

El valor de la hidroelectricidad en la realización del mercado interior de la energía. El caso de España



César Lanza

Ingeniero de Caminos, Canales y Puertos.

Tecnova I&S. Miembro de IEEE Power and Energy Society y de IAEE International Association for Energy Economics

Resumen

En este artículo se tratan diversas cuestiones que afectan al futuro de la energía hidráulica en España, considerando su función dual vinculada a las actividades de generación y almacenamiento dentro del sistema eléctrico. El escenario de referencia para ello no es otro que el futuro mercado interior de la energía (IEM o *Internal Energy Market*) de la Unión Europea, institución económica paneuropea que se pretende establecer sobre un conjunto de parques nacionales de generación diferentes, en los cuales las fuentes renovables con variabilidad estocástica siguen alcanzando una participación al alza. En ese sentido, el Consejo Europeo en su reunión de Octubre de 2014 fijó unos objetivos que adquieren carta de naturaleza a partir del Energy Union Package presentado por la Comisión el pasado mes de Febrero, y que afectarán singularmente a nuestro país teniendo como horizontes de referencia los años 2020 y 2030. El valor del agua como recurso energético podría adquirir en este contexto una importancia potencial que creemos merece la consideración de autoridades y empresas del sector, pero también de la comunidad docente e investigadora de las Escuelas de Ingenieros de Caminos, Canales y Puertos.

Palabras clave

Sistema eléctrico, energía hidráulica, conexiones internacionales, mercado interior, Unión Europea

Abstract

This article considers various questions that affect the future of hydroelectric power in Spain, when considering its dual function of generation and storage within the electricity system. The benchmark for all this is none other than the future EU internal energy market (IEM), a pan-European economic institution to be established with respect to the diverse national energy generation mix, in which renewable sources with stochastic variability continue to play an increasingly prominent role. In this respect, in the meeting of October 2014, the European Council agreed to a series of objectives to be put into effect by the Energy Union Package presented by the Commission this February with respect to the target years of 2020 and 2030, and which will noticeably affect Spain. Within this context, the value of water as an energy resource may take on an importance that, we feel, is worthy of consideration, not only by the authorities and companies in the sector, but also among the teaching and research fraternity at civil engineering colleges.

Keywords

Electricity system, hydroelectricity, international connections, internal market, European Union

En un artículo sobre la transición energética, publicado recientemente en la Revista de Obras Públicas, se afirmaba que la evolución a futuro de los sectores eléctrico y gasista en España debe interpretarse no sólo en términos nacionales sino como parte alícuota de un proceso de mayor alcance y jerarquía que afecta al conjunto de los miembros de la Unión Europea. Uno de los objetivos que se han establecido a ese nivel político supranacional es la progresiva realización del denominado mercado interior de la energía (IEM, *Internal Energy Market*), término que indica la voluntad de las autoridades Comunitarias

para abatir las barreras que dificultan la libertad de comercio y de competencia en los ámbitos de la electricidad y el gas. Alcanzar ese objetivo ya logrado en temas importantes como la moneda, tiene en el caso de la energía algunas dificultades que no pueden soslayarse, dada la complejidad, dimensión física y naturaleza estratégica de los sectores involucrados. En lo que se refiere en concreto a la electricidad, la realización de IEM requerirá un esfuerzo importante de armonización de los sistemas nacionales con el fin de impulsar la convergencia hacia un modelo común de mercado, comprendiendo acciones

relevantes en los planos regulatorio, institucional y físico; en este último caso incidiendo especialmente en la interconexión entre países adyacentes, cuestión que afecta especialmente a España. La política energética de la UE establece por otra parte que el camino hacia el IEM debe recorrerse cumpliendo unos objetivos ambiciosos de descarbonización que son sobradamente conocidos y no será preciso repetir aquí. Energías limpias y realización física y regulatoria del mercado interior de energía eléctrica son por tanto dos hilos conductores importantes de la transición energética que influyen en el futuro de la hidroelectricidad y obligan a reflexionar sobre el papel que puede desempeñar esta tecnología de generación y almacenamiento de energía en el futuro de nuestro país. El valor del agua, y esta es una opinión de quien escribe estas notas, se encuentra potencialmente en alza.

Trataremos en este artículo de dos cuestiones directamente relacionadas con lo anterior: (1) el valor de la energía hidráulica para aportar la flexibilidad que necesita el sistema eléctrico y afrontar debidamente la irregularidad de las fuentes renovables, especialmente la eólica y la solar, por la vía del almacenamiento de energía a gran escala (bulk storage) y la prestación de servicios de ajuste, año tras año más necesarios para el funcionamiento seguro y eficiente del sistema; (2) la oportunidad que puede suponer para esta tecnología el aumento significativo de capacidad que el IEM impone a la interconexión eléctrica de España con Francia, corrigiendo el problema de aislamiento relativo que sufre desde tiempo inmemorial la península Ibérica dentro de la Eurozona. Ello posibilitará a los agentes del sector (oferta y demanda) al menos mayor libertad de actuación en un contexto de mercado mayorista significativamente más amplio: OMIE (España y Portugal) + EPEX (Francia, Suiza, Alemania y Austria) y puede abrir en concreto una ventana de oportunidad para las centrales hidroeléctricas reversibles. En el fondo las dos cuestiones de que trata este artículo dan pie a considerar un tema de mayor calado, que es el paso de un sistema eléctrico orientado esencialmente a garantizar el equilibrio instantáneo entre producción y consumo a escala nacional, a otro modelo más complejo, abierto y amplio, al que de alguna manera apunta el IEM en clave de futuro.

En ese nuevo modelo macroscópico hacia el cual podría ir avanzando el sistema eléctrico, el equilibrio en tiempo real de las variables de estado comprenderá producción, intercambios internacionales, almacenamiento y consumo, estando cada una de las actividades interrelacionada con las tres restantes. De manera si se quiere indirecta, pero no menos real, el funcionamiento del sistema y mercado dependerá en España no

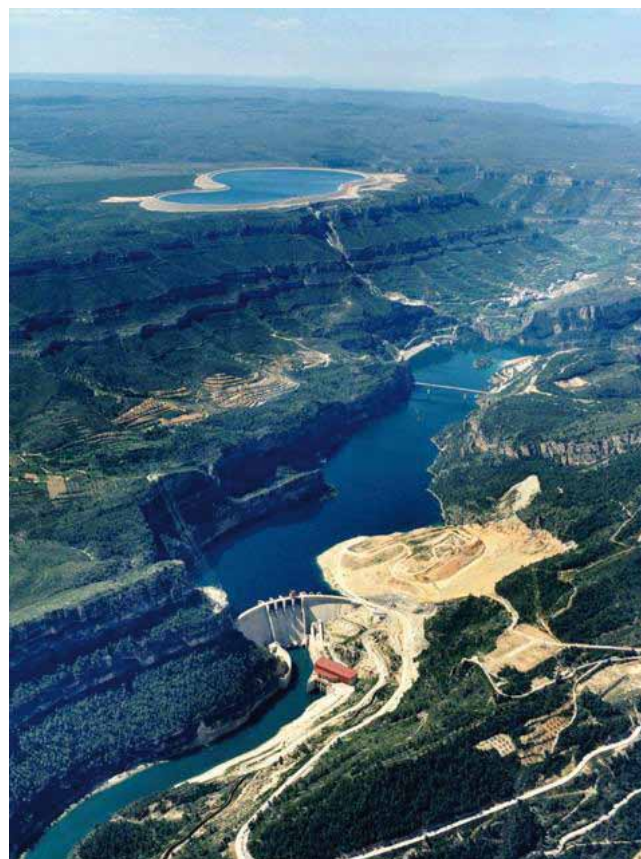


Fig. 1. Visión panorámica del sistema reversible Cortes-La Muela (Valencia) antes de su reciente ampliación

sólo de las circunstancias nacionales sino además de lo que suceda en los sistemas y mercados de los países adyacentes, particularmente en Francia, así como del estado de las conexiones. El paso de un modelo simple del tipo producción-consumo y ámbito nacional a un modelo logístico de alcance supranacional y mayor complejidad no será inmediato ni desde luego abrupto, pero el marco conceptual y metodológico para abordar los problemas a escala sistémica obedecerá seguramente a un planteamiento diferente. Almacenamiento y redes podrían alcanzar en ese contexto una importancia análoga a la de la propia generación eléctrica, y por otra parte parece evidente que la energía no viajará sola por el sistema sino que estará acompañada por otro fluido más sutil, la sustancia digital que ahora se ha dado en llamar “inteligencia” (informática, comunicaciones y control, como base de una Smart Grid que también llegará a tener alcance supranacional). En tal contexto, el valor dual de la hidroelectricidad merece una reflexión nueva y sopesar argumentos que permitan aprovechar las oportuni-

dades que se presentan, esperando que la resignación frente al supuesto “agotamiento” del potencial viable dentro de España o la frustrante interdicción ambiental que sufren las obras hidráulicas den paso a actitudes más proactivas por parte de los actores involucrados.

El almacenamiento de energía hidráulica a gran escala en la operación técnica del sistema eléctrico

La problemática del almacenamiento de energía a gran escala, asociado a la gestión técnica y la operación del sistema eléctrico, constituye uno de los temas más visibles que han aflorado internacionalmente en el campo de la hidroelectricidad en estos últimos años. También es posible que este debate aflore en un país como el nuestro, en cuyo sistema participan fuentes irregulares, intermitentes y en gran medida aleatorias como son el viento y la radiación solar, con un grado de penetración actual por encima del 25% en términos de energía y del 30% en cuanto a potencia instalada. El almacenamiento a gran escala parece una consecuencia colateral del proceso de descarbonización creciente de la planta física de generación, circunstancia que ya afecta de manera perceptible a un número amplio de países y no sólo a España. El interés que suscita el almacenamiento de energía hidráulica a gran escala se puede medir a través del número y la importancia de los estudios, documentos de reflexión y listas de recomendaciones que sobre el tema han venido publicando recientemente diversas instituciones internacionales de prestigio en el ámbito de la electricidad, a ambos lados del Atlántico. En Europa este tema ya se consideraba como una de las cuestiones prioritarias de la SET (Estrategia Tecnológica para la Energía), mediante la cual la Unión Europea marcó el rumbo hacia los objetivos del año 2020. La problemática se encuentra igualmente presente en el desarrollo del marco legislativo e instrumentos de política energética para el período 2020-2030¹. En el plano de la estrategia de innovación tecnológica en materia energética², el almacenamiento de energía forma parte explícita de las convocatorias publicadas del Programa Horizon 2020, que da cuerpo a la política de la Unión Europea en este ámbito. El JRC (Joint Research Centre) ha elaborado recientemente una compilación³ de la literatura gris (estudios e informes) relevantes sobre este tema, que incluye 157 referencias y también un estudio propio sobre valoración del potencial del almacenamiento hidráulico en Europa⁴.

En el ámbito de las empresas del sector, específicamente de las utilities, el interés en el almacenamiento hidráulico de energía queda bien patente en un informe de Eurelectric sobre el futuro de la energía hidroeléctrica en Europa⁵. Esa misma asociación ha celebrado en el mes de Mayo del año pasado (2014) un se-

minario sobre la transición del mercado eléctrico en el cual se ha tratado el tema del almacenamiento de energía como uno de los factores a tener en cuenta en el diseño regulatorio del CRM (Capacity Remuneration Mechanism) o incluso en la creación de un mercado específico de capacidad dentro del IEM, mercado interno de la energía. Otro documento sectorial de interés que subraya el interés y actualidad del almacenamiento hidráulico de energía dentro de Europa es el que han publicado conjuntamente EASE (European Association for Storage of Energy) y EERA (European Energy Research Alliance), que establece recomendaciones sobre el particular para el horizonte del año 2030⁶. En Norteamérica el almacenamiento a gran escala está considerado actualmente como uno de los drivers más importantes para el futuro de la energía hidroeléctrica. Así al menos lo ponen de manifiesto entre otros los estudios⁷ publicados recientemente por EPRI (Electric Power Research Institute) y NHA (National Hydropower Association). Resulta especialmente ilustrativo el detallado y revelador estudio que ha concluido, a petición del DOE (Departamento de Energía de los EE. UU.) el reputado laboratorio Argonne⁸ sobre este asunto a mediados del año pasado. A escala global la problemática del almacenamiento de energía y su evolución a medio y largo plazo han sido recientemente estudiadas⁹ por la Agencia Internacional de la Energía (IEA), con una evaluación favorable del uso de la hidráulica como bulk storage.

Sin embargo, no todo son parabienes que despejen de manera inequívoca el camino hacia un desarrollo apreciable de esta forma de almacenamiento de energía en el sistema eléctrico y por tanto hagan previsible una actividad sustantiva a medio plazo en la construcción de nuevas centrales hidroeléctricas reversibles (CHR). Debe mencionarse que en el ámbito de la Unión Europea, el desarrollo del almacenamiento hidráulico a gran escala suscita algunas interrogaciones de índole regulatoria, ya que la dualidad funcional de las CHR (almacenamiento y producción) las sitúa en una posición que podría pivotar entre las actividades de mercado (generación en competencia) y la parte regulada (gestión y operación del sistema). En cualquier caso debe recordarse que en España las CHR existentes son propiedad de las empresas generadoras y atienden a las dos funciones que se han mencionado haciéndolo en la parte liberalizada de los negocios eléctricos: generación en puntas aprovechando para ello el arbitraje de precios en distintas horas que se da en el mercado spot, y por otra parte, aportación de servicios de ajuste en función de las necesidades y demanda que proviene del operador técnico del sistema eléctrico, Red Eléctrica de España. Los servicios que prestan en uno y otro sentido las centrales hidráulicas reversibles se desarrollan en



+ desarrollo sostenible

Más que agua

Talento, conocimiento y compromiso.
Aportamos respuestas adecuadas
para una gestión más eficiente.
Compartimos conocimiento
y generamos innovación.
Trabajamos por un futuro basado
en el compromiso y la cooperación.

www.aqualogy.net



AQUALOGY
Where Water Lives

SOLUCIONES INTEGRADAS
DEL AGUA PARA UN
DESARROLLO SOSTENIBLE



Fig. 2. Diagrama esquemático de la ampliación del sistema Cortes-La Muela

los términos que establece la Ley 24/2013 del Sector Eléctrico, y se encuentran encuadrados legalmente en la actividad de generación en competencia. Su provisión en ambos casos (energía en puntas y servicios técnicos de ajuste) se efectúa en concurrencia con otras tecnologías, entre las cuales pueden mencionarse la hidráulica convencional y los ciclos combinados de gas natural.

La capacidad de almacenamiento hidráulico se ha mantenido prácticamente estable en España durante las últimas dos décadas, alcanzando a finales del año 2014 una potencia instalada en torno a 5.700 MW, aproximadamente la mitad de ella en centrales de bombeo puro, es decir operando en ciclo cerrado. Esta cifra evolucionará al alza en breve debido a la próxima entrada en funcionamiento de la central de La Muela II (+840 MW). Existen además otros aprovechamientos de este tipo en fase de proyecto o tramitación, si bien no parece que sea posible alcanzar la capacidad que señalaba como escenario de referencia el Plan de Energías Renovables 2011-2020 para ese último año (8.800 MW). Otros estudios apuntan a valores más altos como referencia de la capacidad de almacenamiento adecuada para afrontar la variabilidad de la generación en el sistema¹⁰. El desarrollo del almacenamiento de energía hidráulica a gran escala en su condición de soporte a la flexibilidad de operación que requiere un sistema eléctrico como el español,

fuertemente condicionado por la variabilidad estocástica de las nuevas fuentes renovables, debe sustentarse en sus ventajas sobre otras alternativas considerando los aspectos técnico-funcionales y los económicos. La decisión sobre este asunto compete, según el marco legal vigente, a las empresas de generación eléctrica titulares de las concesiones y propietarias de los activos correspondientes, atendiendo para ello a criterios de rentabilidad. Aparte de los costes, la decisión de invertir dependerá en buena medida de las señales del mercado y de las condiciones que pueda establecer a futuro la regulación de este tipo de actividades.

Señalaremos aquí algunos argumentos que juegan, sólidamente en nuestra opinión, a favor de las CHR como medio de almacenamiento de energía a gran escala y provisión de servicios de ajuste en el sistema frente a otras posibles soluciones. Se trata de los siguientes: capacidad, calidad del servicio eléctrico, coste, durabilidad de la instalación y beneficios ambientales. Cada uno de ellos puede desarrollarse con abundante soporte de datos y razonamientos que exceden lo que admite un artículo de revista, por tanto procuraremos acertar en la obligada concreción de lo expuesto. Por otra parte las ventajas de la hidráulica son conocidas, no en vano el 99% de la energía almacenada dentro del sistema eléctrico a nivel mundial corresponde a centrales hidráulicas reversibles.

- Capacidad. A fecha de hoy la única tecnología de almacenamiento de energía concentrada a la escala que se indica (>100 MW), que sea fiable, segura, fácil de operar y convertir en electricidad, es la hidráulica. Otro tipo de sistemas de alcance industrial comercialmente disponibles no son comparables, bien por falta de escala (baterías de NaS, en el rango teórico 1-50 MW) o debido a su menor rendimiento y fiabilidad (almacenamiento por compresión adiabática de aire en cavernas, en el rango de 50-100 MW). La tecnología CAES de almacenamiento mecánico por aire comprimido, asociada a la generación posterior con turbinas de gas, sólo cuenta con dos plantas instaladas en el mundo en ese nivel de capacidad: una en Huntfort, Alemania (país llano), y otra en McIntosh, Alabama (zona plana del sur de los EE. UU.).

- Calidad de servicio. El equipamiento electromecánico de una CHR especialmente si se trata de un sistema de velocidad variable, unido a su extraordinaria rapidez para arrancar o parar y en su caso sincronizarse a la red, proporcionan con carácter cuasi-instantáneo la respuesta necesaria para absorber o inyectar potencia en el sistema y aportarle equilibrio y estabilidad en función de las necesidades y contingencias de operación.

Ninguna tecnología gestionable de fuente térmica, ni siquiera las centrales CCGN de última generación tipo fast-cycling con rampas en torno a 15 MW/minuto, son capaces de alcanzar un nivel de servicio equiparable.

- Coste. En términos económicos, la inversión que supone una CHR puede variar significativamente dependiendo del tipo de proyecto (greenfield, reconversión o ampliación). La instalación más reciente dentro de España (La Muela II, de Iberdrola) ha supuesto una inversión en torno a 0,4 mEuros/MW, aunque debe tenerse en cuenta que se trata de un proyecto del segundo tipo y desarrollado en condiciones favorables. En cualquier caso, aunque se tomase como referencia un valor medio en torno a 1,5 mEuros/MW, el coste de inversión de una CHR por unidad de potencia sería aún sensiblemente inferior al del más eficiente de los sistemas alternativos de almacenamiento. En cuanto a los costes de O&M, en particular el abastecimiento de energía para el bombeo, las posibilidades de contratación a precios bajos en horas valle son bien conocidas, a lo cual se une la posibilidad de adquirir excedentes de RES no gestionables en situaciones de exceso de oferta en el mercado spot o acudir a bilaterales en condiciones de rentabilidad y beneficio.

- Durabilidad de la instalación. En lo que se refiere al equipamiento electromecánico, > 30 años, es decir tratándose de una central de operación diaria permitiría más de 10.000 ciclos de carga y descarga. La obra civil, en principio sin límite temporal con las consabidas cautelas en términos de conservación.

- Beneficios ambientales. En primer lugar, se trata de un sistema libre de emisiones en la parte de generación. Eso supone una ventaja objetiva frente a tecnologías térmicas alternativas. Por otra parte, al funcionar hidráulicamente en ciclo cerrado, la afección al cauce y su efecto sobre el régimen fluvial son prácticamente inexistentes salvo en la operación de llenado del vaso superior. Finalmente, si se aprovecha como vaso inferior un embalse existente, el impacto de la obra civil puede ser pequeño, y bien tratado ser en último extremo irrelevante en términos ambientales. A lo anterior habría que añadir una posibilidad poco frecuente en este tipo de instalaciones pero potencialmente interesante, que sería la utilización dual del embalse de la CHR en casos de necesidad o situaciones extraordinarias desde el punto de vista ambiental, por ejemplo como reserva estratégica anti-cíclica en situaciones de sequía extrema o riesgos similares.

La energía hidráulica asociada a la interconexión eléctrica transpirenaica

Las perspectivas de un mercado interior sin trabas físicas o regulatorias a la libertad de comercio en materia de electricidad, extendido a lo largo y ancho de la Eurozona, es probablemente en su absoluta literalidad un desideratum a corto o incluso medio plazo. Sin embargo a escala “regional”, es decir considerando bloques de países de la UE geográficamente adyacentes y sin impedimentos estructurales insalvables, la creación de mercados transnacionales se está convirtiendo en un hecho. Así sucede en la península Ibérica (España y Portugal) donde el MIBEL, mercado



**Fig. 3. Centro de control (CECOEI)
de Red Eléctrica de España**



Fig. 4. Sistema industrial de baterías (34 MW) para soporte de instalaciones solares fotovoltaicas (Johnson City, California, EE. UU.)

ibérico de electricidad operado por OMIE, funciona desde el año 2009 y también en el núcleo central de la Europa occidental, ya que los agentes del mercado eléctrico de Francia, Suiza, Austria y Alemania actúan desde ese mismo año en el EPEX, aunque con tres zonas distintas de precio (de hecho submercados). Los mercados ibérico y centroeuropeo (SWE, South-Western Europe) se encuentran unidos por las conexiones eléctricas transpirenaicas, que actualmente poseen una capacidad muy reducida: 1.400 MW de potencia nominal, con una energía total intercambiada en ambos sentidos de 9 TWh durante el año 2014. Esa cifra es muy poco relevante si se compara con el consumo actual de electricidad en el conjunto de los países de referencia, en torno a 1.500 TWh/año considerando mercados spot y transacciones bilaterales. En lo que se refiere en concreto a España y Francia, el consumo eléctrico de los dos países sumaba en el año 2014 la cifra de 700 TWh (F: 465 TWh; E: 243 TWh) por lo que el comercio internacional entre ambos llegaba a suponer poco más del 1% de esa cantidad.

La interconexión eléctrica entre ambos países ha sido objeto recientemente de una ampliación significativa (línea Sta. Llogaia - Baixas) que ha entrado en servicio el pasado mes de Febreo y duplica la capacidad anteriormente disponible con 1.400 MW adicionales. Existe además una sucesión de ampliaciones escalonadas que se están estudiando técnicamente con intención de alcanzar durante los próximos años una importante expansión de la capacidad de intercambio entre España y Francia: línea submarina Vizcaya-Gascoigne partiendo de Munguía (1.200 MW), Navarra-Burdeos, transpirenaica (1.800 MW) y

Sabiñánigo-Marsillón (1.400 MW), también línea transpirenaica subterránea. Si todo lo anterior se llevase a cabo, la capacidad de intercambio de energía eléctrica entre los dos países pasaría en breve de los 1.400 MW instalados al comiendo de 2015 a casi 8.000 MW, magnitud que ya no es insignificante aunque todavía distaría del umbral objetivo establecido por la UE para el año 2030, aproximadamente el doble de esa cifra. En cualquier caso parece razonable pensar que la situación a medio plazo será distinta de la actual y que los sistemas eléctricos español y francés podrían llegar a intercambiar energía eléctrica en cantidades en torno a 100 TWh/año en el horizonte de referencia, si las circunstancias físicas y comerciales lo permiten. Habrá que ver en ese momento cual es el sentido dominante del flujo energético, dada la disparidad de la estructura del parque de generación existente en cada país, y el papel que en ello juega el agua.

Un intercambio comercial de esa magnitud entre España y Francia podría tomarse como hipótesis de trabajo para efectuar una valoración económica de la rentabilidad de posibles activos de almacenamiento hidráulico a situar tentativamente en la zona pirenaica, algo que intuitivamente parece que tendría sentido estudiar. Se ha mencionado que en el marco regulatorio actual del sistema eléctrico, la operación de las CHR y del almacenamiento hidráulico asociado forma parte de la actividad de generación que desarrollan en competencia las empresas eléctricas autorizadas, incluyendo el arbitraje de precios valle-punta de la energía y la prestación de servicios técnicos de ajuste al sistema. Por tanto, cualquier inversión en activos de esta naturaleza se encontrará sujeta a los criterios



Fig. 5. Imagen del salto de Aguayo, en Cantabria

de decisión empresarial y a las expectativas sobre creación de valor económico en el mercado o mercados de referencia. La determinación del valor económico creado por una o varias CHR en ese posible escenario futuro del mercado eléctrico no parece que se pueda resolver de manera sencilla mediante una estimación aproximada o a sentimiento de los flujos de ingresos y pagos, su consabido descuento y el análisis de rentabilidad del negocio, contrastando el beneficio esperable con el riesgo de la inversión. Será preciso considerar planteamientos estratégicos en escenarios más complejos y posiblemente también más inciertos, conformados por la evolución a futuro de regulación y mercados. En lo que se refiere a lo que puede llegar a ser el IEM o Mercado Interior de la Energía en el año 2030, se anticipan incertidumbres por despejar en planos diversos: la propia evolución real de la capacidad de intercambio entre ambos países y su asignación específica a los agentes del mercado eléctrico, se entiende que en competencia; las perspectivas de la demanda en uno y otro lado del macizo pirenaico; la evolución del parque de generación eléctrica en España y Francia; la transformación en el período considerado de las redes y actividades correspondientes; el comportamiento futuro de los mercados de energía y servicios de ajuste, especialmente en términos de precios; y naturalmente, la estabilidad de los objetivos de la política energética y la coherencia de la regulación con todo ello.

Se comprende fácilmente que los cálculos que sería preciso realizar para la valoración de la rentabilidad de la inversión involucran modelos avanzados de valor-riesgo (Value at Risk, VaR)¹¹ que deberían ir más allá de lo puramente financiero y permitan

analizar hipótesis y contingencias ad-hoc en distintas escalas y facetas del sistema eléctrico. Quizá sea buena la ocasión y el tema de suficiente enjundia como para convocar a la inteligencia investigadora en materias de energía hidráulica, redes eléctricas, microeconomía y teoría de juegos, animando a los expertos a hincar el diente con un enfoque interdisciplinar (¿nos atreveremos a decir holístico?) a un problema que parece tener interés más que razonable cara al futuro previsible de sistema y mercado. Desde el punto de vista de las herramientas analíticas al uso (métodos y modelos de predicción y optimización, esencialmente¹²) es indudable que la cuestión plantea retos nuevos de gran atractivo, como bien sabe la propia comunidad investigadora¹³.

Consideración final: realizando el valor del agua en el futuro modelo energético

Aunque en este artículo se ha presentado una problemática que concierne fundamentalmente y en primera instancia a los agentes económicos que actúan en el sector eléctrico, ello no significa que se deba ignorar la importante dimensión del interés público en todas estas cuestiones. No sólo por el hecho de que el recurso hídrico sea jurídicamente un bien de esa naturaleza y sus usos se encuentren supeditados a los criterios de utilidad social que establecen la Ley 46/1999 de Aguas y normas que la desarrollan, sino porque en el ámbito específico de la energía eléctrica, el interés público tiene igualmente una importante presencia. Indicaremos brevemente en estas líneas finales algunas ideas para coadyuvar a la realización del nuevo valor del agua en la transición del sistema eléctrico y sus mercados de referencia a medio plazo.

Un primer asunto a considerar por las autoridades sería tratar de reforzar en términos operativos la coordinación entre las políticas hidrológica y energética en lo que se refiere a las cuestiones comunes que en una y otra materia se dilucidan dentro la esfera pública. Es cierto que se trata de ámbitos distintos en cuanto a los actores involucrados, el marco legal, los procedimientos, la motivación y los tiempos. Pero no debe ignorarse que la puesta en valor de la hidráulica en el futuro modelo energético será en cierta medida proporcional a la proactividad en esta materia y en ello influirá la coordinación de la Administración hidráulica con las empresas eléctricas (generación - almacenamiento) y también con la parte regulada del sistema (operación del sistema - redes). Desde la política hidrológica (planificación y gestión) habría que tener presente la cuestión energética y sus consecuencias en los planos normativo y positivo, y así evitar contradicciones o ritmos difíciles de armonizar.

Un segundo aspecto que puede parecer de orden menor pero no deja de tener importancia, sería la ordenación de las enseñanzas regladas en el ámbito universitario, especialmente en las Escuelas de Caminos donde los estudios eléctricos dentro de la especialidad de Hidráulica y Energética poseen tradición y solvencia académica consolidadas. La repotenciación de las materias energéticas en la educación de los Ingenieros de Caminos, actualizada en objetivos y programas a lo que es hoy el mundo de los negocios de la energía, merece una llamada a la consideración de las autoridades académicas de las Escuelas. Relacionada con lo anterior estaría la reivindicación, dentro la agenda nacional de actividades de I+D+i, de los temas hidroeléctricos, favoreciendo proyectos de investigación y estímulos al emprendimiento tecnológico en este campo. En tal sentido comienzan a preocupar hechos sintomáticos que pueden calificarse de poco alentadores, por ejemplo que la tecnología hidroeléctrica haya estado ausente del Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica y de Innovación 2013-2016, marco actual de referencia en España para la política pública en esos dominios, o que el reciente documento estratégico elaborado por ALINNE (enero, 2015)¹⁴ que tiene por título “Análisis Potencial del Desarrollo de las Tecnologías Energéticas en España” soslaye igualmente esta cuestión. Concluyendo diremos que parece que en las materias que unen agua y energía, autoridades, mundo académico y empresas tienen suficientes objetivos y estímulos a la vista para reflexionar y obrar en consecuencia, y que en tal afán, nuestro país dispone de una comunidad técnica y científica con capacidad asegurada para añadir valor sustantivo al actual estado de la cuestión. El año 2030, a estos efectos, empezó ayer. **ROP**

Notas

- (1) A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030. Communication COM 2014(15) from the Commission to the European Parliament, the Council, The European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, 22/01/2014.
- (2) Energy technologies and innovation. Communication COM 2013(253).
- (3) Assessing Storage Value in Electricity Markets. JRC Scientific and Policy Reports, 2013.
- (4) Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage. JRC Scientific and Policy Reports, 2013.
- (5) Hydro in Europe: Powering renewables. Eurelectric, 2011.
- (6) Joint EASE/EERA recommendations for a European Energy Storage Technology Development Roadmap towards 2030. March 2013.
- (7) Quantifying the Value of Hydropower in the Electric Grid. EPRI, February 2013. Challenges and Opportunities For New Pumped Storage Development. NHA, 2012.
- (8) Modeling and Analysis of Value of Advanced Pumped Storage Hydropower in the United States. Argonne National Laboratory, 2014.
- (9) Technology Roadmap for Energy Storage. International Energy Agency, 2014.
- (10) En informe de EASE mencionado en la nota nº 6 señala como recomendable una capacidad de almacenamiento para hacer frente a la variabilidad de la generación de fuentes renovables de entre el 10 y el 15% de la capacidad instalada de ese tipo de tecnologías. En el caso español, considerando que las CHR en funcionamiento son anteriores a la eclosión de las RES, esa recomendación ampararía unos 4.000 MW adicionales de capacidad de almacenamiento. No obstante este tema requiere un análisis detallado en función de las circunstancias concretas del país (planta física de generación, demanda y red de transporte) y la correspondiente estimación fina de esa capacidad deseable en el sistema.
- (11) Investment Science, 2nd. Edition. David G. Luenberger, Oxford U. Press, 2014.
- (12) Una visión de conjunto de este tipo de cuestiones puede encontrarse en Handbook of Power Systems, vol. I & II. S. Rebenack, P.M. Pardalos, M.V.F. Pereira, N.A. Iliadis, editors. Springer-Verlag, 2010.
- (13) Véase el monográfico A Road Map to 2020 European R&D. IEEE Power & Energy, Vol. 13, nº 1. Enero/Febrero 2015.
- (14) ALINNE es el acrónimo de Alianza por la Investigación y la Innovación Energéticas, entidad que reúne con tal propósito a las principales empresas del ramo y un buen número de centros de investigación de nuestro país.