

La reserva de potencia en el Sistema Eléctrico Español

Miguel Duvison García

Director General de Operación de Red Eléctrica de España

Tomás Domínguez Autrán

Subdirector General de Operación de Red Eléctrica de España

La continuidad del suministro eléctrico

La continuidad y seguridad del suministro eléctrico es un requisito fundamental e intrínseco del servicio eléctrico de los países desarrollados. No es imaginable el desarrollo de la economía en estos países sin la “cuasi absoluta seguridad” de que el suministro de energía eléctrica, en la cantidad y calidad requerida, jamás será un condicionante para el desarrollo económico.

La fiabilidad que se requiere al servicio eléctrico, la garantía de que siempre existirá oferta para la demanda que cada consumidor requiera en el exacto momento que requiera dicha energía, tiene difícil comparación con cualquier otro servicio o producto que se pueda imaginar. Es más, ninguno de estos servicios y productos podrían satisfacer a su demanda sin la garantía de suministro eléctrico. Baste recordar que, por ejemplo, alrededor del 14 % del consumo eléctrico de Canarias se utiliza para suministrar agua a la población mediante desalación. En las islas orientales prácticamente toda el agua disponible proviene de la desalación del agua del mar. Antes de la existencia de la desalación, la falta de agua

era un factor determinante, ya no de crecimiento económico, sino de fijación de la población al territorio.

El suministro eléctrico se trata por tanto de un bien básico, realmente se podría decir el **bien básico**, cuyo ajuste entre oferta y demanda idealmente siempre se debería hacer por el lado de la oferta.

Pero para mayor complejidad del problema, la energía eléctrica, al menos para la dimensión de los grandes sistemas eléctricos como es el español peninsular, no es almacenable de forma económica en las cantidades suficientes que permitan disponer de un stock suficiente en relación al tamaño de la demanda.

Así, el sistema eléctrico, funciona, por su propia naturaleza, como un gran sistema “*Just in Time*” en el que no se admite una falta de suministro.

Todo ello supone que, en todo momento, ha de haber recursos de generación suficientes para cubrir la demanda del sistema. Estos recursos de generación, en general, se trata de infraestructuras con largos periodos de construcción y de amortización.

Típicamente la construcción de una central eléctrica requerirá varios años –muchos de ellos dedicados a autorizaciones administrativas de todo tipo, incluyendo las correspondientes a las redes necesarias- y su amortización se prolongará durante varias décadas.

Por lo tanto, la garantía de suministro de la que se disfruta en un momento dado es consecuencia de previsiones de demanda de muy largo plazo que son, o deberían ser, el dato básico de entrada para la decisión de inversiones en generación.

Finalmente hay un elemento adicional muy relevante para la consecución de la garantía de suministro: son las interconexiones internacionales, de especial actualidad durante el invierno 2016/2017 dada la situación particular del parque nuclear francés durante este periodo. En efecto, las interconexiones internacionales se muestran como un elemento básico en la seguridad de suministro, en este caso del sistema eléctrico francés, al permitir el apoyo desde países vecinos, particularmente desde España que ha sido durante un importante número de horas el mayor exportador de energía hacia Francia entre todos los vecinos de ese país.

A diferente escala, pero con el mismo principio, se puede decir lo mismo de la importancia de las interconexiones entre islas para el caso de Canarias y Baleares, y de éstas con el sistema peninsular.

El mix de generación y la garantía de suministro

Un sistema eléctrico es capaz de transformar una amplia variedad de energías primarias en energía eléctrica que se pone a disposición de cada uno de los demandantes de dicha energía en el instante mismo que estos la necesitan.

Todas las tecnologías de generación disponibles tienen una característica común, que resulta una obviedad, y es su capacidad de transformar una energía primaria en energía eléctrica. A partir de ahí, cada una tiene diferentes características técnicas y económicas que hacen que un *mix* de generación variado, que sea capaz de tomar en cada momento las ventajas técnicas y económicas de cada una de las tecnologías, tenga notables ventajas, en general, sobre cualquier tecnología en particular.

La primera gran distinción que se puede hacer entre tecnologías es la que diferencia entre aquellas que utilizan fuentes primarias renovables y aquellas que no lo hacen.

Las tecnologías renovables

Las tecnologías que utilizan fuentes primarias renovables comparten algunas características que suponen importantes ventajas para el sistema. La más evidente, y más valorada en muchos casos, es su menor impacto sobre el medio ambiente. Únicamente las infraestructuras necesarias para su aprovechamiento pueden tener un cierto impacto sobre el territorio que en ocasiones ha supuesto algunas dificultades para

su desarrollo –no en todas las sociedades se ve de la misma forma la implantación de determinadas renovables por esta causa–.

En este sentido se debe recordar que la densidad energética de las renovables es, en general, mucho menor que la densidad energética de una planta de generación no renovable –la radiación solar por m² de superficie es la que es o la energía del viento por m³ de aire a una determinada velocidad es la que es– lo cual lleva a que el “consumo” de territorio por unidad de energía eléctrica producida sea notablemente mayor en las centrales renovables, ya sean solares o eólicas.

Únicamente la gran hidráulica puede alcanzar densidades energéticas comparables a las tecnologías no renovables por el efecto “concentrador” de la propia cuenca hidráulica. Por otro lado, la producción de estas centrales se sitúa forzosamente en aquellos lugares donde hay recurso y disponibilidad territorial para su implantación; normalmente emplazamientos alejados de los centros de consumo. Ello es uno de los factores, no el único, que lleva a la necesidad de un desarrollo importante de la red de transporte.

Además de las ventajas ambientales de estas tecnologías, matizadas por cuestiones de implantación territorial, tienen dos ventajas incuestionables más, una desde el punto de vista estratégico y otro desde el punto de vista económico. La primera de ellas es la garantía de suministro de la fuente primaria y la segunda es el coste variable extremadamente bajo de su funcionamiento al ser nulo su coste de “combustible”. Si la implantación de estas tecnologías va asociada al desarrollo tecnológico del país, esto también constituirá una ventaja estratégica; así ha sucedido en España con la generación eólica.

Respecto a la primera de ellas, la garantía de suministro de la fuente primaria de ener-

gía, ha de precisarse que el alcance de esta “garantía” tiene una débil correlación con la garantía de suministro eléctrico que es la cuestión que nos ocupa.

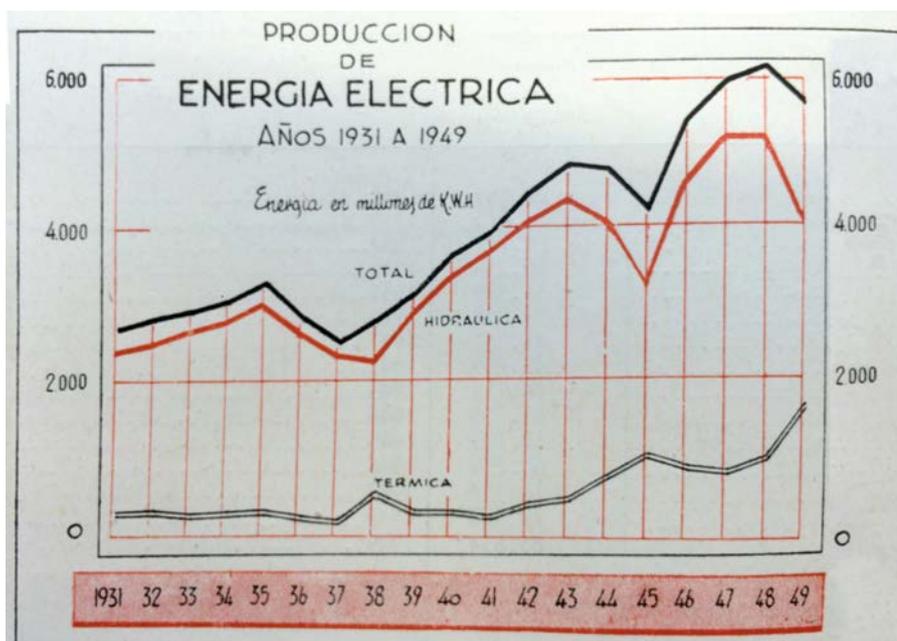
En efecto, las fuentes renovables garantizan que su suministro no depende de la voluntad de un tercero, ya sea empresa o país suministrador del combustible o de la logística de éste –algunos casos relacionados con el gas natural en Europa del Este pueden ser ilustrativos de este punto–. El aporte de energía solar, eólica o hidráulica, centrándonos en las más relevantes del sistema eléctrico español actual, solo depende de la propia naturaleza; sin embargo, como se ha explicado anteriormente, el sistema eléctrico es un sistema de ajuste desde el lado de la oferta. Queda así patente la mayor debilidad que presentan las tecnologías renovables para el sistema eléctrico al tratarse de tecnologías de oferta “fija”, la que permite el recurso.

Con el fin de ilustrar esto último se presenta la Figura 1. Esta gráfica está tomada del Anuario Estadístico de 1950 y representa la demanda eléctrica de España y su cobertura, diferenciando únicamente entre térmica e hidráulica.

Hay varias cuestiones relevantes de esta gráfica. Quizá la primera sea ver cómo se puede aprender de la historia que el sistema eléctrico español ya fue altamente renovable, con niveles de penetración renovable en el entorno al 90% de forma sostenida. No en vano muchas de las empresas generadoras españolas llevaban en su nombre una clara referencia a la procedencia hidráulica de su producción.

Es a partir de esta elevadísima penetración de renovables –hidráulica en este caso– desde donde se explica lo que se puede apreciar especialmente en los años 45 y 49. Se puede ver cómo la producción to-

Figura 1.



tal de energía eléctrica en esos años cae bruscamente en un entorno de fuerte crecimiento de la demanda durante las dos décadas representadas –más de un 4% anual de media, aún con una guerra civil y otra mundial en el periodo-, a la vez que la producción térmica se incrementa hasta donde le resulta posible, alcanzando máximos históricos en ese momento. En estos dos años 45 y 49, se pueden ver, por lo tanto, dos ejemplos de ajuste del sistema eléctrico por el lado de la demanda ante la falta de capacidad por el lado de la oferta, no por falta de potencia instalada, sino por falta de recurso primario al tratarse de años hidrológicamente muy secos.

Es obvio que las restricciones de suministro eléctrico que sufría España en la década de los años 40 del siglo XX, dependientes de la disponibilidad de recurso renovable, no son admisibles para la sociedad española de la segunda década del siglo XXI. En aquel momento, el sistema eléctrico espa-

ñol aprovechó el recurso disponible en un entorno muy adverso en el que resultaba altamente difícil garantizar el suministro de combustible para las tecnologías no renovables. Evidentemente estas no son las circunstancias actuales y el *mix* de generación debe ser capaz de asegurar la cobertura de la demanda bajo cualquier condición estadísticamente previsible de aportación del recurso renovable.

Como se acaba de ver, la tecnología hidráulica fue una tecnología renovable con un sobresaliente éxito durante el siglo XX que hizo posible un sistema eléctrico altamente renovable. Esto fue posible, sin duda, por dos características que la diferencian de las dos otras grandes tecnologías que han irrumpido con fuerza en el principio del presente siglo XXI como son la eólica y la solar.

Por un lado se trata de una tecnología con una elevada densidad energética lo cual supone, en general, menores inversiones y un

control más sencillo –cuestión fundamental a mediados del siglo XX-. Por otro lado y más importante desde el punto de vista de la operación del sistema, gran parte de las instalaciones disponen de capacidad de almacenamiento, los embalses, que permiten de forma altamente eficiente y segura ajustar en tiempo real la oferta de energía con la demanda requerida por los consumidores y, además, tienen unas competencias tecnológicas superiores al resto de renovables en cuanto se refiere a la regulación de la potencia, la frecuencia y la tensión. No obstante, con las limitaciones en una escala temporal que vaya más allá de la capacidad de almacenamiento que ya se ha mostrado en el ejemplo de lo ocurrido en los años 40 del siglo pasado en España.

Esta capacidad de ajuste hace de hecho que la hidráulica siga siendo un pilar fundamental del sistema eléctrico del siglo XXI, no ya tanto por su aportación de energía al sistema, que siendo importante –alrededor de un 15 % dependiendo del año hidráulico-, está muy lejos de lo que representó –alrededor del 90 %-, sino porque es la tecnología que dentro del *mix* realiza un seguimiento de la demanda más eficiente, valor claramente en alza en los sistemas eléctricos actuales.

En este punto se debe hacer una referencia obligada a las centrales hidráulicas reversibles, las centrales de bombeo, que son las únicas instalaciones capaces de almacenar energía eléctrica, convirtiéndola en energía potencial del agua, en cantidades significativas para la operación del sistema. Suponen una herramienta fundamental ya que permiten realizar el ajuste generación demanda en tiempo real desde el lado de la demanda, pero siendo una “demanda” muy especial cuyo fin es dar servicio de ajuste sistema, devolviendo la energía tomada al sistema cuando más le conviene a éste.

Gracias a esta capacidad de aumentar la demanda equivalente vista por el sistema, las centrales hidráulicas de bombeo son uno de los principales aliados de la operación del sistema para la integración de las restantes energías renovables –denominadas *no gestionables* por el B.O.E.–.

A diferencia de la hidráulica, la eólica y la solar fotovoltaica no disponen de ninguna capacidad significativa de almacenamiento del recurso primario, de forma que su producción depende exclusivamente de la disponibilidad en cada instante de dicho recurso primario. Esto dificulta el ajuste en tiempo real entre oferta y demanda desde el lado de la oferta ya que se trata de oferentes de energía incapaces de realizar dicho ajuste, al menos sin desperdiciar recurso primario si este es a la baja, e imposible al alza si la situación operativa previa no es de desaprovechamiento de dicho recurso. Sobre este particular hay que poner de manifiesto que España ha sido pionera en integrar a estas tecnologías en los mercados de ajuste del sistema ya que, en determinadas circunstancias, dichos vertidos de energía primaria pueden llegar a tener sentido económico para los propietarios de las plantas. En todo caso, es una obviedad que un parque eólico no producirá energía si no hay viento ni una planta fotovoltaica si no hay sol.

Otra tecnología solar presente en el sistema eléctrico español es la termosolar. Esta tecnología, a diferencia de la fotovoltaica, sí dispone de cierta capacidad de almacenamiento, normalmente el equivalente a unas pocas horas de funcionamiento a plena carga sin aporte del recurso primario, el sol en este caso. Ello permite, teóricamente, realizar un cierto seguimiento de la demanda en la operación en tiempo real, siempre que haya habido recurso durante las horas inmediatamente anteriores.

Finalmente, hay una característica de la eólica y de la solar con una cierta ventaja respecto a la hidráulica. Para las dos primeras la variabilidad de su producción en términos mensuales, y en mucha mayor medida anuales, resulta mucho más estable que en el caso de la hidráulica. Esta variabilidad de la producción de energía hidráulica en cómputo anual no se ve compensada por la capacidad de almacenamiento, lo cual históricamente, como se ha visto anteriormente, ha llevado al sistema eléctrico español a situaciones de fuertes restricciones a la demanda cuando el *mix* de generación no es adecuado.

Sin embargo, la estabilidad de la producción de energía de la eólica y la solar a lo largo de periodos dilatados de tiempo no tiene una especial utilidad desde el punto de vista de la garantía de suministro: se sabe con cierta precisión cuánta energía va a suministrar la eólica o solar el próximo año, pero no hay ninguna garantía del momento concreto en que se va a disponer de dicha energía, ni mucho menos seguridad de que la disponibilidad del recurso primario vaya producirse cuando los consumidores lo precisen.

Hay otras muchas tecnologías renovables, pero con una presencia muy baja en el sistema eléctrico español. Quizá la mayor entre ellas pueda ser la biomasa, pero no llega al 1% de la producción eléctrica total. Aunque tiene capacidad de ajustarse a la demanda, en ocasiones la complejidad de la logística de la biomasa hace que dicho ajuste sea limitado.

Las tecnologías no renovables

De las tecnologías no renovables se podría decir que son la “otra cara de la moneda” del *mix* de producción en lo que se refiere a la garantía de suministro, con ciertas ventajas sobre las tecnologías renovables allí donde éstas tienen sus debilidades, y

algunos inconvenientes en aquellas cuestiones en las que las tecnologías renovables muestran sus fortalezas.

Empezando por estos últimos, al margen de su mayor impacto sobre el medio ambiente, cuestión sobre la que no se entrará en este artículo, tienen un mayor riesgo que las renovables en el suministro de la energía primaria necesaria, cuestión evidente cuando el riesgo de que un tercero limite el acceso al viento, a la lluvia o el sol es estrictamente cero. Esta desventaja no se produce para la energía nuclear, en tanto que tras cada recarga de combustible, tienen energía para inyectar al sistema eléctrico durante más de un año ininterrumpido.

Este riesgo de acceso a la energía primaria no resulta tan remoto como pudiera parecer, especialmente en el caso de un país como España, con una modesta producción de carbón y una prácticamente nula producción de petróleo y gas.

En este punto conviene recordar lo que sucedió en las dos décadas siguientes a la gráfica de la Figura 1. Se continuó durante la década de los años 50 con una fuerte expansión de la potencia hidráulica instalada, pero era evidente que nuestros ríos no serían suficientes para acompañar el crecimiento de la demanda por lo que durante los años 60 se incorporó al *mix* de producción un importante parque de generación térmica – fue en ese momento cuando el sistema eléctrico español dejó de ser “casi 100 % renovable”- basado en el combustible más accesible y barato en ese momento: el petróleo.

Lo que sucedió en la siguiente década de los 70, en concreto en el año 1973, es bien conocido: el petróleo multiplicó su precio por más de 6 en cuestión de semanas por motivos completamente ajenos y fuera de control de España y, por supuesto, del sis-

tema eléctrico español. A partir de este momento se vuelve la mirada hacia el carbón nacional y la energía nuclear y este es el origen de la mayoría de las centrales de carbón y nucleares actualmente disponibles en el sistema eléctrico español, construidas entre mediados de los años 70 hasta finales de la década de los 80 en su mayoría.

Es obvio decir que actualmente en España no hay centrales de generación que utilicen derivados del petróleo como combustible habitual –las más modernas se reconvirtieron para utilizar gas natural-, excepto en las islas, dados los condicionantes logísticos y el propio tamaño de estos sistemas, si bien en el caso de Baleares existe desde el año 2012 una interconexión con la red de gas natural peninsular y muchas de sus centrales se han transformado para utilizar este combustible. Además, las Islas Baleares ya se encuentran eléctricamente interconectadas al sistema peninsular español, lo que les proporciona mayor garantía de suministro y menores costes de generación. En el caso de Canarias, hasta el momento no existe combustible alternativo a los derivados del petróleo.

Realmente hay otra excepción al posible uso de derivados del petróleo en la generación eléctrica. Esta la constituyen algunos ciclos combinados, capaces de utilizar el gasoil como combustible alternativo al gas natural, pues hace algo más de una década las infraestructuras gasistas estaban en pleno desarrollo, en paralelo con la instalación de ciclos. Recuérdese que el primer ciclo combinado se puso en marcha en 2002, hace solo 15 años, siendo una tecnología en aquel momento crítica para evitar que se repitiesen eventos como el del 17 de diciembre de 2001. En esa fecha, a las 18.30h, se registró la última ocasión en que en España ha sido necesario cortar demanda –pequeñas bolsas de consumo de Madrid y Valencia-, más allá del sistema de

interrumpibilidad, por incapacidad desde el lado de la oferta para satisfacer al total de la demanda con el parque generador disponible. Se deslustraron (redujeron) solamente 500 MW de consumo, evitando así que se viera afectado el conjunto del sistema o una parte muy importante del mismo,

Volviendo a la situación producida en los años 70, dicha situación está en el origen del actual mecanismo de interrumpibilidad. En aquella época España era un país con una importante componente industrial, con una participación de la industria de más del 30 % en el PIB –más del doble que la actual-, y los posibles ajustes entre oferta y demanda, cuando la oferta no era capaz de seguir a la demanda, se debían realizar de la forma más ordenada y menos lesiva posible para el consumidor industrial. De esa época también son limitaciones que hoy parecen impensables –limitaciones de horario para el alumbrado público y de escaparates, hora límite para la finalización de las emisiones de televisión por la noche,....

Como se puede ver, el objetivo de realizar el ajuste entre oferta y demanda siempre desde el lado de la oferta se logra... hasta que falla la oferta y resulta necesario ajustar la demanda de la forma más ordenada posible, lo cual no deja de ser un cierto fracaso del sistema eléctrico ya que su función y razón de ser es precisamente satisfacer la demanda, toda la demanda, en el momento que ésta se presenta.

La gestión desde el lado de la demanda supone la existencia de consumidores que querrían consumir en un momento dado y no lo hacen de una forma más o menos “voluntaria” –desde los proveedores del servicio de interrumpibilidad que voluntariamente se ofrecen a suministrar este servicio de ajuste con su correspondiente compensación económica, pasando por el comerciante de los

años 70 que le hubiera gustado mantener su escaparate encendido y terminando por aquellos que fueron objeto del desastre del 2001 sin previo aviso–.

Pero no hace falta remontarse varias décadas en el tiempo ni fijarse únicamente en España para constatar la posibilidad real de problemas generados por situaciones sociopolíticas sobrevenidas. Baste recordar lo sucedido no hace tantos años con el suministro de gas natural a la mayoría de los países europeos, afortunadamente sin repercusión sobre España en esa ocasión.

El caso de las centrales nucleares resulta ser un poco diferente al del resto de centrales térmicas convencionales. Como ya se ha dicho, estas centrales disponen de combustible tras cada recarga para periodos muy prolongados de funcionamiento, del orden de más de un año, lo cual aporta una importante garantía de suministro al sistema.

Sin embargo, problemas tecnológicos de algunas de estas centrales se han mostrado recientemente como una amenaza relevante para la garantía de suministro eléctrico en dos países con un elevado porcentaje de producción nuclear en su *mix*: Japón y Francia. En el caso de Japón, tras el accidente de Fukushima de 2012, prácticamente se pararon todas las centrales nucleares del país, lo que llevó a la necesidad de implantar, entre otras, medidas de ajuste desde el lado de la demanda. En el caso de Francia, la necesidad de una revisión generalizada en su parque nuclear ha hecho que un país típicamente exportador de energía eléctrica, se haya convertido circunstancialmente en algunos periodos en el mayor importador de Europa. Esto ha sido posible gracias a las numerosas interconexiones que tiene con todos sus países vecinos - y de las que Japón no tiene la fortuna de disponer- con un riesgo no despreciable de tener que actuar

sobre la demanda si las condiciones del sistema empeoran durante los periodos más críticos de este invierno.

Desde el punto de vista de la capacidad de ajuste de la producción de estas centrales a la demanda existen notables diferencias entre las centrales nucleares y las centrales térmicas que consumen combustibles fósiles y, dentro de éstas, entre las que consumen carbón y aquellas que consumen gas natural.

Las centrales nucleares tienen tiempos de parada y arranque en condiciones normales de más de un día, lo que hace difícil su ajuste a las variaciones de demanda. Incluso en condiciones normales de funcionamiento, sus variaciones de carga son lentas y limitadas. Ello hace que sean centrales que funcionan “en base” y sus paradas se limiten a recargas de combustible y posibles averías sobrevenidas, que son escasas. De hecho, una parte importante del parque de bombeo español surgió como “acompañamiento” de las centrales nucleares para aportar la flexibilidad necesaria al sistema. Curiosamente, estas centrales de bombeo, aportan ahora la flexibilidad que requieren también otras tecnologías a las que no les resulta posible ajustar su oferta a la demanda –eólica y solar–.

En un punto intermedio se sitúan las centrales que utilizan carbón, con tiempos de arranque variable de una central a otra y dependiendo de las condiciones previas, pero que se puede establecer en el entorno de unas 12 horas, lo cual las hace candidatas a un posible ciclo semanal de funcionamiento, con una capacidad aceptable de variar su carga en tiempo real siguiendo las necesidades del sistema.

Finalmente, los ciclos combinados son la tecnología térmica más flexible, con tiempos de arranque muy inferiores a las centrales de carbón, lo cual los convierte en el

complemento a la variabilidad de producción de aquellas tecnologías renovables sin almacenamiento del recurso primario –eólica y fotovoltaica–.

Para terminar se debe mencionar a la cogeneración. No es una tecnología propiamente dicha, sino que se trata de grupos térmicos –turbinas de vapor, de gas, ciclo combinado–, generalmente pequeños, cuyo fin principal es aportar calor a un proceso industrial y que, adicionalmente, producen energía eléctrica. Por su propia definición conceptual, termodinámicamente es altamente eficiente, pero la lógica prioridad del proceso industrial hace que la flexibilidad en la oferta de energía eléctrica sea bastante limitada.

El mix de generación actual en España y la seguridad de suministro

España dispone actualmente de un equilibrado *mix* de generación que, como se ha ido viendo a lo largo de este artículo de una forma resumidísima, es fruto de una larga historia y de experiencias vividas a lo largo de esa historia de las que se extraen valiosas conclusiones para seguir mejorando la garantía de suministro y la economía de nuestro sistema eléctrico.

La primera conclusión que se extrae de todo lo visto hasta el momento es que no hay tecnologías de generación “buenas” y tecnologías de generación “malas” en relación con la garantía de suministro-. Todas las tecnologías de generación poseen atributos positivos y negativos.

La cuestión fundamental es disponer de un *mix* de generación adecuado –la palabra inglesa utilizada para definir la capacidad de cubrir la demanda de un sistema es *adequacy*- para el sistema que se tiene. Y en este punto se puede afirmar que la

historia ha ido dotando al sistema eléctrico peninsular español de un *mix* que en este momento es realmente equilibrado, permitiendo sacar partido de las ventajas de todas las tecnologías disponibles a la vez que los posibles inconvenientes que pueda tener cada una de ellas se ven compensados por el resto de tecnologías.

En la Tabla 1 se puede ver la potencia neta instalada de cada una de las diferentes tecnologías que constituyen el *mix* de generación del sistema peninsular. Esta potencia instalada es la que debe hacer frente a cualquier nivel de demanda que razonablemente se pueda presentar.

En el sistema peninsular español el máximo requerimiento en términos de potencia demandada se produjo a las 18.53h. del 17 de diciembre de 2007 – iexactamente 6 años después del último ajuste desde el lado de la demanda adicional al uso de la interrupción! -, momento en el que la potencia demandada por el conjunto de consumidores alcanzó los 45.450 MW, coincidiendo con una ola de frío importante.

Tabla 1.

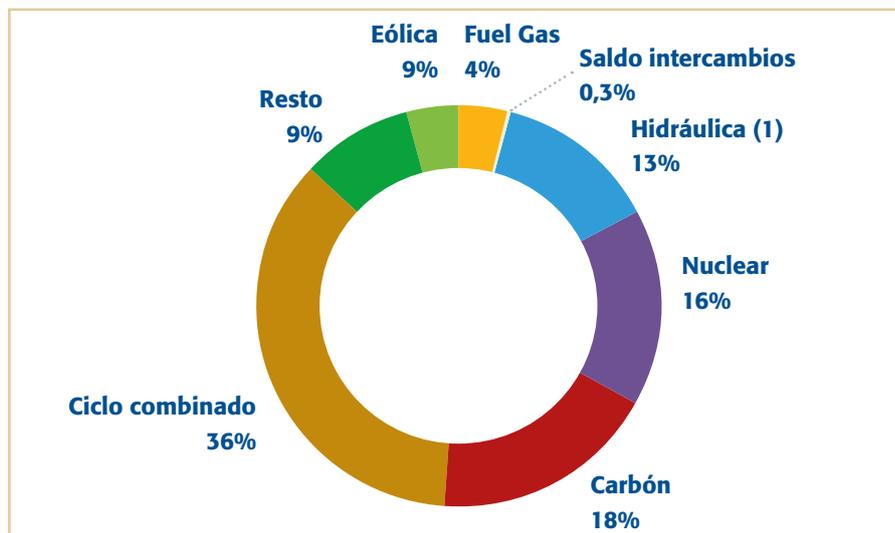
Tecnología	Potencia neta (MW)	%
Eólica	22.864	22,8
Fotovoltaica	4.423	4,4
Termosolar	2.300	2,3
Hidráulica (incluido bombeo puro)	20.355	20,3
Biomasa	742	0,7
Nuclear	7.573	7,6
Carbón	9.536	9,5
Ciclo combinado	24.948	24,9
Residuos	677	0,7
Cogeneración	6.684	6,7
TOTAL	100.102	100,0

Conviene señalar que la aportación eólica a esa demanda de potencia en ese momento era de unos 1.700 MW, apenas un 4 % de la demanda, para una potencia eólica instalada en aquella fecha del orden de 13.500 MW. Es obvio que, por la hora y la fecha, la aportación fotovoltaica era estrictamente cero y en aquel momento el sistema todavía no disponía de potencia termosolar instalada. La forma en que se cubrió esta punta de potencia se muestra en la Figura 2.

Un mes antes, el 19 de noviembre de ese mismo año 2007 fue necesario realizar un ajuste entre oferta y demanda desde el lado de la demanda, haciendo uso del mecanismo de la interrumpibilidad, ante la incapacidad de la oferta disponible para cubrir toda la demanda.

Esta situación se produjo como consecuencia de la conjunción de varias circunstancias particularmente desfavorables. Por un lado, hubo una indisponibilidad térmica fortuita especialmente elevada en relación con la estadística de fallo del equipo térmico. Por

Figura 2.

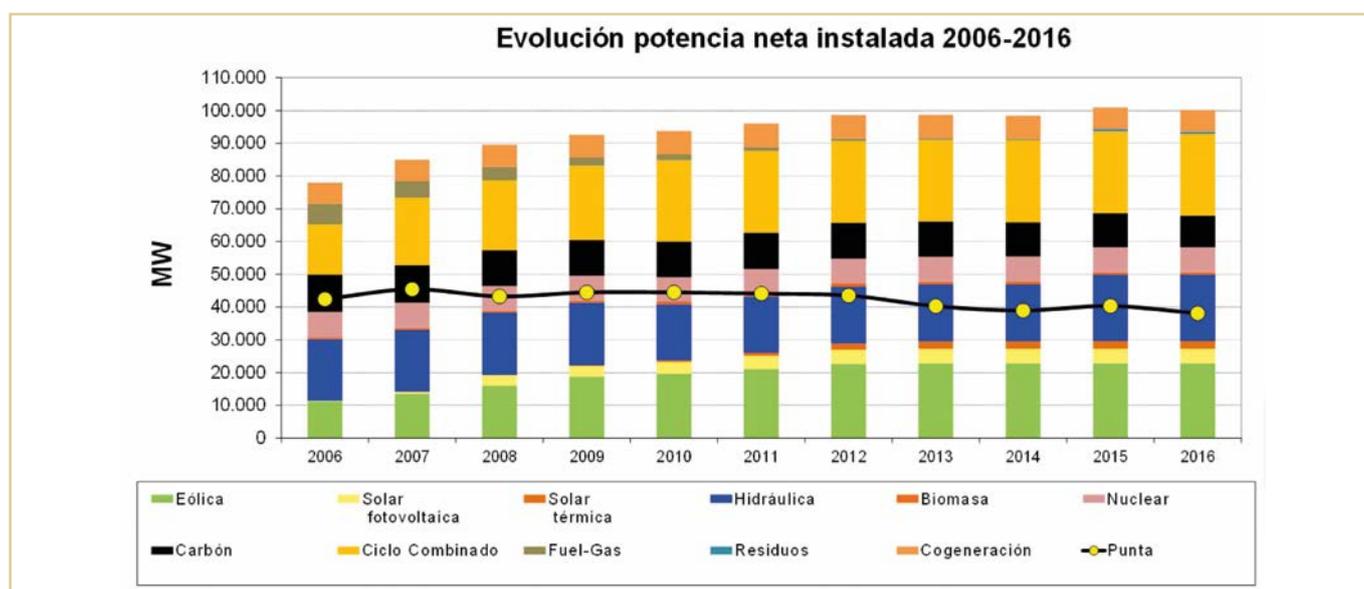


otro lado, el año fue especialmente seco de forma que la potencia disponible hidráulica apenas llegaba a 5.000 MW en aquel momento, incluyendo la turbinación de bombeo disponible. A ello se añadía una producción eólica de unos 3.000 MW, lo cual supone unos 10.000 MW menos de la potencia entonces instalada. La demanda

prevista ese día eran 43.000 MW, que se quedaron en algo menos de 40.000 MW tras la aplicación de interrumpibilidad.

En aquel momento, la potencia instalada rondaba los 85.000 MW –Figura 3-. Puede parecer una diferencia importante respecto los 100.000 MW actuales pero lo cierto es

Figura 3.



que se explican fundamentalmente con el incremento desde entonces de unos 9.000 MW eólicos y unos 6.000 MW solares –fotovoltaicos más termosolares-. La potencia térmica instalada apenas se ha visto modificada, pues si bien es cierto que desde entonces se ha incrementado la potencia instalada de ciclo combinado, este incremento se ha visto compensado por la baja de los viejos grupos de fuel-gas y algunos grupos antiguos de carbón.

Es cierto que desde el año 2007 la demanda se ha estancado como consecuencia de la crisis económica en primera instancia y, con el paso del tiempo, con un impacto evidente de las medidas de eficiencia energética por el lado de la demanda. No obstante la punta que se podría presentar en invierno en condiciones extremas se estima en 44.000 MW, unos 1.500 MW menos que el record histórico... pero 1.000 MW más que la última punta de demanda que obligó al

ajuste oferta-demanda por el lado de la demanda, con una potencia térmica instalada muy similar a la actual.

Red Eléctrica realiza todos los meses el análisis de cobertura para el próximo año móvil con el fin de poder anticipar cualquier situación que pueda comprometer la garantía de suministro para los consumidores españoles, ejecutando un complejo estudio estadístico en el que se considera las tasas de fallo del equipo térmico, sus necesidades de mantenimiento, la variabilidad de la hidráulicidad de nuestro país, las estadísticas de producción eólica y solar en las diferentes épocas del año, las mejores previsiones de demanda considerando el impacto de condiciones extremas meteorológicas,... El resultado de este análisis sistemático es coherente con la realidad que muestra la experiencia del 2007, esto es, que la garantía de suministro es muy elevada, a lo que contribuye el equilibra-

do *mix* de generación que tiene el sistema eléctrico español.

Sin embargo, después de todo lo expuesto hasta aquí, se entenderá que no se pueden retirar las comillas con las que al comienzo de este artículo se hace referencia a la “cuasi absoluta seguridad” de suministro.

La reserva de potencia disponible siendo amplia –índice de cobertura superior a 1.1- no es en absoluto tan grande como un análisis simplista concluiría tras obtener el cociente entre potencia teórica disponible y demanda máxima esperable. Efectivamente, con más de 35.000 MW procedentes de energía eólica y solar, que con alta probabilidad no estarán disponibles en las puntas de consumo- el índice de cobertura real será siempre muy inferior al teórico. De este hecho se derivan consecuencias trascendentes para la garantía de suministro y para la propia política energética del país. ■