

Integración de una muy alta cuota de producción renovable

- El papel de la nuclear -

Á. Chiarri

En la próxima década, 2010-2020, existen pocas incertidumbres respecto al parque de generación: el Sistema ya cuenta con la potencia térmica que necesita, los objetivos de energías renovables están bastante definidos, la opción nuclear requeriría tiempos de desarrollo que van más allá de esta década y la tecnología de captura y almacenamiento de CO₂ (CCS) no se espera que esté aún disponible comercialmente.

Sin embargo, este mix impone un reto: gestionar un sistema con alta cuota de energías no gestionables¹. En el futuro, los excedentes de energía van a ser un hecho y su forma se prevé que sea muy apuntada: mucha potencia y poca energía anual. Por lo tanto, para aprovechar dicho excedente se requeriría una muy alta inversión (bombeo, aire comprimido). Sin embargo, su expectativa de funcionamiento, al menos por este concepto, sería baja. “Verter” producción renovable puede ser la solución más eficiente, y así debería ser asumido por todos los agentes. En el muy largo plazo se abren alternativas, siendo una de ellas la que tiende a equilibrar la producción nuclear-térmica-renovables (1/3-1/3-1/3). Si bien esta alternativa está alineada con los objetivos de competitividad, sostenibilidad y seguridad energética, puede plantear dudas acerca de la compatibilidad de dichas cuotas de nuclear y renovables. El desarrollo masivo del vehículo eléctrico, en paralelo con el de las redes inteligentes, facilita notablemente la integración de nueva nuclear, no tanto por su volumen de energía (TWh) como por el de potencia (GW) y la capacidad para gestionar dicha potencia durante la recarga de las baterías.

In the following decade, 2010-2020, there are few uncertainties regarding the generation mix: the Electricity System already counts on the thermal power that it requires, the renewable energy targets are fairly clear, the nuclear option would require a development period that goes beyond this decade and the Carbon Capture and Storage technology (CCS) is unlikely to be commercially available yet.

Nevertheless, a challenge arises: how to manage a System with a high share of non-manageable energy sources. In the future, periods of excess of energy are bound to happen and its annual profile is foreseen sharp: high power peaks but little annual energy. Therefore, to make use of such an excess, very high investments in new capacity would be needed (pumping hydro, compressed air). However the load factor of this new capacity would be low, at least by this concept. “Spillage” of renewable energy may be the most efficient solution, and thus it should be accepted by every stakeholder.

Looking at the very long term alternatives are opened. One of them tends to balance the production of the different energy sources: nuclear, thermal and renewable (1/3-1/3-1/3). Although this option is aligned with the targets of competitiveness, sustainability and energy security, doubts may arise about the compatibility of such share of nuclear and renewables. Massive, and coordinated, deployment of the electric vehicle and the smart grids, facilitates remarkably the integration of new nuclear capacity, not as much by the energy involved (TWh) as by the power (GW) and the capacity to manage such power when charging the batteries.



ÁNGEL CHIARRI TOSCANO

es Ingeniero Industrial especializado en Técnicas Energéticas por la Universidad Politécnica de Madrid, y graduado en Alta Dirección de Empresas por el IESE. Ha ocupado varios puestos de responsabilidad en diferentes áreas de la empresa y desde el año 2001, es el Director de Gestión de la Energía de Iberdrola Generación.

Como experto en la Gestión de la Energía ha participado activamente en el desarrollo del Mercado Eléctrico Español y, posteriormente, en el Mercado Ibérico de Electricidad.

En la actualidad es vicepresidente de la Comisión Permanente de la Asociación Española del Gas (SEDIGAS) y Presidente del Comité de Comercializadores de dicha asociación.

ANTECEDENTES

El pasado 8 de noviembre de 2009 la producción eólica llegó a cubrir el 53% de la demanda nocturna. La producción térmica se redujo a tan sólo 2,1 GW y el bombeo y las exportaciones fueron capa-

ces de absorber la energía excedentaria. En el futuro, con más potencia eólica instalada, no siempre podrá ser así.

La Directiva 2009/28/EC sobre la promoción del uso de energías de fuentes renovables establece un objetivo vinculante para España: el 20% del con-

sumo final de energía debe ser de origen renovable. Además establece que en junio de 2010 los Estados Miembros deben publicar unos Planes Nacionales en los que se fijen objetivos concretos por tecnología. Aunque aún no se conoce el detalle de dicho Plan, para el sector

¹Se han clasificado las tecnologías de generación según su capacidad para gestionar la producción en el corto plazo: “gestionables” (hidráulica regulada, térmica y bombeo) y “no gestionables: el resto de tecnologías”. Esta clasificación es una simplificación de la realidad ya que, en mayor o menor medida, todas las tecnologías tienen cierta capacidad de gestión.

eléctrico, ya se han adelantado cifras que sitúan el objetivo entre el 40-45% de producción renovable.

Por otro lado, también existe el compromiso de reducir el consumo de energía primaria en un 20% con respecto a la proyección tendencial en 2020. Si a este objetivo se le suma el impacto de la recesión económica, el resultado es una importante ralentización del crecimiento de la demanda a largo plazo.

Resolviendo la ecuación, mayor cuota de renovables, menor demanda, el resultado es menor producción térmica y menores necesidades de nueva potencia de generación. De hecho, con crecimientos de demanda del 1-2% se estima que no sería necesario nuevo equipo de generación.

Por lo tanto, en España, y en el horizonte del 2020, el mix de generación está ya prácticamente determinado:

- Nueva renovable según establezca el futuro Plan Nacional
- Mantenimiento de la producción nuclear en base
- Reducción de la utilización de la producción térmica hasta cubrir el hueco que han dejado la nuclear y las renovables.
- Retiros de instalaciones de carbón como consecuencia de la regulación sobre las emisiones de óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno y partículas.

GESTIÓN DEL PARQUE GENERADOR DEL 2020

A la vista del mix descrito anteriormente, muy intensivo en producción renovable, resulta razonable cuestionarse si es viable desde el punto de vista de la gestión del Sistema Eléctrico.

En el mix propuesto la cuota de energías "no gestionables" es muy elevada: eólica, solar, nuclear e hidráulica fluyente. En la siguiente gráfica se muestra horariamente la cuota de energías "no gestionables" con respecto a la demanda. La gráfica se ha construido simulando la cobertura horaria del Sistema Ibérico (MIBEL) en el 2020 reproduciendo los perfiles de demanda y los factores de utilización de la eólica de los años 2007 y 2008 (figura 1).

De la gráfica se desprenden varias conclusiones:

- Los excedentes presentan una forma muy apuntada: alcanzan potencias muy elevadas pero durante pocas horas. El máximo de cuota de producción "no gestionable" es del 150% de la demanda, unos 15 GW de excedentes. Estas puntas de excedentes se originan cuando coinciden los picos de muy alta eolicidad con situaciones de baja demanda eléctrica.

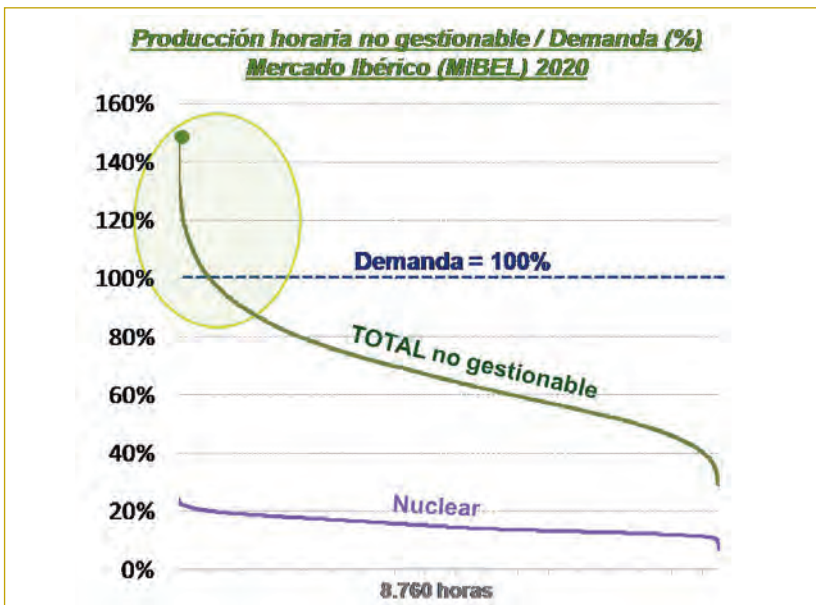


Figura 1.

- Horariamente, la producción nuclear sólo representa el 10-20% de la demanda, mientras que el conjunto de tecnologías no gestionables cubre el 30-150% de la demanda. Por lo tanto, en situaciones con excedentes de energía, bajar la carga de las centrales nucleares reduciría el excedente pero no lo eliminaría, ya que la potencia nuclear es muy inferior a las puntas de los excedentes.

Por lo tanto, con o sin nuclear, los excedentes se van a producir y el reto está en minimizar dichos excedentes en la medida en que resulte eficiente económicamente. A continuación se describen algunas de las medidas que pueden adoptarse para afrontar este reto. Muy probablemente la solución que se ponga en práctica finalmente sea una combinación de varias de ellas.

Medida 1: incrementar la flexibilidad del parque aquí denominado "gestionable" para así dejar hueco a las energías "no gestionables". En este sentido hay que destacar que, gracias a las inversiones realizadas en ciclos combinados y a la capacidad de regulación hidráulica, España cuenta con un mix privilegiado para integrar tecnologías no gestionables manteniendo los parámetros de seguridad de suministro. Así, por ejemplo, en situaciones de alta eolicidad, los ciclos combinados y la hidráulica regulada pueden reducir al mínimo su producción manteniendo la capacidad de subir carga rápidamente en el caso de que el Sistema así lo exigiera.

Medida 2: incrementar la capacidad de almacenamiento de energía. España ya cuenta con unos 2,5 GW de bombeo

puro a lo que hay que añadir los proyectos en construcción, entre los que destacan la ampliación de La Muela (850 MW) y Moralets (400 MW). Igualmente existen instalaciones de bombeo mixto, que se distinguen de las de bombeo puro porque al vaso superior no sólo llega el agua bombeada sino también las aportaciones naturales de la cuenca hidráulica. Esta potencia de bombeo sitúa a España, y al MIBEL, en una posición aventajada en cuanto a su capacidad para almacenar los excedentes de energía. Aun así, tal y como se ha visto, el excedente alcanza puntas de hasta 15 GW, muy superior a la potencia total de bombeo que se prevé en 2020 en el MIBEL.

Existen otras tecnologías de almacenamiento, pero la única viable para grandes volúmenes de energía es la de aire comprimido, CAES (*Compressed Air Energy Storage*). El CAES consiste en comprimir aire en horas de precios bajos, almacenarlo (p.e. en cavidades salinas) y llevar a cabo su expansión en horas de precios altos. La expansión requiere un aporte de calor que suele realizarse con gas natural. El coste de inversión de esta tecnología es inferior al de un bombeo estándar, sin embargo sus costes variables de generación son, en general, superiores, por lo que sólo funcionarían después de haber agotado las opciones del bombeo. Su utilización quedaría reducida a unas pocas horas del año ("puntas" de excedentes), por lo que difícilmente se podría justificar la inversión.

En los periodos de baja eolicidad, nadie discute que es necesario disponer de potencia de respaldo, térmica o hidráulica, para garantizar el suministro

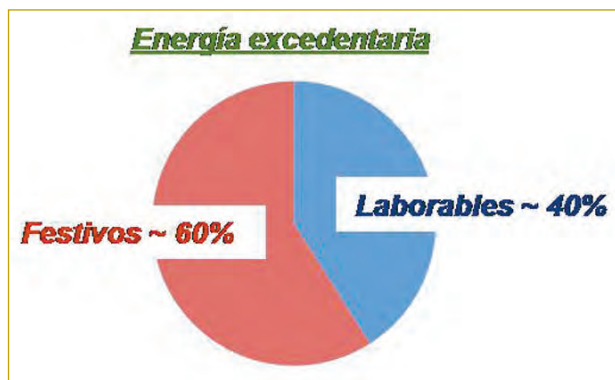


Figura 2.

eléctrico. Sin embargo, en los periodos de alta eolicidad, no se debería caer en el error de exigir potencia de almacenamiento para absorber el 100% del excedente. Evidentemente la consecuencia de la falta de potencia, el corte de suministro, no es comparable con la del exceso de potencia, el “vertido renovable”.

Medida 3: redes inteligentes y vehículo eléctrico. Las baterías de litio suponen un salto tecnológico que mejora notablemente la autonomía de los vehículos eléctricos, su coste y, por lo tanto, su atractivo para los clientes. Actualmente se barajan potencias de recarga de las baterías que van desde algunos kW (recargas lentas) hasta algunas decenas de kW (recargas rápidas). Así, por ejemplo, 2 millones de vehículos eléctricos (un 10% del parque de automóviles), podrían representar 10-20 GW de potencia de recarga. A priori, esta potencia es suficiente para absorber las puntas de excedentes de energía, razón por la que el vehículo eléctrico ha cobrado un interés adicional. Sin embargo, para hacer coincidir los periodos de recarga con los de excedentes de energía, se requieren fuertes inversiones en el desarrollo de las redes inteligentes. De no ser así, una potencia de tal magnitud, en lugar de contribuir a la gestión del Sistema, representaría un problema adicional.

Medida 4: aumentar la flexibilidad de las centrales nucleares. Las centrales nucleares españolas se diseñaron con el objetivo de funcionar en base. Sin embargo, existen diseños más flexibles, aunque no sea una opción deseable desde el punto de vista de la vida útil de la instalación: es el caso francés. En teoría, dado que las técnicas de previsión de producción eólica permiten anticipar los episodios de excedentes de energía, se podría reducir la carga nuclear durante dichos episodios, siempre y cuando la duración del episodio lo justifique: por ejemplo fines

de semana, Navidad, Semana Santa. La siguiente gráfica muestra cómo el 60% de los excedentes se concentran en los festivos (figura 2).

En todo caso esta medida, por sí sola, no evitaría los excedentes. Además, habría que evaluar en profundidad si esta gestión resulta ventajosa desde un punto de vista económico, técnico y de seguridad.

Medida 5: aumentar la capacidad de gestión de las renovables. Por lo general la producción de las plantas solares termoelectricas no es gestionable, ya que está condicionada por la radiación solar. Sin embargo, algunas plantas han instalado sistemas de almacenamiento de energía térmica (sales fundidas) que les permite acumular energía térmica durante el día y gestionar la descarga, esto es la producción eléctrica, durante la noche.

Medida 6: aumentar la capacidad de interconexión con Francia. Dada la situación geográfica de España y Portugal lo esperable es que compartan el régimen de vientos, al igual que comparten el régimen hidráulico. Por lo tanto, cuando uno de los países se encuentre en situación excedentaria, es muy probable que el otro también lo esté. Siendo así, la salida natural para los excedentes de la península es Francia. Mejorar dicha interconexión no sólo permitiría aliviar nuestros periodos excedentarios sino también los de otros países europeos, al darles la posibilidad de dirigir sus excedentes hacia la Península (destacan los planes eólicos de UK y Alemania).

Una vez se hayan valorado las medidas anteriores, y otras que pudieran aparecer en el futuro, y, si se ha considerado apropiado, se hayan llevado a cabo un conjunto de ellas, habrá que asumir el vertido de energía. Parece razonable que sea la eólica la que asuma el vertido ya que, por su elevada potencia, es la que tiene mayor capacidad (MW) para resolver el problema, del mismo modo que es la que tiene mayor capacidad para provocarlo. El vertido de energía renovable no es algo novedoso, los sistemas no siempre se dimensionan para cubrir el 100% de las situaciones porque no resulta económicamente eficiente. Así, los aliviaderos de los embalses hidroeléctricos vierten agua cuando se supera la capacidad de las turbinas, los colectores solares se reorientan cuando la radiación es muy elevada y las palas de los aerogeneradores se giran cuando la velocidad del viento es muy alta. Utilizando el mismo principio de eficiencia económica, la solución óptima para el conjunto del Sistema y, por lo tanto, para el conjunto de la sociedad, es verter producción renovable cuando las medidas que habría que tomar para evitarlo superan con creces el coste del vertido.

A continuación se muestra una gráfica que es resultado de la simulación de la cobertura del MIBEL (Mercado Ibérico de la Electricidad) en 2020. Se trata de los excedentes horarios del año 2020 ordenados de mayor a menor (monótona anual).

El número de horas en las que se produciría un excedente es de 1.200 horas y su punta máxima es de unos 15 GW.

Igualmente se muestran las alternativas para absorber dicho excedente. No es fácil evaluar la disponibilidad de la potencia de bombeo en el MIBEL en 2020.

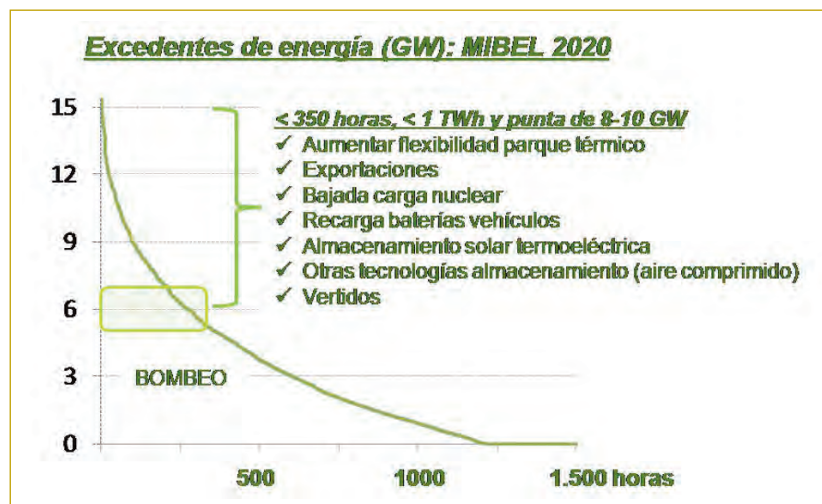


Figura 3.

Cada instalación tiene sus restricciones a la explotación y difícilmente se podrá utilizar simultáneamente el 100% de la potencia instalada. Los datos históricos sobre la utilización máxima del bombeo aún no son suficientemente representativos, ya que apenas han ocurrido episodios excedentarios. Sin embargo, para cubrir el objetivo de este análisis, basta con hacer una hipótesis dentro de un rango razonable. Así, se ha supuesto que, en término medio, habrá 5-7 GW de bombeo disponible (incluyendo bombeo mixto).

Con esta hipótesis, el bombeo sería capaz de absorber la mayor parte de la energía excedentaria. Sin embargo restarían unas 200-350 horas con excedentes de hasta 8-10 GW, pero que solo representarían 0,5-1,0 TWh* (figura 3).

VISIÓN DEL 2030: NUEVA NUCLEAR

Si el mix de generación del 2020 está ya muy definido, al alargar el horizonte temporal se abren alternativas. Cada país tiene sus necesidades y su estrategia de política energética, por lo que la alternativa que aquí se va a proponer no siempre será trasladable a otros países.

En todo caso, sea cual fuera la alternativa elegida, ésta deberá cubrir la demanda de energía (TWh) así como disponer de potencia suficiente para hacer frente a las puntas extremas de demanda (GW).

El crecimiento de la demanda, los retiros de carbón y la incorporación del vehículo eléctrico crearán una necesidad de energía (TWh). En este contexto, una alternativa muy razonable para

España es la que opta por reequilibrar el mix de generación en el largo plazo: 1/3 renovable, 1/3 nuclear y 1/3 térmica. Algunas de las razones para esta elección son las siguientes:

- Ya se habrá utilizado gran parte del potencial renovable más eficiente por lo que parece razonable suponer una ralentización de su crecimiento.
- La penetración masiva del vehículo eléctrico, el despliegue de las redes inteligentes, el fortalecimiento de las interconexiones y la moderación del crecimiento de las renovables, habrán reducido el problema de los excedentes de energía. Por lo tanto habrá hueco para tecnologías con vocación de funcionamiento en base, como la nuclear.
- La opción 1/3-1/3-1/3 es coherente con los objetivos prioritarios en materia energética: la competitividad, la seguridad de suministro y la sostenibilidad.

Por otra parte, hay que garantizar que el Sistema dispone de potencia (GW) suficiente para cubrir los periodos críticos: aquellos en los que coinciden puntas de demanda extrema, baja eólica, baja hidroafluencia e indisponibilidades relevantes en el equipo generador. En 2030 se habrá retirado la mayor parte del carbón y los CC estarán próximos al final de su vida útil. Además, disponiendo de 1/3 nuclear y 1/3 renovable, la utilización de los equipos térmicos será reducida y su operación muy exigente (arranques-paradas, rampas subida-bajada, mínimos técnicos...). Por todo lo anterior parece razonable que, una vez incorporada la nueva potencia nuclear, se cubra el déficit de potencia (GW) con un mix de

ciclos combinados y turbinas de gas en ciclo abierto:

- Para bajas utilidades los CC y las turbinas de gas, son las tecnologías más competitivas, ya que su coste de inversión es menor al de otras alternativas. Por esta misma razón son la tecnología que requiere una menor retribución a la disponibilidad de potencia (pago por capacidad), lo cual repercute en un menor precio de la energía.
- Son tecnologías muy flexibles, idóneas para compensar la variabilidad de las energías renovables.

En la trayectoria hacia el 1/3-1/3-1/3 se ha simulado la cobertura del año 2030 con 4 x 1,6 GW nuevas nucleares y con una penetración del 50% del vehículo eléctrico (con recarga nocturna) (figura 4).

Los resultados de la simulación muestran que, si bien la nueva nuclear tiende a incrementar el excedente, éste es absorbido en buena parte por la recarga del vehículo eléctrico. El resultado neto es un excedente similar, en forma y volumen, al del año 2020.

CONCLUSIÓN

Las potencias eólica y solar previstas en 2020 van a generar, inevitablemente, episodios de excedentes de energía. Dichos excedentes no se pueden imputar íntegramente a la producción nuclear, ya que ésta representa una potencia inferior a los niveles que alcanzarán los excedentes. En el horizonte 2030, y gracias a la gestión de las recargas de los vehículos eléctricos, es posible integrar nueva potencia nuclear sin que ello repercuta en unos excedentes de energía mayores a los que se esperan en 2020. En todo caso, aunque el vehículo eléctrico no se desarrollara, las renovables no deberían comprometer una opción nuclear moderada. En primer lugar porque el sobre coste atribuible al vertido renovable, en las pocas horas en las que se produce, es inferior al ahorro en costes que aporta el funcionamiento en base de la nuclear. Y en segundo lugar porque a lo largo de la extensa vida útil de una central nuclear, lo que hoy se plantea como un problema, puede dejar de serlo gracias al desarrollo de las medidas de gestión que aquí se han descrito o de otras que puedan surgir: producción de hidrógeno para su uso en el transporte, gestión de la demanda gracias a las redes inteligentes, nuevas tecnologías de almacenamiento de energía... ■

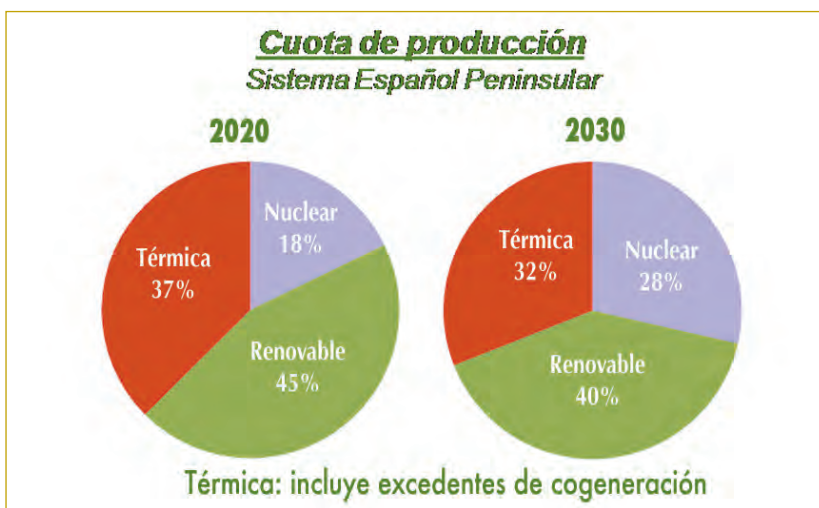


Figura 4.

* Esta estrategia es equivalente a un 0,5%-1% de la producción eólica prevista en el MIBEL en 2020.