

Resumen

Se analizan las necesidades de inversión en generación en el sistema español, desde el punto de vista del cumplimiento de los compromisos de largo plazo asumidos en el seno de la Unión Europea. Se concluye que la mayor parte de los costes serán de capital y no de combustible; a menudo más ligados a asegurar la seguridad de suministro que a producir energía, que la flexibilidad en generación y consumo será extremadamente valiosa; y que es crítico el reforzamiento del sistema de transporte.

Palabras clave: sector eléctrico, energía, plantas eléctricas, fuentes de energía.

Abstract

Generation investment needs in the Spanish System are analyzed. European Union long-term commitments are taken into account. I conclude that most of the cost will be in capital, that often it will be linked to security of supply and not to energy production, that flexibility will be extremely valuable and that it is critical to reinforce the transportation system.

Key words: electricity sector, energy, power plants, energy sources.

JEL classification: L94, Q42, Q47.

HACIA UN NUEVO MIX TECNOLÓGICO: ANÁLISIS DE NECESIDADES DE POTENCIA Y TIPOS DE TECNOLOGÍA (*)

Julián BARQUÍN GIL

Endesa

I. INTRODUCCIÓN

HOY en día estamos sumidos en una crisis que hace impensable embarcarse en procesos de inversión ambiciosos. Dicho esto, la crisis pasará (aunque no sepamos todavía ni cuándo ni cómo) y la demanda volverá con seguridad a crecer. Se volverán a plantear nuevas inversiones. Pero todavía faltan seguramente unos años para esto.

El título del artículo habla de necesidades de potencia. La respuesta a corto plazo es simple: ninguna, simplemente mantengamos lo que hay, que ya es desafío suficiente (1). A más largo plazo la respuesta no es sencilla ni clara, aunque empezar por considerar la meta a la que se aspira puede ser un buen punto de partida.

II. ESPAÑA EN SU ENTORNO EUROPEO

España, como Estado miembro de la Unión Europea (UE), comparte los objetivos comunes de la Unión en lo relativo a eficiencia económica, seguridad del suministro y sostenibilidad ambiental del sistema de energía eléctrica. En el largo plazo (hacia el año 2050) se pretende un sistema eléctrico europeo con muy bajas emisiones de gases de efecto invernadero y poco dependiente de la importación de energía de Estados no miembros de la UE. En España, como en el

resto de la UE, este desarrollo se ha de apoyar en varios pilares:

— Una mayor penetración de fuentes renovables, en gran medida intermitentes.

— Generación nuclear o térmica fósil con captura y almacenamiento de carbono (fósil CAC). Ambas posibilidades técnicas son comparables desde los puntos de vista de costes de inversión y de operación del sistema eléctrico.

— Una mayor capacidad de almacenamiento, junto con una capacidad suficientemente grande de generación intermitente pueden jugar un papel funcional similar a la nuclear o la fósil CAC, probablemente incluso con mayor flexibilidad. Sin embargo, el coste puede ser un problema.

— Una mucha mayor eficiencia en el uso final de la electricidad.

Es de señalar que la elección de estas vías, y no de otras, está en gran medida condicionada por los objetivos finales y las posibilidades tecnológicas. También es importante señalar que estos objetivos derivan de objetivos para el sector energético y no solo para el eléctrico, y que los objetivos más generales implican una creciente electrificación del sistema energético así como una creciente convergencia entre los diversos subsectores (electricidad, gas e incluso hidrocarburos líquidos). En efecto, la mayor parte de

las fuentes de energía renovable son más específicamente fuentes de electricidad renovable. Excepciones son la biomasa y el calor de baja temperatura de origen solar o geológico (no existe apenas potencial geotérmico de alta temperatura en la Península ibérica). Las dos últimas fuentes tienen no obstante usos limitados. En cuanto a la biomasa pudiera ser que el curso más razonable fuera dedicarla preferentemente al sector del transporte o directamente para usos térmicos.

En cualquier caso, y en la medida que pequeños sistemas de captura y almacenamiento de dióxido de carbono no son económicamente factibles, la descarbonización de los usos de la energía en los sectores doméstico e industrial implican su electrificación (por ejemplo, la sustitución de calderas de gas natural por sistemas eléctricos, preferiblemente de elevada eficiencia como las bombas de calor). También hay claras ventajas ambien-

tales en la electrificación del transporte, sea directa o indirectamente mediante el uso de hidrógeno como combustible (véase el Apéndice).

La medida en que se recurrirá a cada uno de los estos pilares (renovables, eficiencia de uso final, nuclear o fósil con CAC, y almacenamiento) dependerá tanto de desarrollos técnicos futuros como de las preferencias sociales y políticas que en su momento se expresen. En cualquier caso conducen a un sistema con una textura muy diferente del actual. El mismo concepto de *mix* se verá modificado, en particular en la medida en que la demanda, tradicionalmente pasiva, participe de forma activa en la generación y el control de energía.

III. ESPAÑA EN EL AÑO 2050

Para dar una cierta concreción a estas ideas, permítaseme describir una «visión» de la posible es-

tructura del sector eléctrico peninsular español en 2050. El objeto de esta visión no es argumentar a favor de su probabilidad o mera deseabilidad, sino solamente ilustrar algunas de las características que previsiblemente se darán en cualquier sistema que cumpla los objetivos generales reseñados en la sección anterior.

La simulación presentada en el cuadro n.º 1 supone que la demanda crecerá a un ritmo medio del 1,25 por 100 hasta el año 2050. Esto requiere mejoras muy importantes de eficiencia en el uso de la electricidad o un crecimiento económico muy débil. En el año 2050 no es de esperar que ninguna de las plantas de generación actuales, con excepción de las hidroeléctricas, sigan en operación, lo que permite diseñar el sistema desde cero. Se suponen así, de forma algo arbitraria (aunque con segundas intenciones), las capacidades indicadas en el cuadro. La potencia eólica instalada es inferior, aunque no muy

CUADRO N.º 1

PRINCIPALES MAGNITUDES DE LA SIMULACIÓN 2050

	Energía (TWh)	Capacidad instalada (MW)	Costes de inversión (€/kW)	Coste inversión anualizado (M€)	Coste operación total (M€)	Coste total (M€)	Ingresos mercado (M€)	Emisiones totales (Mton)	Emisiones capturadas (Mton)
Nuclear	74,57	11.200	2.900	2.276,91	492,58	2.769,49	2.850,88		
Carbón (CAC)	26,91	10.800	1.850	1.400,64	1.497,17	2.897,81	2.227,71	1,61	14,53
Gas natural (CAC)	8,50	18.150	1.000	1.272,35	916,62	2.188,97	916,62	0,27	2,45
Hidráulica trad.....	25,61			263,45		263,45	1.159,60		
Eólica	132,97	75.000	1.050	5.520,53		5.520,53	2.862,50		
Fotovoltaica.....	168,78	90.000	1.000	6.309,18		6.309,18	442,34		
Solar térmica	8,26	4.000	2.400	672,98		672,98	69,18		
Otra renovable	1,34				74,29	74,29	44,35		
Cogeneración	40,32	12.000			2.228,97	2.228,97	1.026,60		
Minihidráulica	10,31	3.000	1.700	357,52		357,52	262,56		
Bombeo (neto)	-4,56	10.000	2.000	715,04		715,04	309,90		
Total generación	493,02					23.283,19	12.172,23	1,89	16,98
Demanda	421,21								
Vertido	71,81								
Coste energía (€/MWh)	55,28								

Fuente: Elaboración propia.

lejana, al potencial estimado en 2010 por la Comisión de Industria, Turismo y Comercio del Congreso de los Diputados (2). Se supone además instalada una capacidad fotovoltaica algo mayor, y una capacidad solar térmica muy inferior, dado su mayor coste. En conjunto, la capacidad renovable es en cualquier caso muy elevada. La energía procedente de la cogeneración se supone haber crecido en un 90 por 100 desde el valor actual, hasta los 10.000 MW de capacidad (3). La capacidad de la hidráulica tradicional se supone que no ha variado, aunque se han instalado 5.100 MW adicionales de capacidad de bombeo (4) y más de 1.500 MW de minihidráulica, hasta llegar a 3.000 MW de capacidad. La capacidad restante es térmica, y se ha dimensionado a fin de cubrir toda la demanda evitando situaciones de pérdida de carga. Todas las plantas que queman combustibles fósiles incorporan dispositivos de captura

y almacenamiento de carbono. Como estos dispositivos no tienen una eficiencia del 100 por 100 existen, no obstante, emisiones de dióxido de carbono, aunque la mayor parte es capturado.

Los costes de inversión que se citan son los que se suponen para el 2050 en el estudio Roadmap 2050 (5). Estos costes son inferiores, y en algunos casos muy inferiores a los actuales. Presuponen una visión optimista del futuro desarrollo técnico (6). En cuanto a los costes de combustible se suponen superiores a los actuales, siendo 20 €/MWh-térmicos para el carbón y 55 €/MWh-térmicos para el gas natural. El precio de los derechos de emisión es de 50 €/ton.

Las simulaciones se han realizado considerando que no se intercambia energía con los países vecinos. Claramente esta suposición es poco realista y será criticada más adelante (7). No obstante

existen una serie de puntos que este sistema estilizado ya permite apreciar:

— La mayor parte de los costes del sistema son de capital, y solamente una fracción bastante reducida de combustible. Por tanto, el factor de riesgo económico más significativo son los tipos de interés. Por el contrario, la sensibilidad del sistema a los precios de los combustibles es baja, y por lo tanto también relativamente pequeños los beneficios de la diversificación de combustibles.

— Existen vertidos significativos, producidos en las horas en que la generación intermitente es superior a la demanda, y el coste marginal (que debiera ser el precio en un mercado competitivo) es por lo tanto nulo. El gráfico 1 muestra la monótona de precios simulada. Como se puede observar, el precio es nulo durante la mitad de las horas.

GRÁFICO 1
COSTE MARGINAL (O PRECIO)

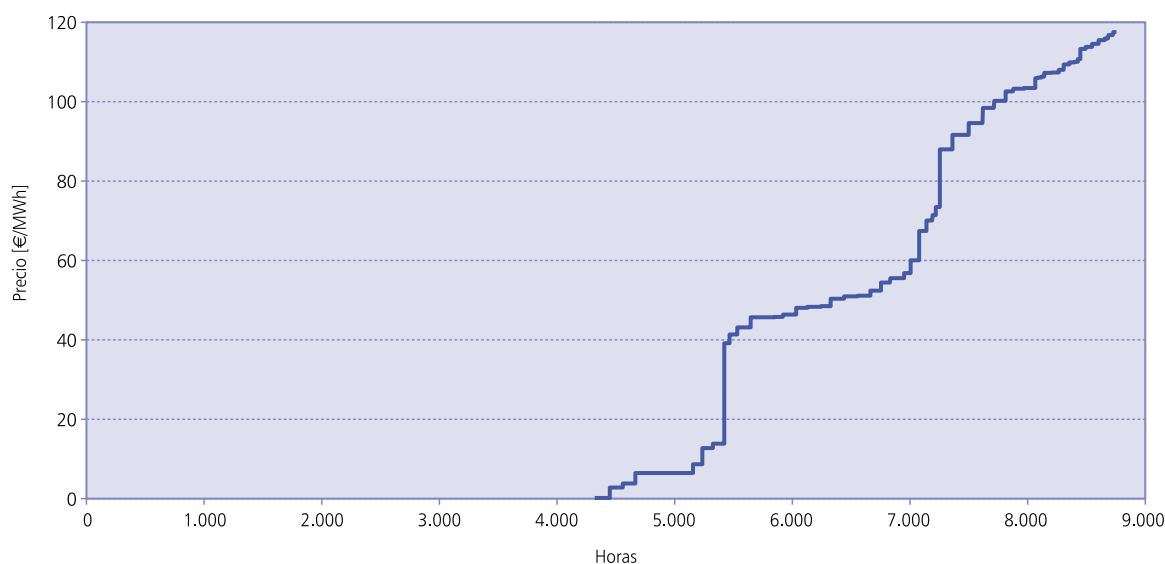
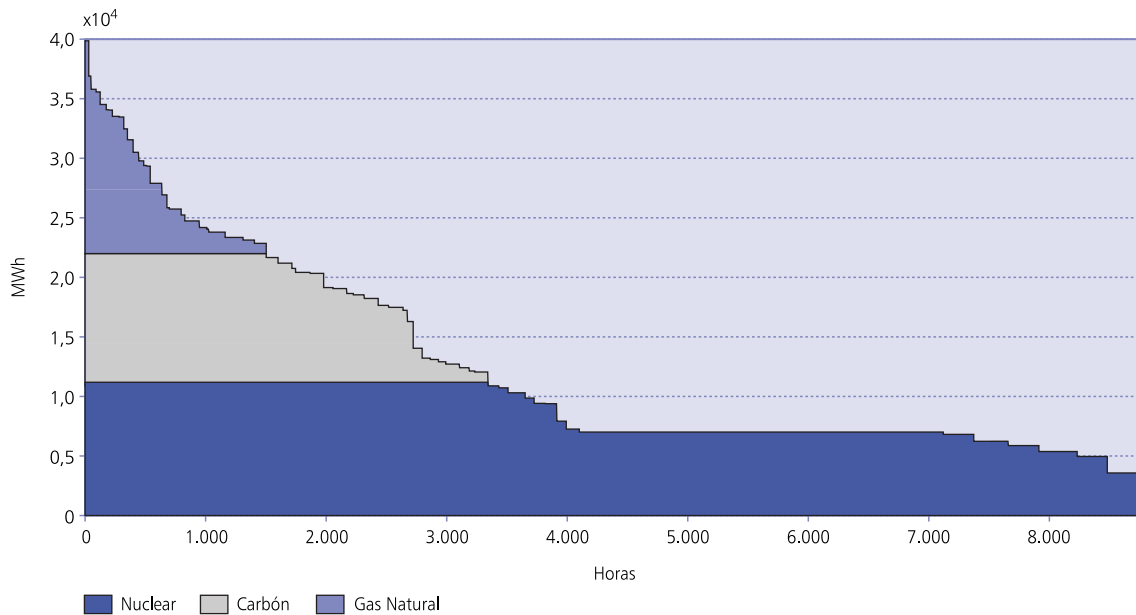


GRÁFICO 2
PRODUCCIÓN TÉRMICA



— No solamente el precio es a menudo bajo, sino que puede llegar a ser muy alto también. Esto se debe no solamente al alto precio del combustible, sino también a la necesidad de internalizar los costes de los frecuentes arranques y paradas. Se pueden apreciar en la monótona de producción térmica (gráfico 2). Incluso las centrales nucleares se ven obligadas a modular entre su mínimo técnico (1.000 MW) y su potencia máxima (1.600 MW), y algunas de ellas a parar durante parte del año.

— Los ingresos de mercado no pueden cubrir todos los costes. En principio esto no es sorprendente, ya que el *mix* propuesto no es el resultado de una optimización económica, que llevaría a un sistema donde los costes marginales a corto y largo plazo fueran iguales. En el caso propuesto, los costes de largo plazo son mucho mayores que los de corto,

siendo el principal responsable la gran capacidad instalada de fotovoltaica. Aun así, el 25 por 100 de la demanda total es suministrada por tecnologías térmicas.

— La mayor parte de los costes de generación lo son de las energías renovables.

— Las emisiones de dióxido de carbono son mucho menores que en la actualidad (unos 75 millones de toneladas). Sin embargo se hace necesario almacenar grandes cantidades de dióxido de carbono (unos 17 millones de toneladas). El coste de la infraestructura requerida y de su operación, que no está incluido, sería significativo.

Muchas de las conclusiones que se acaban de apuntar son robustas. Por ejemplo, con el nivel de penetración de renovables supuesto es necesaria la capacidad térmica propuesta o un aumento compa-

nable de la capacidad de almacenamiento. Si, por ejemplo, no se quiere instalar nuclear puede instalarse más carbón, lo que aumentará algo los precios de energía e implicará almacenar cantidades mayores de dióxido de carbono (8). Pero los precios de mercado seguirían siendo insuficientes para cubrir los costes. Sustituir fotovoltaica por eólica marina podría mejorar algo las cifras, pero no de forma dramática y, en cualquier caso, el potencial en España es relativamente reducido. Comentarios similares se pueden hacer para otras tecnologías marinas.

Mención aparte merecen las tecnologías de almacenamiento y las centrales de biomasa. En lo relativo al almacenamiento, hay que recordar que los costes de capital (€/kW) de estas tecnologías están y seguirán previsiblemente estando por encima de las tecnologías térmicas. Siendo estos costes la parte principal de

los costes de operación, en especial para las centrales que operan en la punta térmica, el incremento de esta capacidad en la simulación realizada no disminuye los costes del sistema. Adicionalmente podría haber limitaciones de recursos naturales para las tecnologías de almacenamiento más maduras (embalses para el bombeo y quizá cavernas para el CAES adiabático). No obstante, si el avance técnico en estas tecnologías fuera sustancialmente más rápido que el generalmente supuesto, podrían suponer un cambio real y abrir el camino a un sistema sin tecnologías fósiles. La síntesis de hidrógeno por electrolisis del agua a partir de energía renovable se puede mencionar como una tecnología más de almacenamiento. El hidrógeno podría ser ulteriormente utilizado para el transporte, generación eléctrica u otros fines.

También merece mención la sustitución de centrales térmicas fósiles por centrales de biomasa. El potencial de generación eléctrica a partir de biomasa es incierto. No obstante, si se excluye la posibilidad de cosechas energéticas (9), el potencial de residuos agrícolas y forestales así como de residuos urbanos se ha estimado para España en unos 40 TWh por año (10). Si se aprovechara completamente esto permitiría la sustitución de algo menos del 40 por 100 de la capacidad térmica propuesta (11).

1. No solamente energía

Reiterando uno de los puntos anteriores: la mayor parte de los costes son de capital, y el precio de la energía está lejos de remunerar los costes totales. Aunque esto es debido, en la simulación presentada, a que no se ha calculado la inversión óptima, es no

obstante una característica que probablemente se convierta en estructural en España y en otros países europeos.

Una de las principales razones es que el desarrollo renovable europeo se ha debido y se seguirá debiendo en el futuro previsible más a requerimientos regulativos que a un caso estrictamente económico (12). Los costes adicionales sobre los ingresos de mercado (unos 2.600 millones anuales para la eólica y 5.900 para la fotovoltaica en la simulación presentada) han de proveerse mediante mecanismos adicionales. En España el mecanismo escogido ha sido el establecimiento de un régimen de primas a la producción con valores diferentes para las diferentes tecnologías, su inclusión como coste regulado y su cargo prorrateado a los consumidores (13). No es en absoluto evidente que esta sea la solución más eficiente, y es claro que la eficiencia es importante cuando estos costes pasan a ser el principal coste de suministro de energía (14). En cualquier caso, si las autoridades regulativas valoran el MW «verde» más que el «térmico sin carbono», existen al menos dos productos y por tanto deberían existir al menos dos precios.

En lo referente a las tecnologías térmicas se observa también un déficit significativo entre sus costes y sus ingresos de energía. Esto es natural: la capacidad térmica se calculó de forma que no hubiera problemas de suministro. Es decir, que cubriera la demanda cuando no hubiera generación renovable (capacidad) y que se fuera capaz de compensar las fluctuaciones de la renovable y la demanda (flexibilidad). He aquí al menos otros dos productos adicionales (15) que para algunas tecnologías térmicas (como previsiblemente el gas natural) de-

bieran suponer la mayor parte de sus ingresos. Es importante tener en cuenta a este respecto que la flexibilidad no viene gratis: plantas fósiles más flexibles requieren sistemas CAC más caros o menos eficientes. Asimismo, aumentar la flexibilidad de las plantas nucleares conlleva costes.

2. Demanda y transporte

Una característica que se puede observar en la simulación hecha, y que es característica general de los sistemas con elevada penetración de fuentes intermitentes, es lo «picuda» que resulta ser la curva monótona de producción térmica. Por ejemplo, en el gráfico 2 el pico que va de 35.000 a 40.000 MW tiene una anchura (un número de horas) muy reducido. Si fuera posible que la demanda bajara en 5.000 MW durante esas pocas horas críticas, sería posible ahorrar el coste de capital de 5.000 MW de centrales de gas (16), es decir, unos 210 millones de euros por año con las hipótesis de la simulación. El incentivo resultante (unos 42.000 € por cada MW de bajada) debería ser interesante para un sector relevante.

Un problema para la demanda interesada es que el momento de estas bajadas es bastante impredecible, ya que depende, más que de la energía demandada en sí, de la falta de generación intermitente. Por ejemplo, no parece realista que se puedan realizar predicciones precisas de generación eólica con más de dos días de antelación. Por tanto, lo que se busca es una velocidad de respuesta elevada en la demanda.

Este grado de respuesta requiere que la demanda, o al menos una parte significativa de ella, pueda ver continuamente la

señal que le incentive a modificar su comportamiento e informar de sus decisiones al operador del sistema a fin de no poner en riesgo la seguridad del mismo. El híbrido de redes de energía y datos que son precisos para esto es, en gran medida, lo que se ha venido en denominar «redes inteligentes» (*smart grids*). Adicionalmente, una parte relevante de esta demanda flexible será de consumidores que tengan generación propia (17). Por tanto es preciso que estas «redes inteligentes», al contrario que las redes de distribución actuales, estén diseñadas para facilitar el flujo bidireccional de energía.

Otra forma de reducir la punta de generación térmica es mediante importaciones de energía. Este tema plantea dos cuestiones: la seguridad de suministro y el intercambio económico. En lo relativo a la seguridad de suministro habría que contar, además de con una capacidad de interconexión adecuada, con que nuestros vecinos puedan (tengan capacidad física de generación) y quieran o incluso deban (exista el marco institucional y los instrumentos jurídicos y regulatorios adecuados) ayudarnos. En este último sentido, hoy en día se considera que la seguridad del suministro es un tema dejado a la «subsidiaridad», en el que cada Estado miembro de la Unión Europea toma sus decisiones sin, en principio, tener que acordar nada con los demás.

En lo relativo al intercambio económico, debiera favorecer la exportación de excedentes baratos (por ejemplo, los vertidos de renovable en los periodos de precio nulo) y la importación de los excedentes de los vecinos en horas de precios altos. Esto supone que la generación intermitente está solamente correlacionada de forma parcial en los diversos

países europeos, lo que de hecho es el caso. El despliegue económico de energía intermitente se beneficia grandemente, y puede incluso requerir una expansión muy significativa de la red de transporte. Por ejemplo, diversos estudios consideran como óptimas capacidades de intercambio España-Francia de 15 hasta 50 GW, siendo las cifras superiores las indicadas en el caso de gran penetración de energías renovables. Es claro que con estas capacidades de interconexión no tiene sentido la planificación del sistema español ignorando la planificación de los sistemas europeos.

Si se persiste en las actuales políticas nacionales relativas a la seguridad del suministro, las capacidades instaladas no serían muy distintas de las indicadas en la simulación, ya que la capacidad se fija sin contar con los sistemas vecinos. La operación no obstante podría cambiar dramáticamente, pero sin realizar suposiciones específicas sobre el parque exterior poco puede decirse más allá de que se producirá un aplanamiento de las curvas de precios y, probablemente, de producción. Quizá sea necesario recordar que en un sistema casi cerrado como Europa no todo el mundo puede ser exportador neto, con lo que no está claro si las exportaciones de energía barata de España serán menores o mayores que las importaciones al incrementar la capacidad de interconexión. Lo que claramente crecerá será el beneficio para la sociedad europea en su conjunto, aunque de nuevo podría haber ganadores y perdedores. Dicho todo lo cual, Europa no puede permitirse no desarrollar el transporte si desea un *mix* con una elevada penetración renovable.

Gran parte de todo esto es también válido para la red interior

española, que habrá de fortalecerse. La causa no es solamente la necesidad de acomodar las importaciones y exportaciones, sino también los grandes y variables flujos internos que se podrán dar. Por ejemplo, si se instalan 75 GW de eólica, cabe esperar producciones del orden de 30 GW en el oeste del país al entrar un frente del Atlántico, para ser seguidas unas horas después por una producción similar en el este al salir de la Península. Obviamente esto genera flujos comparables de energía en la red de transporte.

IV. EL PERIODO DE TRANSICIÓN

1. Flexibilidad, flexibilidad y flexibilidad

El caso de la simulación pretendía, de forma quizá algo artera, mostrar de forma dramática algunas de las características que ya están presentes en el sistema español. Obviamente no es el caso que la mitad de las horas tengan precios nulos, pero tampoco es una contingencia desconocida. Las centrales nucleares no modulan, pero el resto de las térmicas y en especial las centrales de gas de ciclo combinado se ven obligadas a una operación complicada, con numerosos arranques y paradas, para las que en general no han sido diseñadas. Aún más, los precios de mercado y las producciones relativamente bajas hacen que la mayor parte de las centrales estén perdiendo dinero, al no poder cubrir sus costes de capital con sus ingresos de mercado (18). Los costes de las energías intermitentes son ya comparables a los costes del resto del sistema de generación. Y así sucesivamente.

Todas estas características, como se ha estado viendo, no

son problemas circunstanciales que desaparecerán una vez se supere la crisis económica, sino que son características estructurales del sistema español y que es de prever que se acentúen con los años.

Desde el punto de vista tecnológico, la flexibilidad de la operación es cada vez más valiosa. Las centrales futuras deberán estar diseñadas para modular su carga e incluso arrancar y parar a costes y en tiempos razonables. Como es natural existirá un equilibrio entre plantas relativamente inflexibles pero de operación barata, como las nucleares (que no obstante posiblemente deberán ser capaces de modular entre su mínimo técnico y su potencia máxima), y de combustible más caro pero más flexibles, como las de gas natural, pero en todos los casos la flexibilidad tendrá mayor valor que el pasado.

Siendo más específicos, hoy en día las energías intermitentes se equilibran principalmente mediante la producción de las centrales de ciclo combinado. Estas centrales reciben su combustible de la red de gas de alta presión, que se diseñó pensando principalmente en consumos industriales y domésticos de mucha menor variabilidad. Por tanto el sistema de gas natural, que ya es parte integrante con el sistema eléctrico del mismo sistema de energía, también está siendo requerido a comportarse de forma cada vez más flexible.

También es necesario buscar flexibilidad en las fuentes de energía renovable. Hasta hace poco apenas tenían obligaciones en este sentido, y todavía hoy disfrutan de prioridad en el despacho. Este régimen no es eficiente en escenarios de penetración masiva. Por ejemplo, en la simulación mostrada hay casi 72 TWh de energía vertida. Parte de estos vertidos podrían haberse evitado

forzando la parada de centrales nucleares, pero los costes de arranque y parada no hacen que sea la decisión económica óptima.

Los generadores intermitentes deben por tanto funcionar en un régimen que incentive que viertan cuando esté económicamente indicado. Pueden también proporcionar banda o energía de regulación, siempre a bajar y, si operan por debajo de su potencia máxima, también a subir. La energía no producida no debiera ser contemplada como energía perdida, sino como parte del coste de provisión de un servicio auxiliar valioso.

Y finalmente pero no menos importante: explotar la flexibilidad de la demanda requiere que esta reciba las señales económicas apropiadas. En otras palabras, requiere precios que reflejen los costes, al menos los costes variables en el tiempo, y posiblemente también en el espacio.

2. La importancia de la diversificación

Otra tendencia del sistema, ya comentada, es que el papel de las centrales térmicas es cada vez menos la generación de energía «al por mayor» con la máxima eficiencia, y cada vez más la provisión de servicios de regulación para compensar las fluctuaciones de las fuentes intermitentes. Siendo por tanto el combustible consumido cada vez menor, las inquietudes relativas a la seguridad de los aprovisionamientos tenderán a disminuir en el largo plazo, aunque seguirán siendo muy importantes durante los próximos lustros debido a la elevada dependencia del país respecto a las importaciones de energía. Esto no significa que la necesidad de diversificar las fuentes de genera-

ción vaya a desaparecer, ni siquiera en el largo plazo.

La razón básica es que una cartera amplia de fuentes de energía intermitente en diversas localizaciones presenta una volatilidad menor que la de cada una de sus componentes. Existe por tanto una racionalidad en instalar generadores eólicos en Andalucía y en Galicia, y en complementarlos con generadores fotovoltaicos y de otra naturaleza. El diseño de la cartera óptima no es sin embargo trivial, y existe muy escaso trabajo tanto en su planificación como, aún más, en el diseño de incentivos o mecanismos territorial y tecnológicamente óptimos. Estos incentivos y mecanismos debieran ser muy distintos a las primas tradicionalmente otorgadas, y que se justifican principalmente por el deseo de crear un volumen de producción que permita la bajada de los costes mediante efectos de «aprender haciendo». Claramente no puede tener sentido en el largo plazo, cuando estas tecnologías ya se hayan instalado masivamente (lo que es ya la situación en algunos casos).

3. La necesidad de una regulación estable

Un último aspecto que me gustaría señalar es que la mayor parte de los costes van a corresponder a costes de capital que requieran plazos muy largos de amortización. Esta situación está en contraste con la que existía cuando se inició el mercado eléctrico, en la que la tecnología dominante era la planta de ciclo combinado que disfrutaba de costes de inversión relativamente bajos y de costes de operación relativamente altos.

Para que los agentes inviertan en estas tecnologías consideran-

do costes de capital moderados es preciso un cambio radical en el comportamiento de las autoridades regulatorias, actuando de forma previsible con mandatos bien definidos y objetivos de largo plazo en temas que son de su competencia (por ejemplo, la fijación de tarifas de acceso). O en otras palabras, deben evitarse actuaciones imprevisibles en asuntos sin un mandato claro y con objetivos coyunturales.

Esta necesidad de regulación estable se extiende también a las energías renovables. Dado que durante mucho tiempo su despliegue va a requerir de algún tipo de subsidio, es preciso que la naturaleza y cuantía de los mismos esté razonablemente definida y conduzca a una senda sostenible, a fin de que los inversores tanto de energías renovables como no renovables puedan tomar sus decisiones en un ambiente de bajo riesgo regulatorio.

V. CONCLUSIÓN

Los objetivos a largo plazo tanto de la Unión Europea como de España conducen a un sistema de energía con mayor contenido eléctrico, basado en energías renovables, energías fósiles con muy bajas emisiones de dióxido de carbono, instalaciones de almacenamiento de energía y un uso final de la electricidad muy eficiente.

La sostenibilidad económica del sistema deberá contemplar que, con diferencia, la mayor parte de los costes serán de capital y no de combustible; que una parte importante de este capital estará más ligado a certificar la seguridad de suministro que a producir energía, que la flexibilidad para generar y consumir energía será mucho más valiosa que hoy

en día; y que el sistema dependerá de forma crítica de un reforzamiento del sistema de transporte. Estos hechos pueden requerir una reevaluación de la política energética actual así como del diseño institucional vigente.

NOTAS

(*) Las opiniones expresadas en este documento pertenecen en exclusiva al autor y no reflejan necesariamente la posición u opinión de su empleador.

(1) Los costes requeridos para ello, aunque ciertamente muy inferiores a los de inversión, distan de ser despreciables. Es necesario abordar inversiones recurrentes, tanto por razones de mantenimiento previsto como, a veces de forma mucho más significativa, nuevos requerimientos regulatorios (por ejemplo, las realizadas históricamente para mejorar la seguridad de las plantas nucleares como para reducir las emisiones de plantas fósiles, cuyo último ejemplo es la reciente Directiva de Emisiones Industriales).

(2) COMISIÓN DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO, 2010.

(3) Este crecimiento, aunque solamente sobrepasa en un 25 por 100 los objetivos oficiales para el 2020, podría resultar exagerado en el 2050 cuando se supone que el grado de electrificación de la industria será mayor que en la actualidad. Por otra parte, también es posible que exista mucha más generación distribuida que hoy en día.

(4) No está claro si es posible instalar tamaño capacidad, aunque parte de ella podría ser de otras tecnologías de almacenamiento como sistemas adiabáticos de aire comprimido. En este último caso, los costes de inversión serían seguramente más elevados.

(5) EUROPEAN CLIMATE FOUNDATION, 2010.

(6) En cualquier caso, parte de la capacidad habrá de haber sido instalada antes o incluso mucho antes del 2050, con lo que los costes indicados son en este sentido una cota inferior.

(7) Otras suposiciones relevantes en la simulación realizada son:

— Se supone que todas las instalaciones tienen una vida útil de cuarenta años con un coste del capital del 7 por 100.

— La hidráulica y bombeo existentes requieren de inversiones recurrentes y otros costes estimados en 15 €/kW-año. El coste total es de 263 millones de euros por año, y aparece consignado en la fila «Hidráulica trad.». El coste de la inversión para el nuevo bombeo es de 715 millones de euros y aparece en la fila «Bombeo».

— La cogeneración y las renovables que no se consideran específicamente («Otra re-

novable») se remunerar al coste medio de la energía: 55,28 €/MWh.

— Se supone que las horas de funcionamiento de eólica, fotovoltaica y solar térmica son las mismas que hoy en día. Esto seguramente sobrestima la energía que se supone producida, en especial en el caso de la eólica, ya que la gran capacidad instalada obligará a utilizar emplazamientos cada vez peores.

(8) Aunque no cambiaría apenas el número de horas de precio cero, que son esencialmente las horas en las que la generación intermitente supera a la demanda.

(9) Ya que parece más eficiente destinarlas, en su caso, a la producción de biocombustibles para el transporte o para la producción directa de calor. Asunto distinto es hasta qué punto es conveniente explotar el ecosistema no solamente para la producción de alimentos, si no también de energía.

(10) Véase, por ejemplo, GERMAN AEROSPACE CENTER, 2006.

(11) En cualquier caso, tiene el mismo sentido económico capturar el dióxido de carbono de una planta fósil que de una de biomasa. Por supuesto, en ambos casos el dióxido capturado ha de pagarse al precio que tuvieren los derechos de emisión.

(12) En la medida en que los costes ambientales no estén plenamente internalizados en la economía mundial, como parece probable.

(13) Haciendo por el momento abstracción de su impacto sobre el déficit de tarifa.

(14) Uno de los argumentos más empleados para justificar las primas, el de inducir reducciones de coste mediante efectos de «aprender haciendo», tiene escasa relevancia en estas simulaciones que ya aplican tasas de aprendizaje bastante optimistas.

(15) O más, ya que el concepto de flexibilidad es complejo.

(16) El coste del gas en sí es, por comparación, muy bajo.

(17) Y que se encontrarían bajo la rúbrica de «Cogeneración» en las simulaciones.

(18) Aunque existen otros pagos, como los pagos por capacidad, hoy en día son en general insuficientes.

BIBLIOGRAFÍA

COMISIÓN DE INDUSTRIA, TURISMO Y COMERCIO (2010), *Informe de la Subcomisión de Análisis de la Estrategia Energética Española para los próximos 25 años*. Congreso de los Diputados, 17 de noviembre de 2010.

EUROPEAN CLIMATE FOUNDATION (2010), *Roadmap 2050, A Practical Guide to a Prosperous, Low Carbon Europe*. Disponible en: <http://www.roadmap2050.eu/>.

GERMAN AEROSPACE CENTER (2006), *Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power, Final Report*.

APÉNDICE: EL PROBLEMA DEL TRANSPORTE

LOS ANALISTAS

El sector del transporte presenta un interés particular. Es el principal consumidor de hidrocarburos líquidos, y es además el sector donde es más difícil encontrar alternativas técnicamente factibles y económicamente atractivas. Existen, no obstante, varias alternativas:

— *Uso de motores de combustión interna de gas natural.* Esta opción tiene interés desde el punto de vista económico y de seguridad de suministro (las reservas de gas natural son mayores y mejor distribuidas que las de petróleo). También conllevaría una significativa reducción en las emisiones de dióxido de carbono, tanto por la mayor razón energía a emisiones del metano en relación a otros combustibles como por la mayor eficiencia termodinámica que permite. Sin embargo, si el objetivo es la eliminación casi total de emisiones, es claro que no es una alternativa posible.

— *Uso de biocombustibles.* Esta opción tiene ventajas evidentes desde los puntos de vista ambiental y de seguridad del suministro. Puede presentar también ventajas desde el punto de vista de la política agrícola común, que todavía hoy es el principal destino de los fondos de la Unión Europea (a menudo destinados a promover la no-producción de cosechas). Asimismo tiene la ventaja de que ya existen políticas que incentivan la mezcla de biocombustibles en los combustibles habituales, y experiencias de gran interés e importancia en países como Brasil. El principal inconveniente es que los recursos agrícolas europeos son insuficientes para cubrir la mayoría del transporte terrestre. No obstante serían adecuados para nichos específicos, como la aviación.

— *Uso de transporte eléctrico.* Aquí hay que incluir no solamente el coche eléctrico, si no también la promoción del ferrocarril. Su impacto en el sistema eléctrico es indudable, pero deriva mucho más de las necesidades de redes que de las de generación. En efecto, con el parque actualmente en servicio en España seríamos capaces de alimentar a todos los coches del país si fueran eléctricos en vez de tener motores de gasolina o gasoil. Esto es debido a la baja eficiencia energética de los motores de explosión interna, en especial cuando se comparan con los muy eficientes motores eléctricos. Lo que no existe es la red de distribución que alcance a los garajes, estaciones de servicio e incluso aparcamientos de la nación. Existe entre los técnicos la confianza en que técnicas de «redes inteligentes» (en esencia, la combinación de redes eléctricas con las de datos y control) permita explotar de forma óptima las actuales redes de distribución. En cualquier caso serán necesarias inversiones significativas. Y queda en cualquier caso el inconveniente de la limitada autonomía de estos vehículos.

— *Uso de vectores energéticos alternativos y, de forma singular, el hidrógeno.* Su combustión no produce nada más que agua. Puede realizarse mediante motores de combustión interna o, de forma más eficiente pero más intensiva en capital, mediante células de combustible. El inconveniente es que el hidrógeno tiene que ser sintetizado. Hay dos vías principales para ello. La tecnológicamente más madura es mediante la transformación química del gas natural o el carbón. Sin embargo estos procesos emiten grandes cantidades de dióxido de carbono, que debiera ser capturado y almacenado. Alternativa: el hidrógeno se puede producir mediante la electrolisis del agua. Este proceso requiere grandes cantidades de energía eléctrica. Es atractivo en un sistema con gran cantidad de electricidad renovable que puede ser, de este modo, almacenada. En cualquier caso hay que tener presente que el uso masivo del hidrógeno implica la construcción de una red de canalización similar a la de gas natural, que es un gas muy difícil de almacenar, y que los dispositivos para su uso final son todavía caros y de mantenimiento a menudo complejo.