

Proyecto stoRE

Tarea 5.3: Barreras regulatorias y de mercado

Entregable D5.3: Lista de barreras al almacenamiento de energía

El desarrollo y despliegue de las tecnologías de almacenamiento de energía para poder aprovechar sus ventajas estratégicas y potenciales beneficios, evitando crear mercados energéticos distorsionados e injustos, es un gran reto para el desarrollo de la futura infraestructura de las redes eléctricas.

Al igual que con la integración de cualquier tecnología nueva, la instalación de sistemas de almacenamiento de energía se enfrenta a muchos obstáculos; el más significativo de los mismos es la competitividad en costes. Directamente relacionada con esta barrera está la incertidumbre regulatoria que rodea el despliegue del almacenamiento de energía a escala de red. Muchos de los problemas de reglamentación provienen de la actual estructura de la industria eléctrica. El almacenamiento de energía participa de forma limitada en el sistema eléctrico, sirviendo necesidades de poca magnitud y empleando para ello un único mercado de energía. Los roles potenciales del almacenamiento de energía en la red eléctrica no están claramente definidos, no hay un sistema estándar para asignar valor a los servicios de almacenamiento de energía y hay opiniones discrepantes respecto a permitir que los sistemas de almacenamiento de energía individuales participen en varios mercados de la energía.



FIGURA 1: Futura infraestructura de las redes eléctricas y posible rol, a varios niveles, del almacenamiento de energía. Fuente: [9]

La siguiente lista recoge y presenta, de forma breve, los posibles obstáculos y barreras con los que el desarrollo y despliegue del almacenamiento de energía eléctrica se puede encontrar en el sistema eléctrico.

A. BARRERAS GENERALES

1. Falta de una definición legal clara del almacenamiento

Ahora mismo hay un número sustancial de informes independientes que apoyan la visión de que el almacenamiento de energía es una tecnología clave, parte vital de la futura infraestructura eléctrica y parte de la futura solución para el ajuste y balance del sistema. Sin embargo, es necesaria una definición oficial clara, a nivel europeo, para que el almacenamiento pueda ser integrado en los correspondientes marcos regulatorios de cada estado miembro.

2. Falta de estudios fiables sobre las necesidades de almacenamiento

Una primera cuestión clave es saber si el almacenamiento de energía a escala de red es necesario y a qué nivel. Las estimaciones hasta ahora son bastante desiguales, dependiendo de las diversas redes consideradas y los planes eléctricos futuros. Los resultados indican desde un amplio rango de necesidades potenciales, hasta la completa ausencia de sistemas de almacenamiento energético. Por ejemplo, al menos para el presente nivel de integración de EERR, en la mayoría de las redes hay disponibles varios métodos y mecanismos, tradicionales y novedosos, técnicos o de mercado, con los que hacer frente a las necesidades de flexibilidad de la red (diesel o CCGT, control de frecuencia con aerogeneradores, gestión y respuesta de la demanda...).

La potencia y la capacidad de los sistemas de almacenamiento son los dos principales parámetros a determinar para concluir en qué medida el almacenamiento de energía puede contribuir en la cobertura de las necesidades de una red eléctrica, incluyendo la integración de sistemas de EERR. Los valores óptimos pueden ser parcialmente independientes, yendo desde alta potencia-baja capacidad de almacenamiento a baja potencia-almacenamiento a largo plazo. La determinación definitiva de estas necesidades en un sistema eléctrico específico es un gran reto necesario para cualquier desarrollo posterior.

3. Falta de un rol definido del almacenamiento y del nivel de integración del mismo

En los futuros sistemas energéticos descarbonizados habrá múltiples roles posibles para el almacenamiento de energía, y a diferentes niveles de la red eléctrica:

- a) A nivel de generación, como reserva, ajuste, etc.
- b) A nivel de transporte, para control de la frecuencia y/o aplazamiento de inversiones
- c) A nivel de distribución, para control de tensión, seguridad de suministro, etc.

d) A nivel de consumidor, para la gestión de costes, peak-shaving, etc.

El almacenamiento de energía también puede contribuir a mitigar el incremento de los picos de demanda, ya sea con esquemas centralizados de reserva o con una gestión descentralizada de la demanda y de los sistemas de respuesta.

La implementación de las distintas posibilidades anteriormente expuestas, involucra a distintos grupos de interés y puede tener diferente impacto en los servicios que deben proveerse a la red, así como en los correspondientes flujos de ingresos.

En cualquier caso, es seguro que el almacenamiento de energía eléctrica competirá y/o complementará a otros métodos y tecnologías para mejorar la flexibilidad de la red. Por lo tanto, llegar a un consenso sobre el papel del almacenamiento de energía y las prioridades de integración en una red particular es un reto importante.

4. Falta de conocimiento acerca de los beneficios del almacenamiento de energía

Muchos legisladores, operadores de red y el público en general no son conscientes de lo que es el almacenamiento de energía, las tecnologías específicas que lo comprenden, los avances tecnológicos recientes, los datos sobre su eficiencia y qué beneficios puede proporcionar. Por lo tanto, la planificación eficaz y oportuna para el despliegue del almacenamiento energético podría frenarse. Esto puede causar retrasos importantes en el desarrollo de todo el sistema eléctrico, ya que el periodo de tiempo desde el diseño inicial hasta la puesta en marcha de una planta de almacenamiento a escala de red (por ejemplo, una instalación de bombeo hidráulico) puede sobrepasar los 10 años.

5. Cultura industrial conservadora

Los propietarios de plantas eléctricas son reacios a invertir en nuevas tecnologías, como el almacenamiento de energía, si no están seguros de que van a ser capaces de recuperar sus costes de capital. La incertidumbre regulatoria obstaculiza, más todavía, la inversión en sistemas de almacenamiento energético.

Las opciones de generación convencionales, incluyendo turbinas flexibles de gas natural, siguen siendo la opción principal para el seguimiento de la carga, para la generación de energía destinada a cubrir picos y para proporcionar servicios auxiliares. La incertidumbre del mercado, junto con la falta de incentivos para la toma de riesgos, desalienta el desarrollo de tecnologías nuevas o con largos tiempos de entrega.

6. Oposición pública

El desarrollo de una central hidroeléctrica de bombeo en una corriente existente puede afectar a la calidad del agua y los ecosistemas, como en cualquier otro proyecto de energía hidroeléctrica. Por otra parte, la estructura del diseño y operación de este tipo de plantas es mucho más complejo que el de la mayoría de las otras unidades de producción, ya que se combina el consumo de energía con

la producción de la misma, incluso al mismo tiempo. Esto puede no entenderse fácilmente y causar gran preocupación y oposición en las comunidades locales, con respecto a los posibles efectos negativos sobre el medio ambiente y los recursos hídricos. Las centrales de ciclo abierto¹ tienen un mayor impacto ambiental (y potencial oposición) y, por lo tanto, mayores riesgos para los inversores. La oposición pública puede retrasar considerablemente el procedimiento de concesión de licencias y en algunos casos han impedido la realización de grandes proyectos hidroeléctricos.

B. BARRERAS REGULATORIAS Y DE PLANIFICACIÓN

7. Falta, en la UE, de un marco normativo/legislativo coherente y estable

Los obstáculos en la reglamentación son los principales retos a los que se enfrenta el despliegue de sistemas de almacenamiento a escala de red. Además, la incertidumbre regulatoria no permite a los potenciales inversores calcular el retorno de dichas inversiones. Es necesario un detallado y coherente marco regulatorio a nivel nacional, cubriendo todos los aspectos del uso del almacenamiento de energía, cumpliendo también con la legislación europea y la del mercado eléctrico interno. Todavía existen cuestiones importantes e incertidumbres, como por ejemplo la prestación de servicios auxiliares en un sistema interconectado a través de fronteras nacionales, que necesitan ser resueltas. En consecuencia, la construcción a nivel nacional de un marco regulatorio legislativo completo y de larga duración, todavía no es factible.

8. Mercado energético nacional incompleto y/o distorsionado

Muchos países todavía no han desarrollado mercados y precios transparentes para todos los tipos de servicios auxiliares que el almacenamiento y las tecnologías de generación pueden proporcionar, tales como regulación, seguimiento de la carga, reserva rodante y otros servicios.

Los procesos de compra de electricidad no contienen ningún mecanismo oficial para calcular y recuperar todo el valor de los ahorros en recursos naturales y la mayor eficiencia en el uso de los activos de red existentes que el almacenamiento de energía proporciona; ello distorsiona la percepción de los costes-beneficios del almacenamiento de energía en comparación con la generación de energía.

Varias distorsiones pueden existir en el mercado, debido a las regulaciones existentes (p.ej: tasas a las EERR, precios selectivos, primas, etc.), creando así un campo de juego complejo y desigual en el que las nuevas tecnologías tienen una entrada complicada. Este obstáculo es más pronunciado para los sistemas de almacenamiento, los cuales pueden afectar a varios intereses y prácticas habituales en el mercado de la energía.

¹ Las centrales de ciclo abierto son aquellas en las que ambos embalses están comunicados con el río o son parte de él.

9. Falta de una política nacional de precios para los servicios de almacenamiento de energía

Uno de los objetivos principales del mercado eléctrico europeo único en desarrollo, es la definición de todos los servicios necesarios y la formulación de unas definiciones claras de las condiciones de mercado para todos los participantes. Sin embargo, fijar los precios de los servicios de reserva, de balance y servicios auxiliares de energía de las unidades de almacenamiento es una tarea mucho más difícil que para otras partes del sistema eléctrico. Por ejemplo, aunque los sistemas de almacenamiento sólo se destinen a incrementar la penetración de EERR en el sistema, hay múltiples modos de operación (y sus correspondientes flujos de energía) para los cuales hay que fijar un precio específico: almacenamiento de la producción renovable rechazada, almacenamiento de la producción renovable absorbible, inyección de la energía almacenada al sistema, inyección directa de la producción de unidades renovables -estabilizada por el sistema de almacenamiento (p.ej. una planta híbrida de generación)-, almacenamiento nocturno de energía proveniente de la red para asegurar la producción del día siguiente... Teniendo en cuenta también la posibilidad de cambiar la producción de las unidades base (térmicas) de horas valle a horas pico, así como cualquier balance adicional y servicios auxiliares, es evidente que el desarrollo de una política de precios justa y viable para las unidades de almacenamiento es una tarea desconcertante y depende fuertemente de las características, las limitaciones y los planes futuros de desarrollo de cada sistema de red particular.

El valor comercial de los diversos servicios puede ser muy diferente (por ejemplo, la estabilización de la frecuencia o de la tensión en comparación con el apoyo a la penetración de renovables). Además, puede haber varios sistemas de compensación para el almacenamiento, especialmente si se considera como parte de un mercado regulado (operadores de redes de transporte/distribución, TSO/DSO), o como parte de un mercado liberalizado (productores y clientes). Los reguladores aún no saben cómo los costes del sistema de almacenamiento de energía y sus beneficios se deben distribuir entre los tres principales elementos (generación, transporte y distribución) del sistema eléctrico.

10. Proceso para la concesión de licencias poco claro y complicado

El procedimiento para la concesión de licencias para el almacenamiento de energía a escala de red no está claro, o puede que no exista en absoluto para algunas de las nuevas tecnologías. Los requisitos para obtener la licencia de operación de los sistemas de almacenamiento tradicionales como el bombeo hidráulico son similares a los de grandes plantas hidroeléctricas o unidades de producción de EERR. En ambos casos los procedimientos son largos y muy complejos, sin tener en cuenta el hecho de que el almacenamiento de energía puede no ser visto como una tecnología de producción independiente. Incluso en los sistemas más desarrollados, como en USA, el procedimiento de concesión de licencias dura unos 5 años, pudiendo, el estado y los municipios, aumentar dicho período con trámites adicionales.

11. Propiedad potencial poco clara

Surgen preguntas críticas sobre la propiedad y operación de los sistemas de almacenamiento de energía. ¿Debería el almacenamiento ser propiedad solo de las empresas o podría Red Eléctrica también participar en este ámbito? No se puede extraer una respuesta definitiva de la última

Directiva Europea de la Electricidad, y la situación tampoco es clara a nivel nacional. El marco regulatorio existente para el almacenamiento de energía lo trata como un tipo de tecnología de generación más que como una inversión y mejora en las líneas de transporte. De este modo, las empresas de transporte y distribución tienen prohibido el poseer sistemas de almacenamiento eléctrico.

Sin embargo, las TSOs pueden tener intereses en el mercado del almacenamiento de energía, no solo para mejorar sus servicios sino también en la medida en que los resultados del mercado son considerados para decidir sobre nuevas inversiones en líneas de transporte. Los comportamientos abusivos en el mercado podrían ser evitables si la TSO correspondiente controla tanto las unidades de almacenamiento como su propia generación. Por otra parte, un óptimo rendimiento técnico, económico y social de una red en particular podría permitir algún tipo de control del almacenamiento por parte de la TSO en casos concretos.

La participación multi-mercado está prohibida por normativa, ya que los activos de la red sólo pueden ser considerados dentro de una categoría de activos (generación, transporte o distribución) y por lo tanto sólo pueden disponer de una sola fuente de ingresos.

12. Falta de una planificación rentable y eficiente del sistema de transporte

Las instalaciones de almacenamiento de energía prestan servicios auxiliares a la red y ayudan a que ésta funcione de una manera más eficiente, evitando la necesidad de nuevas líneas de transporte y plantas de generación. Estos beneficios pueden traducirse en un ahorro de costes para las empresas y los clientes de las mismas. Sin embargo, las utilities y los reguladores carecen de una metodología para cuantificar esos ahorros. Como resultado, la estructura regulatoria actual les disuade a la hora de considerar el almacenamiento de energía como una alternativa a la construcción de nuevas líneas de transporte y nuevas plantas de generación, que pueden ser más costosas que instalaciones de almacenamiento de energía comparables.

Tampoco está claro qué entidad tiene que asumir el coste del almacenamiento proporcionado a la red. Esto depende de regulaciones que tienen que ser desarrolladas pero también de decisiones relativas a la planificación de las líneas de transporte (planificación todavía por desarrollar).

La planificación del transporte de energía tiene mucho peso en la jurisdicción bajo la que las instalaciones de energía pueden tener cabida. Hay dos maneras posibles en las cuales el almacenamiento puede ser incorporado a los propósitos de incrementar el valor de la energía eólica: almacenamiento de excesos de la producción renovable, o sistemas mixtos de generación/almacenamiento con la habilidad de poder comprar a la red durante periodos tarifarios valle. Esto también depende de las decisiones acerca de la planificación del sistema de transporte.

13. Fuerte dependencia entre los sistemas de almacenamiento y el desarrollo del sistema

El marco regulatorio de mercado óptimo para el almacenamiento de energía depende de los planes y objetivos de desarrollo futuros de todo el sistema eléctrico y puede afectar de manera importante al tamaño y capacidad, así como al tipo de futuros sistemas de almacenamiento eléctrico (ya sean

unidades autónomas de almacenamiento o sistemas mixtos de generación/almacenamiento), que a su vez contribuirá de manera decisiva a la realización de los planes futuros para una alta integración de sistemas renovables.

En consecuencia, no es posible programar el futuro despliegue de sistemas de almacenamiento de energía de la misma manera independiente utilizada en otras partes del sistema eléctrico (despliegue de FV y eólica, descarbonización, reducción de la energía nuclear...). La decisión de invertir en almacenamiento de energía en Europa está estrechamente vinculada a desarrollos tales como a) autopistas eléctricas con sistemas de EERR a gran escala, tanto en el Mar del Norte como en el norte de África, combinadas con soluciones renovables distribuidas/regionales, b) la penetración de los vehículos eléctricos, c) mejoras en la respuesta a la demanda/gestión de la demanda/redes inteligentes.

C. BARRERAS ECONÓMICAS

14. Alto coste de capital de los sistemas de almacenamiento

Los costes de capital de las tecnologías de almacenamiento de energía son altos en comparación con las unidades de gas natural (a excepción de algunas plantas de bombeo hidráulico), las cuales pueden proveer varios servicios similares. Una parte de este coste corresponde al amplio tiempo de construcción necesario y la incertidumbre y riesgos asociados, bajo un mercado en cambio continuo, tanto en condiciones como en tecnologías.

Para las nuevas e inmaduras tecnologías estos altos costes también son debidos a que todavía no han alcanzado la paridad de costes con otros mercados (generación/demanda) o activos (transporte/distribución), o no han logrado alcanzar economías de escala debido a la baja penetración en el mercado de dichas tecnologías.

También, debido a las razones comentadas, el acceso a financiación para grandes plantas de almacenamiento de energía eléctrica es complicado. Además, el entorno económico y factores financieros en varios países europeos, como España, son negativos y obstaculizan grandes inversiones en el sector eléctrico.

15. Falta de una adecuada valoración de los servicios y beneficios proporcionados por el almacenamiento de energía

Aunque los beneficios sociales netos de las grandes plantas de almacenamiento son positivos, éstos se distribuyen entre los generadores de energía, los operadores del sistema, las compañías de distribución, los usuarios finales y la sociedad en general. La decisión de construir una planta, sin embargo, debe ser tomada por una sola entidad y, a menudo, es poco claro cómo esa entidad puede obtener suficientes beneficios como para justificar la inversión.

La evaluación del valor del almacenamiento de energía es muy difícil debido a ciertas incertidumbres. Ya que el almacenamiento de energía podría, potencialmente, ayudar con los servicios de transporte, distribución y generación, sería posible recuperar los costes en el mercado regulado y no regulado.

Los beneficios para los usuarios/operadores están íntimamente relacionados con la cuestión de dónde colocar el almacenamiento dentro del sistema (generación, transporte, distribución). Estudios acerca del almacenamiento de energía en Europa indican que la provisión de un solo servicio (p.ej. reserva) no sería suficiente para una estructura de almacenamiento viable.

Todavía hay varios beneficios ampliamente reconocidos y asociados con el almacenamiento de energía a gran escala para los cuales la recuperación de costes/rentabilidad financiera es difícil de alcanzar bajo las políticas actuales y los mecanismos del mercado de la electricidad. Sin embargo, no hay regulación vigente que permita a las instalaciones de almacenamiento de energía recuperar costes proporcionando múltiples tipos de servicios a la red, los cuales podrían incrementar de gran manera los argumentos económicos detrás de la incorporación de almacenamiento de energía. Incluso en USA, donde operan un número significativo de plantas de bombeo y CAES, varios servicios o beneficios para la red (reserva de energía, capacidad, servicios auxiliares, regulación de frecuencia) habitualmente no son remunerados y por lo tanto, los beneficios del almacenamiento, infravalorados.

Desafortunadamente, los costes integrales para el balance de la red –muchos de los cuales no son cuantificados por las utilities de manera regular o son impuestos de forma externa (penalización por emisiones, impactos en la fiabilidad, etc. los cuales no aparecen en los costos)- no son transparentes ni conocidos con precisión en tiempo real. Por lo tanto, las mejores maneras de prestar servicios de balance de red, como con almacenamiento masivo de energía, son difíciles de evaluar adecuadamente.

Los mercados de electricidad al por mayor tampoco reflejan todos los posibles beneficios del almacenamiento en el sistema de distribución eléctrica, como son el aplazamiento de compra de nuevos equipos y la reducción de pérdidas en las líneas.

16. Falta de incentivos y motivación para la inversión

Las incertidumbres en torno a la regulación del almacenamiento de energía no proporcionan ningún tipo de motivación para futuras inversiones. La mayoría de estándares para toda la variedad de sistemas renovables, las inversiones gubernamentales o los incentivos a la producción se han enfocado solamente a la generación renovable, excluyendo el almacenamiento de energía.

Los mecanismos de pago por capacidad están diseñados para unidades de generación para cubrir picos, pero no reconocen la contribución de otros medios flexibles, como puede ser el almacenamiento de energía.

Por otra parte, el almacenamiento no recibe ningún incentivo en reconocimiento de su importante contribución al aumento de la penetración de las EERR en el sistema. Por el contrario, dichos

incentivos (primas, subsidios, etc.) sí que son proporcionados, por la misma razón, a infraestructuras de transporte o unidades de generación renovable.

17. Peajes de acceso a la red duplicados o poco claros

El bombeo hidráulico es considerado como un consumidor y un productor de electricidad. Por lo tanto, en la mayoría de los países de la UE, paga peajes dobles por el acceso a la red; algunos gestores de redes no cobran ningún peaje al bombeo hidráulico por su papel como consumidor de electricidad; otros gestores de red no cobran nada por el pequeño consumo neto de las plantas de bombeo (inyección de retirada) o las reconocen como plantas de generación basadas en renovables. No hay legislación europea o normas comunes para regular este asunto y los gestores de la red tratan al bombeo hidráulico de la manera que consideran oportuna para poder encajar en las circunstancias de los mercados locales.

18. Competencia con otras tecnologías para proporcionar flexibilidad a la red

El almacenamiento de energía es una de las muchas tecnologías propuestas para incrementar la flexibilidad de la red y permitir un mayor uso de la producción renovable intermitente. Las utilities pueden tener varias opciones de 'flexibilidad' para incorporar mayores cantidades de EERR a la red, varias de las cuales pueden tener un coste menor que el almacenamiento de energía (p.ej. reparto de generación y reserva, generación flexible bajo demanda, parada de unidades renovables, nuevas cargas como hidrógeno, vehículos eléctricos, etc.). El coste del almacenamiento de la energía tiene que ser comparado con las alternativas posibles, considerando también las pérdidas de eficiencia en el ciclo de almacenamiento, las cuales pueden ser evitadas usando otras tecnologías de apoyo.

Varios sistemas de almacenamiento de energía (como baterías, hidrógeno, etc.) tienen difícil competir con otras tecnologías, tales como plantas de generación basadas en combustibles fósiles, debido a su estado de comercialización y desarrollo, el precio de los materiales, la falta de una producción a gran escala y la incertidumbre rodeando el cálculo de sus beneficios y la recuperación de sus costes bajo el actual marco regulatorio.

D. BARRERAS TECNOLÓGICAS Y DE INVESTIGACIÓN

19. Dificultades a la hora de seleccionar la estructura y tecnología de almacenamiento apropiadas

Hay un número considerable de tecnologías de almacenamiento de energía tradicionales o nuevas, y posiblemente competitivas en el futuro (p.ej. bombeo hidráulico, CAES, baterías de flujo, hidrógeno, etc.). Por ejemplo, el almacenamiento de calor (o de frío) puede ser más rentable que el almacenamiento de energía eléctrica, tratando con sistemas de cogeneración. También está la opción de esquemas de almacenamiento independientes o mixtos (combinados con EERR).

Hoy en día, la selección de la solución más rentable y eficiente para el almacenamiento de energía para un nivel específico de red y localización en el sistema eléctrico, no es obvia y difícilmente los

estudios y resultados sobre esta cuestión son considerados en los planes y demandas para el desarrollo del sistema eléctrico futuro.

20. Restricciones debido al emplazamiento y las conexiones

Las tecnologías de almacenamiento de energía deben afrontar retos y dificultades respecto a permisos y emplazamientos. La tecnología menos costosa y más madura, como es el bombeo hidráulico, necesita de ciertas características topológicas y del uso de grandes extensiones de terreno para los embalses, lo que puede limitar el número de localizaciones apropiadas. Las condiciones ambientales y legislativas, a menudo, pueden excluir localizaciones adecuadas.

Las grandes unidades de almacenamiento de energía necesitan de líneas de transporte de alta tensión, lo cual añade nuevos retos a la localización de las mismas. Los planes de infraestructuras de transporte, hoy día, consideran la localización de las unidades de generación y los centros de demanda pero no las instalaciones remotas de almacenamiento de energía eléctrica, que pueden tener de esta manera, un acceso limitado a la red.

21. Barreras técnicas y tecnológicas

La capacidad y eficiencia de la mayoría de las nuevas tecnologías existentes no pueden atender las necesidades de almacenamiento de energía a escala de red. Se necesita una mayor investigación y desarrollo de estas tecnologías de almacenamiento de energía descentralizada (o centralizada de gran tamaño) para incrementar la capacidad y eficiencia de las mismas y para lograr su implantación en el mercado.

Incluso para la tecnología más madura y probada, el bombeo hidráulico, son posibles diversas mejoras en el diseño y en el control de la operación, necesitando mejoras en el rendimiento de los equipos para incrementar el rendimiento global, especialmente para el futuro papel múltiple de las instalaciones de almacenamiento. Las capacidades de los servicios auxiliares también pueden ser mejoradas (p.ej. usando bombas/turbinas reversibles y de velocidad variable).

La rehabilitación de antiguas plantas de bombeo puede ser necesaria para cumplir con las futuras condiciones y necesidades de la red.

22. Escaso modelado del diseño y operación de futuros sistemas eléctricos

El modelado del futuro sistema de electricidad con penetración de EERR intermitentes, pocas plantas de generación base y una sustancial incorporación del almacenamiento de energía es una tarea muy exigente y solo se han desarrollado unas aproximaciones iniciales hasta el momento, incluyendo las del presente proyecto stoRE.

Las herramientas de software ampliamente utilizadas para la ingeniería de diseño no incluyen actualmente el almacenamiento como un tipo de equipo y por tanto, las múltiples aplicaciones del almacenamiento de energía no son consideradas como parte de una futura solución para la red eléctrica. Esto restringe la demanda de almacenamiento, y la falta de la misma no sólo desanima al

desarrollo del mercado en general sino que también genera baja demanda a los desarrolladores de software para que incluyan el almacenamiento en sus herramientas.

El modelado actual no puede cuantificar adecuadamente el valor total del almacenamiento de energía debido, en parte, a la limitada capacidad de simulación de plantas de generación reales y de la operación de sistemas de almacenamiento en diferentes escalas temporales. Además, hay varias incertidumbres y variables impredecibles en el futuro sistema de la red de electricidad, incluidos aspectos estructurales y financieros (p.ej. la mezcla de tecnologías renovables, el tipo y la flexibilidad de las unidades térmicas remanentes, el precio de los combustibles fósiles, el marco de emisiones de CO₂, etc.). La incorporación de otros medios potenciales para el almacenamiento y/o aumento de la flexibilidad del sistema, como la producción de hidrógeno, la gestión de la demanda y el uso de vehículos eléctricos (carga y V2G) también es necesario para crear modelos más elaborados de la futura red y de la inclusión del almacenamiento de energía en la misma.

Por otro lado, no hay metodologías para calcular los diversos beneficios económicos asociados con la activación de fuentes de generación de EERR en varios niveles de la red. Por ejemplo, no existe una metodología de coste-eficiencia para el almacenamiento como alternativa a la inversión en actualización/renovación de las redes de transporte/distribución, o como un medio para aplazar dichas inversiones. Además, si la producción intermitente de EERR aumenta, también lo hacen las necesidades de regulación de dicha producción y a su vez aumentan las oportunidades de mercado para los sistemas de almacenamiento. Sin embargo, hay varias posibles sinergias entre generadores intermitentes de EERR y sistemas de almacenamiento, que necesitan ser modeladas.

23. Falta de plantas demostrativas

Nuevas tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica, tales como los CAES, requieren de proyectos demostrativos a gran escala para comprobar su madurez tecnológica y viabilidad económica antes de que los gerentes de las utilities y los operadores del sistema tengan la confianza suficiente como para invertir en estos sistemas. Sin embargo, incluso para la tecnología madura del bombeo hidráulico, la operación y los flujos económicos de plantas convencionales en entornos futuros con alta penetración de EERR son dudosos y también deben ser investigados y probados con alguna planta piloto.

Se están construyendo algunos sistemas piloto de almacenamiento de energía a pequeña escala, en redes autónomas, (Ikaria, Grecia), o han llegado a su puesta en marcha (El Hierro, España) pero los datos reales de operación siguen sin estar disponibles.

Referencias

1. Jason Makansi, “Getting bulk energy storage project built”, A policy brief & proposal, CAREBS, Washington DC, 2012.

2. California Public Utilities Commission, “Electric energy storage: An assessment of potential barriers and opportunities”, July 2010.
3. Pew Center on Global Climate Change, “Electric Energy Storage”, August 2011.
4. Paul Parfomak, “Energy storage for power grids and electric transportation: A technology assessment”, Congressional Report Service, March 2012, R42455, www.crs.gov.
5. E. Malashenko, R. Lee, C. Villarreal, T. Howard, A. Gupta, “Energy Storage Framework Staff Proposal”, California Public Utilities Commission (CPUC) energy storage proceeding, R.10-12-007, April 2012.
6. DG ENER Working Paper, “The future role and challenges of energy storage”, EU, Directorate-General for Energy, 2012.
7. Anita Luong, “Grid-Scale Energy Storage: Addressing the regulatory and policy barriers”, Johns Hopkins University, August 2011.
8. Ethan N. Elkind, “The Power of Energy Storage: How to increase deployment in California to reduce greenhouse gas emissions”, Bank of America, Berkeley School of Law’s, and UCLA School of Law’s Environmental, July 2010.
9. California Energy Storage Alliance (CESA), “Tackling Barriers to Entry in Energy Storage: Recommendations for regulatory policy and action”, San Francisco, June 2011.
10. Electricity Advisory Committee (EAC), “2012 Storage Report: Progress and prospects – Recommendations for the U.S. Department of Energy”, October 2012.
11. P. Denholm, E. Ela, B. Kirby, M. Milligan, “The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation”, Technical Report NREL/TP-6A2-47187, 2010.
12. Jacob Aho, Andrew Buckspan, Jason Laks, Paul Fleming, Yunho Jeong, Fiona Dunne, Matthew Churchfield, Lucy Pao, Kathryn Johnson, “A Tutorial of Wind Turbine Control for Supporting Grid Frequency through Active Power Control”, NREL.
13. Marchmont Hill Consulting, “Energy Storage Opportunities and Barriers”, Clean Energy Week, July 2012,
14. Burr, Michael T. “Storage Goes Mainstream: New business models make energy storage attractive”, Public Utilities Fortnightly (2009): 27-29. Web. 22 Jul 2011.
15. S. Ruester, J. Vasconcelos, X. He, E. Chong, J.M. Glachant. “Electricity Storage: How to Facilitate its Deployment and Operation in the EU”, THINK project final Report, European University Institute, June 2012. <http://www.eui.eu/Projects/THINK/Documents/Thinktopic/THINKTopic8online.pdf>
16. M. Papapetrou, Th. Maidonis, R. Garde, G. Garcia, “European Regulatory and Market Framework for Electricity Storage Infrastructure: Analysis, stakeholder consultation outcomes and recommendations for the improvement of conditions”, April 2013. http://www.store-project.eu/documents/results/en_GB/european-regulatory-and-market-framework-for-electricity-storage-infrastructure