRISIS DEL GAS

El mercado mundial de GNL (Gas Natural Licuado) es relativamente estrecho -apenas representa el 13% del consumo mundial de gas- y ha crecido de forma acelerada a lo largo de los últimos años. En la década 2010-2020 la demanda de Asia creció un 67%, y en China se multiplicó por tres.

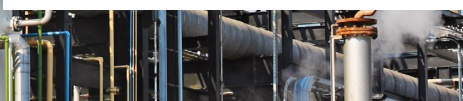
Sin embargo, representa algo más del 50% del comercio internacional de gas. El GNL requiere instalaciones de licuefacción en el mercado de origen, flota de metaneros e instalaciones de regasificación en los mercados de destino, por lo que su crecimiento, ante incrementos de demanda, se dilata necesariamente en el tiempo, dando lugar a una escasez de oferta que necesariamente se refleja en el precio de compraventa del gas en los “hubs” de los mercados de destino. El año 2021 empezó con una demanda superior a la normal en Sudamérica, producida por la sequía en Brasil y la recuperación de la demanda asiática tras la pandemia.

En el mercado de gas europeo se produjo una caída de los suministros noruegos por problemas técnicos y Rusia, nuestro principal suministrador, mantuvo los suministros por tubería en volúmenes semejantes a los de 2020, año de la pandemia, además de reducir el gas almacenado en Alemania. El limitado tamaño del mercado mundial de GNL y la competencia de la demanda asiática impedían una resolución rápida del potencial desabastecimiento ante el incremento de la demanda invernal. La subida de precio, iniciada a principios de año con la recuperación de la demanda tras la pandemia, alcanzó máximos a finales de año. El precio en TTF llegó a 197 €/MWh el 21 de diciembre de 2021.

En febrero, el impacto de la guerra de Ucrania y las sucesivas reducciones de los flujos de gas ruso hacia Europa propiciaron una alta volatilidad con niveles de precios crecientes: 228 €/MWh el 7 de marzo de 2022 y 339 €/MWh el 26 de agosto. Desde entonces, con las oscilaciones propias de un mercado que cotiza diariamente, el precio del gas ha bajado hasta situarse, en marzo de 2023, en unos 40 euros por MWh. Para contrarrestar la crisis, la Unión Europea ha tomado, a lo largo de estos meses, una serie de medidas:



- Suspensión de la regla de gasto y de la normativa de ayudas de Estado para que los países miembros pudieran establecer programas de ayuda a empresas y consumidores vulnerables.
- Impuesto extraordinario a las empresas energéticas del 30% sobre los beneficios que superaran en un 20% la media de los últimos tres años.
- Procedimiento para compras conjuntas de gas.
- Límite al precio del gas en 180 euros por MWh, siempre que se dieran una serie de condiciones y que el límite de precio no limitara los flujos de gas hacia Europa.
- Programa voluntario de ahorro con un objetivo del 15%.



Las dos primeras medidas, relativas a ingresos y gastos fiscales, han sido usadas por los diferentes países miembros de la Unión, con mayor o menor amplitud. España ha sido la más cicatera con sus empresas a la hora de dar ayudas y la más original en el ámbito fiscal, con un impuesto a los ingresos en lugar de a los beneficios. Las dos segundas, de carácter más intervencionista, han carecido de utilidad práctica. Las compras conjuntas de gas han sido mínimas y el precio de intervención no se ha usado ni previsiblemente se usará.

La clave de la evolución reciente del mercado está en la reducción del consumo. El programa europeo preveía una reducción voluntaria del 15% del consumo entre agosto de 2022 y marzo de 2023. Con los datos de enero, la reducción alcanza ya el 19%. No deja de llamar la atención el reparto por sectores de la reducción de consumo en las cuatro principales economías de la Unión.



Reducciones de consumo de gas natural

(% sobre el mismo período del año anterior, agosto 2022-enero 2023)

	Industria	Residencial	Electricidad	TOTAL
Alemania	-24	-11	-28	-20
Francia	-13	-24	16	-26
Italia	-21	-21	-10	-17
España	-34	-34	49	-11

Fuente: Comisión Europea.

Diez puntos más de reducción del consumo de la industria española que la alemana y veinte más que la francesa tiene relación directa con las escasas ayudas recibidas por la industria española. La excepción ibérica, a la que luego se hará referencia, con buena parte de los españoles subvencionando el consumo para la generación eléctrica, es la causa del sorprendente incremento del volumen de gas para generar electricidad en nuestro país. Subvenciones de los consumidores españoles que han beneficiado -y siguen beneficiando- a Francia, Portugal y Marruecos.

Originalidades españolas aparte, el consumo de gas en la Unión Europea se ha reducido en 2022 en unos 54 bcm⁴ (un 13,6%), como consecuencia de los elevados precios, que, al superar a los vigentes en el mercado asiático, han permitido el incremento de las importaciones de GNL en 41 bcm (+11% sobre el año anterior). Las dificultades para ajustar los suministros de gas a la demanda han impulsado una política de llenado de los almacenamientos que ha permitido llegar, en sep-

4. Datos de Energy Institute Review of World Energy 2023.

tiembre de 2023, al 92%, lo que supone un alivio para la nueva temporada invernal (a salvo de la evolución de la demanda de invierno tanto en Europa como en Asia). Como referencia, al principio del otoño de 2021, el nivel de llenado era del orden del 65%. La evolución de los precios ha reflejado esta realidad, con futuros mucho más bajos que en los dos años anteriores. Dada la voluntariedad del programa comunitario de ahorro y la no aplicación de las medidas que suponían un mayor grado de intervención en el mercado, la conclusión es que el mercado ha hecho su trabajo, razón por la que ahora disfrutamos de precios que no veíamos desde el verano de 2021. A lo largo de la crisis los gobiernos europeos, con mayor o menor acierto, han procurado corregir los efectos de la evolución de los precios, reduciendo el impacto en los consumidores más vulnerables, individuos o empresas, y minimizando, a través de impuestos, los beneficios extraordinarios de los operadores. Dejar funcionar el mercado y moderar sus efectos ha sido la mejor política posible para transitar por una crisis de elevada virulencia, crisis que aún no puede darse por resuelta. Quedan importantes incógnitas por despejar, como la evolución del suministro remanente ruso, en especial sus exportaciones de GNL, que han supuesto el 12% del abastecimiento español en 2022 y el 20% en el primer semestre de 2023, el comportamiento de la demanda europea ante unos precios más reducidos y, sobre todo, la demanda del resto del mundo, especialmente en invierno, con China a la cabeza, que acabará determinando la disponibilidad de GNL para Europa.

El incremento del precio del gas natural se inició en la segunda mitad de 2021, y alcanzó máximos a finales de año. El precio en TTF llegó a 197 €/MWh el 21 de diciembre. Desde entonces, el impacto de la guerra de Ucrania y las sucesivas reducciones de los flujos de gas hacia Europa han mantenido una alta volatilidad con niveles de precios crecientes: 228 €/MWh el 7 de marzo de 2022 y 339 €/MWh el 26 de agosto.

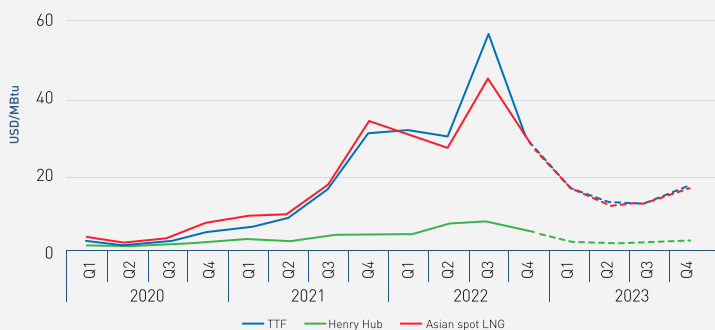


Evolución de los precios del gas natural (TTF) 2021-2023



Más importante aún, los sucesivos suelos del precio que antes de 2021 estaban alrededor de 20 €/MWh se situaron alrededor de 70 €/Wh en 2021 y en 90 después del inicio de la guerra.

Precios del gas (TTF, Henry Hub y Asian Spot LNG)



Fuente: AIE



2.2 LA CRISIS DE LA ELECTRICIDAD

El incremento de los precios del gas natural conllevó, desde mediados de 2021, un aumento en los precios marginales del mercado eléctrico. En la segunda mitad del año, las tecnologías que marcaron precios fueron mayoritariamente el gas (ciclos combinados) y el agua, que resultaba casada a precios muy similares a los de los ciclos, que representaban su coste de oportunidad.

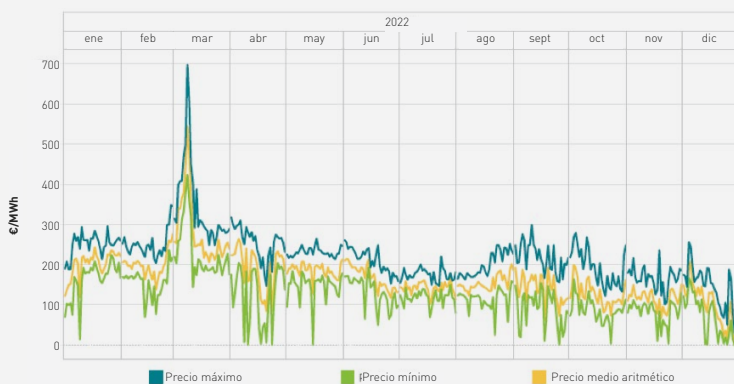
El cierre de buena parte de la generación con carbón eliminó un margen que podría haber servido para alejar los ciclos combinados del margen del sistema, y acentuó el efecto citado, cronificando la situación de precios altos. Durante meses, el precio marginal lo han fijado el gas o el agua en el 70-80% de las horas.

En el último trimestre de 2021, los precios medios diarios se situaron por encima de los 200€/MWh, con puntas de 400 €/MWh, los máximos desde que el mercado organizado empezó a funcionar en 1998. Estos niveles se convirtieron en la norma durante los primeros meses de 2022, pues los precios del gas no bajaron de los 80-90 €/MWh⁵. En consecuencia, los precios de la electricidad no bajaron de 200 €/MWh, con un promedio de alrededor de 240 €/MWh. A finales del año y en los meses de enero y febrero de 2022, los precios se habían estabilizado alrededor de unos 250 €/MWh. El inicio de la guerra en Ucrania disparó los precios a principios de marzo hasta los 600-700 €/MWh.

⁵ En la primera mitad de 2021, los precios del gas natural en el mercado ibérico (MIBGAS) estuvieron por debajo de 15 €/MWh, y en los tres últimos años, por debajo de 20 €/MWh, con la excepción de unos días, durante la tormenta Filomena en enero de 2021.

Desde entonces, siguiendo la estela del precio del gas, el precio mayorista de la electricidad se redujo suavemente desde los máximos de finales de 2021 y ha oscilado entre 100 y 200 €/MWh.

Precios máximos, medios y mínimos aritméticos del mercado mayorista Enero-diciembre 2022



Fuente: OMIE

En el primer semestre de 2023 los precios del mercado diario mostraron niveles más bajos que en 2022, pero con mayor volatilidad. La ligera reducción de la demanda, junto con la abundancia de generación fotovoltaica durante las horas de días, en primavera y verano, son las responsables de este comportamiento.

Las previsiones de precios del gas y de la electricidad de diversas fuentes han ido variando, de acuerdo con las percepciones de los pronosticadores sobre el comportamiento de la demanda de gas, sobre todo en Europa y Asia, y con las medidas de la Unión Europea para reducir la dependencia del suministro de gas ruso, sustituyéndolo por GNL. En los últimos meses se observa una convergencia de los futuros de gas hacia niveles alrededor de 45-50 €/MWh. Persiste la incógnita de la demanda de gas en Asia para el invierno de 2023-2024, que puede tener un impacto significativo en los precios.

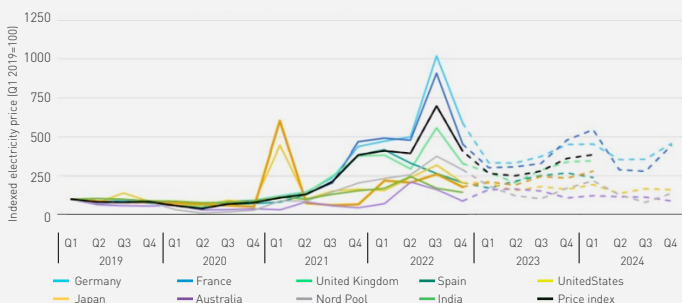
En todo caso, se prevé un primer período de dos o tres años de precios relativamente altos, como consecuencia de las dificultades para sustituir la totalidad de los suministros de gas ruso por tubería por GNL. En 2022, el mercado mundial de GNL se incrementó en 24,7 bcm. Aún siendo una cifra importante, sólo representa el 4,5% del volumen del año anterior. Los anuncios de nuevas inversiones en instalaciones de licuefacción y regasificación alivian los temores de persistencia de precios elevados, pero no evitan ese período de adecuación de dos o tres años, al menos. A lo largo de 2022 el precio del carbón térmico siguió una tendencia similar a la del precio del gas, puesto que su demanda se incrementa al desplazar al gas para generación eléctrica.

En la actualidad, los precios spot en Europa (TTF) han estado oscilando en un margen de entre 3 y 6 veces los precios del mercado interior de Estados Unidos, con la consiguiente pérdida de competitividad para Europa. Además, han sobrepasado a los precios de Japón, que eran tradicionalmente los más altos.

En España, el precio mayorista de la electricidad ha experimentado un descenso superior al de otros países europeos a partir de la aplicación de la llamada “excepción ibérica”, consistente en subvencionar el precio del gas por parte de los consumidores que no contaban con un contrato a plazo o que debían renovarlo. La “excepción ibérica”, no obstante, ha afectado de forma desigual a los consumidores, dependiendo de sus modalidades de contratos de suministro, ha disparado el consumo de gas en un momento de escasez y ha subvencionado a los consumidores franceses, portugueses y marroquíes, por el incremento de las exportaciones.



Previsión de precios mayoristas de la electricidad en diversos países



Fuente: AIE, Electricity Market Report, July 2023

Así pues, el precio mayorista de la energía eléctrica depende estructuralmente del gas y las únicas formas de reducirlo son:

- A** Reducir el precio del gas natural, con lo que, incluso aunque los ciclos combinados siguiesen siendo la tecnología marginal, los precios de casa-ción serían más bajos. Sin una intervención estructural en los mercados, que generaría distorsiones indeseadas y, sobre todo, un mayor consumo, esta opción es inviable.
- B** Introducir nueva generación, para desplazar la curva de oferta y hacer que el punto de equilibrio corresponda a otras tecnologías que hayan ofertado precios más bajos que los ciclos combinados. Esta vía supone, de hecho, introducir más generación renovable (eólica y solar fotovoltaica), lo que no asegura una reducción de precios permanente, especialmente en los períodos de punta de demanda, por la intermitencia de esa generación y la volatilidad que supone. Además, se genera un proceso de canibalización de los precios, que perjudica a todos los generadores, incluidos los renovables, y que requiere un tratamiento específico, aún no desarrollado. También podría ponerse en operación generación de carbón (la que aún sigue disponible para operar), siempre que el precio del carbón sea bajo, lo que podría darse con carbones domésticos en algunos países, y requeriría mantener el parque restante de generación con carbón en condiciones de operar, considerándolo como una reserva estratégica. Esta opción ha sido utilizada en diversos países europeos desde 2021 (Alemania, República Checa, Dinamarca, Eslovaquia, Polonia).
- C** Reducir la demanda de electricidad, para que las curvas de oferta y demanda se crucen en un punto a la izquierda de las de producción con gas (ciclos), de forma que el precio marginal lo fije una tecnología más barata que el gas.

Además de las consideraciones sobre los precios mayoristas (spot), en los que se ha centrado gran parte del debate, conviene señalar que los incrementos de precios a los consumidores pueden mitigarse mediante contratos a plazo o PPAs, que son una parte importante del mercado. De hecho, los consumidores con contratos de este tipo se han visto mucho menos afectados por las consecuencias de la crisis. La supresión del PVPC, su sustitución por contratos a plazo y, en su caso, las ayudas a los consumidores vulnerables, facilitarían una estructura más adecuada al consumo minorista en España.



2.3 LOS IMPACTOS EN LA ECONOMÍA

Estas dos crisis simultáneas, la del gas y la de la electricidad, tienen unos impactos evidentes sobre la economía y sobre las empresas con procesos productivos intensivos en ambos recursos, e igualmente en las economías familiares. Sin necesidad de un análisis por sectores, que no es objeto de este documento, conviene subrayar algunas cifras.

El consumo de gas de España en 2021 fue de 378,4 TWh, algo superior al de años anteriores, por el mayor recurso al gas para generación de electricidad⁶, al haberse cerrado la mayor parte de la generación con carbón. En 2022, ha sido de 432 TWh⁷, de los que 138 TWh corresponden al consumo para generación eléctrica. Hasta junio de 2021 el precio medio del gas estaba por debajo de los 20 €/MWh. Si se estima un precio del orden de 80 €/MWh para 2022 puede estimarse un impacto superior a 8.000 millones en el año en los costes de generación eléctrica, que habrán afectado a los consumidores de forma diferente, según el tipo de contrato que tuviesen.

Recientemente, FUNCAS ha estimado que cerca del 41% de la inflación general se explica por el incremento del indicador que agrupa los componentes energéticos en el IPC⁸.

⁶ El consumo en el año 2022 fue de 432,4 TWh (datos de Enagas). En el mismo período, el incremento del consumo de gas para generación alcanzó los 138,0 TWh, un 52,7% más que en 2021.

⁷ Enagas, Boletín Estadístico diciembre 2022.

⁸ FUNCAS (2022). Funcas elige el IPC energético como el "dato de 2022" por los incrementos no vistos desde los años 70. Diciembre 2022.



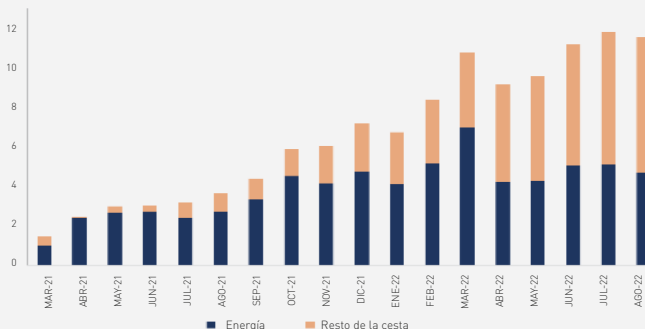
IPC de productos energéticos en tasas anuales (%)



Fuente: FUNCAS a partir de INE

En otra publicación reciente⁹, el Ministerio de Transición Ecológica ha publicado datos que indican que la contribución de la energía a la inflación interanual ha estado en el último año entre el 4 y el 6%. El Banco Central Europeo hace estimaciones similares para el conjunto de la Unión Europea¹⁰. La evolución reciente de los precios de la energía ha contribuido a una reducción notable de las tasas de incremento de precios, aunque el proceso inflacionista, son una inflación subyacente superior al 7%, sigue su curso.

Contribución de la energía a la inflación interanual



Fuente: MITECO. Plan +Seguridad Energética. Octubre 2022

⁹ Plan +Seguridad Energética. Octubre 2022.

¹⁰ Banco Central Europeo, Boletín 6/2022.

2.4 LOS IMPACTOS EN EL PROCESO INVERSOR

La transición energética va a requerir a las empresas españolas un esfuerzo inversor formidable, tanto en el lado de la oferta como en el de la demanda. Las empresas energéticas deben transformar profundamente sus modelos de negocio. Las empresas eléctricas deben invertir en renovables y en sistemas de almacenamiento de electricidad y abandonar buena parte de la tradicional generación eléctrica a partir de combustibles fósiles.

Los biocombustibles y los combustibles sintéticos sustituirán a los tradicionales productos derivados del petróleo, lo que supondrá una transformación total de la industria de refino. El hidrógeno y otros gases renovables tomarán el relevo del gas natural, por lo que la producción tendrá un peso mucho más relevante en la cadena de valor de esta industria, hoy prácticamente limitada al transporte y comercialización.

Las empresas de transporte por carretera deberán renovar la totalidad o la mayor parte de sus flotas. El transporte marítimo y aéreo deberán sustituir sus actuales combustibles, lo que en muchos casos supondrá sustitución de motores o equipos y el transporte ferroviario deberá afrontar la electrificación restante de la red.

Las empresas industriales deberán transformar sus procesos productivos, mejorar su eficiencia energética, introducir un mayor grado de electrificación, cambiar el combustible utilizado – lo que en muchos casos supondrá la renovación total del equipamiento productivo y a veces un cambio de los procesos-, e introducir esquemas de reutilización o tratamiento de



sus residuos, sin olvidar, en algunos casos, la captura y eventual reutilización de sus emisiones residuales de CO₂.

Todos los edificios afectos a cualquier actividad empresarial deberán modificar su aislamiento térmico, electrificar sus sistemas de calefacción y refrigeración y desarrollar el autoconsumo.

Todo este proceso inversor requiere el cumplimiento de unas imprescindibles condiciones de contorno. La primera de ellas es la aceptación del significado temporal del término transición. Este documento no se propone discutir el objetivo de alcanzar en 2050 unas emisiones netas cero de gases de efecto invernadero medidas en términos de CO₂ equivalente, pero sí señalar que los veintiocho años disponibles deben ser aprovechados en su integridad. En primer lugar, por la existencia de tecnologías incipientes, aún necesitadas de investigación y desarrollo, que pueden jugar un papel clave en la transición energética. En segundo lugar, la inversión en la renovación de

equipos productivos es una constante de cualquier actividad industrial, pero la decisión debe tomarse en el ámbito empresarial, cuando las condiciones tecnológicas, financieras y de mercado la hagan más aconsejable. Cuanto más amplio el ámbito temporal, más posibilidades de que la favorable conjunción de factores permita acometer un proceso inversor que en modo alguno puede fijarse en un calendario regulatoriamente prefijado.

La siguiente condición se deriva de la necesidad, ya mencionada, de contar con tecnologías incipientes, pendientes aún de desarrollo. Es imprescindible afrontar la transición energética desde una estricta **neutralidad tecnológica**, que permita que las más favorables combinaciones coste-beneficio se impongan a lo largo del proceso. Es un análisis dinámico, que requiere capacidad prospectiva y la elaboración de las correspondientes matrices de riesgo, y que obviamente se inserta en el ámbito de decisión empresarial y no puede estar sujeto a una planificación dirigista orientada desde los poderes públicos.

La inversión depende de la generación de caja libre por parte de las empresas. Es la que les permite allegar recursos propios y garantizar el acceso a la financiación necesaria para acometer el imprescindible proceso inversor. Variaciones en el marco regulatorio o introducción de exacciones fiscales

LA SEGURIDAD JURÍDICA Y UN MARCO REGULATORIO PREDECIBLE SON NECESIDADES INSOSLAYABLES. MAXIMIZAR LA UTILIZACIÓN DEL EQUIPAMIENTO EXISTENTE ES, EN GENERAL, UNA APROXIMACIÓN CORRECTA.



sólo añaden incertidumbre y reducen la posición competitiva de España desde la perspectiva de captación de flujos financieros exteriores. La seguridad jurídica y un marco regulatorio predecible son necesidades insoslayables.

Los costes de todo tipo que conllevarán estas inversiones deben ser tenidos en cuenta al diseñar las políticas y las medidas concretas. Poner los objetivos climáticos por delante de la realidad económica y empresarial puede tener impactos muy negativos no sólo en la racionalidad financiera y en la situación de las empresas, sino en el atractivo de esas mismas inversiones y de otras, que España necesita, y puede tener también impactos de costes inasumibles. La Unión Europea ha incrementado los objetivos de reducción de emisiones de GEI, a pesar de que su cumplimiento riguroso no podrá alcanzarse sin incrementos notables de costes para las economías de los países miembros. Las críticas al rumbo de la transición en los países que, con su propia legislación, han avanzado algo más en el proceso de transición se centran en los costes -tanto los ya incurridos como los previsibles- y en el impacto sobre sectores industriales clave. Es el caso de Alemania y el Reino Unido, entre otros. Será prudente, por lo tanto, tomar en consideración la posibilidad de aplazar objetivos obligatorios o de otras condiciones que afecten económicamente a las empresas o a sectores concretos, hasta que las circunstancias lo permitan.

El tiempo es una variable básica en la optimización del retorno de cualquier proceso inversor. **Maximizar la utilización del equipamiento existente** es, en general, una aproximación correcta. En el ámbito energético existen en España varias cuestiones que merecen especial atención desde esta perspectiva. La primera es la prolongación de la vida útil de las centrales nucleares en funcionamiento más allá de los cuarenta años de vida útil inicialmente previstos. La segunda es la posibilidad de adaptar nuestras instalaciones de generación hidráulica, transformándolas en instalaciones reversibles con bombeo, lo que nos dotaría de una capacidad de almacenamiento eléctrico notable. Una tercera cuestión es la posibilidad de adaptar las redes de transporte y distribución de gas natural para el transporte de hidrógeno en lugar de construir una nueva, en la medida que sea técnicamente factible.

Las inversiones previstas para alcanzar los objetivos de la transición son muy cuantiosas, lo que, además de asegurar su atractivo, para que los inversores acudan a España, se traduce en un número muy elevado de proyectos individuales. Esto exige que los procesos de tramitación y aprobación de los nuevos proyectos sean ágiles y no desvirtúen el valor latente en las decisiones de inversión, retrasándolas innecesariamente.

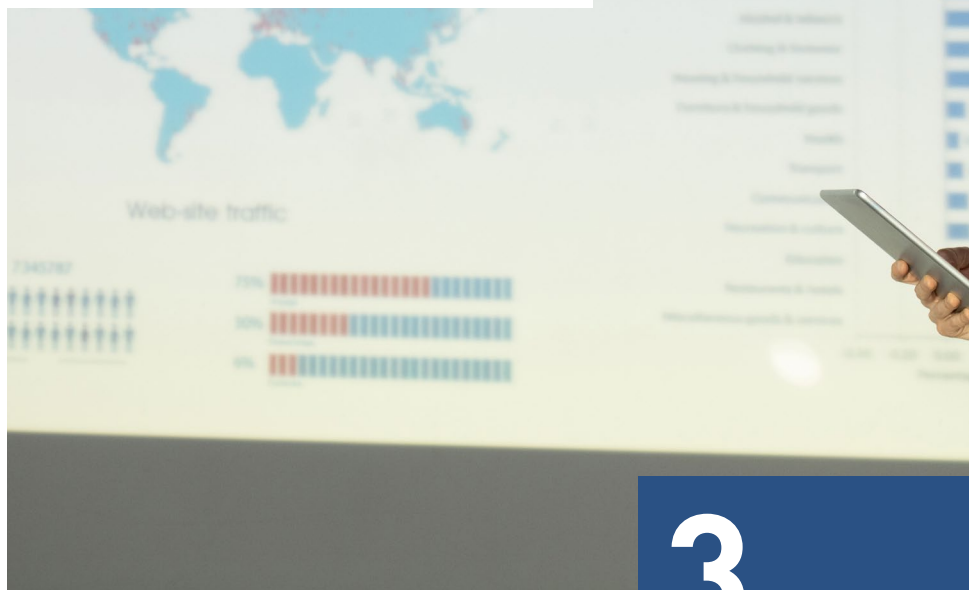
En la actualidad, los procedimientos de aprobación ambiental y administrativa son excesivamente lentos, de forma que los ciclos de desarrollo, permisos y aprobaciones de nuevos proyectos superan los seis años. Esto, que es importante para proyectos de nueva generación renovable, lo es más si cabe para proyectos de ampliación de las redes de transporte y distribución eléctrica, que son condición imprescindible para que aquéllos puedan operar. En este sentido es necesario replantear los procesos aprobatorios de inversiones en redes, para que se pueda iniciar el trámite de permisos con la inversión reconocida desde el primer día, y no, como se hace actualmente, al final del proceso.





EL MERCADO ELÉCTRICO Y LA RESPUESTA A LA CRISIS

—



3



En España, el mercado mayorista es el mercado ibérico, que abarca España y Portugal. En ese mercado, el precio viene determinado por las reglas del mercado gestionadas por la Compañía Operadora del mercado, OMIE, para cada uno de los 24 períodos horarios del día siguiente.

A ese precio se cierran las ventas de los generadores que tienen obligación de ofertar, y las compras de los comercializadores y de los grandes consumidores que optan por ir directamente al mercado en lugar de suministrarse a través de una comercializadora o de contratos bilaterales con un productor. Además, existe un mercado de ajustes, o intradiario, que funciona de modo permanente.

En el mercado minorista, las comercializadoras diseñan ofertas tarifarias para distintos segmentos de consumidores. Esas tarifas llevan incluidos no sólo el coste mayorista, sino los costes de las redes, que son las infraestructuras necesarias para hacer llegar la energía a los puntos de consumo, y los demás cargos que por imperativo legal forman parte del precio minorista. Entre ellos, destacan los cargos que pagan las retribuciones específicas de la generación renovable (la que mantiene el derecho a esta retribución), cogeneración y otros. Por último, a esos costes y cargos se añaden los impuestos y tasas nacionales y autonómicos, que contribuyen notablemente a que el precio final de la electricidad para los consumidores -sobre todo para los domésticos- sea de los más altos de Europa.

Algunos de estos costes, como los pagos o primas a las renovables antiguas, son objeto de debate periódicamente, y se ha propuesto que se paguen con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, al tratarse de un coste que no es resultado de una decisión libre del consumidor, sino que es consecuencia de decisiones políticas que comprometen a toda la sociedad, y no a un segmento de consumidores en particular.



3.1 LOS MERCADOS MARGINALISTAS

¿Por qué tenemos en Europa mercados eléctricos de tipo marginalista? Hasta la aprobación de la primera directiva sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad¹¹, la industria eléctrica respondía a un modelo de monopolio natural, en prácticamente todos los países avanzados. Una empresa verticalmente integrada se encargaba de la producción, transporte y distribución de electricidad en un territorio determinado, que le correspondía por concesión, legal o de hecho, de las autoridades competentes.

En algunos países, como Francia o Italia, una única empresa pública proporcionaba el servicio en todo el territorio nacional. En otros, como Alemania o España, había varias empresas, privadas o públicas, con ámbitos de actuación regionales, en régimen de monopolio.

Durante la larga discusión de la primera directiva, en 1995-1996, se debatió si la electricidad era un bien susceptible de transacciones en un mercado de este tipo o debía excluirse del régimen de libre mercado. Lo que estaba en juego era la adecuación del sector eléctrico europeo a las nuevas ideas de economistas, principalmente norteamericanos, que desde hacía bastantes años propugnaban la reducción del ámbito del monopolio natural, limitándolo a las redes, que seguirían conservando esa caracterización, por su condición de bienes públicos. La implantación de ese nuevo modelo regulatorio en Europa chocaba con una diversidad de variantes regulatorias nacionales, consecuencia de la historia industrial y jurídica de cada país. La larga discusión se saldó con una decisión abierta, permitiendo los modelos de

¹¹ Directiva 96/92/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 19 de diciembre de 1996, sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad.

mercado marginalista y de comprador único, que se mantuvo en algunos países durante algunos años, hasta la aprobación de la segunda directiva¹². Finalmente, el modelo marginalista se impuso porque es el que, en la teoría económica, ofrece mayores ventajas. Es el modelo que hace eficientes los mercados.

En la teoría microeconómica se considera que un mercado competitivo está en equilibrio cuando existe un precio de equilibrio que cruza las curvas de oferta y demanda. Ese precio permite a los competidores tomar decisiones correctas sobre cuánto producir (oferentes) y cuánto adquirir (demandantes).

Además, el precio de equilibrio permite a los competidores diseñar estrategias competitivas para mejorar sus costes y poder ganar cuota de mercado y mejorar sus márgenes. Los productores que tengan mayores costes tendrán que revisar su estrategia empresarial para adaptarse al precio de mercado. Mientras que los compradores que valoraban el producto por debajo de ese precio de mercado tendrán que buscar bienes alternativos o sustitutivos, o bien analizar si pueden reelaborar sus presupuestos de compra para la valoración de mercado de esta mercancía.

Los mercados económicos competitivos tienden al equilibrio entre oferta y demanda cuando se alcanzan precios de equilibrio que dan la señal de mercado necesaria a compradores y vendedores, los mercados en las economías eficientes tienden a ser marginalistas. En la mayor parte de productos de carácter más o menos homogéneo que vemos a diario existe un precio marginal de equilibrio.

En el mercado eléctrico, el modelo marginalista incentiva la generación más competitiva. En los mercados mayoristas eléctricos nacionales, dado que las tecnologías de generación renovable, principalmente solar y eólica tenderán a estar por debajo del precio de equilibrio de un mercado marginalista -por ello se denominan tecnologías inframarginales- el modelo de mercado tenderá a incentivar la inversión en esas tecnologías, pues los inversores se verán atraídos a buscar un mayor retorno de su inversión entrando en estas tecnologías inframarginales.

**LOS INVERSORES SE
VERÁN ATRAÍDOS A
BUSCAR UN MAYOR
RETORNO DE SU
INVERSIÓN ENTRANDO
EN ESTAS TECNOLOGÍAS
INFRAMARCINALES.**



¹² Directiva 2003/54/CE del Parlamento Europeo y del Consejo de 26 de junio de 2003 sobre normas comunes para el mercado interior de electricidad y por la que se deroga la Directiva 96/92/CE.

En cuanto a la generación nuclear, aunque sus costes le permitieran esperar un margen positivo con un cierto nivel de precio del pool, la necesidad de operar en base y de un plazo muy largo de recuperación de la inversión puede aconsejar otro modelo de retribución.

De esta forma, manteniendo este modelo regulatorio estable a medio y largo plazo, el juego entre la oferta y la demanda dirigirá al mercado a la tan deseada transición energética, sustituyendo de esta forma la generación de origen térmico por generación limpia y competitiva.

Los mercados marginalistas llevan funcionando, por lo tanto, desde la entrada en vigor de la primera Directiva, dentro de los periodos de adaptación de cada estado miembro. En España, el mercado organizado empezó a funcionar el 1 de enero de 1998 y lo ha venido haciendo sin incidencias dignas de mención desde entonces.

En el mercado marginalista compiten los generadores ofertando precios basados en su coste variable, pero las distintas tecnologías de generación tienen estructuras de costes muy distintas, por lo que es necesario que el diseño del mercado permita la recuperación de los costes fijos, además de los variables. Para resolver este problema se ha recurrido a los mercados de capacidad, que deben proporcionar señales para incentivar la inversión a largo plazo en capacidad de generación.

Una de las necesidades más evidentes que tiene España es reforzar el anémico **mercado eléctrico a plazo de electricidad**. Empresas productoras y consumidoras de electricidad tendrían ante sí un horizonte más previsible si firman contratos bilaterales de suministro eléctrico, los llamados PPA (*Power Purchase Agreement*). La firma de contratos de este tipo requiere que ambas partes dispongan de una visión cabal de la evolución previsible del mercado, visión que sólo puede proporcionar un precio derivado de la interacción de la oferta y la demanda en el marco de un mercado organizado. La dinamización del mercado ibérico a plazo requeriría que todos los comercializadores de electricidad publicaran sus ofertas, para las distintas tarifas, a un mes, un trimestre, un semestre, un año y dos años, o incluso plazos superiores. Semejante compromiso público obligaría a los operadores a cubrir su riesgo con las consiguientes coberturas a plazo y, como consecuencia, la ampliación del volumen del mercado. Esta ampliación facilitaría además suprimir la vinculación entre el PVPC (Precio voluntario del pequeño consumidor) y el mercado mayorista de electricidad, que constituye una de las peculiaridades, por no decir anomalías, del mercado eléctrico español.

Los PPAs de generación renovable son contratos que aportan valor a generadores y a consumidores. Los primeros consiguen tener visibilidad de precio y certidumbre de ingresos, lo que además facilita la financiación de nuevos proyectos de generación renovable. Al consumidor le ofrece certidumbre de costes y precios competitivos. El recurso a la hibridación de tecnologías de generación renovable amplía las posibilidades en este sentido.

3.2 EL MERCADO ELÉCTRICO, UNA REFORMA COMPLEJA

El modelo de mercado marginalista actualmente vigente en Europa es consecuencia de las Directivas sobre reglas comunes para el mercado interior de electricidad. Desde hace años se viene hablando de su posible reforma, pero no se había abierto un debate formal ni informal al respecto.



Una reforma compleja

El principal argumento a favor de una reforma era la alta penetración de renovables, con la consiguiente transformación del mix de potencia y las dificultades para la competencia entre tecnologías de generación muy distintas. Las dificultades de una posible reforma del mercado estriban precisamente en la complejidad creciente de la realidad física del mercado. En general, sin hacer referencia a ningún mercado nacional concreto, se observa un mix de generación eléctrica con dos características sobresalientes. Por un lado, el mix de potencia y de energía es más diversificado que hace unas décadas, con tecnologías de generación que tienen características técnicas y estructuras de costes muy diversas, lo que dificulta la competencia efectiva. Es muy difícil hablar de competencia entre tecnologías con costes variables muy bajos y marginales casi nulos, pero elevados costes de inversión, con otras que tienen elevados costes variables y costes fijos más bajos o entre tecnologías con producción intermitente o no gestionable con otras que proporcionan

potencia firme y con capacidad de regulación. Igualmente, aunque el mercado marginalista da una señal de precio que se refiere al valor de la energía producida en un momento determinado (en función de la demanda, que es una medida de la escasez relativa si se compara la demanda con la máxima producción posible del sistema), la respuesta a esa señal no puede ser la misma en cada tecnología de generación. Además, no se puede prescindir de las tecnologías convencionales mientras no se disponga de otras que presenten características similares de firmeza y flexibilidad, absolutamente necesarias para asegurar la estabilidad del sistema eléctrico.

Por otro lado, el mix incluye una cuota creciente de energía intermitente o no gestionable, lo que introduce impactos negativos en la estabilidad del sistema y aumenta, por lo tanto, el riesgo de interrupciones en el suministro, con los correspondientes impactos y costes.

Las tecnologías con bajos costes variables (eólica y solar fotovoltaica) tienen una ventaja en el mercado -en un mercado de energía, se compite en coste variable o marginal-, a lo que se suma que una parte de ellas tienen garantizado un ingreso o una rentabilidad. Las otras no consiguen recuperar sus costes fijos si no hay un mecanismo que lo facilite. Para eso se han puesto en práctica los mercados de capacidad, aunque si la cuantía de los pagos por capacidad no es lo suficientemente elevada o no responde a un diseño correcto, no habrá recuperación de costes fijos ni incentivo a invertir en nueva capacidad a largo plazo y podrá haber serias dificultades para cubrir la demanda en períodos de punta. Problemas de este tipo se han experimentado ya en otros países.

Más recientemente se ha suscitado un nuevo argumento para proponer una reforma del mercado. Los altos precios de la energía eléctrica en Europa, como consecuencia de la crisis de precios del gas natural, han puesto de manifiesto la necesidad de fomentar el desarrollo de mercados a plazo, para mitigar el peso de los precios marginales de los mercados de corto plazo en los precios finales a los consumidores.

Las dos razones expuestas constituyen el núcleo de las propuestas de reforma que han circulado en los últimos meses.

La reforma del mercado es una cuestión de alcance y consecuencias muy importantes y de largo plazo para los sectores energéticos y para los sectores consumidores de energía eléctrica. En el terreno teórico, será necesario encontrar un modelo viable que, por una parte, contribuya a reducir los precios finales de la electricidad sin intervenciones ni distorsiones de los precios relativos y que, por otra parte, dé señales a los participantes en el mercado para optimizar sus decisiones de



inversión -tanto a corto como a largo plazo- y para el conjunto de la economía. Además, debe evitar distorsiones de los precios. En el terreno práctico, la implantación del nuevo modelo deberá evitar disrupciones en el funcionamiento del modelo actual y costes de transición importantes. Por último, el modelo que se adopte debe asegurar la estabilidad del sistema eléctrico, es decir, no debe interferir en los fundamentos técnicos del funcionamiento del sistema, en su estabilidad ni en la continuidad y seguridad del suministro.

En una reforma del mercado habría que dar respuesta a varias cuestiones clave para que exista una verdadera competencia:

- El mercado debe dar a los inversores señales claras de las necesidades de potencia, tanto temporal como zonal.
- Debe dar señales claras del valor de la energía en cada momento, en especial de las tecnologías más adecuadas para suministrar los servicios que requieren la estabilidad y la seguridad del sistema.
- Debe permitir una fácil integración de los mercados de servicios de operación (*balancing services*).
- Debe permitir una expectativa razonable de recuperación de los costes completos de todos los activos de generación.
- Debe reconocer las diferencias entre tecnologías y evitar tratar de forma igualitaria realidades diferentes y, al mismo tiempo, evitar discriminaciones entre tecnologías de generación eléctrica.
- Debe formar un precio que sea el óptimo para el conjunto de la demanda y de la oferta.
- Debe permitir una fácil integración del mercado mayorista y el minorista.
- Debe facilitar el desarrollo de formas de contratación, en particular de contratos bilaterales, PPAs y de los futuros, que ayudan a reducir la volatilidad y facilitan la estabilidad de precios para los consumidores.
- Debe tener un grado de intervención nulo o lo más bajo posible, salvo en situaciones verdaderamente excepcionales.
- Asegurar que la fiscalidad de la energía no desincentiva las inversiones necesarias en generación y en las redes y otras infraestructuras necesarias, ni encarece la electricidad, y que mantiene la seguridad jurídica.
- Dentro de un marco único para la totalidad de la Unión Europea, los Estados miembros deben poder defender excepciones cuando se trate de normas u obligaciones uniformadoras que afecten negativamente a sus circunstancias particulares y a su estructura energética, económica o jurídica, evitando soluciones uniformes a realidades nacionales distintas.



En relación con el penúltimo punto, es preciso recordar que la fiscalidad sobre la energía eléctrica está sobrecargada y es causa importante de la carestía, real y percibida, de la misma. La reforma de la fiscalidad debe acompañar a la necesaria de la reforma del mercado o ser parte de ella (ver apartado sobre fiscalidad más adelante).



Las opciones de reforma

Los modelos más analizados en la literatura para considerar en una posible reforma serían los siguientes:

- Modelo marginalista, con formación del precio por orden de mérito (pay-as-clear), modelo hoy vigente en Europa.
- Modelo pay-as-bid, en el que las ofertas se pagan por el precio ofertado.
- Modelo marginalista con pagos a determinadas tecnologías por contratos por diferencias (CfD) u otra fórmula similar, dejando las demás tecnologías en régimen de competencia.
- Modelo de pago a cada tecnología en función de sus costes, y despacho de cargas con criterios técnicos y económicos.



En el modelo Pay-as-Bid los ofertantes tratarán de ofrecer un precio que se acerque al precio de mercado esperado, siempre que sea superior a su coste marginal. Esto ocurrirá con las tecnologías inframarginales, pues se verán incentivadas a ofertar por encima de sus costes, con la seguridad de que, al estar por debajo del precio marginal del sistema (el precio de mercado), podrán aumentar sus ingresos de esa manera y recuperar sus costes fijos. Una estrategia lógica haría que el resultado de este modelo en cuanto a precio tendiese a acercarse al que resulta en el modelo marginalista puro. Sencillamente, las estrategias de oferta de los generadores dependen del diseño (las reglas) del mercado.

El modelo de pagos por CfD se ha implantado ya en algunos países de forma parcial. Por ejemplo, en el Reino Unido se ha adoptado este sistema de pagos para la central nuclear de Hinkley Point C y para algunos parques eólicos marinos. Este modelo trata de asegurar un ingreso (un precio) o una rentabilidad en la totalidad de la vida útil del proyecto, vía CfD, a una o varias tecnologías concretas como instrumento para incentivar la construcción de nueva capacidad de generación con esas tecnologías, facilitando la financiación de nuevas plantas, al margen de su eficiencia o de su valor para el sistema en cada momento, pero supone una clara discriminación negativa para las demás, que se ven penalizadas, porque serían las únicas que tendrían riesgo de mercado. No parece que este modelo incentive la eficiencia.

EN AUSENCIA DE UNA VIGILANCIA CONSTANTE Y DETALLADA DEL REGULADOR, ESTE MODELO INCENTIVA EL GASTO Y LA INVERSIÓN, ES DECIR, LA INEFICIENCIA, Y NO REFLEJA EL COSTE DE OPORTUNIDAD O ESCASEZ DE LA ENERGÍA EN CADA MOMENTO.



Por último, el modelo de pagos por costes, aunque pueda haber variantes o matices, es un retorno al modelo que en su día se denominó (en España) Marco Legal Estable, con los matices que se quiera. Precisamente en países como EEUU se ha rechazado este sistema por considerar que incentiva el gasto y no la eficiencia. Se trata de un modelo sin competencia real, pues en esencia se basa en el coste relativo de cada tecnología de generación y su papel en relación con la demanda y con la operación del sistema, y en precios fijados administrativamente o mediante negociación. En ausencia de una vigilancia constante y detallada del regulador, este modelo incentiva el gasto y la inversión, es decir, la ineficiencia, y no refleja el coste de oportunidad o de escasez de la energía en cada momento.



La iniciativa de reforma del mercado

El 7 de septiembre de 2022, la presidenta de la Comisión Europea anunció el inicio de los trabajos para diseñar una reforma del mercado eléctrico, sin dar detalles de posibles opciones alternativas para debatir, ni de líneas de trabajo, o del alcance del mismo. Posteriormente, a mediados de noviembre, hizo otra mención a este asunto, sin dar mayores detalles. Finalmente, en enero de 2023 se abrió una consulta pública sobre este asunto, con el objetivo de hacer en marzo de 2023 una propuesta completa.

Probablemente, una de las razones de aquel anuncio fue la intención de la Comisión de demostrar que emprendía acciones para reducir el impacto de los elevados precios de la energía. Pero, en realidad, los precios de la electricidad dependen de los altos precios del gas y además, en el caso de España, de la considerable carga fiscal y parafiscal. Es en estas causas donde habría que actuar en primer lugar para aliviar la crisis de precios.

A solicitud de la Comisión Europea, los reguladores europeos (ACER-CEER) han venido trabajando en las bases de una posible reforma del mercado mayorista de electricidad y han publicado un documento sobre la primera valoración¹³. El primer documento de ACER, publicado en abril de 2022, está orientado a mejorar el funcionamiento del mercado en su forma actual y a facilitar la transición energética apoyándose en los mercados sobre todo de largo plazo, teniendo en cuenta los costes y la protección de los consumidores. Entre otras conclusiones, identifica 13 medidas para alcanzar esos objetivos:

- Acelerar la integración del mercado [interior] de la energía.
- Mejorar el acceso a PPAs de generación renovable.
- Mejorar la eficiencia de los esquemas de apoyo a la inversión en energías renovables.
- Estimular la creación de mercado para incrementar la liquidez a largo plazo.
- Integrar los mercados de futuros.
- Revisar los requisitos de colaterales.
- Conservar la señal de precio del mercado mayorista y eliminar barreras.
- Proteger de la volatilidad a los consumidores vulnerables.

¹³ ACER. Acer's Final assessment of the EU Wholesale Electricity Market Design. April 2022.

- 
- Evitar las quiebras de suministradores de energía.
 - Asegurar que se construyen a tiempo las infraestructuras de generación necesarias.
 - Acometer con prudencia las intervenciones en situaciones difíciles, atacando las causas de los problemas.
 - Considerar la creación de instrumentos para paliar los futuros choques de precios.
 - Considerar la creación de válvulas de seguridad en casos de que los precios mayoristas sufran incrementos rápidos.

En ningún momento dice ACER que se deba reformar el mercado marginalista en sí. Todas las actuaciones que propone son mejoras de funcionamiento, pero no alteraciones del modelo de mercado. ACER afirma que, si se quiere atacar el problema de los altos precios de la electricidad, hay que hacerlo en su causa, que es el precio del gas, no el diseño del mercado de electricidad. En palabras de Gaspar Ariño¹⁴: “Entiende que el diseño actual del mercado eléctrico, en condiciones de normalidad, es correcto y debe continuar siendo así cuando volvamos a la normalidad. No es el culpable de la crisis actual, sino que por el contrario ha ayudado a mitigarla, evitando cortes de electricidad o apagones. Puede requerir alguna corrección, pero “unas medidas de emergencia mal diseñadas o las señales de precios distorsionadas pueden hacer retroceder la integración del mercado de la UE y la competencia, poniendo en peligro los beneficios obtenidos hasta ahora y posiblemente aumentando el costo general de la transición energética en el futuro”.

Otro reciente documento de ACER¹⁵ dedica un breve apartado a presentar algunos criterios para una posible reforma, pero sin profundizar en el tema, lo que parece indicar que ni los reguladores tienen una idea clara de cómo se puede reformar el modelo actual sin caer en intervenciones más o menos distorsionadoras de la formación de precios, sin crear estructuras de mercado discriminatorias entre unos y otros agentes generadores y sin restar al nuevo diseño la potencia de la información que proporciona el precio marginal en el modelo actualmente vigente.

En diciembre de 2022 se difundió el documento¹⁶ que la Comisión Europea preparó como punto de partida para la discusión del documento final sobre la reforma del mercado, que se ha publicado en la reunión del Consejo en marzo de 2023, previo proceso de consulta pública.

14 Gaspar Ariño [2022], La Guerra de los precios y la reforma del mercado eléctrico. Madrid 2022.

15 ACER, Current EU market situation & insights from the ACER-CEER Market Monitoring Report, 28 November 2022.

16 Non-paper: Policy Options to Mitigate the Impact of Natural Gas Prices on Electricity Bills. December 2022.

El documento de diciembre sugería un mecanismo similar al aplicado en el Mercado Ibérico (la llamada “excepción ibérica”), pero aplicándolo sólo a las centrales de ciclo combinado, excluyendo a las de carbón, que se ven así penalizadas, incluso aunque sean necesarias para asegurar la cobertura de la demanda en determinados periodos o para reducir el precio marginal de la electricidad¹⁷. El límite virtual al precio del gas estaría en el rango de 100-120 €/MWh. El precio mayorista de la electricidad se reduciría, de forma que el ahorro anual estimado sería de 13.000 millones de euros, si se supone que el precio en TTF se mantiene todo el año por encima de 180 €/MWh. Finalmente, el precio que se ha propuesto para discusión es de 175 €/MWh, con determinadas condiciones para su aplicación o suspensión.

Al ser el precio de la electricidad subsidiado de hecho, podría haber un incentivo para vender esta electricidad más barata a países de fuera de la Unión Europea, sobre todo el Reino Unido y Suiza, generando un incremento en el consumo de gas de la UE (para generación de energía eléctrica) de entre 5 y 9 bcm/año.

El documento propone también otras medidas de largo plazo para mitigar el impacto de la carestía del gas. Una de ellas es el pago a determinadas tecnologías inframarginales en función de su coste real de generación, mediante contratos por diferencias (CfD), precios garantizados o mecanismos similares. También reconoce que el establecer mecanismos de pago como el CfD puede ser discriminatorio para algunas tecnologías e incentivar el recurso a tecnologías que no son las más eficientes, pero deja este problema sin respuesta, por el momento.

El 23 de enero de 2023, la Comisión Europea abrió un proceso de consulta pública sobre la reforma del mercado eléctrico. La consulta gira en torno a lo que se ha venido llamando el trilema energético: la consecución de tres objetivos con la reforma del mercado eléctrico: seguridad de suministro, precio asumible y sostenibilidad ambiental. En síntesis, la consulta pública se centra en las siguientes cuestiones:

A

mediante el uso de acuerdos de compra de energía (PPA) o contratos por diferencia, planteando preguntas sobre la eficacia de los PPAs y los obstáculos que impiden actualmente su celebración. Por su parte, se analiza aumentar la liquidez de los mercados a plazo mediante la creación de “virtual trading hubs” de negociación de contratos a plazo.

Mejorar el funcionamiento del mercado para garantizar la seguridad del suministro y apoyarse en otros medios, como el almacenamiento

Hacer que la factura eléctrica dependa menos de los precios a corto plazo de los combustibles fósiles e impulsar el despliegue de las energías renovables. En particular,

¹⁷ Como ha sido el caso de algunos países de la UE que disponían de capacidad de generación de carbón, [Alemania, Polonia, República Checa o Dinamarca] lo que les permitió mantener los precios mayoristas más bajos de Europa durante buena parte del episodio de precios altos del gas en 2021.

B

y la respuesta a la demanda. Se pregunta sobre la idoneidad de las medidas para incentivar las soluciones de flexibilidad, incluida la respuesta de la demanda (es decir, el desplazamiento o la reducción de la demanda de electricidad para proporcionar flexibilidad en los mercados mayoristas o de energía auxiliar, ayudando a equilibrar la red), el almacenamiento de energía y la reducción de la demanda.

Mejorar la protección y reforzar la capacidad de actuación de los consumidores.

C

Mejorar la transparencia, la vigilancia y la integridad del mercado. La consulta analiza el Reglamento 1227/2011 sobre integridad y transparencia del mercado mayorista (REMIT), entre otras cosas.

D

El documento de consulta toca otros temas, como los contratos (PPAs) de compraventa de energía, los mercados a plazo, los contratos por

diferenciación, el despliegue de renovables, la limitación de ingresos de los generadores inframarginales, las alternativas al gas natural, y el suministro de último recurso.

El gobierno español ha enviado a Bruselas una propuesta de reforma¹⁸. La consulta de la Comisión ha recibido numerosas respuestas, entre las cuales pueden señalarse las de ACER-CEER y ENTSO-E.

¹⁸ Proposal to reform EU's wholesale power market Non-paper by Spain, Enero 2023.





La propuesta española

La propuesta remitida por el gobierno español a Bruselas se puede resumir como un regreso al modelo de Marco Legal Estable, con algunas variaciones sobre el que estuvo vigente hasta 1997, suprimiendo el mercado y sustituyéndolo por una intervención gubernamental permanente.

El modelo consiste en establecer un comprador único, que fijaría los precios de la energía adquirida a los generadores, discriminando entre tecnologías. A unas, las inframarginales no contestables (nuclear e hidroeléctrica) se les fija un precio basado en el coste medio esperado a muy largo plazo, mediante CfD. A otras, las renovables, se les paga en función del precio resultante de subastas competitivas para un plazo largo, cuyos volúmenes estarían en línea con los objetivos del PNIÉC. El modelo de comprador único es muy cuestionado por la Comisión Europea por encajar mal con el derecho de la competencia. De hecho, la propuesta española supondría el fin del mercado europeo de la electricidad.

La propuesta no da detalles de las características de los contratos por diferencias ni de las subastas, que es tanto como dejar los puntos clave del modelo en el aire, o a la discreción del futuro comprador único.

La justificación de esta propuesta es contradictoria y se basa en supuestos erróneos. Se alega que el mercado actual funciona en el corto plazo, pero no en el largo, y que no produce precios asequibles y estables, achacando estos problemas a las barreras de entrada en el mercado de generación. Sin embargo, ignora que la causa de la volatilidad de los precios de la electricidad está más bien en la dependencia del gas natural, en la intermitencia de la generación renovable (eólica y fotovoltaica) y en las diferentes estructuras de costes de las tecnologías convencionales y renovables. Estas causas pueden originar -y de hecho, han originado- picos o periodos de precios muy altos, y no sólo en el mercado español. Por otra parte, el elevado nivel de los precios tiene, en el caso de España, tres causas bien conocidas: los precios del gas, que determinan el precio marginal del sistema en una buena parte del tiempo, los cargos para financiar políticas públicas no ligadas al coste real de producción y entrega de la electricidad y, por último, la sobrecarga fiscal (estatal, autonómica y el coste del CO₂). Los dos últimos conceptos han supuesto en 2021 más del 45% del precio final al consumidor.





La propuesta trasluce también una desconfianza de los mecanismos de mercado, que producen “beneficios extraordinarios” (windfall profits) y un desconocimiento de la realidad económica del sector eléctrico. Es esta desconfianza la que parece motivar un diseño dirigido a reducir los beneficios de los generadores (con una fijación particular en la nuclear y la hidroeléctrica) mediante unas fórmulas que añadirán rigidez al sistema, no beneficiarán a los consumidores y no atraerán a los inversores. Es oportuno recordar que, en los últimos años, la mayor parte de la producción nuclear e hidroeléctrica se ha colocado en contratos bilaterales a precios medios inferiores a los del pool¹⁹.

También se aprecia un interés por proteger a la generación renovable de la volatilidad de los precios (porque el precio capturado puede ser “inferior a su coste medio de generación”).

Al establecer precios administrativamente y, en particular, un precio fijo para la producción hidroeléctrica desaparece el concepto de valor de escasez de la energía, por ejemplo, en los períodos de mayor demanda. El agua, que ayuda a cubrir la demanda en los momentos más críticos, deja de tener valor, y se utilizará sin un criterio técnico-económico. De ser un recurso valioso pasa a ser una commodity marginal. No puede valer lo mismo en una situación de agua fluyente que en un momento de escasez en punta. Es fácil entender que esta devaluación de la energía es general, no se limita al agua.

La propuesta elimina la competencia y obliga a determinados tipos de contratos (CfD o subastas), dejando en manos del gobierno la planificación sectorial (PNIEC) y los precios, lo que no puede beneficiar a los consumidores ni reducir los precios a largo plazo. Tampoco resolverá el problema de los precios del gas. Conviene recordar que la intervención más reciente (la “excepción ibérica”) está dando lugar a exportaciones de electricidad subvencionada a los mercados vecinos, subvenciones que son financiadas por los consumidores españoles. Las intervenciones son mucho más ineficientes que los supuestos fallos del mercado. Suprimir la competencia no es el diseño de un mercado, sino su eliminación.

Con este diseño, los inversores percibirán que el gobierno interviene sólo cuando un suceso inesperado o un shock incrementa los precios, pero no cuando los reduce, con lo que perderán interés en hacer nuevas inversiones.

La propuesta ignora que los mercados de electricidad están prolijamente regulados y que cuando se imputan fallos al mercado se debería hablar de los excesos y errores de la regulación, fallos que además suelen tener un sesgo ideológico que la hacen menos realista y, por lo tanto, aún más ineficiente.

¹⁹ Estos datos fueron publicados por las empresas generadoras al día siguiente de la publicación del Real Decreto-Ley 17/2021 de 14 de septiembre, poniendo de manifiesto la ignorancia de estos hechos elementales por los redactores de dicha disposición.

Este modelo supone además una fragmentación del mercado interior europeo, al dejar en manos de cada regulador [o gobierno] nacional el diseño final de su propio mercado, y dificulta la competencia de las empresas en ese mercado europeo.

La indefinición de hecho del nuevo “mercado” generará desconfianza y será una mala señal para las necesarias inversiones, poniendo en peligro el desarrollo de la transición y la salud financiera del sector, y tampoco reducirá los costes de los sectores consumidores, mucho menos los de los electrointensivos.

La reacción de la Comisión a la propuesta española fue negativa. Siete países (Alemania, Dinamarca, los Países Bajos, Luxemburgo, Finlandia Estonia y Letonia) han enviado una carta a la Comisión rechazando la propuesta española y defendiendo el diseño actual del mercado, admitiendo únicamente modificaciones dirigidas a resolver problemas concretos. Aún sin conocer el detalle de esos problemas concretos, la idea parece ir en la línea de las recomendaciones de ACER, ya comentadas.

**EN EL DEBATE ESTABA
IMPLÍCITA UNA
CUESTIÓN BÁSICA:
DECIDIR SI SE OPTA
POR DERRIBAR LO
CONSTRUIDO EN LOS
ÚLTIMOS 25 AÑOS EN
MATERIA DE DISEÑO DE
MERCADOS O SE ELIGE
LA REFORMA.**

En el debate sobre las propuestas de reforma estaba implícita una cuestión básica: decidir si se opta por derribar lo construido en los últimos veinticinco años en materia de diseño de mercados o se elige la reforma, manteniendo los principios fundamentales de los mercados actuales, mejorando, añadiendo y puliendo lo que sea necesario. Ni se debe actuar en caliente, acuciados por la realidad, ni se puede hacer en un día una reforma de algo que ha venido funcionando durante veinticinco años, sin partir de un análisis y una atención continua al funcionamiento de los mercados nacionales, una definición de objetivos clara y un debate tranquilo con la participación de los reguladores y de los sectores energéticos, escuchando las voces de los expertos independientes, tanto del mundo académico como del empresarial, evitando todo tipo de sesgos ideológicos o políticos. Evidentemente, en este debate hay objetivos políticos, pero no puede ser monopolizado por las burocracias nacionales o europeas o dirigido por los intereses de algunos países o grupos de países. Además, se trata fundamentalmente de mejorar el diseño actual a partir de fundamentos teóricos y prácticos sólidos.





La propuesta final de la Comisión Europea

La propuesta final de la Comisión se publicó el 16 de marzo²⁰. Los puntos más relevantes de la misma para el mercado español son los siguientes:

- No plantea modificaciones en el diseño y el funcionamiento del mercado diario, reconoce el mercado de corto plazo como mecanismo eficiente para la selección de la energía más barata en cada momento, y no modifica los principios de operación de los mercados eléctricos. Las reglas de los mercados deberán basarse en la libre formación de precios por interacción de la oferta y la demanda.
- Refuerza el papel de los PPA.
- Propone los CfD como instrumento para facilitar el despliegue de nuevos proyectos renovables, complementario de otros instrumentos que pudieran establecerse, y como sistema de apoyo directo a nuevas inversiones en generación, lo que incluye también la repotenciación de instalaciones de generación renovable.
- Permite el recurso a los CfD para la generación nuclear. Hay que entender que esta posibilidad sería aplicable a nuevos proyectos nucleares o para inversiones en alargamiento de vida de plantas existentes. En cambio, no lo autoriza para generación hidráulica, como proponía la propuesta del gobierno español.
- Facilita la utilización de recursos de flexibilidad de fuentes no fósiles, por ejemplo, el almacenamiento, cuya importancia capital para apoyar la integración de la generación renovable intermitente o no gestionable es ya evidente.
- Incluye algunas herramientas de gestión de las crisis, como la posibilidad de fijar por los gobiernos precios regulados temporalmente para evitar daños a los consumidores en momentos concretos de turbulencia extraordinarias en el mercado.
- Uno de los objetivos del nuevo reglamento será el desarrollo de mercados a plazo, para que tanto proveedores como consumidores puedan protegerse contra el riesgo de volatilidad de los precios de la electricidad.

20 Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council amending Regulation (EU)2019/943 and (EU)2019/942 as well as Directives (EU)2018/2001 and (EU)2019/944 to improve the Union's electricity market design. COM(2023) 148 final.

- Se introduce la regulación de productos -desarrollados por los TSO- dirigidos a lograr una reducción de la demanda en períodos de punta.
- Se introduce la obligación para los TSO de presentar una propuesta para desarrollar hubs virtuales para los mercados de futuros, con objeto de reducir la fragmentación de los actuales mercados de futuros.
- Se introducen modificaciones menores en las metodologías de determinación de las tarifas de acceso y la normativa de uso de las redes, que deberán apoyar el recurso a servicios de flexibilidad de la demanda.

Esta propuesta rechazaba los puntos más controvertidos de la propuesta española, como era de esperar, no sólo porque algunos países de peso ya habían manifestado sus posiciones con claridad, sino porque en un momento decisivo del desarrollo del mercado único, era necesario apostar por una reforma de lo existente, manteniendo lo que ha funcionado bien y es coherente con la experiencia de veinticinco años, y con la teoría económica. En este sentido, mantiene los mercados de corto plazo y apoya decididamente los instrumentos complementarios que facilitan la penetración de renovables, los PPA y CfD.

La propuesta final, en forma de Propuesta de Reglamento, se cerró en el Consejo de Energía celebrado el 17 de octubre, durante la presidencia española, y se publicó el 19 del mismo mes²¹. En el momento de publicar este documento, la propuesta está pendiente de cerrar el triálogo, con el acuerdo de Consejo, Comisión y Parlamento. Es muy probable que, con los apoyos recibidos de los Estados miembros, sobre todo de los más importantes, no sufra cambios sustanciales, más allá de alguna formalidad.

21 Proposal for a REGULATION OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL amending Regulations (EU) 2019/943 and (EU) 2019/942 as well as Directives (EU) 2018/2001 and (EU) 2019/944 to improve the Union's electricity market design



Lo más notable de esta propuesta, que estabilizaría el diseño de mercado por al menos algunos años, es que da continuidad a la propuesta de marzo en todo lo esencial. Adicionalmente, es oportuno subrayar algunos puntos concretos:

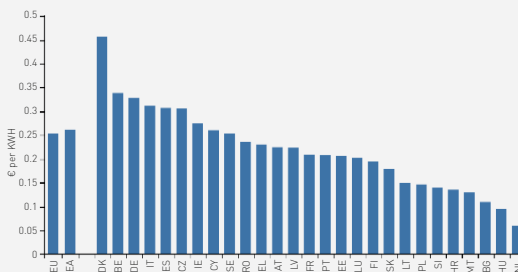
- Confirma la importancia de los mercados a plazo, para lo que, por una parte, encarga a los Estados miembros la creación de hubs regionales, que faciliten el desarrollo de dicho mercado y pide poderes para que la Comisión pueda dictar normas uniformes para el mismo.
- Expresa la necesidad y la importancia de que los operadores de las redes de transporte y distribución puedan ofrecer servicios de flexibilidad apoyándose en la innovación, pensando, sobre todo, en la participación de la demanda y en el almacenamiento de energía.
- Propone compensar a los operadores de generación eólica marina si las redes no pudiesen asegurar la capacidad de conexión de toda la generación instalada, aunque esto no pueda interpretarse como prioridad de despacho.
- Pleno apoyo al desarrollo de PPAs, eliminando dificultades y proponiendo que los Estados miembros eliminen los obstáculos a los PPA transfronterizos.
- Apoyo a los contratos por diferencias, limitándolos a tecnologías no fósiles.
- Poderes para establecer límites a los precios en eventuales situaciones de crisis de precios.
- Mecanismos de capacidad abiertos a todas las tecnologías que puedan proporcionar potencia en las condiciones técnicas requeridas.
- Exigencia de transparencia en los procesos de solicitud y aprobación de interconexión a la red de nueva generación renovable.

3.3 LOS PRECIOS Y LA POLÍTICA TARIFARIA

Los precios de la electricidad en España están entre los más altos de Europa, en particular en el sector residencial. Según datos de Eurostat, los precios para consumidores domésticos son en España los quintos más altos de la UE, después de Dinamarca, Bélgica, Alemania e Italia, con una media de 0,2394 €/KWh, frente a una media de la UE-27 de 0,216 €/KWh.

Para consumidores no domésticos (industriales y comerciales)²², en cambio, España figura por debajo de la media de la UE-27, pero es el quinto país en que más han aumentado los precios en comparación con el primer semestre de 2021 (un 75%).

Precios de la electricidad en Europa para consumidores domésticos 2022 (2500 – 5000 KWh/año)



Fuente: Eurostat

²² Las estadísticas de Eurostat no discriminan los consumidores intensivos de la categoría general de consumidores industriales.

No cabe duda de que este aumento de precios es una de las causas de la fuerte inflación que afecta a la economía española y supone una notable pérdida de competitividad para las empresas intensivas en electricidad frente a sus competidores de países en que los aumentos de los precios han sido menores o tienen una estructura tarifaria distinta.

Ante esta situación, el gobierno ha adoptado diversas medidas de intervención en el mercado para paliar el impacto de los altos precios. La más significativa, ya descrita de forma sucinta, es la limitación virtual al precio del gas natural para generación eléctrica, la llamada excepción ibérica. El resultado de su aplicación ha sido la reducción del precio del pool, en comparación con lo que habría sido sin esta corrección, aunque el precio final a los consumidores incluye el cargo por la compensación del coste del gas a los generadores. Este cargo lo pagaban inicialmente todos los consumidores sin contrato a plazo pero, al producirse la renovación de contratos, encarece también la factura de quienes habían contratado tarifas estables, con precio fijo. Por otra parte, al reducirse el precio mayorista, se ha incentivado el consumo de energía, en lugar de incentivar el ahorro. Además, la exportación de energía eléctrica a todos nuestros vecinos se ve subvencionada por los consumidores españoles en una cuantía nada despreciable. El año 2022 se ha cerrado con el saldo exportador más alto de la historia. Según las últimas cifras disponibles, y a la espera de las definitivas, se han exportado unos 29 TWh (de esta cifra, unos 18 TWh desde la entrada en vigor del mecanismo de tope al precio del gas) y se han importado unos 10 TWh.

Al reducirse el precio (virtual) del gas, se ha incentivado el recurso al gas como combustible para generación eléctrica y ha aumentado el volumen de emisiones de GEI. Estos efectos indeseados son importantes, y han distorsionado los precios relativos en Europa, aunque su impacto ha sido reducido por la limitada capacidad de interconexión del sistema eléctrico español con el resto de Europa²³, aunque dicha limitación no ha impedido la exportación de alrededor de un 12% de la electricidad producida en España.



Desvinculación del PVPC del mercado mayorista

Uno de los problemas, ya comentado, de la actual regulación tarifaria es que la llamada tarifa “regulada” es decir, sometida a normativa del gobierno, incorpora la referencia al precio del mercado mayorista con sus variaciones horarias, con lo que incorpora también la volatilidad de ese precio. Además, el derecho al llamado bono social requiere estar suscrito a esa tarifa.

En épocas en las que el mercado mayorista se ha movido en rangos de precios relativamente estrechos, el consumidor no notaba apenas la volatilidad. Pero en los dos últimos años, la volatilidad del precio mayorista ha sido muy fuerte, con lo que los consumidores han visto un incremento de la factura de mes en mes. Aparte de los sobresaltos que esto pudiera originar, lo cierto es que este diseño tarifario dificulta notablemente que una pequeña empresa, o una familia, pueda elaborar un presupuesto anual. Perjudica así a las economías familiares, a las empresas, sobre todo a las PYMES, a los arrendadores de viviendas, apartamentos turísticos o locales.

23 AIE. Electricity Market Report 2023.

El objetivo de las tarifas “estables”, que también existen en España, y son las más generalizadas en otros países, es precisamente proporcionar una perspectiva anual o plurianual estable, que permita a los consumidores prever costes y presupuestar cuentas de resultados y a los generadores tener visibilidad de precios al menos a medio plazo.

El coste de la energía en el mercado mayorista es uno de los componentes del coste final que subyace a cualquier tarifa. Las empresas comercializadoras pueden hacer previsiones de los costes probables a un plazo más o menos largo y ofrecer contratos con precio estable, salvo hechos de magnitud que impidan mantener un precio fijo en el período. Los ajustes que fueran precisos podrían trasladarse a la tarifa del período siguiente (año, trimestre, u otros).

Algunos aspectos de este tipo de tarificación pueden estar sujetos a regulación o a aprobación de la CNMC. Por ejemplo, los límites a los ajustes interanuales (o interperíodos).

Otra opción es reflejar en el PVPC el mercado a plazo, en lugar del precio spot. El problema en este caso es la escasa profundidad de este mercado.

A finales de 2022, la Secretaría de Estado de Energía abrió una consulta pública sobre el proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Real Decreto 216/2014 de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, para la indexación del PVPC a señales a plazo y reducción de su volatilidad²⁴.

La opinión de la CNMC²⁴ ha sido crítica en algunos aspectos, en particular en que la propuesta del gobierno no elimina la volatilidad del PVPC. Finalmente, el gobierno dio respuesta a este asunto mediante el Real Decreto 446/2023 de 13 de junio. En él se determina que el cálculo del PVPC se basará en “el coste de producción de energía eléctrica, que se determinará con base en el precio horario de los mercados diario e intradiario durante el período al que corresponda la facturación, en el precio de una cesta de productos a plazo gestionados por OMIP, que incluye producto mensual, trimestral y anual, los costes de los servicios de ajuste del sistema y, en su caso, otros costes asociados al suministro”. La valoración de la nueva fórmula podrá hacerse a la vista de los resultados del próximo invierno, cuando el riesgo de volatilidad de los precios diarios es más alto y por lo tanto, más significativo para los consumidores acogidos a esta tarifa.



El papel de la demanda activa en el sistema eléctrico

La demanda es un elemento del sistema eléctrico del que se habla poco, o menos que de los otros dos elementos básicos: el lado de la oferta (suministro) y las redes. Sin embargo, la demanda está llamada a jugar un papel importante en los sistemas eléctricos del futuro. No es objeto de este documento entrar a fondo en un tema que aún necesita desarrollos normativos importantes, sino precisamente señalar esa necesidad. La re-

²⁴ Informe al proyecto de Real Decreto por el que se modifica el Real Decreto 216/2014 de 28 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculo de los precios voluntarios para el pequeño consumidor de energía eléctrica y su régimen jurídico de contratación, para la indexación del PVPC a señales a plazo y reducción de su volatilidad²⁴. 16 de diciembre de 2022.

gulación debe atender a todos los elementos que son parte necesaria del sector y que aportan valor o son sujetos del mismo, unos más activos y otros más pasivos.

La demanda ya juega un papel en la respuesta activa con los programas de interrumpibilidad o contratos de esta naturaleza. Pero poco más, porque generalmente, en los países en que la regulación está menos desarrollada en este campo, dicha respuesta se limita a los grandes consumidores. Sin embargo, todos los consumidores, incluso los del sector residencial, tienen la posibilidad de participar en la respuesta activa a las necesidades del sistema, al menos por tres vías: la primera, mediante la reducción voluntaria del consumo en los períodos de punta, para lo que pueden establecerse incentivos. La segunda, mediante la previsible cuota creciente de demanda atribuible a la carga de vehículos eléctricos, que puede llegar a ser un vector de almacenamiento o de suavización de las puntas de demanda (peak shaving). La tercera, mediante la autoproducción, que ya está experimentando un crecimiento notable y que, previsiblemente, será más importante en los años próximos.

Es importante que los consumidores tomen conciencia de que la tecnología relevante en cada una de esas tres vías de actuación (contadores inteligentes, mecanismos de incentivos a la reducción del consumo en puntas, autoproducción y almacenamiento, cargadores de vehículos) les permiten beneficiarse de las características del sistema y reducir su factura. Esta es otra tarea de singular importancia para el regulador, que no debería retrasarse ni perderse en los recovecos del complejo proceso de transición.

Algunas recomendaciones concretas pueden ser trasponer la legislación europea a la española, dando a los consumidores acceso a todos los mercados energéticos, o directamente o a través de los agregadores; facilitando la aparición de agregadores independientes, con acceso a todos los mercados, facilitando la creación de comunidades energéticas o el desarrollo regulatorio de incentivos para que las empresas distribuidoras puedan plantear soluciones no de red para gestionar las redes, en particular aprovechando la flexibilidad que ofrecen los recursos energéticos distribuidos.

Los consumidores, tanto los industriales como los domésticos, en particular a través de los agregadores de cargas, podrían participar en algunos mercados de servicio de ajustes. La legislación europea lo permite, de forma general, pero es necesario que la regulación se diseñe cuidadosamente, asegurando que se aporta valor a la estabilidad del sistema y al aprovechamiento de la energía aportada por ese lado de la demanda. En este capítulo entran las comunidades energéticas, como caso particular de agregación de demanda.

La propuesta de la Comisión Europea para la reforma del mercado de electricidad recomienda también que se facilite la participación activa de la demanda en los mecanismos de capacidad.



4



LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA: ALGUNOS PUNTOS CRÍTICOS

4.1 LA CUOTA CRECIENTE DE GENERACIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE

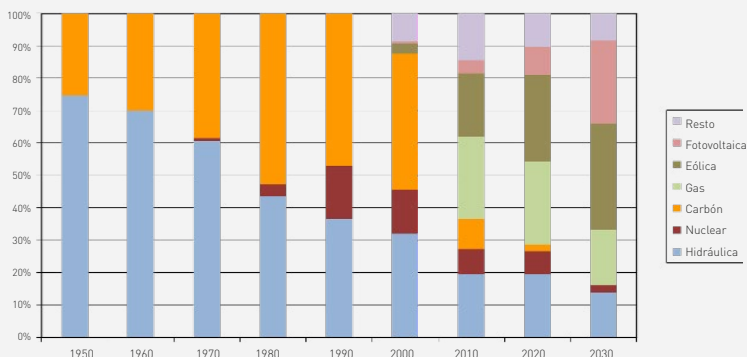
El cumplimiento de los objetivos de reducción de emisiones de GEI se apoya fundamentalmente en el mayor uso de la energía eléctrica -sustituyendo a otras fuentes de energía, como el gas- y en la mayor penetración de las tecnologías renovables en el mix de generación de electricidad.

Esta cuota de generación renovable ha venido incrementándose a ritmo acelerado desde que se publicó la normativa que inició el despliegue masivo de generación solar y eólica²⁵.

²⁵ La primera disposición sobre la retribución de la producción de energía eléctrica en el llamado Régimen Especial, posteriormente a la entrada en funcionamiento del mercado organizado (enero de 1998) fue el Real Decreto 406/2004 de 12 de marzo, por el que se establece la metodología para la actualización y sistematización del régimen jurídico y económico de la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.



Estructura de la potencia eléctrica instalada en España (1950-2030)



Fuente: elaboración propia con datos de REE

La Agencia Internacional de la Energía prevé que la potencia instalada para generación de electricidad a partir de fuentes renovables (Solar fotovoltaica, eólica e hidroeléctrica) superará con creces a las tecnologías convencionales (carbón y gas natural) antes de 2027²⁶, aunque la energía generada será sólo alrededor del 37% del total.

La operación del sistema eléctrico con una alta participación de tecnologías renovables plantea algunas cuestiones que están siendo objeto de estudio en muchos países, y que también deberían serlo en España.

La primera es la estabilidad del sistema eléctrico. En sistemas con predominio de las tecnologías convencionales (con turbinas de vapor o hidráulicas) la estabilidad está asegurada por dos vías: la inercia mecánica de las propias máquinas -turboalternadores de gran tamaño-, que proporciona la reserva primaria, en respuesta a las variaciones de producción o demanda, que se traducen en variaciones de la frecuencia y la tensión, y mediante los mercados de operación, que proporcionan la reserva secundaria y terciaria, con el concurso de todas las tecnologías aptas para prestar estos servicios.

La progresiva desaparición de las turbinas de vapor -de los ciclos combinados, de las centrales de carbón y nucleares- reducirá drásticamente la capacidad de regulación primaria y la estabilidad intrínseca del sistema. Los sistemas eléctricos con alta penetración de renovables necesitan reponer la capacidad de suministrar energía firme y capacidad de regulación: firmeza y flexibilidad.

²⁶ AIE, Renewables 2022, Analysis and forecast to 2027. November 2022.

Existen opiniones según las cuales la inercia mecánica -que es la solución preferida por los operadores de los sistemas eléctricos y, hoy por hoy, superior a cualquier otra- puede ser sustituida por almacenamiento estático (baterías) con electrónica de potencia, que emularía la respuesta de las máquinas con inercia, y que se ha dado en llamar inercia electrónica. Hasta hoy sólo se han llevado a cabo pruebas de alcance muy limitado y a pequeña escala, pero no a escala industrial ni en condiciones reales, que puedan confirmar la viabilidad real de esta opción. Las dificultades son más notables en sistemas con predominio de la generación solar fotovoltaica, tanto en las redes de transporte como en las de distribución.

Los sistemas con alta penetración de renovables, sobre todo en Europa, están experimentando ya este fenómeno, sufriendo de menor estabilidad, en concreto, un mayor número de incidentes de oscilación de frecuencia y de redespachos e intervenciones de emergencia²⁷. Consecuencia de estos problemas son el mayor coste de la energía utilizada en los mercados de operación y en los redespachos y el riesgo de interrupciones en el suministro y la percepción de mayor riesgo de interrupciones del suministro²⁸.

La estabilidad de sistemas con alta cuota de renovables necesita fuentes de flexibilidad, que podría ser, en parte, proporcionada por la generación eólica, más las baterías, equipo generador de punta y otros tipos de almacenamiento, como el bombeo hidráulico. Sin embargo, como se ha dicho, faltan experiencias creíbles y un abaratamiento sustancial de las tecnologías de almacenamiento estático (baterías) y una mejora sustancial de sus prestaciones. Esto significa que será necesario revisar los procedimientos de operación, la estructura de generación óptima o los rangos óptimos de participación de cada tecnología en el mix eléctrico, para asegurar una calidad y estabilidad suficientes.

Mientras tanto, es necesario tener en cuenta el riesgo para la operación que supone la alta cuota de renovables, e insistir en la necesidad de llevar a cabo estudios específicos sobre este problema para el caso español. Otros países europeos llevan años experimentando episodios importantes de inestabilidad con inquietud creciente tanto entre la población como en los operadores y en las empresas consumidoras de energía eléctrica.

Mientras se resuelvan estas cuestiones, para asegurar la estabilidad de las redes los sistemas eléctricos necesitarán potencia de respaldo creciente, en paralelo con el incremento de la cuota de generación renovable, y deberá ser hidráulica -en los pocos países que puedan incrementarla- o de turbinas de gas o de vapor. Las turbinas de gas requieren suministro fiable de gas, y emitirán CO₂, y las de vapor serán centrales de carbón, también con emisiones de CO₂, o nucleares. Aquí se abren una serie de cuestiones de seguridad de suministro y de política energética que no son objeto de este documento, pero queda claro que, en tanto o se resuelva el problema de la inercia, no se podrá prescindir de las tecnologías que proporcionan energía firme de respaldo²⁹.

27 En 2019, Swissgrid, operador del sistema eléctrico de Suiza, informaba que entre 2011 y 2018, el número de intervenciones emergencia para estabilizar la red había pasado de 2 a 382 anuales, con el consiguiente incremento de riesgos y costes de operación. Operadores alemanes han publicado datos en la misma línea. Según el informe de BDEW sobre los redespachos en Alemania (Redispatch in Deutschland, 28.7.2022) el coste de los redespachos por restricciones pasó de 214 M€ en 2013 a 2.042 M€ en 2021.

28 En algunos países, la percepción social está muy extendida. Ver, entre otros muchos sitios web: <https://blac-kout-news.de>. En Austria, el propio gobierno ha elevado la preocupación, al incluir el riesgo de apagones en el análisis anual de política de seguridad. Ver Sicherheitspolitische Jahresvorschau 2021.

29 En agosto de 2019, Colin Gibson, ex director de red de National Grid, afirmaba que era preciso poner un límite a la construcción de nueva generación renovable para evitar apagones, y pedía que se llevase a cabo un estudio a fondo de la cuestión (Sunday Telegraph, 19 August 2019). Ambos autores habían publicado varios análisis cuantitativos sobre la seguridad de suministro en el sistema eléctrico británico, advirtiendo de los costes y los riesgos de los escenarios estudiados.

El segundo problema derivado de la alta penetración de renovables en el sistema eléctrico es la acumulación de producción fotovoltaica en las horas de día, que puede eliminar por completo el hueco térmico durante unas cuantas horas al día, dando lugar a un sistema inestable y a precios cero o casi cero, o incluso negativos, en los sistemas cuyos algoritmos de casación los admiten. Esto, que puede parecer un hecho positivo, puede suponer un problema grave, pues reducirá el precio marginal y el precio capturado por la generación renovable, afectando a su rentabilidad y desincentivando la inversión en nueva generación de cualquier tipo, por el riesgo de ingresos. Una vez más, los contratos a plazo podrían ayudar a mitigar el impacto de este problema. Sería, sin duda, la solución más inmediata, aunque no podría extenderse a la totalidad de la generación.

Tampoco sobre esto parece haberse estudiado ni debatido en profundidad en España, mientras otros países llevan también años experimentando este tipo de situaciones y analizando posibles soluciones. La acumulación de producción fotovoltaica sin posibilidad de almacenamiento es una solución ineficiente desde todos los puntos de vista. Por otra parte, el almacenamiento será una realidad viable sólo cuando su coste se reduzca considerablemente.

La idea, relativamente reciente, de dedicar el exceso de producción fotovoltaica a la producción de hidrógeno verde puede tener sentido, pero eso será posible en el largo plazo, cuando los procesos de producción de hidrógeno lo hayan abaratado muy considerablemente y exista un mercado de hidrógeno consolidado, y cuando el problema esté correctamente dimensionado en términos físicos y económicos, calculando con cierta precisión la potencia dedicada al hidrógeno y la interrelación entre el sistema eléctrico y la producción de dicho gas.

Además, el exceso de la producción fotovoltaica no apoya la cobertura de la demanda en las puntas, que tiene lugar en horas en las que la producción fotovoltaica es nula (sin luz solar), lo cual requiere disponer de potencia de reserva para puntas. Por último, el exceso de producción renovable (fotovoltaica y eólica) puede dar lugar a congestión en nudos de la red, y obligar a los operadores de los sistemas a provocar vertidos, es decir, no admitir una parte de la producción intermitente o no gestionable, porque no cabe en la red o para reducir el riesgo de inestabilidad a niveles tolerables, con el consiguiente impacto económico para los generadores afectados.

El riesgo de vertidos es real, y si se convirtiese en algo estructural y de volumen importante, sería una señal muy negativa para las nuevas inversiones y para la política de transición energética.

En España también se experimentan vertidos importantes por exceso de producción o por congestiones en nudos³⁰, y es inevitable que sean cada

³⁰ Un caso reciente. El domingo 22 de enero de 2023, ante la abundancia de generación eólica y fotovoltaica, REE ordenó reducir entre 4000 y 5000 MW la generación eólica, durante varias horas. En total, se estima el vertido en unos 25.000 MWh. Ver: El increíble mordisco que la fotovoltaica le pegó a la eólica. elperiodicodelaenergia.com, 23.1.2023.



vez más frecuentes pues, si a finales de 2021, la potencia eólica y fotovoltaica sumaban 36.600 MW, el objetivo del PNIEC a 2030 es de 89.514 MW³¹.

Otro problema importante de la alta penetración de renovables es el papel de los mercados de capacidad. La generación intermitente necesita respaldo para asegurar la energía comprometida si falla el recurso renovable. Esto se resuelve reconociendo el valor de la capacidad disponible; en la práctica, estableciendo un mercado de capacidad que remunera la capacidad disponible para que pueda entrar en operación cuando se necesite, aunque sea sólo unas pocas horas al año.

Los mercados de capacidad no benefician, en principio, a la generación renovable, pues es difícil asegurar que la generación eólica va a estar disponible cuando se la necesite, o que la fotovoltaica va a estar disponible en horas de punta (generalmente después de la puesta del sol) aunque pueda haber casos en que se pueda prever la disponibilidad con más seguridad a corto plazo. En muchos países, los mercados de capacidad no se han implantado o están devaluados, es decir, se paga poco la capacidad. Esto podría tener algún sentido en sistemas con altos márgenes de reserva (en los que el riesgo de déficit de generación es más bajo), pero de ninguna manera en sistemas con márgenes estrechos o con mucha generación renovable que, por definición, puede encontrarse indisponible en su casi totalidad gran parte del tiempo, y especialmente en épocas de alta demanda y en las horas de punta de invierno. Basta recordar que en España las puntas de invierno suelen darse con vientos en calma y poca o ninguna luz solar, y con márgenes del sistema cada vez más estrechos³². En Europa, el problema es más acentuado, si cabe³³.

En general, en sistemas eléctricos con un margen de reserva ajustado, la escasez o abundancia de generación eólica (y en menor medida fotovoltaica) determina episodios de precios muy bajos o altos de la energía. Situaciones similares se dan con frecuencia en la mayoría de los sistemas europeos.

Por lo tanto, un mercado de capacidad bien diseñado, que pague bien la capacidad disponible para que realmente haya un incentivo a invertir en generación a largo plazo, es esencial en una transición bien ordenada.

31 Datos del PNIEC, BOE de 31.3.2021, página 36842.

32 Los márgenes reales del sistema se reducen con el tiempo por el cierre de generación convencional. Este hecho es común a la mayoría de los sistemas eléctricos europeos, pero no exclusivo de Europa.

33 Como ejemplo reciente de situaciones de dificultad en relación con la cobertura de la demanda, puede citarse el caso del 3 de octubre de 2022, en que, a la hora de punta de demanda (20.30 a 21.00 h) no había producción fotovoltaica (ya era de noche), la producción eólica era muy baja (días con muy poco viento), la hidráulica estaba muy limitada, por la sequía de la temporada y por haber quedado fuera de la subvención al gas prevista en la excepción ibérica, la producción de las instalaciones de cogeneración era prácticamente cero. En consecuencia, el margen de reserva del sistema peninsular español se redujo notablemente. El operador del sistema, REE, advirtió a las empresas generadoras de la situación, que podría repetirse a lo largo del invierno, pidiendo que, por ejemplo, se tratase de retrasar las paradas por mantenimiento programado de centrales generadoras, para aliviar el margen disponible. Conviene recordar que la generación de las centrales de carbón, que había contado con más de 11.000 MW, estaba reducida a 3.170 MW disponibles, de los que, el 3 de octubre a la hora de máxima demanda, estaban operando sólo 649 MW.



En cuarto lugar, no puede ignorarse que las instalaciones de generación eólica o fotovoltaica pueden tener impactos negativos, y que el fuerte incremento de la penetración de dichas instalaciones ha hecho aumentar la preocupación por los impactos en los territorios afectados.

Entre los impactos negativos se deben subrayar tres especialmente importantes: los impactos sobre la salud de los infrasonidos producidos por los aerogeneradores, los impactos sobre la fauna de los mismos infrasonidos y de la mortalidad de aves causada por los aerogeneradores, y los impactos sobre el paisaje y sobre la masa forestal, que afectan a la calidad de vida de las poblaciones próximas y a otros sectores económicos para los que el paisaje tiene un gran valor. El primero de estos efectos se resuelve con distancias prudentes y seguras a zonas habitadas y a instalaciones ganaderas. El segundo es de difícil solución, y sólo puede tratarse mediante un riguroso análisis en el proceso de evaluación de impacto ambiental. El tercero es más problemático, y sólo puede paliarse protegiendo de hecho las zonas que tienen ese valor paisajístico y económico que entraría en conflicto con otros intereses legítimos, es decir, poniendo orden en la utilización del territorio para generación renovable³⁴. Es necesario asegurar el rigor en los procesos de declaración de impacto ambiental, para evitar la litigiosidad creciente que se observa en otros países. De todas formas, extremar el rigor debe ser compatible con la agilidad de las tramitaciones administrativas. Basta pensar en los debates que otros países han tenido al respecto hace ya años, y que se han traducido en la no autorización en zonas de valor. Los ejemplos de Suiza, Francia o Escocia son casos muy evidentes. No se puede caer en la tentación, demasiado frecuente, de pensar que donde hay un espacio libre o concedido mediante un contrato de alquiler o de compra, se puede instalar cualquier cosa. Los objetivos de la transición deben ser perfectamente compatibles con

³⁴ En otros países, estos impactos son objeto de debate y de propuestas cada más amplias. En Alemania, por ejemplo, se ha criticado la deforestación de partes importantes de antiguos bosques intactos, protegidos legalmente, para instalar aerogeneradores. Entre otros muchos casos, uno reciente es el del Reinhardswald, en Hesse, donde se inició la deforestación de una zona amplia del conocido bosque milenario para instalar un parque eólico. Ver Windräder statt Märchenwald: Ist das Kunst oder kann das weg? Neue Zürcher Zeitung, 23.5.2022.



Por último, conviene señalar otro problema real, que es la internalización de las externalidades de las distintas tecnologías de generación. El análisis de esta cuestión tiene por objeto conocer cuál es el coste real de la generación renovable y de otras tecnologías, que es necesario para conocer el coste de la transición en sí. Una correcta imputación de los costes de todo tipo permitirá determinar la cuota óptima de generación renovable en cada escenario y en cada momento y minimizar el coste para los consumidores y para la economía, e incentivar la eficiencia de cada tecnología y del sistema. También permitirá conocer los orígenes de los costes del sistema y diseñar mejores políticas y una mejor regulación para paliarlos. Las emisiones de CO_2 , el tratamiento de los residuos nucleares y los refuerzos de las redes de transporte y distribución necesarios para conectar generación renovable, son costes que deben cuantificarse correctamente e introducirse en las ecuaciones de costes de las empresas. Puede hacerse mediante la internalización de una externalidad negativa -como en el caso de las emisiones de CO_2 - o una externalidad positiva - como el citado desarrollo del mercado de capacidad, que prime a las tecnologías que garantizan flexibilidad y firmeza al sistema eléctrico.

Ignorar la variable económica, en su más amplio sentido, en la transición energética sería un error de graves consecuencias. Sin caer en dogmatismos ideológicos, y teniendo en cuenta todas las variables comentadas, el desarrollo de la generación renovables es una oportunidad notable para una economía, como la española, obligada a importar la mayor parte de sus insumos energéticos.



A photograph of a nuclear power plant with several large, grey, hourglass-shaped cooling towers. Thick white steam is rising from the towers into a clear blue sky. In the foreground, there are power lines and a fence. The background shows rolling green hills.

4.2 LA ENERGÍA NUCLEAR

Una de las cuestiones más de actualidad es el papel de la energía nuclear durante la transición energética y más allá, cuestión sobre la que no ha habido un verdadero debate en España, más allá de abundantes slogans, decisiones políticas y silencios, y un debate corto, centrado en intereses políticos y económicos, alrededor del cierre de la central nuclear de Garoña.

Pero también es una cuestión que, precisamente con la transición energética, con el cambio en la taxonomía y con las tensiones en los mercados de gas y petróleo, ha cobrado nuevo interés y ha hecho cambiar las políticas de no pocos países. Durante décadas, la oposición a las centrales nucleares se ha presentado ante la opinión pública con argumentos pretendidamente sólidos e irrefutables, fundamentalmente tres. El primero, el peligro de la radiación en las proximidades de las centrales nucleares en operación, el segundo, el riesgo de accidentes y de sus consecuencias. Por último, el problema del almacenamiento del combustible gastado, que requiere instalaciones y de sistemas de vigilancia y control a muy largo plazo. Estos argumentos se han ido derrumbando a lo largo del tiempo, a medida que la experiencia de la operación de las centrales nucleares en todo el mundo se ha demostrado como segura, que los residuos radiactivos y el combustible gastado pueden ser tratados de forma segura y que, en resumen, los riesgos radiactivos son realmente bajos, e inferiores a los de otras muchas actividades industriales.

Ante la pérdida de argumentos, los opositores han introducido en los últimos años uno nuevo: los elevados costes y los largos plazos de construcción de algunas centrales de nueva generación, en concreto las de Flammanville 3, en Francia, y Olkiluoto 3 en Finlandia.

La oposición a la energía nuclear contó con dos apoyos importantes, los dos accidentes de importancia que han tenido lugar en Chernóbil (1986) y Fukushima (2011).

Las especificaciones de la transición energética, al menos tal como se ha entendido en Europa, han incluido en varios países la desnuclearización, el abandono total o casi total de la energía nuclear en la generación de energía eléctrica, sin que hubiese ninguna razón seria para ello. Para tal decisión se han aducido sólo dos justificaciones. La primera, que no era "verde", es decir, renovable, como el viento o el sol. La segunda, el ejemplo de algunos países que habían decidido o decretado el cierre total o parcial de sus centrales nucleares en servicio: Alemania, Bélgica o Suiza, a los que se sumó Francia, con la ley de transición impulsada por el presidente François Hollande.

En los últimos años, en pleno desarrollo de la transición energética, ha crecido la conciencia de que la energía nuclear es una parte importante de la solución a tres problemas: el cumplimiento de los objetivos de emisiones de GEI, la necesidad de potencia firme en cualquier sistema eléctrico y la escasez de combustibles fósiles, real o percibida como probable, a medio plazo.



¿Es verde la energía nuclear?

Una de las acusaciones frecuentes a la energía nuclear es que no es verde. Basta enunciar esta alegación para percibir su debilidad. El objetivo de la transición energética es el cuidado del medio ambiente, que se concreta en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. Consecuentemente, de lo que se trata no es de utilizar en exclusiva recursos naturales renovables, sino de utilizar tecnologías limpias, es decir, exentas de emisiones de gases de efecto invernadero en la máxima medida posible. Ese era el objetivo principal de la política climática europea y de las reglas de la transición. Los estudios que se han sucedido en los últimos años muestran que la huella de carbono de la energía eléctrica de origen nuclear es inferior a la de las tecnologías que utilizan recursos de origen renovable. En realidad, el término verde es ambiguo, y se puede utilizar con dos acepciones: (a) verde equivale a renovable, o (b) verde quiere decir limpia. La energía nuclear es limpia. Basta comparar la huella de carbono de las distintas tecnologías de generación eléctrica.

Huella de carbono de diversas tecnologías de generación de electricidad



Tecnología de generación	Huella de carbono (g CO ₂ /KWh)
Carbón	820
Gas	490
Solar fotovoltaica	48
Solar concentrada	27
Hidráulica	24
Eólica	12
Nuclear	12

Fuente: Foro Nuclear (FORATOM, con datos de IPCC 2018)



Las decisiones de cierre de centrales nucleares

Las decisiones que algunos gobiernos han adoptado para suprimir totalmente o reducir el peso de la generación eléctrica nuclear en su mix eléctrico han obedecido a causas políticas poco o nada relacionadas con la seguridad, la transición o la economía energética. El caso de Alemania es ejemplar, y no necesita ser descrito en detalle.

Otro caso paradigmático es el de Francia, cuyo mix eléctrico tiene la cuota de energía nuclear más alta del mundo, que en su día (1974) optó por la energía nuclear como medio de asegurar una mayor independencia energética. El presidente Hollande impulsó una ley de transición que establecía como objetivo la reducción del parque nuclear al 50% para 2025. El presidente Macron, al poco de tomar posesión, declaró que la ley se cumpliría, pero que “la seguridad [de abastecimiento] es lo primero” y anunció en 2018 el cierre progresivo de 14 centrales, de las más antiguas y de menor potencia. Sin embargo, aún sin haber dedicado mucha atención al sector nuclear durante su mandato, lo que le ha valido serios reproches de la industria francesa, a primeros de septiembre de 2022, en medio del debate del gas ruso y de los precios del gas, anunció un plan para construir 14 nuevas centrales nucleares del tipo EPR, que se pondrán en servicio entre 2035 y 2050.

Otros países europeos han revisado también su política nuclear. El gobierno belga anunció el 18 de marzo de 2022 la decisión de postponer 10 años el cierre de sus dos centrales nucleares³⁵, que estaba previsto para 2025. La razón aducida es el impacto de la guerra de Ucrania en los precios de la energía y el enrarecido entorno geopolítico consiguiente. En enero de 2023, el gobierno sueco ha presentado un proyecto de ley para construir nuevas centrales nucleares en nuevos emplazamientos. En 2010 se había aprobado una moratoria nuclear y se limitaba el número de reactores. Con este proyecto se dan por terminadas ambas limitaciones. También se está estudiando la reapertura de la central de Ringhals (2 reactores) cerrada hace pocos años por razones económicas.

³⁵ Las centrales nucleares de Doel y Tihange tienen 7 reactores, con una potencia conjunta de 5.900 MW, y suministran alrededor del 50% de la electricidad consumida en Bélgica.

Este movimiento de retorno a lo nuclear se manifiesta también en otras regiones. El crecimiento del parque nuclear en el mundo se apoya en buena parte en el número de países que anuncian la construcción de nuevas centrales nucleares, tanto algunos que habían parado la construcción de nueva generación nuclear como otros que no habían entrado en el club nuclear y han tomado la decisión firme de hacerlo.



Centrales nucleares en el mundo

	2000	2021
Países con CCNN en operación o en proyecto	31	46
CCNN en operación	433	446
Potencia (GW)	374	394
CCNN en construcción	31	58
Potencia (GW)	28	61
CCNN en proyecto o planificadas	0	97
CCNN propuestas o en estudio	0	325

Fuente: Foro Nuclear





La decisión sobre la taxonomía

La taxonomía de la Unión Europea es un sistema de clasificación que establece qué actividades e inversiones son compatibles con el objetivo del IPCC de mantener el calentamiento global por debajo de 1,5°C respecto a los niveles preindustriales, y con los objetivos europeos de descarbonización. Inicialmente, la taxonomía se orientó a las actividades consideradas como verdes, y ese sigue siendo su objetivo principal.

El marco legal básico de la taxonomía fue adoptado en 2020³⁶. Más adelante, se adoptaron Actos Delegados que definían la Lista de la Taxonomía, que definía en detalle las actividades consideradas acordes con los objetivos de la misma o las condiciones que debían cumplir para serlo, por ejemplo, los límites a las emisiones de GEI u otras restricciones ambientales.

El 2 de febrero de 2022, la Comisión Europea aprobó un nuevo Acto Delegado que incluía la generación con gas y la energía nuclear. Las centrales de gas, tanto las existentes como las nuevas, deberían cumplir con un límite de 100 g de CO₂ equivalente por KWh en el ciclo de vida de la central, además de otras condiciones relativas a centrales nuevas o existentes.

En lo relativo a las centrales nucleares, la Comisión proponía que se pudieran considerar incluidas en la taxonomía: (a) las actividades de I+D, proyectos de demostración y puesta en marcha de instalaciones innovadoras, (b) las nuevas instalaciones que obtuvieran el permiso de construcción antes de 2045 y (c) las modificaciones de centrales nucleares existentes para alargar su vida útil. Todo ello sujeto a condiciones de operación en condiciones seguras y a la existencia de instalaciones para el almacenamiento seguro de los residuos.

Esta ampliación de la taxonomía es un rechazo del último argumento antinuclear y un respaldo claro a la generación de electricidad de origen nuclear y, en concreto, al alargamiento de vida de las centrales existentes, como opción de gran valor estratégico en Europa, en el escenario geopolítico actual.



El papel de la energía nuclear hoy

Los escenarios energéticos que se toman en consideración hoy en día son muy distintos de los de hace una década, y más aún de los de la época anterior al Protocolo de Kyoto. Han cambiado los objetivos de la política energética, es decir, de mix energético y eléctrico, se han producido cambios radicales en la geopolítica de la energía, sobre todo a partir de la guerra de Ucrania, pero ya mucho antes de que ésta se iniciara. Han cambiado las percepciones públicas de la energía nuclear en muchos países y la visibilidad de algu-

³⁶ Reglamento 2020/852, Reglamento de Taxonomía.

nos puntos débiles de las políticas de transición energética. También se ha consolidado la percepción de que la seguridad de las centrales nucleares y de las instalaciones de almacenamiento de combustible gastado está fuera de duda.

Por todo ello, la energía nuclear es una opción que cobra sentido, no sólo de forma objetiva y material -que ya lo tenía-, sino en el contexto de un cambio profundo de los sistemas energéticos que exige tener en cuenta todas las opciones tecnológicas.

El papel que la generación eléctrica nuclear puede jugar en los sistemas eléctricos del futuro se apoya en cuatro factores: el valor que aporta la generación nuclear al sistema eléctrico, las opciones tecnológicas disponibles, los costes de generación y el cambio en la aceptación social.



El valor de la generación nuclear

LA GENERACIÓN NUCLEAR APORTA NO SÓLO INERCIA, SINO CAPACIDAD DE REGULACIÓN E INDEPENDENCIA ESTRATÉGICA DE COMBUSTIBLES FÓSILES Y ELEMENTOS DE TIERRAS RARAS.



La característica principal de los sistemas eléctricos con alta cuota de generación renovable es el fuerte incremento de la intermitencia, que requiere actuar para asegurar el mantenimiento de una cuota alta de generación firme y con capacidad de regulación primaria y secundaria. Una vez completado el cierre de la generación con carbón, sólo quedan tres opciones. La hidroeléctrica, los ciclos combinados de gas y la energía nuclear. La primera está limitada por la hidraulicidad natural de cada país. La segunda está amenazada a medio plazo, como todas las tecnologías basadas en combustibles fósiles, por lo que, aún con variaciones entre países, puede preverse que se verá minimizada o reducida a cero, dejando el uso del gas para los procesos industriales en que no existan alternativas a un coste razonable.

Así pues, si se quiere mantener una cuota de generación firme para dar el respaldo adecuado a la generación intermitente, y para asegurar la estabilidad de los sistemas

eléctricos, sólo queda el recurso a la generación nuclear o a al almacenamiento. Las tecnologías de almacenamiento son, hoy por hoy, muy caras y, aun admitiendo mejoras y reducciones de costes importantes en la próxima década, sigue teniendo una desventaja relativa, que es la carencia de inercia para regulación primaria (piénsese que se necesitan capacidades de almacenamiento del orden de 1 GW para que el almacenamiento aporte el respaldo necesario en sistemas con alta cuota de renovables). Se están llevando a cabo proyectos piloto para verificar el grado de sustituibilidad de la inercia por la electrónica de potencia, pero no hay perspectivas de cuándo podrán obtenerse resultados viables en grandes sistemas. En cualquier caso, la generación nuclear aporta no sólo inercia, sino capacidad de regulación (a diferencia de las centrales nucleares de primera y segunda generación) e independencia estratégica de combustibles fósiles y elementos de tierras raras.



Las opciones tecnológicas

En el medio plazo, hay dos opciones: los reactores avanzados (EPR, AP1000, APWR y otros) y, los reactores modulares pequeños y, en un plazo más largo, los reactores de cuarta generación y los diseños innovadores, de los que hay unos cuantos en fase de desarrollo.

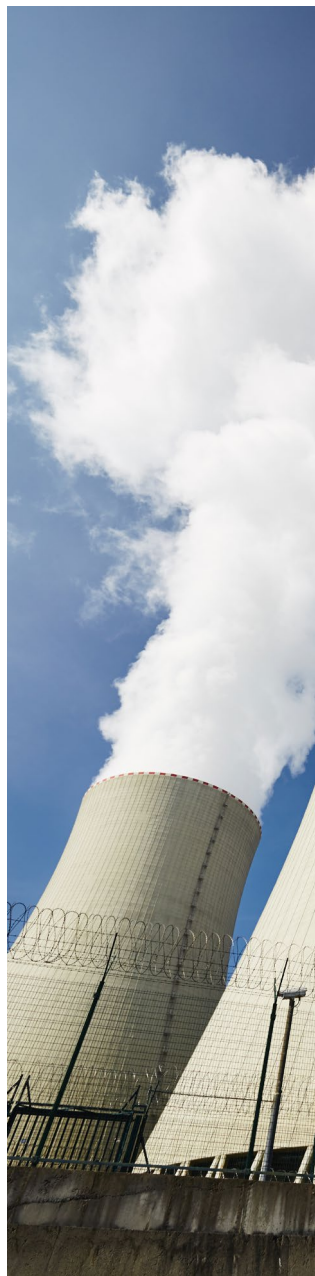
Pero en el corto plazo hay otra opción que tiene todo el sentido: el alargamiento de vida de las actuales centrales nucleares en operación. En el caso de España, se trata de centrales probadas, que han venido funcionando sin ningún problema técnico o de seguridad, que están en condiciones de prestar servicio durante una o dos décadas más, ahorrando así el coste de inversión de cualquier generación sustitutiva y proporcionando energía eléctrica a bajo coste y libre de emisiones de GEI.

Otros países han adoptado ya decisiones en este sentido, y es una de las líneas de desarrollo de generación nuclear. De los 446 reactores nucleares en servicio, el 17% tienen ya más de 40 años. En EEUU, la práctica totalidad de los reactores han sido licenciados para operar hasta los 60 años.



Los costes de generación

Los costes de generación de la electricidad de origen nuclear dependen fundamentalmente de los costes de inversión, ya que el coste del combustible pesa muy poco en el coste final del KWh. Se ha argumentado que los costes de las centrales nucleares de Olkiluoto 3 (Finlandia) y Flamanville 3 (Francia) son muy elevados, y que los plazos de construcción se han alargado sobremanera. Era de prever que estas centrales experimentasen retrasos y sobrecostes, pues se trata de centrales que son las primeras de una serie que tiene un diseño muy complejo, cuando existen alternativas igualmente seguras y menos costosas. En cuanto a los plazos, el alargamiento suele darse en los primeros ejemplares. En los años del gran desarrollo nuclear, en las décadas de los años 70 y 80, también hubo proyectos con notables retrasos y sobrecostes, pero en muchos otros se consiguieron ahorros económicos y de plazo mediante diseños normalizados y planes de aprendizaje de unos a otros proyectos, que dieron muy buenos resultados. Esto no de-





bería ser un problema hoy, si se diseñan procesos de aprendizaje desde el primer momento y se evitan diseños muy dependientes del emplazamiento y poco estandarizados.



Los reactores modulares

Los pequeños reactores modulares, de los que actualmente se habla, son el desarrollo de un concepto lanzado por el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) a principios de la década de 2010³⁷. Se trata del desarrollo de una nueva familia de reactores nucleares denominados Reactores Modulares Pequeños (Small Modular Reactors – SMR, en su denominación y siglas en inglés), con potencias eléctricas de alrededor de 300 MWe, que podrán entrar en operación a finales de la década de 2020 o principios de 2030. Este concepto tiene como objetivos reducir los costes de inversión directa, simplificar el procedimiento de licenciamiento, acortar los periodos de construcción y hacer posible que las centrales puedan emplazarse lejos de las grandes redes de transporte de electricidad, mediante la simplificación y estandarización del diseño, la utilización de sistemas de seguridad pasivos y la prefabricación de conjuntos o subsistemas³⁸.

Además, presentan un alto nivel de seguridad inherente, ya que utilizan factores de seguridad pasivos basados en fenómenos naturales, como la circulación del refrigerante por gravedad o la transmisión de calor por convección, lo que permite una refrigeración indefinida sin acción del operador ni dependencia de la alimentación exterior o reposición de agua exterior.

Más de 50 diseños de reactores modulares pequeños se encuentran en distintas etapas de licenciamiento en Canadá, China, EEUU, Finlandia, Francia, Reino Unido y Rusia. Un ejemplo de reactor modular pequeño en operación es **la primera central nuclear flotante del mundo, la Akademik Lomonosov**, que empezó a operar en diciembre de 2019.

³⁷ El concepto de los reactores modulares se incluyó en el programa INPRO (International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles), como iniciativa del Departamento de Energía de EEUU.

³⁸ Para más información acerca de los reactores modulares, ver el sitio web del Foro Nuclear, www.foronuclear.org y NEA (2016) Small Modular Reactors: Nuclear Energy Market Potential for Near-Term Deployment.



El alargamiento de vida

Una de las alternativas más lógicas para abaratar la energía eléctrica es el alargamiento de la vida útil de las centrales nucleares en operación. Los países que han desarrollado esta opción (EEUU y unos cuantos países europeos) han entendido que unos activos bien operados y mantenidos que, por diseño, contaban con márgenes de vida útil en la mayoría de los equipos y componentes, podrían, con un esfuerzo económico moderado, mantenerse en operación más allá de los cuarenta años que constituyeron la norma en las sucesivas generaciones de centrales nucleares.

Por el contrario, cerrar las centrales al cumplir los cuarenta años o antes, como han hecho otros (Alemania, por ejemplo) supone un despilfarro inversor pues, en general, se trata de activos capaces de operar en perfectas condiciones, que han debido ser sustituidos por otros, con nuevas inversiones muy cuantiosas y que, en la mayoría de los casos será generación intermitente, que restará firmeza al sistema, supondrá un aumento de las emisiones totales de GEI a incrementará los costes de operación y financieros del sistema.

A escala mundial, la ampliación de la vida de las centrales nucleares, con las debidas condiciones de seguridad, permite reducir las emisiones de GEI, facilita la transición energética, ahorra costes de inversión en el proceso de transición, que serán muy onerosos, reduce los costes de operación del sistema eléctrico y mejora su estabilidad. Además, facilita el respaldo a la generación renovable sin incrementar el consumo de combustibles fósiles. Por último, permite operar centrales seguras y enlazar su cierre con la próxima generación de centrales nucleares (PWR avanzados o SMRs).

Unos 100 reactores, del total de 442 operativos, ya han recibido la certificación para operar al menos una década más allá de los cuarenta años. En países como EEUU, la revisión de las posibilidades de operación hasta los sesenta años es ya habitual, y la gran mayoría de las centrales la tienen concedida o la han solicitado. También se ha abierto el proceso para prolongar la vida

**SON LAS EMPRESAS
GENERADORAS
DE ELECTRICIDAD
LAS QUE DEBEN
DECIDIR,
BASÁNDOSE EN
SU CRITERIO
ESTRATÉGICO
OPTAR POR
UNAS U OTRAS
OPCIONES QUE
LOS DESARROLLOS
DE LA ENERGÍA
NUCLEAR
PERMITEN.**



de centrales nucleares en algunos países. El regulador nuclear finlandés ha aprobado la operación de la central de Loviisa hasta los 70 años. Japón ha abierto también el proceso de alargamiento de la vida de las centrales nucleares hasta los 60 años, y Francia hasta más allá de los 60.

En el caso de España, las centrales nucleares no han tenido problemas de seguridad de operación, y la calidad de la operación está fuera de duda. No hay obstáculos técnicos, económicos o regulatorios para su alargamiento. Esta debería ser una decisión fácil de tomar. No cabe duda de que la decisión de establecer un calendario de cierre anticipado, como se ha hecho, es un error estratégico y económico. Todas estas alternativas que la energía nuclear ofrece deben venir respaldadas, en todo caso, por la decisión empresarial de invertir y por la necesaria seguridad jurídica. Son las empresas generadoras de electricidad las que deben decidir, basándose en su criterio estratégico y en su análisis de rentabilidad optar por unas u otras opciones que los desarrollos de la energía nuclear permiten.



La energía de fusión

Aunque se trata de una tecnología aún en etapa incipiente, merece una breve mención, pues ha cobrado actualidad por las recientes informaciones sobre algunos avances en el terreno de la investigación en este campo.

La fusión nuclear es un proceso que se viene estudiando con vistas a su aplicación civil desde hace sesenta años. Su ventaja es la disponibilidad, en principio sin límites, del “combustible”, hidrógeno, que previamente hay que producir. Las dificultades están en la elevadísima energía liberada en la reacción y en su manejo hasta convertirla en electricidad, lo que sin duda requerirá un ciclo termodinámico aguas debajo de la reacción de fusión.

Los recientes logros, publicados en diciembre de 2022, sobre la producción de una reacción con balance neto de energía positivo, son un hito en el terreno científico, pero queda mucho camino por delante. Desde hace décadas se viene pronosticando que la fusión será una realidad en varias décadas. No hay fecha fija creíble, por ahora. Lo importante es que el esfuerzo de inversión en I+D se oriente correctamente. España debe estar presente en los programas donde tenga sentido para nuestra industria, para asegurar esa posición industrial en el futuro.





4.3 EL HIDRÓGENO Y LA ELECTRICIDAD

El hidrógeno es un gas conocido desde hace siglos, que empezó a utilizarse en la industria desde finales del siglo XIX. Su consideración como un gas aplicable de forma general a la industria cobró vida a partir de la publicación de La economía del hidrógeno³⁹, de Jeremy Rifkin, que se convirtió en su primer abogado a gran escala, presentándolo como una solución general a los problemas de escasez energética.

Más recientemente, y principalmente como consecuencia de la guerra de Ucrania, ha aumentado el interés en el hidrógeno como vector energético que, de alguna manera, podría sustituir al gas natural.

Históricamente, el hidrógeno ya fue utilizado ampliamente en muchas zonas urbanas de los países industrializados, pues era uno de los componentes del gas ciudad, que en realidad era una mezcla de gases, con hasta un 45% de hidrógeno, además de metano y otros. El gas ciudad fue sustituido por el gas natural, por su mayor calidad, abundante suministro, facilidad de manejo y precio asequible y el hidrógeno quedó reservado a aplicaciones industriales concretas.

El hidrógeno es un gas con un elevado poder calorífico por unidad de masa, aunque, debido a su baja densidad, la densidad energética por unidad de volumen es apenas un tercio de la del gas natural y muy inferior a la de los combustibles líquidos del petróleo (gasolina, gasóleo y queroseno). La física y la química del hidrógeno son

³⁹ Jeremy Rifkin, The Hydrogen Economy. Nueva York, 2000.

bien conocidas desde hace mucho tiempo. La combustión del hidrógeno no produce residuos contaminantes, sino sólo vapor de agua, lo que representa una ventaja sustancial sobre el gas natural desde el punto de vista medioambiental, pero la producción del hidrógeno requiere también mucha energía. Las dificultades y los costes de su transporte y distribución son importantes.

El principal argumento en favor del hidrógeno está en que podría producirse por electrólisis del agua, y almacenarse o utilizarse directamente en la industria -sustituyendo al gas natural- o en vehículos -sustituyendo a los combustibles fósiles-. En consecuencia, el hidrógeno podría contribuir a resolver el problema de la descarbonización y la dependencia del gas natural. Existen varios procesos para la producción de hidrógeno, con más o menos generación de CO_2 , pero el interés actual se centra en el producido por electrólisis, sobre todo si la energía eléctrica necesaria proviene de fuentes renovables, en cuyo caso, el hidrógeno se adjetiva como verde, y se considera como una energía totalmente limpia.

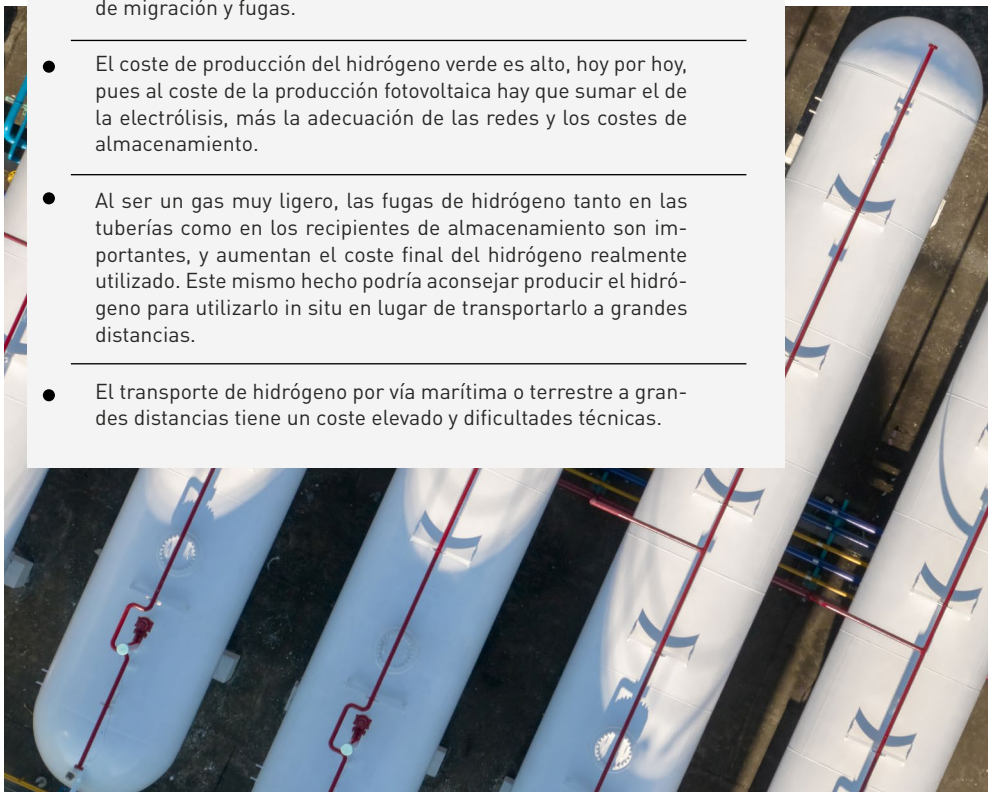
La relación del hidrógeno y la electricidad es así evidente. El exceso de energía eléctrica intermitente, sobre todo la fotovoltaica, durante las horas de día, podría dedicarse a la producción de hidrógeno verde⁴⁰, con lo que se resolverían tres problemas: (a) evitar los precios nulos o negativos que se producen ya en algunos sistemas eléctricos, como consecuencia de ese exceso de producción (en ausencia de almacenamiento a un coste asumible), (b) aprovechar el potencial solar de los países o regiones de mayor insolación -como España- para producir un vector energético valioso y (c) facilitar la reducción de la dependencia del gas natural, en general, y del gas ruso en particular.



40 En el libro de Rifkin se incluye esta cita de Peter Hoffman [2001]: "Cuando en los próximos años la energía eólica baje hasta situarse por debajo de 1,5 cent/KWh, el hidrógeno generado eléctricamente a partir de ella podrá competir con la gasolina". Hasta hoy, ese nivel de coste no se ha alcanzado. Por otra parte, la competitividad de un combustible [hidrógeno] dependerá del escenario de precios relativos de los otros combustibles [gas y petróleo] que se considere.

Sin embargo, el recurso masivo al hidrógeno no está exento de problemas técnicos y económicos, que aún se encuentran en fase de I+D para encontrar respuestas aceptables en cuanto a fiabilidad y coste. Conviene citar los siguientes:

- La generalización de su uso requeriría adecuar las redes de transporte y distribución, lo cual tiene un coste, que dependerá (a) de los materiales de las redes y que, sobre todo en redes antiguas, exigiría una inversión mayor que en redes más modernas, (b) del nivel de saturación de cada tramo de red, lo que en muchos casos exigirá inversiones en nuevos tubos y (c) de las fugas, que serán superiores a las del metano, por ser la molécula de hidrógeno la más ligera y fugaz de todos los gases.
- Su aplicación generalizada a la movilidad requeriría una amplia red de puntos de suministro, que habría que construir.
- El hidrógeno es un gas fácilmente inflamable, y su manejo es más delicado que el del gas natural, por las elevadas presiones necesarias para su almacenamiento, por los riesgos de los materiales metálicos en los tubos y recipientes y por la facilidad de migración y fugas.
- El coste de producción del hidrógeno verde es alto, hoy por hoy, pues al coste de la producción fotovoltaica hay que sumar el de la electrólisis, más la adecuación de las redes y los costes de almacenamiento.
- Al ser un gas muy ligero, las fugas de hidrógeno tanto en las tuberías como en los recipientes de almacenamiento son importantes, y aumentan el coste final del hidrógeno realmente utilizado. Este mismo hecho podría aconsejar producir el hidrógeno para utilizarlo in situ en lugar de transportarlo a grandes distancias.
- El transporte de hidrógeno por vía marítima o terrestre a grandes distancias tiene un coste elevado y dificultades técnicas.



Los tres primeros problemas citados podrían ser manejables, al menos hasta cierto punto, pero aún quedan unos cuantos años para tener resultados aplicables a escala industrial de los muy diversos desarrollos tecnológicos actualmente en curso. En el caso de España, la adecuación de las redes tendría un coste probablemente asumible, en un escenario de sustitución de demanda de metano por hidrógeno, que justificaría el uso de las redes para el nuevo gas. Pero es necesario un esfuerzo mayor en la resolución de los otros problemas y en el abaratamiento del hidrógeno para que resulte verdaderamente atractivo. En este marco, la opción del hidrógeno “azul”, producido por el método tradicional de reformado de gas natural, y con captura del CO₂ emitido, puede ser una opción que no debe desecharse de antemano.

La Comisión Europea publicó un documento⁴¹ sobre estrategia del hidrógeno, centrado en el potencial del hidrógeno verde o renovable, con unos objetivos de 40 GW de capacidad de electrolisis en 2030 y una producción de hasta 10 millones de toneladas de hidrógeno en la UE. El gobierno de España también ha difundido una Hoja de Ruta del hidrógeno⁴², con una orientación similar. En ella se prevé una capacidad de electrólisis de 300-600 MW en 2024 y de 4 GW en 2030.

Al amparo de los fondos New Generation de la Unión Europea, se han propuesto una serie de proyectos de producción electrolítica de hidrógeno y de usos de hidrógeno en otros estadios de la cadena de valor de éste. En algunos foros se ha especulado con que España podría ser el principal hub de hidrógeno de Europa⁴³. La realidad es que estamos aún en una etapa incipiente del posible desarrollo técnico y económico del hidrógeno, y conviene ser prudente al hacer proyecciones de futuro. Algunos países industrializados ya han diseñado estrategias de hidrógeno, centrando sus esfuerzos en el dominio de las tecnologías y en la mejora y desarrollo de electrolizadores, de materiales y de otras tecnologías complementarias. De estos desarrollos tecnológicos es de donde saldrán las respuestas a la viabilidad económica del hidrógeno como vector energético para diversos usos.

Por otra parte, también es cierto que en la industria del automóvil se empieza a ver muy problemática la generalización del vehículo eléctrico como solución única a la movilidad descarbonizada, y el hidrógeno se presenta como una opción interesante, una vez que su coste se reduzca⁴⁴. Naturalmente, la reducción del coste del hidrógeno y su competitividad deben situarse en un escenario de precios del gas natural creíble a medio plazo. Si los precios del gas natural se normalizasen a los niveles de 2020 o anteriores, sería muy difícil que el hidrógeno pudiera competir, en el estado actual de las tecnologías. Otra cosa es su carácter de energía libre de GEI y el consiguiente ahorro de derechos de emisión de CO₂.

41 European Commission. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. COM [2020] 301. [8.7.2020]

42 Ministerio para la transición ecológica y el reto demográfico. Hoja de ruta del hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable. Octubre 2020.

43 Alrededor de la fiebre del hidrógeno se han propuesto algunos proyectos de grandes dimensiones. Uno de ellos es la presa y central hidroeléctrica de Inga, en el río Congo [República Democrática del Congo], que podría tener una potencia de hasta 44 GW -dos veces y media más que la presa de las Tres Gargantas-, que podría producir in situ hidrógeno verde para Alemania. El proyecto estuvo en la mesa de la Canciller alemana Angela Merkel en 2020. En los planes publicados entonces por el gobierno alemán, Alemania necesitaría en 2030 alrededor de 100 TWh para producir hidrógeno, pero sólo podría disponer de 14 TWh de producción propia. El resto tendría que ser importado.

44 Toyota Chief says “Silent Majority” has doubts about pursuing only EVs. Wall Street Journal, 18 December 2022. https://www.wsj.com/articles/toyota-president-says-silent-majority-has-doubts-about-pursuing-only-evs-11671372223?s=lcjqu8vzxnsnp5&reflink=desktopenwebshare_permalink.

Además, es necesario pensar en los volúmenes de hidrógeno que serían precisos para sustituir a un nivel razonable el suministro de gas natural (ruso o de otros orígenes)⁴⁵ y en las cadenas de suministro en toda Europa, en las inversiones requeridas y en el tiempo para ponerlas en condiciones de operar, en particular las redes de transporte de hidrógeno a escala continental, cuya viabilidad a priori es más que dudosa.

Como conclusión, es posible que el hidrógeno ofrezca algunas oportunidades reales a medio y largo plazo, sobre todo por tres razones:

A

Las limitaciones que pueda tener el desarrollo de la movilidad eléctrica, por las posibles dificultades de producción y abastecimiento de materiales críticos, aunque éste es un asunto controvertido.

B

Como sustituto del gas natural en procesos industriales, para reducir el balance de emisiones de GEI, allí donde sea viable técnicamente.

C

Como materia prima en la fabricación de combustibles sintéticos, para aquellos usos en los que la electricidad o el hidrógeno presenten inconvenientes para su utilización.

⁴⁵ John Poljak. Could Europe replace Russian gas with hydrogen? Let's look at the numbers. Rechargenews.com, 4 May 2022. <https://www.rechargenews.com/energy-transition/could-europe-replace-russian-gas-with-green-hydrogen-lets-look-at-the-numbers/2-1-1212798>



Los costes de producción del hidrógeno hacen que sea más caro que la electricidad utilizada para la electrólisis y, por lo tanto, será viable sólo en los procesos industriales donde la electricidad no sea la solución.

España tiene mejor posición de partida que otros países, pero sólo por la calidad del recurso fotovoltaico, lo que puede ser una base para desarrollar una industria de nivel tecnológico medio. Son muchas las incógnitas técnicas y económicas que hay que despejar. En cualquier caso, la contribución del hidrógeno al cumplimiento de los objetivos de descarbonización de 2030 no va a ser significativa. Lo importante, por el momento, es apoyar la I+D en este campo y diseñar una estrategia nacional del hidrógeno, que sirva para alinear los intereses de los sectores interesados y para definir objetivos viables y estrategias de creación de valor. También hay que pensar en un contexto internacional extremadamente competitivo⁴⁶, y distinguir entre, por una parte, buscar un posicionamiento inteligente, abierto a las oportunidades de futuro y, por otra parte, hacer inversiones cuantiosas en infraestructuras antes de que el mercado tome forma y sentido. En el terreno de las estrategias, es de esperar que la versión final del PNIEC incluya un desarrollo amplio del caso del hidrógeno. En cualquier caso, es importante poner énfasis en el dominio de las tecnologías clave (en este caso, los electrolizadores y otras tecnologías complementarias) que es uno de los terrenos -no sólo en el caso del hidrógeno- en los que España ha empeorado su posicionamiento en las últimas décadas, más que en convertirse en un exportador de una commodity para competir en precios.

También hay que tener en cuenta que la Comisión Europea ha desarrollado una postura muy favorable al hidrógeno en prácticamente los dos últimos años, pasando de una posición favorable, pero de perfil bajo a otra de casi prioridad para el hidrógeno. Es evidente que la posición política y regulatoria relativa al hidrógeno necesita ser refinada con objetivos claros e instrumentos más flexibles e incentivadores.

⁴⁶ No se puede ignorar que algunos países con un potencial renovable superior al de España pueden desarrollar estrategias de hidrógeno competidoras, y otros tienen ya definidas o en curso de definición estrategias nacionales.





4.4 LOS RIESGOS Y LAS OPORTUNIDADES DE LAS TRANSICIONES

Ningún proceso de cambio está exento de riesgos. La transición energética que se está desarrollando en la actualidad, tal como se ha diseñado, tiene riesgos que le son propios.

Si bien el análisis de los riesgos de la transición energética daría por sí solo para un amplio documento, conviene señalar tres riesgos principales: las consecuencias del incremento de la cuota de generación eléctrica renovable, la disponibilidad de las nuevas tecnologías que serán clave del éxito y el control de los costes.

Del primero ya se ha tratado más arriba. Sin embargo, vista la experiencia europea en el último año, es preciso subrayar la necesidad de contar con energía firme para asegurar la estabilidad del sistema. No deben cerrarse más centrales generadoras, ni de carbón ni de gas, mientras no se tenga la plena seguridad, comprobada en la práctica a gran escala ("utility scale"), de que con nuevas tecnologías -hoy poco maduras o sólo incipientes- se puede garantizar un margen de reserva suficiente y la estabilidad de las redes a niveles comparables a los que proporciona un mix de tecnologías convencionales. El cierre de la generación de carbón ya realizado y el previsto para la nuclear, llevará necesariamente a una pérdida de margen de reserva y de potencia firme. La experiencia de diversas situaciones de escasez de genera-

ción en reserva lo demuestra sin ningún género de dudas, y no sólo en España. Tal como se ha dicho antes, es importante determinar la cuota óptima de generación eléctrica renovable en cada escenario del sistema eléctrico y de los correspondientes criterios de gestión del sistema eléctrico.

El segundo se refiere a las tecnologías que hoy se perciben como prometedoras y a menudo se presentan como realidades maduras, cuando aún no lo son del todo bien por el desarrollo de las propias tecnologías o bien por el de las necesarias tecnologías complementarias. Es necesario aplicar una dosis de realismo al proceso de desarrollo tecnológico y a los objetivos de transición que se apoyen en la disponibilidad de esas tecnologías, en particular en lo relativo a los costes y ahorros que introduzcan en el sistema eléctrico.

El tercero es el riesgo de que no se contabilicen ni se imputen adecuadamente los costes de todo tipo en que habrá que incurrir necesariamente en las distintas etapas de la transición, tanto en el lado de la oferta (sectores energéticos) como en el de la demanda (industria, sectores terciarios y hogares) y se pueda caer en el error de subestimar los costes y las dificultades. En otros países de nuestro entorno ya se han hecho advertencias muy serias sobre este asunto. Es necesario saber cuánto cuesta la transición y por qué, y sobre quién va a recaer o cómo se va a financiar cada partida de costes. De otra forma, será imposible reducir los costes, distribuirlos o asignarlos con criterios racionales de equidad o reconducir lo que sea necesario para evitar daños. Otra cuestión clave es evitar los impactos en las economías de los estados miembros que pudieran originar desventajas competitivas o impactos diferenciales en la economía, en el empleo o en los sectores industriales de unos frente a otros, lo que incrementaría indebidamente la diferencia estructural entre la riqueza y el desarrollo de los más desfavorecidos por la aplicación de la política climática.

Por otra parte, la transición ofrece también oportunidades de creación de valor en la industria, tanto en el lado de la oferta de energía como en el de la demanda, y precisará de una política industrial, que asegure competitividad, crecimiento, empleo y un aprovechamiento de las oportunidades que este proceso abre.

La transición energética constituye, por definición, un esfuerzo de transformación de la economía productiva hacia un perfil neutro en emisiones y sostenible, lo que obliga no sólo a revisar la regulación del mercado y de las infraestructuras para ello, sino a hacer un esfuerzo inversor muy importante, diseñando una política industrial adaptada a tales fines. A esos efectos, las instituciones europeas están disponiendo un paquete legislativo con el objetivo de presentar un plan industrial Green Deal, para el desarrollo de los sectores de tecnología "neta cero" y la creación de empleo de calidad que permita el crecimiento económico durante los próximos años. Según las previsiones de la Comisión Europea, el mercado mundial de fabricación de las principales tecnologías con "balance cero", en términos climáticos, se triplicará de aquí a 2030 con un valor anual de unos 600.000 millones de euros. Esto, sin contar las inversiones necesarias en adecuación y modificación de procesos propiamente industriales.

La resiliencia de los futuros sistemas energéticos se basará, por lo tanto, en un acceso seguro a las tecnologías en que se apoyarán en el futuro y, en particular, en los ámbitos de las turbinas eólicas, electrolizadores, baterías, energía solar fotovoltaica y bombas de calor, entre otras, así como las tecnologías auxiliares, las plataformas, sistemas y procesos digitales asociados.

El plan propuesto por la Unión Europea se articula en torno a los cuatro pilares siguientes: a) un entorno normativo previsible y simplificado; b) un acceso más rápido a la financiación; c) la mejora de las competencias tecnológicas e industriales; d) la apertura al comercio para estas nuevas cadenas de suministro energético.⁴⁷

Otro tanto puede decirse de las inversiones en el lado de la demanda. España puede y

debe apostar por políticas que favorezcan el impacto industrial en los mercados de esas tecnologías, energéticas e industriales, para crear capacidad industrial, empleo y potencia industrial, en los sectores en los que nuestras empresas sean capaces de ocupar una posición competitiva con perspectivas de largo plazo.

Por último, es necesario resaltar que la transición energética supondrá una notable reducción de las importaciones de combustibles fósiles, lo que supondrá a su vez una transformación drástica y positiva de nuestra balanza por cuenta corriente al reducir la transferencia de fondos al exterior para aprovisionarnos de los combustibles fósiles que no producimos

⁴⁷ Ver Propuesta de Reglamento del Parlamento y el Consejo Europeo para el establecimiento de un marco de medidas que refuercen la fabricación de productos tecnológicos "Net Zero" en Europa [Net-Zero Industry Act]. Marzo 2023.



4.5. LAS REDES

Las redes de transporte y distribución son otro elemento clave para el éxito de la transición energética. Como actividades reguladas, deben ser objeto de especial atención, para que no se produzcan retrasos en su despliegue ni cuellos de botella en la conexión a la red de la nueva generación.

La regulación de las redes parece haberse orientado exclusivamente en proteger al consumidor, recortando las retribuciones de los operadores de las redes y limitando el volumen de inversión con criterios discutibles.

Además, las aprobaciones de las inversiones y las tramitaciones de los proyectos de inversión en aplicación de la capacidad están sufriendo retrasos crónicos, poco o nada justificados. Estos son los aspectos a los que, tanto gobierno como regulador, deberían atender con especial atención.



5



DISEÑAR EL FUTURO: PROSPECTIVA ENERGÉTICA, REGULACIÓN Y GOBERNANZA

5.1 PROSPECTIVA ENERGÉTICA

En los países más avanzados es habitual que los gobiernos publiquen documentos que recojan las políticas energéticas, al menos en dos planos: las estrategias y la prospectiva energéticas.

Las estrategias energéticas resumen normalmente el resultado de los análisis llevados a cabo por expertos, no necesariamente gubernamentales ni de partidos políticos, sino de personalidades independientes conocedoras de las materias energéticas, y de los sectores empresariales implicados, tanto los energéticos – productores, transportistas, distribuidores, importadores, operadores de sistemas energéticos- como los consumidores. Un documento de este tipo es, o debe ser, un resumen del debate social que de forma continua debería tener lugar en cada país, y debería guiar la política energética, sirviendo de base para actualizaciones periódicas, cuando los cambios en el contexto lo aconsejen.

Dentro de la estrategia energética ocupa un lugar especialmente importante lo que ha dado en llamarse seguridad energética (Energy security), concepto que se refiere principalmente a la seguridad del abastecimiento de energía primaria y al dominio, a la adquisición o disponibilidad de tecnologías energéticas, y de los equipos y materiales pertinentes, desde la perspectiva geopolítica y económica.

La prospectiva energética es el análisis de escenarios concretos, que incluye el análisis de las opciones tecnológicas, de los costes, de los impactos en los sistemas energéticos, en la economía, en la industria, en las emisiones de GEI, en el empleo y en otras dimensiones sociales. Presupone un conjunto de hipótesis sobre costes y precios, balanza comercial de combustibles y de tecnologías, política industrial, desarrollo industrial, impactos y opciones medioambientales y otras muchas cuestiones relacionadas. La prospectiva es un poderoso instrumento de análisis para el diseño de políticas concretas y su adecuación a las cambiantes circunstancias.

En los últimos cuarenta años no se ha publicado en España ningún documento de esta naturaleza, con la única y honrosa excepción del documento publicado por UNESA en diciembre de 2007⁴⁸. Ni el intento del gobierno de elaborar un documento de prospectiva en 2008 tuvo un final, ni la subcomisión del Congreso de los Diputados de 2010⁴⁹ llegó a conclusiones mínimamente válidas.

Sin duda, una de las diferencias más importantes entre la política energética y la estrategia es que la primera -lamentablemente- tiene un horizonte corto, nunca más allá de las citas electorales, mientras que la segunda se extiende a las próximas décadas, con un horizonte de medio plazo -que pueden ser diez años o más- para plantear actuaciones concretas y treinta o cuarenta años para señalar rumbos y tendencias. En cualquier caso, un país sin una estrategia será esclavo de la tiranía del ciclo electoral. Por eso, es imprescindible diseñar una estrategia nacional. Que ello requiera un pacto de estado entre los principales partidos es algo que sale del objeto de este documento, pero parece algo obvio.

No puede suponerse que el PNIEC sea algo parecido a una estrategia, pues se limita a recoger los objetivos negociados con la UE, sin entrar en planteamientos estratégicos, más allá de la reducción de emisiones y los balances de energía, pero no hay desarrollos conceptuales relativos al futuro de los combustibles fósiles, al hidrógeno, a las nuevas tecnologías energéticas, a la dependencia económica y tecnológica de España a largo plazo (más allá de la simple dependencia de los combustibles) ni de la dependencia de materiales críticos. Sus objetivos son de menos de una década - a 2030- y más allá de ese horizonte, se limita a repetir los objetivos de la Unión Europea a 2050, sin entrar en sus fundamentos políticos o técnicos ni en los condicionantes de su viabilidad. Sólo se plantean dos escenarios, sin detallar su definición ni entrar en el análisis de su credibilidad o de sus costes o riesgos. Tampoco hay ningún desarrollo de planes de contingencia ni de reservas estratégicas. Todos estos y otros temas, al igual que algunos de los expuestos en este documento, deberían ser objeto de estudios de prospectiva y de la definición de una estrategia energética nacional, que no puede ser una simple transposición de objetivos dictados -más o menos- por Bruselas o utilizados para negociar o intercambiar otras cuestiones de naturaleza política no energética. Estos estudios deben contar con la máxima participación pública posible.

48 UNESA. Prospectiva de generación eléctrica 2030. Diciembre de 2007.

49 Subcomisión de análisis de la estrategia energética española para los próximos 25 años. Informe de la Subcomisión. Boletín de las Cortes Generales. Núm. 501, 30 de diciembre de 2007.



5.2 LA REGULACIÓN

La regulación es una pieza fundamental en el funcionamiento normal de los sectores regulados y en la seguridad jurídica de las actividades de las empresas que los integran. Regulaciones de un tipo u otro (fiscal, laboral, técnica, ambiental, de seguridad) afectan a prácticamente todos los sectores de actividad, pero algunos son conocidos habitualmente como regulados porque, paradójicamente, han sido sometidos a procesos de desregulación (o de transformación profunda de su regulación específica), pasando de ser monopolios naturales a escala nacional a ser sectores en gran parte en competencia, conservando sólo un núcleo monopolista, las redes e infraestructuras básicas.

Los sectores energéticos están sometidos a una estrecha regulación y supervisión, incluso las actividades que reciben la consideración de liberalizadas. En realidad, esos sectores están sobrerregulados, con normas complejas y minuciosas, que no facilitan el desarrollo de las actividades correspondientes.

Pero la regulación es más importante aún en los procesos de cambio regulatorio. Mucho más en un proceso complejo, como la transición energética, que supone un cambio radical en la economía energética, tanto por el lado de la oferta como por el de la demanda, y en el resto de la economía.

La regulación tiene por objeto asegurar el equilibrio entre los objetivos de la transición y los intereses de las partes interesadas: productores -con todas las tecnologías, tanto de producción de energía eléctrica como de gas (gas natural o gases renovables) o de hidrógeno- y todos los sectores consumidores. Ese equilibrio, en una realidad en proceso de transformación, en la que el mix energético, tanto primario como final, será muy diferente de los ac-

tuales, requiere una atención permanente a la evolución de las tecnologías nuevas, de los costes y de las oportunidades de estructuración de los sectores. Evidentemente, no se puede regular lo que no se conoce o lo que aún no existe como realidad física o tecnológica, pero los organismos reguladores deben estar al día en el conocimiento de todos los desarrollos que puedan afectar a esa realidad, para poder dar respuesta ágil a los problemas nuevos que se irán manifestando a medida que se recorra el camino de la transición.

En consecuencia, la cantidad y, sobre todo, la calidad de los recursos de los reguladores son clave para el éxito de la transición, es decir, para que la transición se desarrolle con el mínimo de problemas, de desequilibrios y de pérdidas de competitividad por las diferencias que puedan existir en las regulaciones nacionales de los miembros de la UE y de otras áreas económicas.

Un segundo aspecto es que las decisiones regulatorias, tanto las que se producen el curso normal de las actividades sectoriales como, más aún, en procesos de cambio regulatorio o de intervenciones de urgencia, deben llevarse a cabo mediante un proceso de diálogo y consulta permanente con los sectores afectados, que conocen la realidad con mucha más profundidad que quienes toman esas decisiones, tanto en los niveles técnicos como políticos. Así lo recuerda un reciente estudio:



“...una parte sustancial de las intervenciones regulatorias tratan de paliar temporalmente el impacto de la crisis de precios, que se considera una situación extraordinaria. Sería importante, en cualquier caso, ir normalizando la situación de modo que los cambios regulatorios, salvo circunstancias extremas, siguieran los pasos de consulta habituales. [...] la regulación de los sectores energéticos requiere casi siempre de un análisis pormenorizado previo por otros órganos distintos al órgano proponente. Ello permite mejorar la propuesta inicial, algo que no es posible cuando se usa (y abusa) del Real Decreto Ley. Un ejemplo reciente de esta situación se encuentra en la proposición de ley que introduce impuestos temporales en los sectores energéticos y bancario, en la que se mantiene hasta el momento un elevado riesgo de una deficiente definición. Como también se ha señalado, el sector energético es un ejemplo real de cómo una incorrecta definición o desarrollo de un tributo termina siendo pagado con intereses, varios años después, por el conjunto de los contribuyentes.”⁵⁰

Finalmente, y sin ánimo de agotar el tema, la regulación debe ser tan sencilla como sea posible, y todos los esfuerzos que se hagan en este sentido serán pocos. El sector energético y, sobre todo, el eléctrico, sufre una maraña de normas que deberían codificarse y simplificarse, respondiendo a los principios de buena regulación⁵¹ que sería conveniente que inspirasen toda la normativa. Sin repetir lo que se puede encontrar en la abundante literatura sobre regulación, sí es necesario recordar cuatro de los principios de la buena regulación: (a) entender la regulación como piedra angular de la seguridad jurídica, (b)

50 Rodríguez, Diego. Un año de intervenciones regulatorias en electricidad y gas: un análisis de situación. FEDEA, noviembre de 2022.

51 Enerclub, Regulación y política energética en España. Una reflexión, 2012.

simplificar las normas en todos los sentidos, (c) diseñar la regulación con una visión de muy largo plazo, aun sabiendo que va a necesitar de frecuentes retoques, pero sin abandonar el rumbo que nace de un diseño realista y (d) ser consciente de que los cambios regulatorios que la transición hará inevitables se producen en un contexto internacional extremadamente competitivo, por lo que la regulación puede contribuir a mejorar la situación competitiva de sectores enteros o a su empobrecimiento.

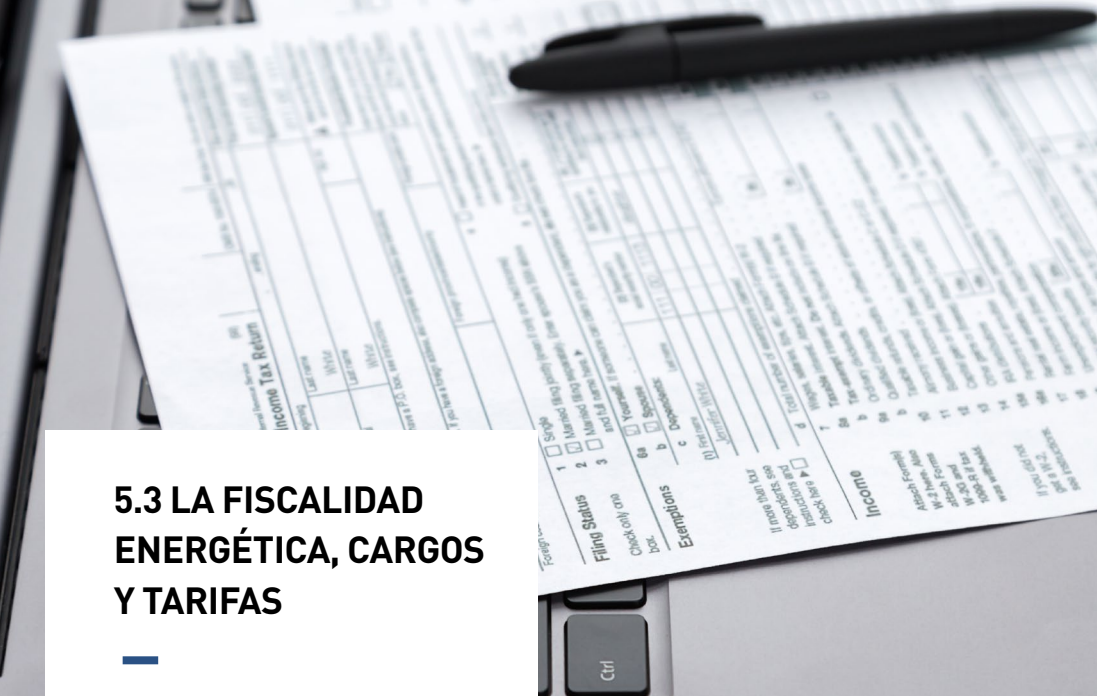
El 10 de enero de 2023 el gobierno remitió a Bruselas una propuesta de reforma del mercado eléctrico, al parecer, sin ninguna discusión previa con el sector eléctrico ni los sectores consumidores, ni con Portugal, que forma parte del mercado ibérico. El modelo de mercado es el núcleo de la regulación del sector eléctrico. No parece que esta forma, tan reiterada, de dictar disposiciones vaya a tener garantías de acertar.

La regulación, por otra parte, no puede consistir, de forma exclusiva o predominante, en un conjunto de prohibiciones y obligaciones onerosas. En la transición energética hay muchas cuestiones pendientes de desarrollo, en concreto desarrollo tecnológico y jurídico. Esas cuestiones no se pueden resolver a base de prohibiciones y restricciones. Por ejemplo, en lugar de prohibir los motores de combustión a partir de una fecha, como acaba de hacer la Comisión, de acuerdo con el Parlamento y el Consejo, se podría haber establecido un objetivo exigente de limitación de emisiones en el conjunto del parque automovilístico, pero dejar que la iniciativa privada y la creatividad resuelvan de distintas formas el problema y se destilen las mejores soluciones, cosa que no sucederá si se empieza por prohibir, cerrando así la fuente de la creatividad y la asunción de riesgos por inversores y emprendedores. Tan evidente es esto que ha tenido que ser la industria del automóvil la que aclare a la Comisión Europea que el objetivo de descarbonizar la movilidad se puede hacer recurriendo a combustibles sintéticos “verdes” mejor que prohibiendo los motores de combustión.

Otro tanto es aplicable a la regulación en general. Es necesario adoptar un modelo de regulación basado en incentivos positivos y no en restricciones, prohibiciones y obligaciones. Un buen ejemplo reciente son los actos delegados sobre la producción de hidrógeno verde, aprobados el 13 de febrero pasado y comentados más arriba, que aparecen con una dosis claramente excesiva de dirigismo e intervención.

Dentro del capítulo de regulación es necesario plantear la revisión y agilización de los procedimientos de aprobación de proyectos de inversión, tanto en generación eléctrica como en nuevos usos de la electricidad (plantas de electrolisis, por ejemplo) y en la ampliación y mejora de las redes de transporte y distribución, ya mencionado anteriormente.

Capítulo esencial de la regulación es la normativa europea, que además constituye un marco obligatorio para la regulación propia de cada estado miembro. En este terreno, lo que se debe hacer es participar en los procesos de elaboración de Directivas y Reglamentos con una decidida orientación a la defensa de los intereses nacionales, al mantenimiento de la seguridad jurídica y a la coherencia entre la política energética nacional y las tendencias y orientaciones de Bruselas, donde el peso de otros países es muy superior al de España y corremos el riesgo de ser simples consumidores de regulación orientada a los intereses de terceros.



5.3 LA FISCALIDAD ENERGÉTICA, CARGOS Y TARIFAS

En los últimos años se han publicado diversos análisis sobre la fiscalidad y las reformas que, desde diversos ámbitos, se consideran necesarias. No es este tampoco el lugar para añadir uno más a los diversos estudios ya disponibles, algunos muy válidos, pero sí conviene señalar algunos puntos que tener en cuenta en el corto y medio plazo.

La energía ha sido siempre una tentación para incrementar la fiscalidad, sin duda, porque la electricidad y los productos energéticos -electricidad, gas o derivados del petróleo- son fáciles de medir y de controlar, y porque su demanda es inelástica al peso de la fiscalidad, dentro de ciertos límites. Así se ha desarrollado una tendencia a utilizar la energía como instrumento fundamentalmente recaudatorio.

En España, la fiscalidad sobre la electricidad es, a todas luces, excesiva e injustificada. A los diversos impuestos y tasas estatales se añaden las tasas que algunas Comunidades Autónomas han ideado, con una creatividad digna de mejor causa, de forma que un KWh puede verse gravado por hasta seis impuestos y tasas, y esto, sin contar con que el precio del KWh antes de impuestos ya lleva incorporado el precio del CO₂, un impuesto más, que supone una carga considerable⁵².

⁵² Ver, por ejemplo, Fernández Ordóñez, Manuel- Martínez Zorita, Marta. Intervención estatal y pobreza energética. Un análisis sobre la presión fiscal en el sistema eléctrico español. Fundación para el avance de la libertad, febrero 2023.

La fiscalidad energética se ha visto agravada por la aparición de la llamada fiscalidad ambiental que, en último término, es una carga más, pues se ha diseñado no como parte de una reforma global, sustituyendo unos impuestos por otros, es decir redistribuyendo la carga fiscal entre conceptos o finalidad distintas, sino simplemente añadiendo impuestos a los ya existentes.

Además, algunos impuestos o tasas existentes no tienen carácter finalista, sino que son simples instrumentos recaudatorios. Los impuestos ambientales existentes no se basan en la estimación del coste ambiental -si es que tal coste se puede estimar seriamente-, la aplicación de conceptos fiscales ambientales por las Comunidades Autónomas es desigual y no deja de tener una apariencia de arbitrariedad, rompe la unidad de mercado y distorsiona los precios, y las distintas fuentes de energía soportan fiscalidades desiguales sin un fundamento o una justificación explícitos. Así, en concreto, se produce

una distorsión de los precios de la electricidad y un encarecimiento de ésta por vía fiscal, lo cual distorsiona también las señales que el precio debería dar a consumidores y productores.

**LA FISCALIDAD
ENERGÉTICA SE HA
VISTO AGRAVADA POR
LA APARICIÓN DE LA
LLAMADA FISCALIDAD
AMBIENTAL QUE
ES UNA CARGA
MÁS, PUES SE HA
DISEÑADO NO COMO
PARTE DE UNA
REFORMA GLOBAL.**

No es preciso entrar en propuestas detalladas para entender que en el caso de un sector como el energético, ya sometido a regulación prolija y detallada, el análisis de la problemática fiscal y el mismo diseño de la fiscalidad no pueden hacerse sin tener en cuenta también el diseño y el funcionamiento de los mercados mayoristas y minoristas, el impacto de la fiscalidad en la competitividad de la industria consumidora de energía, en el marco de competencia global, y la realidad de otros sobrecostes que han

contribuido a generar el déficit de tarifa y que, a pesar de declaraciones de no pocos líderes políticos, sigue sin financiarse desde los PGE, sino por los consumidores.

En realidad, todas éstas son las dimensiones principales de la reforma del mercado eléctrico, y no el simple modelo de mercado marginalista o sus alternativas.

La crisis de precios y la inflación que estamos viviendo han puesto de manifiesto que, al aumentar el valor nominal de las bases imponibles, la recaudación fiscal sobre la energía se ha incrementado sustancialmente, y ha habido que reducir -al menos temporalmente, la carga del IVA y del Impuesto especial sobre la electricidad para aliviar el coste a los consumidores. Pero, aunque sólo se ha hablado de esos impuestos, la realidad es que la fiscalidad energética y, en concreto la eléctrica, está pidiendo una reforma y una reducción. Si la electricidad es un bien de primera necesidad, esa cualidad debe traducirse en una carga fiscal muy inferior a la actual. Lo mismo podría decirse del gas o de los productos petrolíferos. Pero, sobre todo, debe revisarse la maraña de impuestos y tasas y racionalizar la estructura de la fiscalidad energética.

Aunque no sea un asunto estrictamente fiscal, hay que tratar de resolver la financiación de las retribuciones al RECORE de forma que no penalice a los consumidores de electricidad, que actualmente soportan el 90% de dicho coste que, en esencia, debería ser soportado por todos los consumidores de energía, pues es consecuencia de políticas públicas no originadas en el sector eléctrico ni por los demandantes de energía eléctrica.

Los cargos que se incluyen en la tarifa eléctrica cubren los costes de políticas o decisiones que no son consecuencia del suministro de energía, ni son originados por los consumidores y que el gobierno recauda mediante estas figuras parafiscales. Los cargos más importantes son los de las primas al RECORE, ya comentadas, las anualidades pendientes del déficit de tarifa histórico, y los sobrecostes de la energía eléctrica en los territorios insulares y extra peninsulares.

En repetidas ocasiones se ha propuesto que la forma más ortodoxa de financiar los cargos sería con cargo a los Presupuestos generales del Estado. Todos los gobiernos se resisten a hacerlo por esta vía, pero la cuestión sigue abierta y sería necesario, quizá aprovechando la reforma de la fiscalidad energética y ambiental, revisar también la financiación de los cargos para hacerla más equitativa entre todos los consumidores de energía u otras fórmulas que también se han discutido en los últimos tiempos.

No se debe olvidar que, aparte de cuestiones de estricta equidad fiscal, la penalización de la tarifa eléctrica por la vía de estos cargos es un incentivo para consumir otras energías, distorsionando los precios relativos y el atractivo relativo de unas y otras energías primarias o finales.



Al menos, hay que plantear:

- 1 La eliminación de las figuras fiscales puramente recaudatorias.
- 2 La reducción de los tipos de IVA, en coherencia con la consideración de la energía eléctrica como un bien de primera necesidad.
- 3 La unificación del tipo del IVA para todas las energías, para evitar distorsiones en los precios relativos.
- 4 La simplificación de la multiplicidad de impuestos y tasas sobre la energía eléctrica.
- 5 La sustitución de impuestos especiales por impuestos ambientales, que tendrá sentido sólo si se consigue diseñar una metodología de cálculo de las externalidades ambientales realista y no simplemente voluntarista o teórica.
- 6 Un tratamiento racional de la protección a los consumidores vulnerables que no se reduzca a un programa de subvenciones.
- 7 Una fiscalidad uniforme en todo el territorio nacional. Unificación fiscal entre las Comunidades Autónomas.
- 8 Revisar la financiación de los costes del RECORE y de los otros cargos.





5.4 SOBRE LA GOBERNANZA

Un proceso tan complejo como la transición energética necesita de un compromiso de todas las instituciones implicadas en su desarrollo, si se quiere que llegue a buen fin con el mínimo de costes, y de retrasos en el logro de los objetivos y en la adopción de medidas correctoras, cuando sean necesarias.

Un reciente estudio⁵³ pone de manifiesto que la percepción de los sectores eléctrico y de renovables sobre los riesgos para su actividad sitúa en primer lugar el riesgo político (riesgo de políticas públicas erróneas o tardías), en suma, riesgo político y regulatorio. La gobernanza de la transición se plantea así como una necesidad de primer orden, que debe correr paralela a la definición y seguimiento de la política económica y energética, por un lado, y a los desarrollos regulatorios, por otro lado.

Al igual que la regulación debe atender con agilidad y rigor a las cuestiones que se irán suscitando, para dar respuesta a nuevos problemas o temas regulatorios, la política debe responder a los retos estratégicos, económicos y empresariales que se irán manifestando.

No basta, para esta inmensa tarea, los elementos de gobernanza de las instituciones europeas. Lo que está en juego son los intereses nacionales, que exigen una respuesta nacional. El sistema de gober-

53 DNV, Trilemma and Transition. Energy Industry Insights 2023. February 2023.

**ES NECESARIO
DISPONER DE UN
SEGUIMIENTO
CERCANO DEL
DESARROLLO DE LAS
POLÍTICAS, DE LAS
INVERSIONES, DE
LOS PROBLEMAS,
DE LA REGULACIÓN,
DEL LOGRO DE LOS
OBJETIVOS, DE
LOS COSTES DE LA
TRANSICIÓN Y DE LAS
OPORTUNIDADES E
INICIATIVAS.**

nanza debe revisarse a partir de los principios de independencia, planteamiento estratégico y colaboración con los sectores interesados y afectados.

Una posibilidad es la creación de un Comité de expertos para el seguimiento de las políticas climáticas y la Transición Energética, compuesto por expertos independientes, que esté dotado de recursos y que realice un seguimiento con informes periódicos al Parlamento y a la sociedad, con capacidad para hacer propuestas de actuaciones o de legislación, y cuyos dictámenes deban ser tenidos en cuenta, aunque no sean vinculantes.

Sea esta u otra fórmula, es necesario disponer de un seguimiento cercano del desarrollo de las políticas, de las inversiones, de los problemas, de la regulación, del logro de los objetivos, de los costes de la transición y de las oportunidades e iniciativas.





5.5. LA ACEPTACIÓN SOCIAL

La transición, como todos los procesos de cambio social, puede suscitar rechazo, por diversas razones: por falta de una comunicación adecuada de los objetivos y del sentido de la propia transición, por los costes para los afectados o por sectores económicos o sociales concretos, o por razones ideológicas, e incluso por razones técnicas.

Este es el caso, por ejemplo, de la energía nuclear, pero también, más recientemente, de líneas eléctricas aéreas y de determinadas instalaciones de generación renovable, por afección al medio natural (impacto ambiental en sentido estricto) o al paisaje. Este es un problema real, que conviene abordar con seriedad. Esta oposición se manifiesta desde hace años en otros países y, en no pocos casos, con intensidad y amplitud creciente. La aceptación social de éstas y de otras muchas cuestiones depende de la información que la sociedad recibe al respecto. En el caso nuclear, hemos asistido a décadas de propaganda antinuclear, de slogan vacíos de fundamento, y esto en un país como España que es de los menos informados en materia energética. Así lo muestran los varios eurobarómetros de opinión que sean ido publicando en los últimos años. En el caso de las energías renovables, hay casos de oposición a proyectos concretos por razones del impacto de los infrasonidos producidos por los aerogeneradores sobre la salud de personas y animales, por el impacto en el paisaje, y por la apa-

rente falta de fundamento de permisos ambientales concedidos.

Hay también experiencias muy positivas de aceptación y de cambio de percepciones de la población en casos concretos. La explicación es sencilla. La aceptación se consigue mediante una actuación impecable en dos direcciones. La primera, una transparencia y un rigor totales en los procesos de aprobaciones administrativas. La segunda, una información abierta, completa y sin sesgos ideológicos o de otros tipos, sobre las cuestiones en juego, sobre las tecnologías y sobre los objetivos de las políticas, incluso en las materias más técnicas, haciendo un esfuerzo por explicar las cosas en un lenguaje sencillo.

Conviene iniciar planes de información abiertos, orientados a los hechos, y apoyarse en las experiencias de las poblaciones próximas a las instalaciones que se rechazan (centrales nucleares, líneas eléctricas, instalaciones renovables, tanto en España como en otros países)

**CONVIENE INICIAR
PLANES DE
INFORMACIÓN
ABIERTOS,
ORIENTADOS A
LOS HECHOS, Y
APOYARSE EN LAS
EXPERIENCIAS DE
LAS POBLACIONES
PRÓXIMAS A LAS
INSTALACIONES QUE
SE RECHAZAN.**



6



CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La transición energética es un inmenso ejercicio de inversión, cuyo objeto es la transformación del sistema productivo, tanto en la generación de electricidad como en la industria, de la movilidad y de los sistemas de climatización de nuestros edificios, para reducir a cero en términos netos las emisiones de GEI.

Aunque en determinados ámbitos la regulación energética es indispensable, ésta debe ser lo más respetuosa posible con los mecanismos propios de una economía de mercado. Sólo el mercado es capaz de garantizar la necesaria neutralidad tecnológica, la asignación correcta de los recursos y la prevalencia de aquellas alternativas cuyo balance coste-beneficio -incluyendo la correcta asignación de las posibles externalidades- sea el más eficiente.

La regulación debe ser estable, enmarcarse en la normativa europea y garantizar la necesaria seguridad jurídica, imprescindible en todo proceso inversor, más aún si es de la magnitud que la transición energética supone.



La electrificación de la economía y la descarbonización de la generación eléctrica y el suministro eléctrico constituyen la principal vía de aproximación a una economía neutra en emisiones de carbono. En 2020, la electricidad representó el 22% de nuestro consumo de energía final. Dado el grado de terciarización de nuestra economía, dicho porcentaje podría situarse entre el 55 y el 60% en 2050.

En aquellas actividades económicas de difícil electrificación, los gases renovables, el hidrógeno, la biomasa y la captura y reutilización del CO₂ deberán jugar un papel relevante, cuya dimensión definitiva tiene que venir dictada por la capacidad de cada una de estas tecnologías de contribuir a la mejora de la competitividad de nuestra economía.

La descarbonización de la generación eléctrica se basa en el desarrollo de la máxima capacidad de generación a partir de fuentes renovables. Una alta penetración de generación renovable intermitente puede dar lugar a problemas de estabilidad del sistema y de cobertura de puntas de demanda. Para un correcto funcionamiento de un sistema con predominio de la generación renovable se necesita la contribución de energía firme y flexible, cuyo origen puede ser una gran capacidad de almacenamiento (de diversa tipología) con los controles de potencia adecuados, la nuclear, la hidráulica (con su limitación en un país de baja hidráulicidad) o la térmica fósil con captura de CO₂. O también generación térmica a partir de gases renovables. La respuesta estará en la evolución tecnológica y en los costes de cada alternativa.

En este marco, es necesario agilizar las tramitaciones de nuevos proyectos de generación renovable y de las redes de transporte y distribución, sin que la mayor celeridad suponga desprotección del medio ambiente en ningún sentido y agilizar la aprobación regulatoria de las correspondientes inversiones.

Tampoco parece lógico precipitar el cierre de capacidad de generación ya instalada, en especial las centrales nucleares en funcionamiento, que proporcionan más del 20% de la electricidad generada en España y aseguran la estabilidad del sistema. Por último, es de gran relevancia que las inversiones en redes de transporte y distribución eléctrica acompañen el proceso de electrificación de la economía y los cambios en la geografía de generación. La retribución de estas actividades debe estar orientada a primar el crecimiento.

El mercado eléctrico europeo requiere fomentar el desarrollo del mercado a plazo y de la contratación bilateral, que complementen los actuales mercados de energía, cuyo funcionamiento, pese a la reciente volatilidad, ha sido satisfactorio. En un sistema con predominio de la generación renovable es necesario el desarrollo de un mercado de capacidad, que garantice la reserva de potencia para los periodos de punta de demanda y para las indisponibilidades de equipo generador renovable o convencional. Las propuestas de reforma del mercado europeo, como la efectuada por el gobierno español, que supone la intervención del mercado con fijación de precios por el regulador, deshacen la existencia de un mercado europeo e impiden que el mercado proporcione las señales necesarias para el proceso inversor. En España, además, sigue pendiente el desacoplamiento del precio regulado (PVPC) de las oscilaciones del mercado diario.

Es imprescindible apoyar el esfuerzo de I+D en el terreno energético, en especial en los campos en los que la industria española puede tener un posicionamiento sólido a medio y largo plazo, sin excluir a priori ninguna tecnología emergente. En este ámbito, merece especial atención toda la cadena de valor del hidrógeno y su utilización como vector de almacenamiento eléctrico, como combustible en procesos industriales o como materia prima en la producción de biocombustibles o combustibles sintéticos.

La transición energética debe enfocarse siempre como un factor de crecimiento económico, debe asentarse sobre la rentabilidad de las inversiones y debe contar con la imprescindible aceptación social. No cabe la “apología del decrecimiento” como solución a un problema ambiental.

La transición supone, en principio, la sustitución de soluciones energéticas baratas por alternativas más caras. No obstante, el desarrollo de estas nuevas alternativas propiciará la generación de economías de escala y su correspondiente abaratamiento. Por otra parte, la consideración del coste total a lo largo de la vida útil de los activos proporciona una comparación más adecuada entre las distintas alternativas. Por último, el proceso de internalización de las externalidades ambientales negativas de las actuales soluciones energéticas, asignando a las soluciones baratas su coste social, proporcionará una visión correcta de los costes totales inherentes a las tecnologías hoy disponibles y de los costes de las tecnologías cuyo desarrollo se requiere. La fiscalidad energética debe enfocarse sobre el consumo y no sobre la producción, y debe venir acompañada necesariamente de un sistema de ayudas a los consumidores vulnerables y a las empresas intensivas en energía. Es necesario asegurar la rentabilidad de las inversiones empresariales, evitando la generación de desventajas competitivas, y ayudar a los consumidores vulnerables en la modificación de sus hábitos de consumo y en la minoración del impacto de los costes de la energía en sus limitados presupuestos familiares.

**LA TRANSICIÓN
ENERGÉTICA DEBE
ENFOCARSE SIEMPRE
COMO UN FACTOR
DE CRECIMIENTO
ECONÓMICO, DEBE
ASENTARSE SOBRE
LA RENTABILIDAD DE
LAS INVERSIONES Y
DEBE CONTAR CON
LA IMPRESCINDIBLE
ACEPTACIÓN SOCIAL.**



La actualización continua de una prospectiva sobre la evolución del abastecimiento energético, de su seguridad, de su coste y de los impactos en la industria, en la economía y en el empleo, constituye una obligación de los poderes públicos, obligación que deben acometer con el mayor grado posible de colaboración con todos los sectores económicos interesados.

RECOMENDACIONES

A

PROCESO DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA

- Mantener la estabilidad regulatoria y la seguridad jurídica.
- Agilizar las tramitaciones de nuevos proyectos de generación renovable y de ampliación y mejora de las redes de transporte y distribución.
- Hacer compatible la inversión en generación renovable con la protección del medio ambiente en todos los sentidos. Acelerar las tramitaciones con los recursos que sean necesarios, sin menoscabo del rigor en materia ambiental y de impactos negativos de todo tipo.
- Prestar atención a las consecuencias e impactos de la alta cuota de generación renovable intermitente: inestabilidad del sistema, costes cero o negativos, problemas en la cobertura de puntas de demanda.
- Estudiar con urgencia la conveniencia y la metodología para establecer la cuota óptima de renovables en distintos escenarios de generación y demanda, y adoptar las medidas necesarias para asegurar la estabilidad de las redes y de la operación del sistema eléctrico.
- Iniciar los estudios de los nuevos reactores modulares para valorar la oportunidad de construir nueva generación de centrales nucleares, que será necesaria una vez que las actuales agoten su vida útil, incluso con alargamiento de vida, y más aún si se prescinde, total o parcialmente, la generación con carbón o de gas.

B

LA DIMENSIÓN ECONÓMICA DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

- Es necesario tener en cuenta las variables económicas en todas las medidas de la transición, sobre todo en las que consistan en obligaciones o restricciones a empresas u hogares.
- Controlar los costes de la transición. Contabilidad de costes de todo tipo e imputación de los costes a las causas, para poder adoptar medidas correctoras y minimizar el coste total de la transición y los costes que afecten a sectores económicos y sociales concretos.



- Asegurar que las obligaciones de inversiones o cambios en procesos industriales o empresariales, en general, son rentables. De lo contrario, se generará rechazo y se corre el riesgo de aumento de precios a los consumidores, de pérdida de interés en las inversiones necesarias y de pérdida de competitividad de las empresas.
- Poner el énfasis en los impactos de las políticas de transición en la industria, en la economía y en el empleo, así como en las oportunidades y ventajas del recurrir a los recursos naturales domésticos.

D

LA MOVILIDAD EN LA TRANSICIÓN

- Minimizar los impactos de las medidas de transición sobre los sectores afectados en relación con la movilidad.
- Mantener abiertas las opciones de motorización de los vehículos: eléctricos, híbridos, hidrógeno, motores de combustión, combustibles sintéticos. El reciente acuerdo de la Comisión Europea para mantener abierta la puerta a la fabricación de vehículos con motores que utilicen combustibles sintéticos va en esta línea.

E

UTILIZACIÓN EFICIENTE DE LOS ACTIVOS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

- No cerrar centrales en ningún caso antes de finalizar su vida útil potencial.
- Prologar la vida útil de las centrales hidroeléctricas cuya concesión expire, mediante una prórroga o nueva subasta de las concesiones.
- Alargamiento de vida de las centrales nucleares.
- Estudiar el mantenimiento, al menos temporal, de las centrales de carbón como reserva estratégica, en lugar de cerrarlas.
- La regulación debe apoyar el almacenamiento de electricidad a gran escala, en particular el bombeo hidráulico.

F**APOYO AL ESFUERZO DE I+D EN LOS CAMPOS EN QUE LA INDUSTRIA ESPAÑOLA PUEDA TENER UN POSICIONAMIENTO SÓLIDO A MEDIO Y LARGO PLAZO**

- Considerar la industria del hidrógeno y las tecnologías relacionadas con la gestión de la energía, entre otras.
- Incluir un desarrollo de estrategia del hidrógeno en la próxima revisión del PNIEC.
- Poner énfasis en el dominio de tecnologías y procesos clave.

G**REFORMA DEL MERCADO ELÉCTRICO**

- Fomentar el desarrollo del mercado a plazo y de la contratación bilateral
- Importancia del mercado de capacidad: reserva de potencia para puntas e indisponibilidades de otro equipo generador
- Criterios para diseñar la reforma del mercado:
 - El mercado debe dar a los inversores señales claras de las necesidades de potencia, tanto temporal como zonal.
 - Debe dar señales claras del valor de la energía en cada momento, en especial de las tecnologías más adecuadas para suministrar los servicios que requieren la estabilidad y la seguridad del sistema.
 - Debe permitir una fácil integración de los mercados de servicios de operación (balancing services).
 - Debe permitir una expectativa razonable de recuperación de los costes completos de todos los activos de generación.
 - Debe reconocer las diferencias entre tecnologías y evitar tratar de forma igualitaria realidades diferentes y, al mismo tiempo, evitar discriminaciones entre tecnologías de generación eléctrica.
 - Debe formar un precio que sea el óptimo para el conjunto de la demanda y de la oferta.
 - Debe permitir una fácil integración del mercado mayorista y el minorista.
 - Debe facilitar el desarrollo de formas de contratación, en particular de contratos bilaterales y de los futuros, que ayudan a reducir la volatilidad y facilitan la estabilidad de precios para los consumidores.

- Debe evitar todo tipo de intervención, o reducirla al mínimo imprescindible durante períodos cortos de tiempo, para evitar distorsiones de precios y de mercados.
- Desacoplar el PVPC del mercado diario. Incorporar los precios del mercado a plazo.
- La reforma del mercado debe tener por objetivo crear un marco europeo unificado, con reglas comunes. Sin embargo, deben existir márgenes para que cada Estado miembro pueda adecuarlo a su estructura energética, evitando soluciones uniformes a realidades nacionales distintas.
- La fiscalidad de la energía no debe desincentivar las inversiones necesarias en generación, en las redes y en otras infraestructuras necesarias, y no encarecer la electricidad, manteniendo la seguridad jurídica.
- El diseño del mercado debe apoyar la participación de la demanda en el mercado, facilitando el suministro de servicios del sistema y de gestión de la demanda, tanto por parte de los consumidores industriales como de agregadores de demanda residencial/comercial.
- El buen funcionamiento del mercado requerirá una inversión considerable en redes de transporte y distribución. Deben asegurarse remuneraciones suficientes e incentivos para que el desarrollo de las redes no sea un obstáculo al buen funcionamiento del mercado, sino que apoye las decisiones de inversión en generación o en el lado de la demanda.
- Agilizar los procesos de aprobación de los proyectos de inversión (generación, almacenamiento, redes, adecuación de procesos industriales).

H

PROSPECTIVA ENERGÉTICA

- Iniciar estudios de prospectiva energética a largo plazo, como base para diseñar las políticas energética e industrial.



H**FISCALIDAD ENERGÉTICA**

- Asegurar que la fiscalidad de la energía no desincentiva las inversiones necesarias en generación y en las redes y otras infraestructuras necesarias, ni encarece la electricidad, y que mantiene la seguridad jurídica.
- Revisar la fiscalidad actual para simplificarla y unificarla a escala nacional.
- Reducir el exceso de carga fiscal sobre la producción eléctrica de origen nuclear, que actualmente la deja sin rentabilidad. Posible sustitución por contratos por diferencias.

I**REGULACIÓN**

- La regulación es una pieza clave de la seguridad jurídica, la estabilidad regulatoria es, por lo tanto, un objetivo esencial.
- Mejorar la transparencia de los procesos de elaboración de normas regulatorias.
- Los procesos de consulta deben ser más abiertos, manteniendo un diálogo permanente con los sectores.
- Adecuar los recursos de los reguladores a las necesidades del proceso de transición.
- Proteger los PPAs ya firmados contra modificaciones retroactivas que alteren la seguridad jurídica de estos contratos.

J**ACEPTACIÓN SOCIAL**

- Diseñar y ejecutar planes de información sobre la energía y transición energética, que deberán contrarrestar la falta de información que actualmente sufre la sociedad española.



Acrónimos

ACER	Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía
AIE	Agencia Internacional de la Energía
APS	Announced Pledges Scenario (escenario de la AIE)
bcm	Miles de millones de metros cúbicos (billion cubic meters)
CfD	Contract for Difference
EPR	European Pressurized Reactor
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GW	Gigawatio
IPCC	International Panel on Climate Change
KWh	Kilowatio-hora
MWe	Megawatio eléctrico
MWh	Megawatio-hora
NZE	Net Zero Emissions (escenario de la AIE)
OIEA	Organismo Internacional de Energía Atómica
PNIEC	Plan Nacional Integrado de Energía y Clima
PPA	Power Purchase Agreement
PVPC	Precio Voluntario al Pequeño Consumidor
RECORE	Retribución regulada de las instalaciones de electricidad renovable, cogeneración y residuos
SMR	Small Modular Reactor
STEPS	Stated Policies Scenario (escenario de la AIE)
TTF	Title Transfer Facility

Bibliografía

ACORE (2019). American Council on Renewable Energy (ACORE). Enacting a Federal High-Penetration Renewable Energy Standard.

ACER (2023) ACER-CEER Reaction to the European Commission's public consultation on electricity market design. 14 February 2023.

Akbari (2020). Alireza Akbari-Divabar et al. Electricity Market Pricing: Uniform Pricing vs Pay-as-Bid Pricing. En S. Nojavan, K. Zare (eds.), Electricity Markets. Springer Nature, 2020

Bundesministerium Landesverteidigung Österreich (2021). Sicher, und morgen? Sicherheitspolitische Jahresvorschau 2021. Wien 2021.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW). Redispatch in Detschland. 28 Juli 2022.

Cohn (2022). Julie A. Cohn. Power Systems on the cusp of fundamental transformation: from spinning machines to Power-electronics. Baker Institute, August 23, 2022.

Cortes Generales (2010) Informe de la Subcomisión del Congreso de los Diputados de análisis de la estrategia energética para los próximos 25 años. Boletín Oficial de las Cortes Generales, serie D, núm. 501, 30.12.2010.

Davis (2022). Anna Davis. The role of nuclear energy in the global energy transition. Oxford Institute for Energy Studies. August 2022.

Davis, McLain (2022). River Davis and Sean McLain. Toyota Chief says "Silent Majority" has doubts about pursuing only EVs. Wall Street Journal, 18 December 2022. https://www.wsj.com/articles/toyota-president-says-silent-majority-has-doubts-about-pursuing-only-evs-11671372223?st=lcjql8vzxnsnp5&reflink=desktopwebshare_permalink

DNV (2023). Trilemma and Transition. Energy Industry Insights 2023. February 2023.

ENTSO-E (2022). Policy Paper. EU's Electricity Forward Markets. December 2022

ENTSO-E (2023). ENTSO-E Response to the European Commission pubic consultation: Revision of the electricity Market design. 13 February 2023.

European Commission. A hydrogen strategy for a climate-neutral Europe. COM(2020) 301. 8.7.2020.

Fernandez Ordóñez, Manuel; Martínez Zorita, Marta. Intervención estatal y pobreza energética. Un análisis sobre la presión fiscal en el sistema eléctrico español. Fundación para el avance de la libertad, Febrero 2023.

Foro Nuclear. Reactores Modulares Pequeños.

Frontier Economics (2018). International Aspects of a Power-to-X Roadmap. A Report prepared for the World Energy Council Germany. 18th October 2018.

Gibson (2017). Colin Gibson, Capell Aris. An examination of National Grid's Future Energy Scenarios. Do the scenarios deliver security of supply? IESIS, July 2017.

González (2022). Antonio González, La industria nuclear a la vanguardia: reactores modulares pequeños. Cuadernos de Energía, nº70. Noviembre 2022.

Hoffman (2001). Peter Hoffman. Tomorrow's Energy: Hydrogen, Fuel Cells and the Prospect of a cleaner planet. MIT, 2001.

Hoover Institution (2015) Small Modular Reactors: A call for action

IAEA (2020) Advances in Small Modular Reactors Technology Developments.

IEA (2019). Nuclear Power in a Clean Energy System, 2019.

IEA (2021) Conditions and Requirements for the Technical Feasibility of a Power System with a High Share of Renewables in France towards 2050.

IEA (2022a). Renewables 2022. Analysis and Forecast to 2027.

IEA (2022b). World Energy Outlook 2022.

IEA (2023). Electricity Market Report 2023.

Joos, Staffeli (2018). Joos, Staffeli. Short-term integration costs of renewable energy. Wind curtailment in Britain and Germany. Renewable and Sustainable Energy Review, 86 (2018).

Lazard (2021) Levelized cost of energy, verásion 15.

MIT (2018) The future of Nuclear Energy in a Carbon-constrained World.

Murray (2019). Murray Brian, The Paradox of declining renewable costs and rising energy prices. Forbes, 17.6.2019.

NEA (2016). Small Modular Reactors: Nuclear Energy Market Potential for Nera-Term Deployment. 2016.

OECD (2019) The Costs of Decarbonisation: System Costs with High Share of Nuclear and Renewables.

Oren (2004). Samuel Oren. When is a Pay-as-Bid preferable to a uniform Price in Electricity Markets. University of California at Berkely, 2004.

Poljak (2022). John Poljak. Could Europe replace Russian gas with hydrogen? Let's look at the numbers. Rechargenews.com, 4 May 2022. <https://www.rechargenews.com/energy-transition/could-europe-replace-russian-gas-with-green-hydrogen-lets-look-at-the-numbers/2-1-1212798>

Pototschnig (2022). Alberto Pototschnig, Ilaria Conti. Securing gas for Europe. Florence School of Regulation, October 2022.

Pownall (2021). Pownall et al. Redesigning GB's Electricity Market Design. A Conceptual Framework Which recognises the Value of Distributed Energy resources. Energies, 20 February 2021.

Rifkin (2000). Jeremy Rifkin, The Hydrogen Economy, 2000. Hay una edición española (Paidós, 2001).

Rodríguez (2022) Diego Rodríguez Rodríguez. Un año de intervenciones regulatorias en electricidad y gas: un análisis de situación. FEDEA, noviembre 2022.

UNESA (2007). Prospectiva de generación eléctrica 2030. Diciembre de 2007.

VV.AA., regulación y política energética en España. Una reflexión. Enerclub, 2012.



**CÍRCULO
DE EMPRESARIOS**
ideas para crecer