

# La seguridad de suministro eléctrico durante la transición energética

Julián Barquín Gil, Eduardo Moreda Díaz y Juan José Alba Ríos

Departamento de Regulación de Endesa

## El futuro del sistema eléctrico español

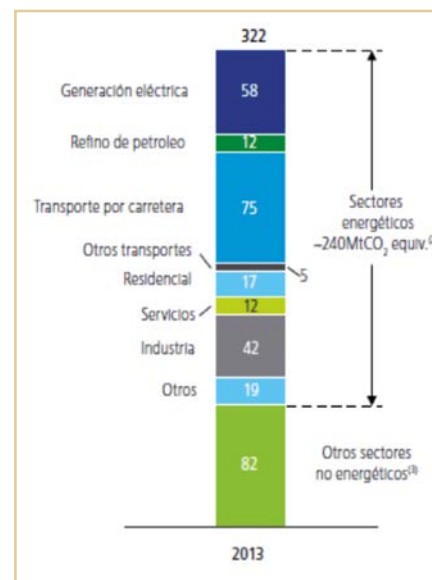
España, junto al resto de Estados miembros de la Unión Europea, se encuentra en un proceso de transición hacia una economía con muy bajas emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). La figura 1 muestra las emisiones GEI de la economía española durante 2013. Los objetivos europeos, recogidos en los acuerdos de París, requieren que en 2050 Europa haya reducido sus emisiones de GEI entre un 80% y un 95% respecto a las emisiones de 1990, lo que se traduce en unas emisiones de entre 14 y 57 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>. Dadas las dificultades en la descarbonización de sectores no energéticos, tales como la agricultura, es evidente que este objetivo implica la casi completa descarbonización del sector energético.

Es importante señalar que el principal responsable actual de las emisiones de GEI no es la generación eléctrica, sino el transporte, y más específicamente el transporte por carretera (y las actividades de refinado asociadas). Las emisiones debidas a la industria son también muy relevantes. El papel no dominante del sector eléctrico se explica por

la evolución del *mix* de los últimos lustros, que ha permitido substituir generación fósil por renovable al tiempo que se mantenía la producción hidroeléctrica y nuclear. Más aún, se espera que esta tendencia se mantenga en el futuro, debido a las reducciones de coste de las energías renovables, que incentivan una mayor penetración. En efecto, aunque posiblemente se esté entrando en una época con un ritmo más pausado en las reducciones de coste e tecnologías como la fotovoltaica, se espera que éstas continúen, impulsadas por el desarrollo de la industria, especialmente fuera de Europa e independientemente de las políticas de la Unión Europea. Así pues, las emisiones del sector eléctrico se encuentran ya en una senda firme de reducción, siendo la duda el ritmo concreto al que tendrán lugar.

El problema ahora, y de manera aún mayor en el futuro, radica en la reducción de emisiones en el resto de los sectores energéticos. Las palancas para actuar son principalmente dos. Una es una mayor eficiencia, especialmente en los usos finales de la energía. La segunda es la electrificación del sistema energético, aprovechando las bajas emisiones actuales del sector y las aún menores futuras. Adicionalmente, el uso de

**Figura 1. Emisiones de GEI en España durante el año 2013. Millones de toneladas equivalentes de CO<sub>2</sub>.**



electricidad es, con pocas excepciones, más eficiente que el de vectores alternativos.

Por ejemplo, pensemos en cuál es la forma energéticamente más eficiente de usar gas natural para calefacción doméstica. Una posibilidad es utilizar una caldera de con-

densación moderna, con una eficiencia de un 110%. La eficiencia es mayor del 100% porque se aprovecha el calor de condensación del vapor de agua producido durante la combustión del gas natural. Consideremos ahora una vía alternativa: quemar gas natural en una central de ciclo combinado (eficiencia 60%), transportar la electricidad hasta los hogares (eficiencia 90%), y hacer funcionar con ella una bomba de calor (eficiencia 350%). La eficiencia del proceso ( $60\% * 90\% * 350\% = 190\%$ ) es casi el doble de la de la caldera de gas natural. La clave es la muy alta eficiencia de la bomba de calor eléctrica, que funciona extrayendo calor del ambiente: cada kWh de electricidad permite extraer otros 2,5 kWh del aire que rodea la vivienda.

Otro ejemplo: comparemos un coche con un motor de gasolina con una alternativa eléctrica: un coche eléctrico que obtiene su energía de una central eléctrica de fuel. El rendimiento de un coche convencional está en torno a un 25%. La alternativa central de fuel (eficiencia 40%) más transporte eléctrico (eficiencia 90%) más coche eléctrico (eficiencia 90%) da una eficiencia total del  $40\% * 90\% * 90\% = 32\%$ , de nuevo claramente superior, debido a la muy alta eficiencia del vehículo eléctrico, que se beneficia de un motor inherentemente mucho más eficiente y de estrategias como el frenado regenerativo imposibles en un coche con motor fósil.

Dos comentarios adicionales. El primero es que las aplicaciones tradicionales no van a mejorar dramáticamente su rendimiento. Sin duda, habrá mejoras técnicas, pero tanto las calderas como los motores de combustión interna están al límite de sus posibilidades. El segundo es que las cifras de eficiencia de las alternativas eléctricas son una clara subestimación. La razón es que se han calculado suponiendo que se usa

el mismo combustible que en la alternativa fósil tradicional. No hay ninguna razón por la que esto tenga que ser así. La electricidad para el coche eléctrico puede provenir no de una central de fuel, sino de un ciclo combinado más eficiente. Incluso mejor, ser electricidad renovable.

En suma, la estrategia ganadora pasa por una profunda electrificación del sector energético, apoyándose en un *mix* de generación descarbonizado. Dicho esto, existen aplicaciones para las cuales la electricidad puede no ser una alternativa viable. El uso de biomasa y biocombustibles puede ser aquí una alternativa eficiente. Por ejemplo, combustibles para aviación, navegación o ciertos tipos de transporte terrestre pesado; calor de alta temperatura para la industria o calefacción en zonas rurales (sin problemas de emisiones de partículas o de otros contaminantes locales).

No obstante, este papel central de un sistema eléctrico con muy elevada penetración de renovables intermitentes (especialmente eólica y fotovoltaica) plantea ciertos problemas, por fortuna resolubles. Es de particular importancia, y de hecho el foco de este artículo, que el suministro eléctrico sea fiable.

### **Pensar la fiabilidad en un sistema renovable**

En el año 2016 la producción peninsular española de electricidad sin emisiones GEI supuso el 63,7% del total (14,6% hidráulica, 26,2% otra renovable, 22,9% nuclear). Para cumplir los objetivos se necesita pasar en el largo plazo a un sistema sin emisiones GEI en un 95%, es decir, un incremento de algo más de treinta puntos porcentuales en la cuota de la generación sin emisiones sobre el total de la generación. Este incremento será esencialmente renovable (no

se plantea la construcción de nuevas nucleares, y los recursos hidráulicos están casi agotados). Así pues, hay que doblar holgadamente la generación renovable. De hecho más, ya que conforme se incrementa la electrificación lo hará también la demanda de electricidad.

La mayor parte de esta electricidad renovable será intermitente: viento y sol. Es decir, estamos ante un sistema eléctrico donde las fuentes intermitentes serán hegemónicas. La gestión de este sistema será muy diferente a la de los sistemas térmicos tradicionales. Este paso, que es parte de la transición energética, puede ya verse en sus fases iniciales en el sistema español.

El cambio del *mix* de generación lleva aparejado también un cambio profundo en la forma de conceptualizar el sistema. Tradicionalmente el sistema eléctrico se concebía como una entidad "vertical", conectando la generación "aguas arriba" con la demanda "aguas abajo". Sin embargo, la demanda futura va a ser de una naturaleza muy diferente. El despliegue de contadores inteligentes, actualmente en curso, permite proporcionar precios horarios (y potencialmente también tarifas de red horarias) y proporciona los medios y los incentivos para una gestión sofisticada de la demanda, desplazando usos durante horas de precios caros o redes congestionadas a otras horas con energía más barata y redes menos utilizadas. La generación distribuida (y en especial la fotovoltaica) y el almacenamiento distribuido (muy ligado a la penetración del coche eléctrico) posibilitan e incentivan que los consumidores se comporten de forma sofisticada e incluso generen energía para ellos y para el sistema en general. Estos aspectos se tratarán más abajo en detalle. Baste decir aquí que la conceptualización del sistema necesita ser más "horizontal": la red es lo que une usuarios que inyectan o

retiran electricidad. Fiabilidad significa que deben poder hacerlo, si lo desean, con seguridad a un coste razonable. En el nuevo mundo, el valor de formar parte de un sistema no es menor que en el antiguo. Mayor si cabe, aunque también distinto ...

El cambio de sistema necesita de acciones en un gran número de frentes, entre los que existen numerosas relaciones y sinergias. No obstante, a fin de ordenar la discusión, consideramos cuatro aspectos principales:

1. Operación de las renovables
2. Gestión de la demanda
3. El almacenamiento
4. La generación despachable

### **Haciéndose mayores: la operación de las renovables**

La seguridad del sistema eléctrico requiere que en todo momento las inyecciones y de-tracciones de energía eléctrica estén equilibradas. Es este requerimiento técnico el que crea la necesidad de que el Operador del Sistema cuente con recursos suficientes para equilibrar el sistema en todo momento, adquiridos a través de los mercados de reserva y de desvíos. En un mundo en que las renovables intermitentes son dominantes, ellas deben proporcionar una parte importante de estos servicios. Esto significa que deben estar en condiciones de bajar la generación cuando hay excesos de la misma, y subirla cuando falta.

En principio, avances en las técnicas de predicción y control hacen estas tareas viables. De hecho, generadores eólicos y en especial fotovoltaicos pueden disminuir su generación de forma extremadamente rápida y fiable. Subirla requiere producir por debajo de la potencia máxima que podrían dado el recurso disponible en cada momento (viento o sol). La precisión de las

predicciones de generación intermitente ha mejorado mucho en los últimos años, lo que facilita grandemente esta tarea.

Proporcionar estos servicios requiere que los generadores intermitentes reciban señales no distorsionadas sobre el valor relativo de la energía y de los servicios de ajuste. Por ejemplo, en circunstancias de producción intermitente muy elevada, incluso con vertidos, el valor de la energía es bajo o nulo, pero el valor de la regulación para asegurar el equilibrio es significativo. En estas circunstancias los generadores intermitentes escogerían proporcionar servicios de regulación, no haría falta ninguna regulación específica que les obligara a ello.

Hoy en día, y posiblemente todavía durante parte del futuro, los generadores renovables reciben ayudas e incentivos para garantizar que se invierte en ellos. La naturaleza de estas medidas de apoyo ha sido objeto de intenso debate. La Comisión Europea, en sus directrices sobre ayudas de estado, favorece esquemas que minimicen las distorsiones de los precios. En particular, no se muestra partidaria de esquemas *feed-in-tariff*, que pagan una cantidad fija por kWh producido, y hacen el precio de la energía invisible a los generadores renovables.

España ha sido pionera en el establecimiento de una regulación eficiente. Los generadores renovables son responsables de los desequilibrios que causan al sistema y, en el caso de los generadores eólicos, pueden participar en los mercados que los resuelven. Las ayudas e incentivos no remuneran la energía (kWh) producida (lo que distorsionaría la señal de precios del mercado), aunque en otros aspectos debe ser mejorada. Sin embargo, muchas de las medidas necesarias deben ser extendidas a las tecnologías restantes y, sobre todo, a la generación propiedad de los consumido-

res, tal como se discute en la siguiente sección. El objetivo final es que, en un sistema en el que va a ser dominante, la generación intermitente debe ser también responsable y tener el derecho a y la obligación de participar plenamente en la operación del sistema.

### **Saliendo del armario: la gestión de la demanda**

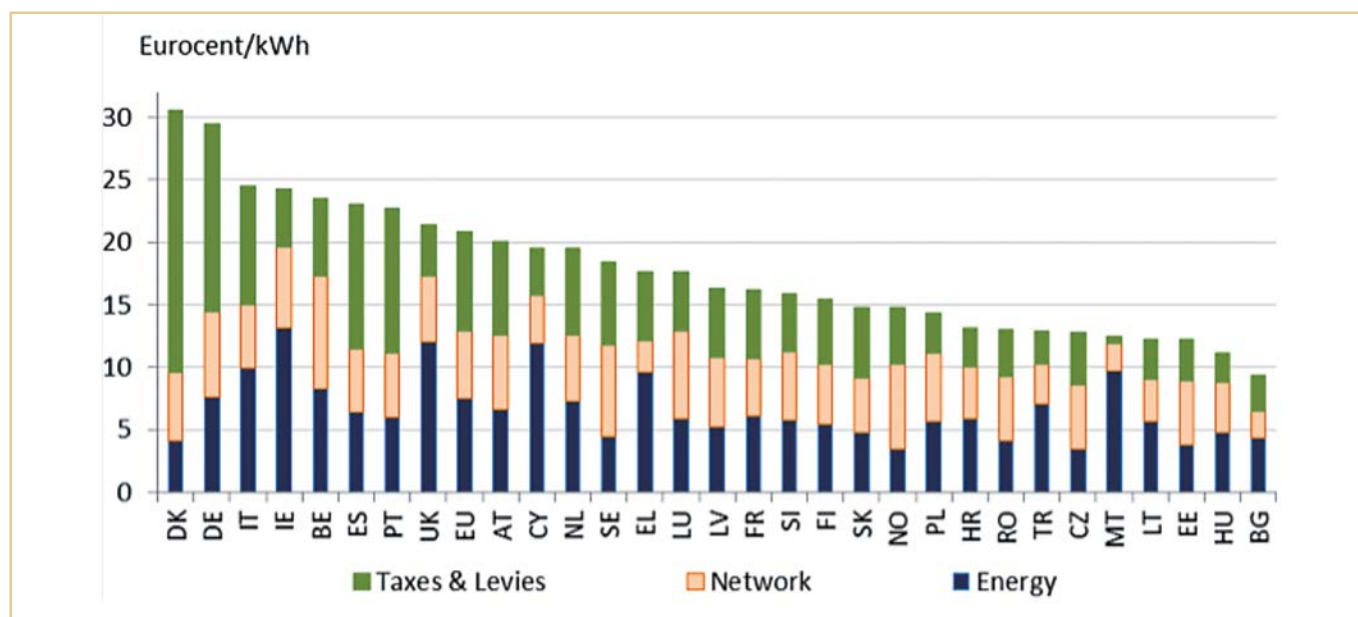
La gestión de la demanda es un tema recurrente en las discusiones del sistema eléctrico en el que, sin embargo, los avances han sido escasos. No obstante, tecnologías modernas, como los contadores inteligentes o la generación y almacenamiento distribuidos tienen el potencial de cambiar en poco tiempo esta situación.

Al hablar de “salir del armario” dos temas surgen: el dar visibilidad a lo que no lo tenía, y el discutir qué incentivos había a no aflojar. En el caso de la demanda, el principal motivo económico que dificulta el despegue de su gestión es el precio de la electricidad, cargado de impuestos y con una estructura inadecuada.

Comencemos con los impuestos. La electricidad, siendo un bien esencial, soporta impuestos y tasas como ningún bien de lujo. La figura 2 indica los precios en Europa. España está entre los países donde es más cara, pero la razón no es que tenga costes particularmente altos de producción o de red (de hecho, son más bajos que la media) sino la muy elevada carga fiscal y parafiscal.

Esta carga fiscal del 50% tiene importantes implicaciones. Por una parte, y quizá sea lo más importante, favorece alternativas más sucias y menos eficientes sobre la electricidad. Por ejemplo, una cocina de gas sobre una eléctrica, el uso de fuel-oil contaminante sobre climatización eléctrica (muy barata

**Figura 2. Precios de la electricidad doméstica en Europa**



cuando hay gran generación renovable) y otras aplicaciones en los sectores domésticos, en los servicios, la industria y el transporte.

Una gran parte de esta carga parafiscal está ligada a los costes de transición, y en particular a los subsidios comprometidos con las energías renovables. Es imperativo que estos costes sean repartidos entre todos los vectores energéticos en vez de ser mayoritariamente pagados por el consumidor eléctrico. Ello requiere el desarrollo de una metodología consistente. El objetivo es no crear distorsiones evitables en la señal de precio.

Además de las distorsiones entre energías, la elevada fiscalidad genera distorsiones dentro del propio sector eléctrico. Un caso claro es la autogeneración. Si un consumidor genera su propia energía podría esperar ahorrarse la carga impositiva asociada a comprarla a algún otro. Este es el incentivo

perverso principal. La regulación actual del autoconsumo lo corrige, pero al precio de ser complicada e intrusiva.

Conforme se vayan desarrollando el almacenamiento y la gestión de la demanda apoyada en la digitalización de hogares y empresas, el impacto de estas distorsiones no hará más que aumentar, así como las dificultades de corregirlas mediante regulaciones que han de ser cada vez más complejas e intrusivas. La única solución pasa por una fiscalidad razonable y establecida con criterios homogéneos para todos los vectores energéticos. Entre estos criterios homogéneos ha de figurar en lugar prominente el de "quien contamina paga". En resumen, una reforma fiscal verde.

Además de estas cargas fiscales y parafiscales, los usuarios de los diferentes vectores energéticos deben pagar en función de su uso las infraestructuras que requieren: las redes de carreteras, gas y electrici-

dad. Para las carreteras un impuesto sobre los combustibles (el impuesto de hidrocarburos) recauda ya una cantidad similar al del coste de la red viaria existente. No obstante, es claro que este impuesto habrá de ser modificado o complementado conforme el vehículo eléctrico vaya desplazando al fósil.

En este sentido los peajes de acceso, que deben cubrir el coste de la red eléctrica, han de ser reformados. Una red eléctrica fiable es obviamente fundamental para garantizar la seguridad del suministro. Los peajes de acceso han de incentivar, por tanto, un uso eficiente de la misma. Las actuales tarifas, constantes o poco variables en el espacio y en el tiempo, no proporcionan señales de uso de red. Estas señales son necesarias para incentivar que se consuma en las horas en las que la red está más descargada. Esto es importante en general, pero aún más cuando se considera la penetración del vehículo eléctrico. La extensión del ve-

hículo eléctrico no plantea problemas importantes desde el punto de vista de la generación, debido entre otras cosas a su muy alta eficiencia. Sin embargo, podría requerir inversiones en redes de distribución. Estas inversiones podrían ser muy pequeñas si el horario de carga de los coches fuera el adecuado, por ejemplo, durante la madrugada. Comentarios similares pueden hacerse para otras medidas de electrificación.

En concreto, la figura 3 muestra la estructura de la tarifa actual de 3 períodos junto a una tarifa eficiente que refleja el uso real de la red. La tarifa eficiente desincentiva el uso de red en las horas de punta, esencialmente las horas de vigilia de los laborables. El desincentivo es particularmente marcado durante las horas de superpunta, y se modula con la estación (más baja e primavera y otoño, sin calefacción ni aire acondicionado).

### El almacenamiento

Un sistema dominado por energías intermitentes tiene un perfil de generación que no tiene por qué adaptarse al de demanda.

Tanto la mayor flexibilidad de la generación intermitente como la de la demanda, tratadas en los dos puntos anteriores, contribuyen a paliar significativamente el problema, pero no son suficientes. Una tercera pata es la extensión del almacenamiento.

En este sentido, el espectacular descenso actual del coste de las baterías de litio es una magnífica noticia. Ilustra un bucle virtuoso: una mayor penetración del coche eléctrico incentiva la reducción de costes de las baterías que, a su vez, facilitan un sistema eléctrico más eficiente y con menos emisiones. En un futuro, las propias baterías de los coches, cuando estén aparcados, podrían ser un recurso importante del sistema. Pero aun cuando así no fuera, baterías baratas especialmente desarrolladas para usos eléctricos jugaran sin duda un papel importante.

El despliegue de estos sistemas de baterías permitirá usar la generación solar durante la noche, y facilitará en gran medida el balance generación-demanda del sistema. En efecto, las baterías son sistemas extremada-

mente flexibles, mucho más que cualquier planta térmica. Permiten también controlar eficazmente las tensiones, y abordar otros problemas técnicos del sistema.

Sin embargo, las baterías no son la solución cuando se trata de gestión de energía estacional, más allá de unos pocos días, ni aunque su coste bajara en un orden de magnitud o más. Serán necesarios sistemas de almacenamiento estacionales, con un coste por kWh mucho más bajo, aunque a cambio tengan peor respuesta dinámica (por ejemplo, ritmos más bajos de carga y descarga). El bombeo y, más en general, el uso inteligente del sistema hidroeléctrico ha cumplido históricamente esta misión (con una respuesta dinámica excelente, además), pero el potencial de desarrollo adicional es limitado. Nuevas tecnologías, como la conversión de electricidad en gases combustibles como el hidrógeno o incluso el metano (P2G) podrían ser una solución, quizá contribuyendo a la supervivencia a largo plazo de la industria gasista. También habrá que explorar la viabilidad del almacenamiento térmico a gran escala, en aire comprimido o en otras tecnologías.

**Figura 3. Tarifas de acceso actual y eficiente**

MES	MES DIA	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23
Enero	1 L	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
	1 F	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Febrero	2 L	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
	2 F	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Marzo	3 L	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
	3 F	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Abril	4 L	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
	4 F	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Mayo	5 L	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
	5 F	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Junio	6 L	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
	6 F	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Julio	7 L	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
	7 F	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Agosto	8 L	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
	8 F	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Septiembre	9 L	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
	9 F	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Octubre	10 L	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
	10 F	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Noviembre	11 L	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
	11 F	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
Diciembre	12 L	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2
	12 F	2	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2



La próxima década puede caracterizarse por el desarrollo de estos sistemas de almacenamiento. En este sentido, es muy posible que recuerde las décadas pasadas, las de la reducción muy marcada de costes de generación renovable. Es imposible ahora decir qué tecnologías de almacenamiento resultarán ser más exitosas, ni cuáles serán las más convenientes para el sistema. Como es habitual en el sector eléctrico, probablemente la elección óptima será una combinación, un *mix* de almacenamiento. En cualquier caso, es necesario no olvidar las lecciones del pasado, y desarrollar estas tecnologías sin incurrir en costes de difícil justificación.

### Generación despachable

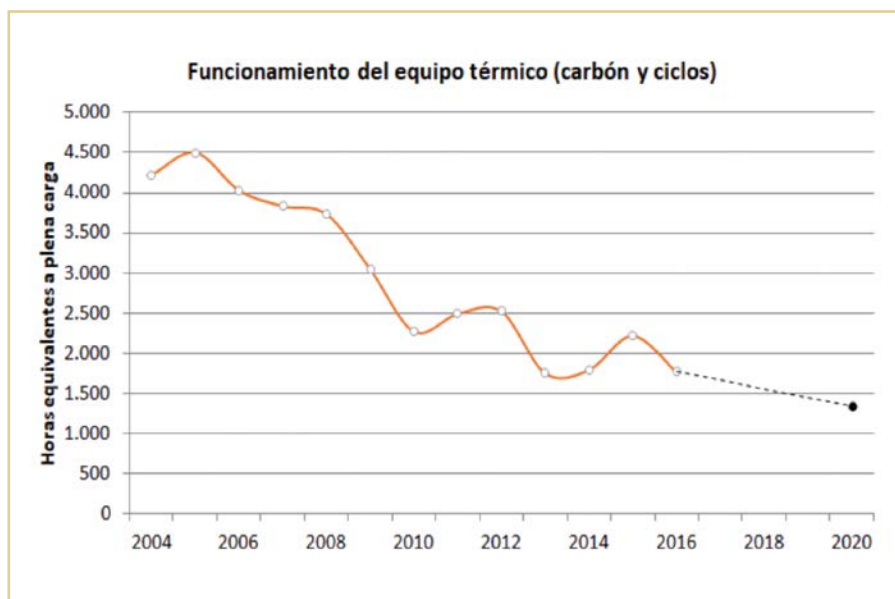
Una mayor flexibilidad de la generación intermitente, demanda más flexible y almacenamiento de corto y largo plazo pueden en un futuro garantizar de forma conjunta el suministro eléctrico en todo momento. Sin embargo, durante la transición, estas palancas no estarán disponibles o lo estarán de forma parcial. En este período es necesario contar con las plantas despachables ya existentes, y en particular con la capacidad fósil de carbón y gas natural. El objetivo no es producir mucha energía con estas plantas, es garantizar el suministro cuando no haya viento ni sol. En suma, el producto principal de estas plantas no es tanto la energía como la capacidad o, de forma más precisa, la potencia firme (la potencia que puede dar una planta con un grado muy elevado de fiabilidad).

Este papel cada vez más importante de las plantas fósiles como garantía o seguro es una continuación de las tendencias actua-

les. La figura 4 muestra la evolución en los últimos años de las horas de operación medias de este equipo. Dada la evolución de la demanda y las previsiones de entrada de nueva renovable es probable que en el año 2020 estas horas no lleguen a las 1.500, y se sigan reduciendo en la década de los 20. Por otra parte, hasta que no se desarrollen las alternativas de firmeza mencionadas arriba, y especialmente la respuesta de demanda y almacenamiento estacionales, estas plantas seguirán siendo necesarias. La figura 5 muestra posibles escenarios de evolución del índice de cobertura (el cociente entre la potencia firme del sistema y la punta de demanda) calculado según la metodología de Red Eléctrica de España<sup>1</sup>. REE considera que el sistema es seguro si el valor del índice supera 1,1.

El mensaje de las gráficas es claro: si se mantiene el parque actual es posible garantizar la seguridad del suministro durante toda la transición. El equipo fósil, que ya opera (y, por tanto, emite mucho menos que en el pasado), continuará reduciendo sus emisiones, pero estará allí en las ocasiones en que fuere necesario. Sin embargo, el cierre del carbón nacional es problemático a partir de la segunda mitad de los 20, y el de la nuclear requeriría directamente la construcción de nueva capacidad firme. Hasta que no se disponga de las tecnologías arriba mencionadas, esta capacidad serán centrales de gas, que incrementarán las emisiones y la dependencia energética, y dañaran la balanza comercial. Además, habrá sin duda tensiones cuando se discuta el cierre de estas plantas mucho antes del fin de su vida

**Figura 4. Horas de operación de las plantas fósiles**

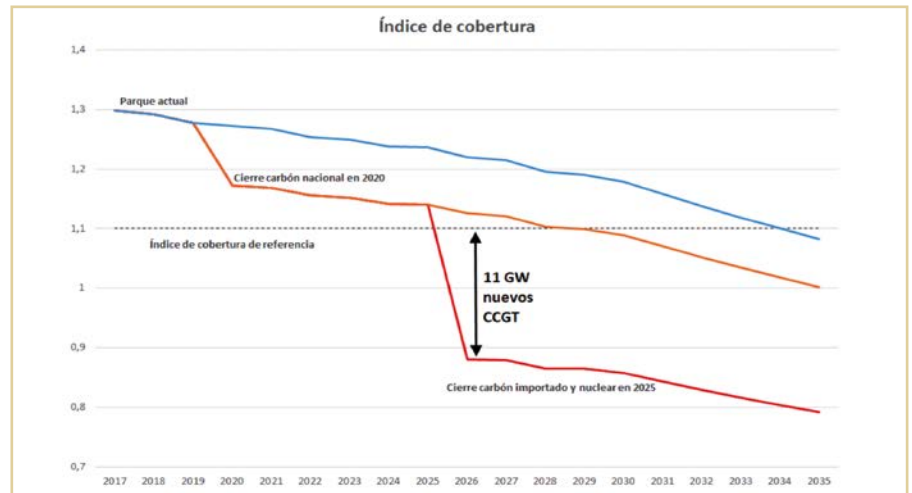


<sup>1</sup> Se ha considerado un incremento anual de demanda eléctrica del 1,8% por la electrificación de los usos finales de la energía, fundamentalmente transporte y calor/frío, para poder cumplir con los objetivos de reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> en los sectores difusos en el año 2030 (-26% sobre 2005). La entrada considerada de capacidad renovable es del orden de 3,7 GW/año, llegando a un 32% de renovable en 2030.

económica, lo que deberá ser el caso si se es serio en lo que respecta al cumplimiento de los objetivos de descarbonización en 2050.

Así pues, es necesaria una gestión prudente del parque existente, que asegure que, al tiempo que su producción disminuye, su capacidad permanece hasta que sea posible retirarla. En buena lógica, si se quiere capacidad, es capacidad lo que hay que comprar. Es decir, hay que establecer un mercado de capacidad apropiado, que sea compatible con la regulación europea. Esto requiere que sea competitivo, tecnológicamente neutral y abierto a la capacidad extranjera, especialmente en Portugal y Francia.

**Figura 5. Escenarios de evolución del índice de cobertura**



## Conclusiones

La descarbonización del sistema energético es nuestro gran desafío generacional, el marco en el que las actividades del sector se van a desarrollar durante las próximas décadas. Este proceso debe involucrar a toda la sociedad y a todos los sectores energéticos, sin excepción. El sector eléctrico, debido a la naturaleza de las principales fuentes de energía baja en carbono, aumentará su importancia en este período, de forma que no es exagerado hablar de la venidera “edad dorada” de la electricidad.

Sin embargo, esta capacidad técnica puede volverse una maldición si la fiscalidad y regulaciones actuales no se adaptan a las nuevas tecnologías. En particular, hay que ser consciente de la obsolescencia del concepto del consumidor cautivo: ahora pueden elegir entre el suministro por el sistema, la autogeneración (fotovoltaica, pero también con gas natural o derivados del petróleo) o el uso de distintos vectores energéticos en sus usos finales. Por tanto, la fiscalidad de las distintas fuentes de energía debe abordarse de forma coordinada. La práctica actual de cargar el coste de la transición, predominantemente eléctrica, en las espaldas del consumidor eléctrico es ineficiente e injusta y, si no se corrige, lo será aún más en el futuro.

Una forma de financiar la transición de forma eficiente y justa sería mediante la creación de un Fondo para la Transición Energética, de forma similar a como se ha propuesto en otros países como Francia. El Fondo recibiría aportaciones del sector eléctrico (p. ej. los impuestos de la Ley 15/2012 y los ingresos por la subasta de derechos de emisión del ETS), y también de sectores difusos (p. ej. un cargo general asociado al CO<sub>2</sub> para combustibles de automoción y calefacción, e impuestos ligados a las emisiones de partículas, NOx y SO<sub>2</sub> de estos combustibles). Quizá también de los Presupuestos del Estado. En cualquier caso, el Fondo financiaría las medidas de apoyo a las energías renovables y, en general, a la transición energética. Se conseguiría así que todos los vectores energéticos contribuyeran, y que lo hicieran según metodologías comparables y armonizadas.

La Comisión de expertos para la Transición Energética recientemente nombrada ofrece una oportunidad para discutir estos problemas y proponer soluciones eficaces. Conviene no engañarse en la dificultad del cambio, pero tampoco olvidar nunca ni su necesidad ni las oportunidades que ofrece para mejorar el medio ambiente, la sociedad y la economía españolas. ■