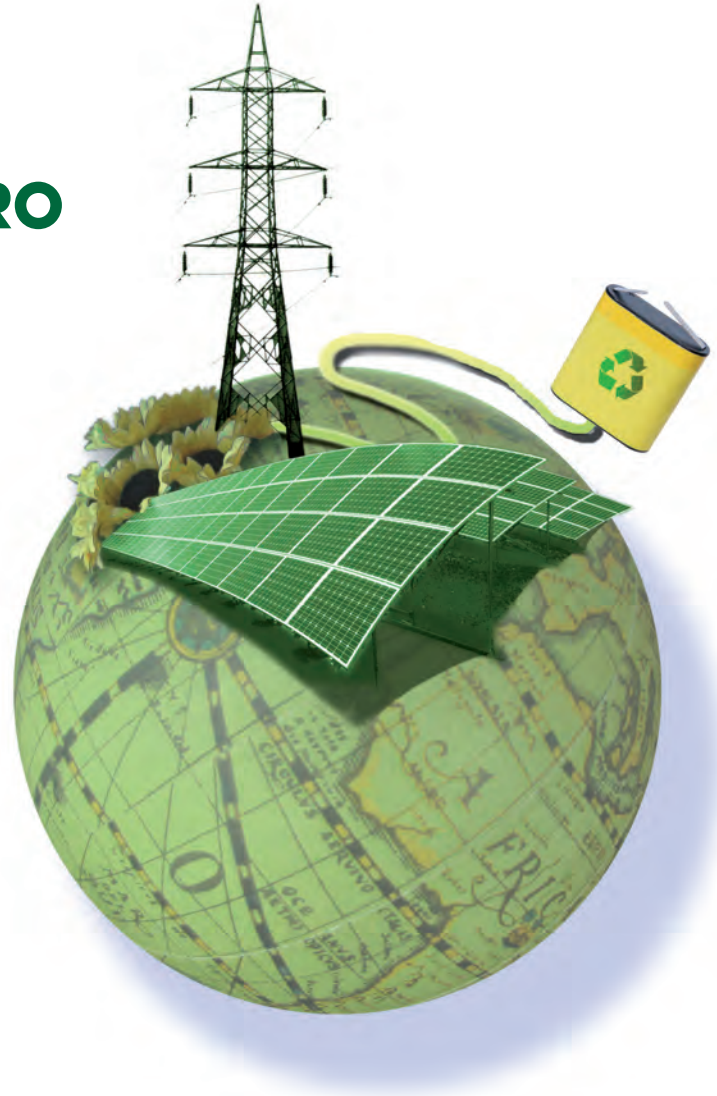
EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DEL FUTURO



REAL ACADEMIA
DE INGENIERÍA

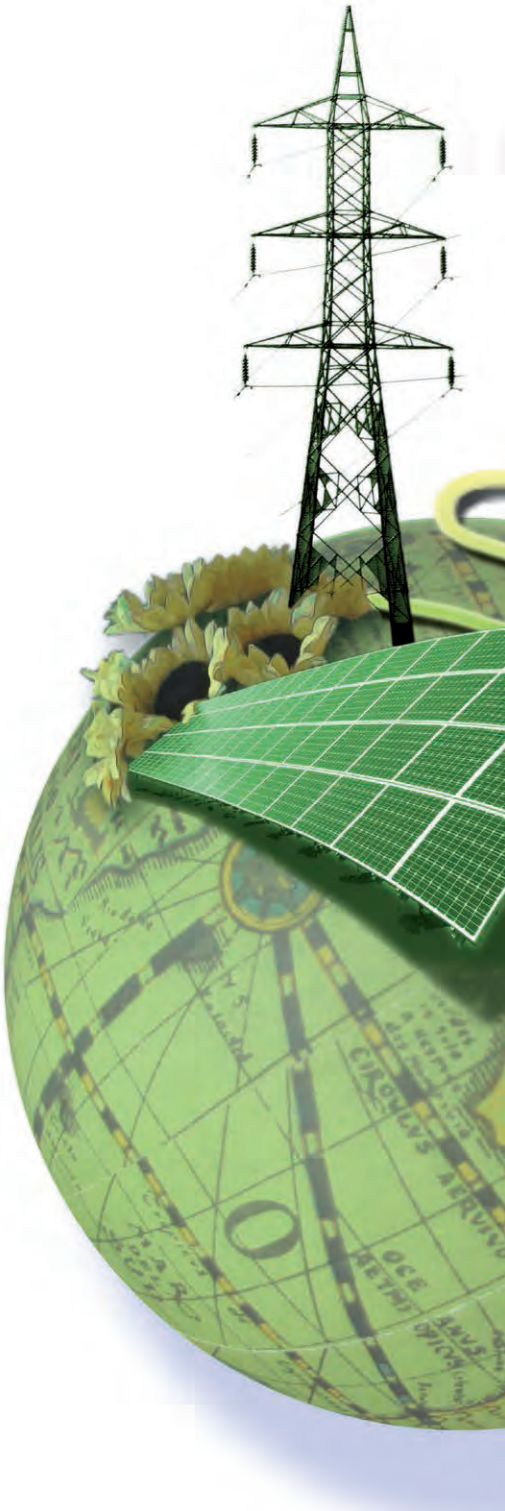
endesa

Observatorio "Energía e Innovación"

Han colaborado en la edición de esta obra

Álvarez Pelegry, Eloy
Aragüés Peñalba, Mónica
Arcos Vargas, Ángel
Belmonte Martín, Ángel
Bullich Massagué, Eduard
Chacón, Joaquín
Díaz González, Francisco
Díaz Fernández, José Luis
Girbau i Llistuella, Francesc
Gómez Expósito, Antonio
Lloret Gallego, Pau
Maldonado, Lola
Marano Marcolini, Alejandro
Martínez Ramos, José Luis
Mascarell, Eduardo
Mauricio Ferramola, Juan M.
Olivella Rosell, Pol
Pérez Arriaga, José Ignacio
Pérez de Vargas Cabrero, Javier
Revuelta Mediavilla, José Manuel
Riba, Carles
Riquelme Santos, Jesús
Romero Ramos, Esther
Sánchez Cifuentes, Jorge
Sudrià Andreu, Antoni
Sumper, Andreas

EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DEL FUTURO



EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN LA DISTRIBUCIÓN ELÉCTRICA DEL FUTURO

COORDINADORES:
Antonio Gómez Expósito
Antoni Sudrià Andreu

ACADÉMICOS REVISORES:
Eloy Álvarez Pelegry
José Luis Díaz Fernández
José Ignacio Pérez Arriaga

EDITORES:
Ángel Arcos Vargas
Javier Pérez de Vargas Cabrero

REAL ACADEMIA DE INGENIERÍA

endesa

© 2017 de los textos, los autores

COPYRIGHT DE ESTA EDICIÓN
© 2017, Real Academia de Ingeniería
Don Pedro, 10. 28005 Madrid
Tel. 91 528 20 01
E-mail: secretaria@raing.es
www.raing.es

ISBN: 978-84-95662-56-9
Depósito Legal: M-2375-2017

Imprime: Grafilia, S.L.
Impreso en España - *Printed in Spain*

Quedan rigurosamente prohibidas, sin la autorización escrita de los titulares del «Copyright», bajo las sanciones establecidas en las leyes, la reproducción total o parcial de esta obra por cualquier medio o procedimiento, comprendidos la reprografía y el tratamiento informático, y la distribución de ejemplares de ella mediante alquiler o préstamo público.

ÍNDICE

PRÓLOGOS 9
Elías Fereres Castiel. Real Academia de Ingeniería 11
José Bogas Gálvez. Endesa 13

INTRODUCCIÓN 17
Ángel Arcos Vargas. Universidad de Sevilla

CAPÍTULO 1. TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA 23
Cátedra Endesa Red de la Universidad Politécnica de Cataluña, Barcelona Tech.
Antoni Sudrià Andreu *(Coordinador)*.
Francisco Díaz González. Andreas Sumper
1.1. Análisis técnico 24
1.2. Aspectos económicos 60
1.3. Aspectos medioambientales 79

CAPÍTULO 2. IMPLICACIONES PARA LA OPERACIÓN 87
Cátedra Endesa Red de la Universidad de Sevilla.
Antonio Gómez Expósito *(Coordinador)*. Juan M. Mauricio, Alejandro Marano
2.1. El almacenamiento de energía en la operación de la red 88
2.2. Provisión de servicios complementarios 94
2.3. Calidad de suministro 102

CAPÍTULO 3. ANÁLISIS DE CASOS Y/O PAÍSES 103
Cátedra Endesa Red de la Universidad de Sevilla.
Antonio Gómez Expósito *(Coordinador)*. Jesús Riquelme Santos, Esther Romero Ramos
3.1. Situación internacional 104
3.2. Estados Unidos 113
3.3. Alemania 116
3.4. Japón 117
3.5. Reino Unido 120

3.6. Islas 121
3.7. Corea del Sur 125
3.8. Sistemas rurales 125
3.9. Futuros proyectos significativos 127

CAPÍTULO 4. ASPECTOS REGULATORIOS DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO 129
Cátedra Endesa Red de la Universidad de Sevilla.
Antonio Gómez Expósito *(Coordinador)*. José Luis Martínez Ramos
4.1. Barreras a la introducción de sistemas de almacenamiento 130
4.2. Experiencias relevantes a nivel internacional 133

CAPÍTULO 5. IMPLICACIONES EN LOS MODELOS DE NEGOCIO 139
Cátedra Endesa Red de la Universidad Politécnica de Cataluña, Barcelona Tech.
Antoni Sudriá Andreu *(Coordinador)*.
Francisco Díaz González. Andreas Sumper
5.1. Modelo de negocio en el contexto actual 140
5.2. Tendencias 144

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 157

ANEXO I 163
Lista de acrónimos 164

ANEXO II 165
Referencias 166

PRÓLOGOS

PRÓLOGO

Elías Fereres Castiel
Presidente de la Real Academia de Ingeniería de España

El Real Decreto de creación de la Real Academia de Ingeniería de España definió, entre sus fines estatutarios, promover la calidad y competencia de la ingeniería española, fomentando el estudio, la investigación y el progreso de las ciencias, técnicas y métodos que requieren sus aplicaciones. La Academia se constituyó, por tanto, como entidad cualificada para la prospección y el análisis crítico de la evolución científica y tecnológica para, de esta forma, facilitar a la sociedad el acceso a estas nuevas herramientas.

En definitiva, la Academia percibe la Ingeniería como un ingrediente esencial del progreso y bienestar de nuestra sociedad y, con sus actividades, persigue y promueve la integración de la Ingeniería en la cultura de nuestro país y un mayor reconocimiento a la Ingeniería española en un escenario internacional.

Ya en nuestros días, la Real Academia de Ingeniería desarrolla dos objetivos fundamentales: por un lado, promover la Ingeniería en nuestra sociedad y, por otro, asesorar de forma independiente a instituciones públicas y privadas en materias relacionadas con la Ingeniería y el desarrollo tecnológico. Estos objetivos se alcanzan a través del desempeño por parte de la Academia de su papel como foro de intercambio de conocimientos, ideas y opiniones entre la Administración, la Universidad y la Empresa.

Es en esta última vertiente en la que, desde finales de 2014, la Real Academia de Ingeniería y Endesa decidieron aunar sus capacidades de prospección tecnológica mediante la constitución del Observatorio "Energía e Innovación". El Observatorio se constituyó como plataforma de análisis de las distintas tendencias y soluciones que se identifican en el sector energético, así como de definición de estrategias de innovación en un contexto global.

De forma resumida, es la misión del Observatorio "Energía e Innovación" analizar la situación actual así como tendencias del sector energético, aportar datos relevantes y ofrecer ideas innovadoras que contribuyan a la mejora del sector desde las perspectivas de la innovación técnica previsible, evolución de la demanda, percepción del ciudadano y empresas, y respeto a la naturaleza.

Esta misión ha resultado viable exclusivamente gracias al trabajo y compromiso de un equipo de profesionales e investigadores que han colaborado en alcanzar el objetivo

compartido de poner el desarrollo tecnológico al servicio del sector energético como herramienta insustituible para lograr el bienestar social y el desarrollo económico de nuestro mundo en crecimiento y continua evolución.

Mención especial merecen las Cátedras de Endesa Red en la Universidad Politécnica de Cataluña y en la Universidad de Sevilla, que han participado activamente en el proyecto compartiendo su conocimiento, experiencia y capacidad investigadora de primer nivel.

En un escenario cambiante, en el que áreas de conocimiento tales como digitalización, conectividad, inteligencia artificial, ciudades inteligentes, redes inteligentes, etc, que no hace mucho tiempo se intuían como de lejana aplicación en nuestras soluciones técnicas y mucho más alejadas de nuestra vida cotidiana, hoy las experimentamos en actividades diarias y, lo que es más importante, realimentan nuevos ciclos de innovación y desarrollo de nuevas soluciones técnicas, alcanzándose de esta manera un círculo virtuoso de generación de conocimiento en el que la Ingeniería encuentra una de sus razones de existir.

La Energía, como la Ingeniería, al servicio de la sociedad, alcanzando entre ambas una íntima simbiosis cuyo éxito solo puede asegurarse cuando se comparte en todo momento la razón última de sus esfuerzos: nuestro desarrollo.

Sólo queda transmitir nuestro agradecimiento a Endesa y a todos los participantes en esta publicación y reiterar el compromiso de la Real Academia de Ingeniería con el Observatorio "Energía e Innovación" para continuar este camino de colaboración y de generación de conocimiento basado en la prospección tecnológica.

ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO: UN FUTURO QUE COMIENZA A SER UNA REALIDAD

José Bogas Gálvez
Consejero Delegado de ENDESA

Antes de iniciar la lectura de este libro, me gustaría compartir una reflexión con el lector. En ámbitos expertos, el tema del almacenamiento energético siempre ha tenido importancia. No obstante, hoy, en un tiempo cada vez más marcado por la digitalización, por la descarbonización y por la eficiencia energética, empieza a adquirir las características de un auténtico "trending topic".

¿Por qué se está convirtiendo el almacenamiento en un tema tan relevante? ¿Por qué la RAI y Endesa lo han elegido como objeto inicial de este Observatorio de la Energía e Innovación que nace como fruto de su mutua colaboración?

La humanidad, desde sus etapas más tempranas, siempre ha tratado de almacenar sus recursos (grano, agua, madera…) para poder sobrevivir en los periodos de escasez. La energía no ha sido ajena a esta necesidad, aunque obviamente el reto de su almacenamiento en forma de electricidad sea notablemente más complejo.

En efecto, hasta hace poco, el almacenamiento de energía se realizaba a través de sus formas primarias: carbón, agua, fuel, etc.. Es decir, almacenábamos las materias primas que permitían producir, mediante su transformación, la energía eléctrica final en el momento en el que la necesitáramos.

Sin embargo, en la actualidad, la incorporación de nuevas tecnologías de generación basadas en fuentes renovables intermitentes, como el viento o la radiación solar, y que ya tienen un peso muy relevante en el mix de generación eléctrica, está obligando a modificar el enfoque. Se hace necesario gestionar fuentes intermitentes de generación para un mercado que, además, demanda cada vez una mayor calidad de suministro. Por ello, el almacenamiento de energía final, y no de las fuentes de energía primaria (es decir, de las materias primas), adquiere una nueva dimensión que cada día será más importante para los sistemas eléctricos.

En definitiva, el gran cambio no viene tanto de que haya una mayor necesidad de almacenar energía en sí misma, sino de la forma en la que necesitamos almacenarla.

La industria, consciente de estos cambios, ha iniciado como primer factor de desarrollo una fuerte apuesta por la investigación, en la que los centros tecnológicos, las universidades y las propias empresas están movilizando una gran cantidad de recursos e incorporando de forma transversal

distintas ramas de la ingeniería. De esta forma, están aunando, por ejemplo, tecnologías mecánicas y químicas que permiten nuevas formas de aplicación de la nanotecnología, nuevas químicas que mejoran la densidad y disminuyen el deterioro de las baterías, o avances en métodos disruptivos, todo lo cual nos permitirá acometer con seguridad los retos futuros en materia de almacenamiento energético.

En todo caso, las soluciones de estos retos tienen que ser también eficientes desde el punto de vista económico; y, en este sentido, el segundo factor que está ayudando a la penetración de esas tecnologías viene dado por las crecientes economías de producción derivadas de su integración en todos los ámbitos de la vida cotidiana. Así, desde el cepillo de dientes al robot aspiradora, o del móvil a la tableta, son cada día más los dispositivos que usan la tecnología de almacenamiento. Vivimos en un mundo que tiene cada vez menos ataduras, y los dispositivos que usamos son más sofisticados, proporcionan mayores prestaciones y su utilización no precisa de cables.

En el año 2015, solo en China se produjeron 15,7 GWh de baterías, triplicando así la producción de 2014; y se prevé un crecimiento sostenido de esta producción superior al 30% anual (CAGR) hasta 2024. Es fácil ver que este incremento en la capacidad de almacenamiento y las bajadas de coste que se seguirán produciendo en estos sistemas permitirán, en un futuro no muy lejano, que el sector eléctrico tenga a su disposición nuevas herramientas que permitan favorecer aún más la penetración de las energías renovables.

Endesa no es ajena a este proceso y ha venido probando con éxito, en distintos proyectos, diferentes tecnologías de almacenamiento estático, como en el proyecto STORE, o dinámico, como los cargadores bidireccionales o V2G, donde la conjunción de la electrónica de potencia con la batería del coche permitirá optimizar un activo que está aparcado y, por tanto, parado durante el 90% de su vida útil.

Estos proyectos nos han permitido observar que, como consecuencia de esta evolución, se habilitarán o redescubrirán nuevos usos de la energía eléctrica, como el vehículo eléctrico, de especial importancia por el tamaño de sus baterías. Un paso adelante que, a su vez, en un círculo virtuoso, generará mayores economías de producción, un mayor avance en la química de las baterías y una disminución de costes.

El almacenamiento modificará el comportamiento de los clientes del sistema eléctrico, dado que, para un mismo consumidor, tendremos distintos puntos de suministro, y se podrá así separar el momento y lugar del suministro energético, de la red y de su consumo. Además, con la posibilidad de participación de la capacidad de almacenamiento en servicios complementarios de regulación y estabilidad del sistema, el almacenamiento proporcionará gradualmente la flexibilidad y firmeza que actualmente aportan al sistema las tecnologías de generación térmica.

Creo que, además, conviene completar esta reflexión situándonos desde el punto de vista de la política energética. En Europa, se han cometido serios errores al apostar por el despliegue masivo de tecnologías que todavía no habían alcanzado su madurez, lo que ha encarecido el coste del suministro y está dificultando el aprovechamiento de las bajadas de coste que se han producido después en esas mismas tecnologías. Es importante que no repitamos estos errores con el almacenamiento. Si lo gestionamos bien, nuestro parque de generación actual puede seguir proporcionando la necesaria firmeza a nuestro sistema eléctrico durante el tiempo necesario para que el almacenamiento alcance su madurez y pueda complementar y/o sustituir el parque actual de manera eficiente y segura.

Por todas estas razones, el almacenamiento es fundamental para la transición energética hacia una economía descarbonizada y está cobrando una creciente relevancia en el sistema eléctrico.

Endesa está actuando en este sentido y, por consiguiente, como un elemento más de esta apuesta de futuro, se siente extraordinariamente satisfecha de haber contribuido a reunir a un grupo de académicos y profesores de reputado prestigio en torno para analizar esta cuestión.

Para ello, hemos contado no sólo con la colaboración de la Real Academia de Ingeniería (RAI), en el contexto del Observatorio "Energía e Innovación" que conjuntamente hemos establecido, sino también con la inestimable aportación de las cátedras de Endesa Red de la Universidad Politécnica de Cataluña y de la Universidad de Sevilla, a las que agradezco el concienzudo y bien estructurado trabajo que han realizado.

Su esfuerzo común constituye una labor excelente que, con toda seguridad, aportará nuevas luces sobre el almacenamiento y su aplicación a las redes eléctricas.

INTRODUCCIÓN

INTRODUCCIÓN

Ángel Arcos Vargas
Doctor Ingeniero Industrial

Quizás una de las lecciones que más me llamó la atención en los primeros cursos en la Escuela fue cuando el profesor nos explicó las características de la electricidad y, entre otros principios, expuso la condición de equilibrio instantáneo de la oferta y la demanda, al no poderse almacenar. Este axioma, a diferencia de lo que sucede en otros mercados marshalianos, no permitía regular los precios vía variaciones de stocks, implicando grandes infraestructuras y, consecuentemente, importantes costes fijos que proporcionaban al mercado la condición de monopolio natural.

También nos explicaban que, al tratarse la electricidad de una energía derivada, es decir no se trata de una energía primaria, sí era posible almacenarla, transformándola en energía primaria para volverla a convertir posteriormente. Nos explicaron los casos de las centrales hidráulicas reversibles (o de bombeo), que podían modular grandes volúmenes de energía y potencia; de las primeras baterías químicas y eléctricas, como la pila de Volta, la botella de Leyden, así como de las más recientes, en esos años, baterías de plomo, que contribuían al desarrollo de la automoción y de la electrónica para servicios auxiliares, aunque ninguna de las soluciones de entonces resolvían la condición de producto no almacenable de una forma comercial, debido a sus limitaciones técnicas, rendimientos o elevados costes.

Desde estas primeras lecciones, han pasado 35 años y, como en otros muchos casos, los ingenieros hemos realizado una importante contribución al progreso tecnológico en este campo, pudiéndose esperar, en no muchos años, que existan soluciones tecnológicas que acaben con ese axioma que tanto me llamó la atención en mis primeros años de la universidad.

Este avance tecnológico está siendo posible gracias a un trabajo transversal de muchas ramas de la ingeniería, entre las que podemos destacar la Eléctrica, Química, Electrónica, de Materiales, Civil, de Minas, de Organización,.. y seguro que podríamos encontrar muchas más especialidades que están posibilitando esta catarsis del sistema. La Comisión Europea, consciente del impacto que esta tecnología puede tener en la eficiencia global del sistema, la ha incluido en multitud de rutas de investigación y desarrollo tecnológico, entre las que podemos destacar el SET-PLAN

y el EASE/EERA, donde se proponen, entre otros, disminuir en un 80 % antes del 2030, los costes de almacenamiento de tecnologías relevantes, mejorando, simultáneamente sus prestaciones técnicas.

El hecho de disponer de una tecnología que permita aplanar la curva de demanda eléctrica de forma competitiva, nos llevaría a replantearnos completamente el sector eléctrico, ya que perderían importancia los conceptos de punta y valle, restando volatilidad a los precios; se modificarían los criterios de desarrollo de la generación, permitiendo una mayor penetración de las fuentes renovables, con la consecuente descarbonización del sistema y disminución de la dependencia energética de terceros países, así como en el aumento de la generación distribuida, disminuyendo las necesidades de red de transporte y distribución.

La introducción masiva del vehículo eléctrico será sin duda otro factor que coadyuvará también a los objetivos de descarbonización y disminución de la dependencia y su evolución estará ligada, en la misma medida, al progreso de las tecnologías de almacenamiento.

Al ser el eléctrico un sector fuertemente regulado, cualquier cambio tecnológico que implique una modificación en la forma de entender el negocio debe ser compatible con la regulación, evolucionando ésta, normalmente, por detrás de la tecnología.

Bajo este escenario, el objeto de la presente monografía es reflexionar sobre el impacto que el almacenamiento eléctrico podrá tener en el futuro de la distribución eléctrica. Para ello, en primer lugar se ha realizado una revisión del estado del arte de las distintas tecnologías de almacenamiento eléctrico (electroquímicas, electromecánicas, electromagnéticas y termoeléctricas), desarrollando tanto aspectos técnicos como económicos y medioambientales (capítulo 2). Posteriormente, en el capítulo 3, se analiza cómo la introducción del almacenamiento puede afectar a la operación de la red eléctrica, tanto proporcionando servicios de balance a gran escala, como se ha venido haciendo hasta ahora, o usándolo como herramienta de mejora de la calidad del servicio (resolviendo contingencias de la red), proporcionando al sistema servicios auxiliares (respuesta inercial, reservas primarias, reserva "rodante", y seguimiento de carga), o prestando servicios energéticos al usuario final, siendo estas tres últimas categorías (mejora de la calidad, servicios auxiliares y servicios al usuario final) nuevas aplicaciones que modernizarán el sector eléctrico, haciéndolo más eficiente y útil para el usuario final. En el capítulo 4, se revisa por países y geografías la situación de los proyectos de almacenamiento eléctrico, así como las tecnologías aplicadas en cada caso, describiendo, en el capítulo 5, los marcos regulativos que amparan el desarrollo en cada entorno. asimismo, se identifican las barreras de entrada que existen para el desarrollo armonizado de esta tecnología, planteándose una batería de propuestas que ayudarían al desarrollo ordenado del sector.

Tras el análisis de la tecnología, la operación de la red, las experiencias internacionales y la regulación, que se ha realizado en los primeros cinco capítulos de este trabajo, se dedica el capítulo 6 a mirar el futuro, planteando siete nuevos modelos de negocio, en función de la escala, propietario, operador y aplicaciones que éstos puedan proveer, debiendo ser cada uno de estos objeto de un estudio coste beneficio, condicionado al coste de la tecnología. al disponer de curvas de tendencias de progreso tecnológico, se podrá hacer una estimación del tiempo necesario para que cada modelo de negocio goce de la madurez comercial necesaria para su implantación en un mercado masivo. Los organismos reguladores deben tener en cuenta estos horizontes, proveyendo

de la reglamentación adecuada que maximice el bienestar para el sistema.

Termina este trabajo con unas conclusiones-recomendaciones (capítulo 7), organizadas en tres bloques (tecnología, operación y contribución al acceso de zonas aisladas), proponiendo posibles líneas de investigación, desarrollos específicos y barreras a eliminar.

Esperamos que la lectura de este libro, contribuya a la mejora de la comprensión sobre el estado de la situación actual del almacenamiento eléctrico, y sirva de base para el debate y definición, del nuevo sistema de distribución, que superando las barreras de la regulación actual, permita a los agentes aprovechar las nuevas oportunidades que nos ofrecen (o nos ofrecerán) los avances tecnológicos.

TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

Cátedra Endesa Red de la Universidad Politécnica de Cataluña, Barcelona Tech
Antoni Sudrià Andreu *(Coordinador).* Francisco Díaz González. Andreas Sumper

1

Este apartado presenta una revisión de diversas tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica atendiendo a tres aspectos principales (técnicos, económicos y medioambientales). En primer lugar se ofrece una revisión de los principios de operación y características técnicas fundamentales de cada tecnología (sección 1.1). En favor de la calidad y confiabilidad de los contenidos incluidos aquí, la revisión incluye numerosos datos técnicos reportados por la industria, además de numerosas referencias bibliográficas. En segundo lugar, la sección 1.2 aborda aspectos de tipo económico en torno a las tecnologías de almacenamiento. Esta sección discurre en torno a dos aspectos principales: i) la explotación de una metodología de cálculo para estimar el coste asociado a la adopción de un sistema de almacenamiento de energía para la provisión de un determinado servicio; y ii) una discusión acerca de la expansión de la capacidad de la generación distribuida en la red y el papel del almacenamiento. Finalmente y en tercer lugar, la sección 1.3 propone una discusión en torno a varios aspectos medioambientales relacionados con el reciclado de baterías y las opciones de segunda vida de las mismas en el ámbito de la electro movilidad una vez terminan su vida útil. Esta sección 1 pretende ser una aproximación sucinta pero rigurosa al ámbito del conocimiento de las tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica.

1.1. ANÁLISIS TÉCNICO

Los sistemas de almacenamiento de energía son sistemas complejos, que comprenden desde un punto de vista general tres subsistemas principales. El primero de ellos es el medio físico que permite almacenar energía. Ésta función puede alcanzarse en diferentes formas (energía mecánica, eléctrica, térmica,…) y estaría representado por las celdas electroquímicas de una batería, o un depósito de agua en un sistema de bombeo hidráulico. El segundo es el subsistema que permite el intercambio energético entre el medio físico que almacena energía y un sistema exterior, como lo es la red eléctrica. A este subsistema se le conoce como el sistema de conversión de potencia (PCS), y puede estar representado por la electrónica de potencia que actúa de interfaz entre los bornes de una batería y la red eléctrica, o el grupo turbina-generador eléctrico de un sistema de bombeo hidráulico. Finalmente, el tercer subsistema es aquel que gobierna la lógica de carga y descarga energética, y está representado por las tecnologías de información y comunicación asociadas. Este apartado propone una revisión de cada uno de estos tres subsistemas que componen las tecnologías de almacenamiento de energía.

1.1.1. Estudio de las diferentes tecnologías de almacenamiento

La energía eléctrica puede ser almacenada en diferentes formas tales como: energía potencial en sistemas de bombeo de agua o en sistemas basados en aire comprimido; en sistemas electroquímicos como las baterías secundarias y de flujo; como energía química a partir de celdas de combustible; como energía cinética en volantes de inercia; en un campo magnético en inductores; en un campo eléctrico en condensadores; o en forma de energía térmica en sales fundidas, entre otros. Este apartado plantea los principios de operación y características relevantes de diversas tecnologías de almacenamiento de los tipos listados anteriormente.

a. Almacenamiento electroquímico (baterías secundarias)

Los sistemas de almacenamiento basados en baterías secundarias o recargables, así como las baterías de flujo, sustentan su principio de funcionamiento en conversiones reversibles electroquímicas de reducción y oxidación, comúnmente

conocidas como reacciones *redox,* que ocurren entre especies electroquímicamente activas. Una reacción de reducción es aquella que permite a un cierto componente ganar electrones. Contrariamente, una reacción de oxidación es aquella que conlleva una pérdida de electrones. Las reacciones redox también involucran nuevos componentes electroquímicos activos con carga no negativa, es decir, iones. Estas reacciones se producen bajo unas condiciones determinadas, las cuales son establecidas por las celdas electroquímicas que se componen de:

- Un electrodo negativo (ánodo) y uno positivo (cátodo). Cuando la celda está siendo descargada, se producen reacciones de oxidación en el ánodo y de reducción en el cátodo. Cada reacción involucra una pareja de elementos electroquímicamente activos (uno es el que forma el propio electrodo, y el otro es un componente que lo envuelve, definiendo las zonas anódica y catódica). El ánodo recoge en la descarga los electrones perdidos en la reacción de oxidación, y a través de un circuito exterior (la carga o consumo al cual está conectada la celda), los electrones viajan al cátodo de la misma, permitiendo las reacciones de reducción en la zona catódica.
- El electrolito. Las reacciones de reducción y oxidación que se producen en cada una de las parejas electroquímicamente activas producen unos terceros componentes eléctricamente no neutros, es decir, iones. Estos iones son intercambiados entre las zonas anódicas y catódicas para asegurar el equilibrio de carga. Este intercambio iónico es a través del material electrolito.
- Un separador. Mientras que el electrolito actúa como nexo de unión, el separador asegura una separación entre las sustancias electroquímicamente activas de las zonas anódicas y catódicas, y tan sólo permite un intercambio iónico entre ellas.

La diferencia energética entre los dos pares de componentes electroquímicamente activos se traslada en una diferencia de potencial entre los dos electrodos o terminales de celda. En estado de plena carga, en reposo y en vacío, se obtiene la tensión máxima o de circuito abierto, la cual varía entre 1 y 4 voltios en función del tipo de celda. Las baterías, están compuestas por una disposición determinada de celdas electroquímicas conectadas entre sí, de acuerdo a los requerimientos de tensión y corriente deseados como dispositivo final. A medida que la celda se va descargando, la tensión decrece hasta un mínimo de operación. La capacidad de energía de la celda (expresada habitualmente en amperios-hora, Ah) depende de las condiciones de descarga y queda limitada precisamente por la tensión mínima de operación. Se sugiere al lector consultar (Ensani, Gao, & Emadi, 2014), (IEEE Power & Energy Society, 2010) y (Diaz-González & al., 2012) para más información sobre el principio de operación de las baterías, las curvas típicas de descarga, así como la relación de éstas con las condiciones de operación. A modo de ejemplo, la Figura 1 muestra el efecto de diferentes regímenes de descarga y temperatura en la capacidad energética de una celda de plomo-ácido.

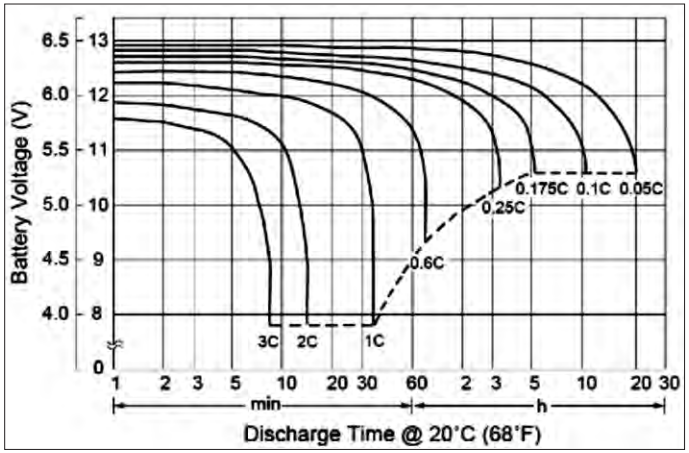


Figura 1. *Efecto del ratio de descarga y temperatura en la capacidad de una celda plomo-ácido (Power Sonic, 2015).*

Tabla 1. Características principales de diversas tecnologías de celdas electroquímicas. Elaboración propia en base a datos de varios fabricantes
(Exide Technologies, 2015), (Power Sonic - NiMH, 2015), (Nexeon, 2015), (Targray, 2015), (EnerDel, 2015), (A123, 2015).

Tipo	Subtipo	Tensión op. (V)	Tensión nominal (V)	Temp. operación[1] (ºC)	Ciclabilidad[2]	Energía esp. teórica y real[3] (Wh/kg)	Auto descarga mensual[4]	Eficiencia energética (dc-dc)	Máximo ratio de descarga
Plomo ácido (LA)	LA (*regulada por válvula*)	1,75-2,27	2,00	(-40;50)[5] **(25)**	1200 (80% DoD; C/8)	170 (24)	2-4%	70-80%	1C cont.
	LA (*inundada*)	1,75-2,23	2,00	(16;32) **(25)**	1800 (80% DoD; C/8)	170 (19)	5%	70-80%	1C cont.
Alcalinas	NiCd	0,90-1,50	1,30	(-20;60) **(20)**	800 (80% DoD; C/8)	213 (47[8])	10%	60-80%	1C cont.
	NiMH	0,90-1,50	1,30	(0;40) **(20)**	800 (80% DoD; C/8)	240 (65[9])	100%	60-80%	10C cont.
Sales fundidas	NaS	2,31-1,63	2,10	(300;350) **(300)**	4500 (80% DoD; 1C)	783 (122[10])	≈ 0%	89%	1C cont. / 5C pico (30s).
	$Na/NiCl_2$	3,10-1,72	2,58	(270;350) **(300)**	3000 (80% DoD; 1C)	790 (91, 115[11])	≈ 0%	85%	1C cont. / 5C pico.
Litio-ión	$C/LiCoO_2$	4,20-3,00	3,60	(-20;55) **(25)**	3000 (80% DoD; 1C)	709 (133[12])	<5%	>92%	1C cont.
	$C/LiNiCoMnO_2$	4,10-3,00	3,70	(-20;55) **(25)**	2500 (100% DoD; C/2)	837 (130, 132, 147)[13]	<5%	>92%	5C cont. / 30C pulso.
	$C/LiFePO_4$	3,60-2,50	3,30	(-30;55) **(25)**	>3000 (100% DoD; 1C)	479 (131)[14]	<3%	>92%	35C cont. / 125C pulso.
	$C/LiMn2O_4$	4,20-3,00	3,70	(-20;55) **(25)**	>2000 (100% DoD; 1C)	625	<5%	>92%	10C cont. / 40C pulso.

1 En negrita, temperatura de operación nominal o recomendada.

2 Considerando la profundidad de descarga indicada entre paréntesis y la temperatura de operación recomendada. Se entiende por ciclabilidad el número de cargas y descargas (ciclos) que puede realizar el equipo a lo largo de su vida útil.

3 La energía específica teórica de una celda se define como el cociente entre la energía libre o de Gibbs liberada en las reacciones electroquímicas y el peso molecular de los reactantes. Por lo tanto $E_{sp}\left(\frac{Wh}{g}\right)=\frac{n\cdot F\cdot V_{th}}{\Sigma M_i}$, donde n es el número de electrones involucrados en la reacción química, F es la constante de Faraday, 26.801 mAh/mol, V_{th} es la tensión teórica consecuencia de las reacciones, en V, y M_i es el peso molecular de los reactantes en la reacción global, en g. La energía específica real (entre paréntesis en la tabla) considera el peso del encapsulado, sistemas auxiliares de celda, así como limitaciones prácticas de la electroquímica debidas a aspectos de fabricación de celda, por ejemplo.

4 Expresado como % de auto descarga mensual, respecto a la capacidad máxima, y a la temperatura de operación nominal.

5 La celda puede experimentar tal excursión de temperatura eventualmente. No obstante, las prestaciones y vida útil se verán sensiblemente reducidos.

6 En términos generales, la eficiencia energética de las baterías de plomo ácido varía de manera muy importante con el estado de carga (Stevens & Corey, 1996).

7 Para baterías industriales de aplicación general. Algunos fabricantes ofrecen gamas específicas de productos que aceptan ratios de descarga mayores (Exide - GNB, 2015).

8 Energía específica real representativa de la gama PS de Panasonic, para celdas de NiCd.

9 Energía específica real para la celda NiMH de Panasonic, modelo NH-1250AAL.

10 Energía específica real para el módulo NGK PS50. Se incluye el peso del sistema de refrigeración asociado.

11 Energía específica real para modelos del fabricante Fiamm. Se incluye el peso del sistema de refrigeración asociado.

12 Energía específica real para la celda de Panasonic UR14650P (940mAh).

13 Energía específica real para celdas del fabricante Enerdel.

14 Energía específica real para la celda "A123 20 Ah prismatic", del fabricante A123.

Además de la tensión y capacidad energética, otros factores tales como la energía específica (unidad de energía en Wh por unidad de masa, en kg), y la potencia específica (máxima potencia en W por unidad de masa, en kg), son factores definitorios de las celdas electroquímicas. Atendiendo a estos factores, y a otros tales como temperatura de operación de celda, seguridad de uso, ciclabilidad, modularidad, etc., la industria ofrece, y avanza continuamente, en el desarrollo de pares redox en favor de la aplicabilidad del almacenamiento electroquímico en diversos ámbitos. En términos generales, la química (el par redox) determina el tipo de batería en cuanto a la posibilidad de ser recargada, rango de temperaturas de operación, tipo de traspaso iónico entre los electrodos, etc. Por otro lado, el diseño de celda determina la densidad de energía y potencia de la celda, los ratios de carga y descarga admisibles, vida útil, etc. La Tabla 1 compara cuantitativamente diversas características de varios pares redox comercialmente disponibles, configurando baterías secundarias o recargables.

La Tabla 1 compara características definitorias para algunas de las electroquímicas que convencionalmente -y todavía habitualmente- representan la gran mayoría de las baterías comercializadas. Como se puede observar, las electroquímicas o pares redox indicados en la tabla se pueden clasificar en 4 grandes familias: baterías de plomo-ácido, alcalinas, de sales fundidas y de litio-ión.

En los apartados siguientes se ofrece una breve discusión para cada una de estas familias de pares redox. Estas sucintas presentaciones no pretenden representar un estado del arte completo. Alternativamente, presentan aspectos de inevitable inclusión, o de especial interés de acuerdo a los objetivos de este documento. Previamente, la Figura 2 y la Figura 3, ofrecen una primera fotografía representativa de cada familia de baterías secundarias.

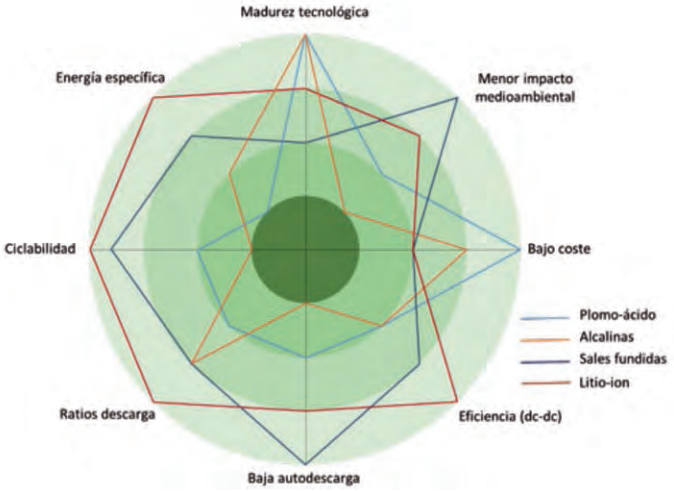


Figura 2. *Comparativa cualitativa entre los principales tipos o familias de baterías secundarias comercialmente disponibles. A mayor radio circular, mayores prestaciones. Fuente: Elaboración propia.*

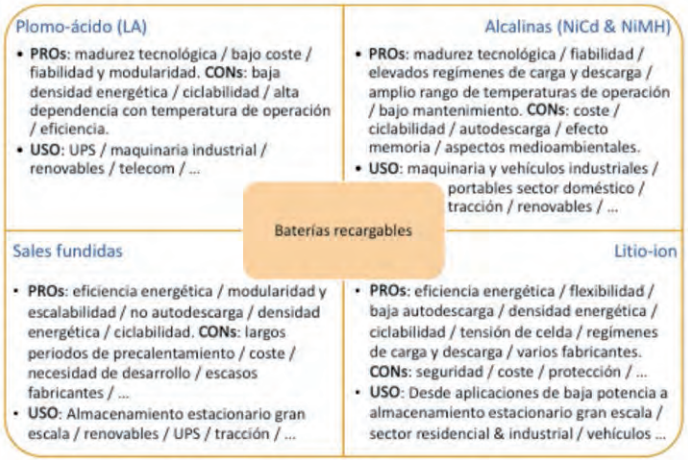


Figura 3. *Visión general de las principales ventajas, desventajas y ámbitos de aplicación de las principales familias de baterías recargables comercialmente disponibles. Fuente: Elaboración propia.*

Como se puede observar en la Figura 2, las baterías de plomo ácido y de tipo alcalino se consideran de un coste menor, en comparación con las de sales fundidas y litio-ión. Sin embargo, sus prestaciones sobretodo en cuanto a ciclabilidad y energía específica son limitadas. Estas tecnologías son las más maduras, y aunque las actividades de investigación y desarrollo son intensas en ellas, la industria explora en las últimas décadas también nuevas químicas como las sales fundidas y, desde hace 15 años, las baterías de litio-ión. En particular estas últimas, además de asociadas al enorme crecimiento de la electrónica de consumo móvil, se consideran como fundamentales para la realización de la movilidad eléctrica y el almacenamiento a gran escala en el sector eléctrico de potencia.

Los contenidos anteriores ofrecen una primera visión general del catálogo de tecnologías disponible comercialmente. Lo que sigue responde a contenidos específicos para cada familia o tipo de baterías.

Baterías de plomo-ácido ("Lead-Acid", LA)

Las baterías LA son sin duda la tecnología más madura de entre las actualmente elegibles. Tanto es así, que se data investigación en esta tecnología desde hace más de 140 años. En la actualidad, se tiene un amplio catálogo de variantes en torno a este par redox. Entre ellos se destacan las versiones "valve regulated" LA, y "flooded" LA (formato más común, en el que el electrolito es una solución recargable acuosa con ácido sulfúrico).

Como se muestra en la Tabla 1, la densidad energética y ciclabilidad son de las más bajas en comparación con el resto de tecnologías. Por otra parte, la elevada madurez, bajo mantenimiento y bajo coste son tres de sus principales ventajas. Con todo, la aplicabilidad de estas baterías se extiende a aplicaciones móviles tales como la automoción (sistemas start-stop de vehículos); y a sistemas estacionarios, como Sistemas de Alimentación Ininterrumpida (SAIs), o en diversos accionamientos industriales, entre otros (Exide Technologies, 2015), (East Penn, 2015).

Entre las especificidades de carácter práctico a remarcar de las baterías de LA, se detallan a continuación aspectos como la sulfatación y la gran dependencia de las prestaciones con la temperatura de operación y ratio de descarga.

La sulfatación es uno de los mecanismos de degradación de las baterías LA (Catherino, Feres, & Trinidad, 2004). En términos generales, se define como un proceso de cristalización de sulfato de plomo en los electrodos de la celda, que disminuye la actividad electroquímica en la misma, y de esta manera su capacidad y vida útil. Este proceso de envejecimiento se acelera con altas profundidades de descarga de la batería, limitando así el rango de funcionamiento o de carga óptimos de la misma. Por este motivo, las baterías LA han de ser periódicamente sobrecargadas, es decir cargadas hasta el 100% de su capacidad y aplicando elevadas tensiones de recarga durante varias horas. Estos ciclos de sobrecarga, que han de ser aplicados habitualmente un par de veces al mes, disuelven los cristales de sulfato de plomo y permiten recuperar así la capacidad de almacenamiento de la celda. Sin embargo, y debido a las elevadas tensiones aplicadas a la celda durante la sobrecarga, el electrolito acuoso reacciona en electrólisis, generando hidrógeno, el cual ha de ser debidamente evacuado por seguridad. Además, los procesos de electrólisis oxidan los electrodos, reduciendo así las prestaciones y vida útil de la celda. En favor de reducir la frecuencia de estos ciclos de sobrecarga, se pueden encontrar en la industria propuestas como la de hibridar la celda de plomo-ácido, con tecnología aplicada en supercondensadores (UltraBattery, 2015).

Por otra parte, un ejemplo de la dependencia de las prestaciones de la batería con la temperatura de operación se describe en (Bender, Byrne, & Borneo, ARRA Energy Storage Demonstration Projects: Lessons Learned and Recommendations, 2015). Este trabajo resume aspectos experimentales de un proyecto de demostración de la aplicabilidad de las baterías LA en los sistemas eléctricos de potencia para soporte a la regulación de frecuencia. Entre los aspectos citados, se identifica la gestión de la temperatura de celda como uno de los mayores retos tecnológicos a resolver. De acuerdo con lo expuesto en el citado documento, las elevadas rampas de potencia requeridas para proveer el servicio de regulación de frecuencia, provocaron variaciones de temperatura de hasta 8 grados centígrados entre celdas en serie. Estas variaciones de temperatura, aunque puedan parecer relativamente pequeñas, afectan enormemente a las prestaciones de las baterías LA, sugiriendo la operación a potencia parcial de las mismas para evitar un envejecimiento prematuro. En consecuencia, este aspecto, junto con los desbalances de carga entre celdas, se identifica como un factor fundamental en el envejecimiento del sistema.

Baterías alcalinas

Entre las baterías alcalinas, se destacan aquí las de tipo níquel-cadmio (NiCd) y níquel-metal hidruro (NiMH). En términos generales, y tal y como muestra la Tabla 1, las baterías alcalinas ofrecen una tensión de celda baja (en torno a 1,2 V), densidad de energía y rango de temperatura de operación mayor que para las baterías LA. Entre las mayores limitaciones de estas tecnologías se destaca la baja ciclabilidad y elevado precio (hasta más de 10 veces el precio de las de tipo LA).

Además de las anteriores características generales, cabe destacar de las baterías de tipo NiCd, que sufren del llamado "efecto memoria" (Broussely & Pistoia, 2007), efecto que dificulta la correcta operación de la celda y reduce la vida útil de la misma. Por otra parte, una de las prestaciones destacables de estas baterías es la posibilidad de recarga ultrarrápida, debido a que las reacciones químicas durante la carga son endotérmicas. Este tipo de carga rápida incluso ofrece una eficiencia de carga mayor que la carga lenta.

Los procesos de carga en las baterías NiMH son exotérmicos (los procesos de descarga sí resultan endotérmicos). Además, en estados de sobrecarga o excesiva descarga, la temperatura y presión de celda puede aumentar considerablemente, resultando en una pérdida sensible y permanente de capacidad y vida útil. De esta manera, en las baterías NiMH es un aspecto crítico la aplicación de sistemas activos de gestión y transferencia de calor, así como la supervisión del estado de carga. Para más especificidades respecto a las baterías alcalinas NiMH, se sugiere al lector consultar el estado del arte en (Harding Energy, 2004).

Finalmente, se considera conveniente destacar que las baterías alcalinas encuentran aplicación en diversos ámbitos de los sistemas estacionarios, tales como los sistemas de arranque de maquinaria, iluminación de emergencia, instrumentación y control, e incluso en sistemas a gran escala para la integración de energías renovables. En referencia a lo último, se considera de interés notar el proyecto impulsado por Golden Valley Electric Association en 2003, en Alaska (EU), (GVEA, 2003).

Baterías de sales fundidas

Mientras que los electrodos en las baterías de LA, alcalinas y basadas en litio son sólidos, los electrodos de las baterías de

sales fundidas (en las temperaturas de operación habituales, entre los 270 a los 350ºC), se encuentran en estado líquido. Ésta es una de las particularidades principales de este tipo de baterías, particularidad por la que precisamente adoptan el nombre de "baterías de sales fundidas".

Actualmente se encuentran dos pares redox comercialmente disponibles: las baterías de sodio azufre (NaS) y las de sodio metal haluro (Na/NiCl2). Las primeras están siendo impulsadas principalmente por la empresa japonesa NGK Insulators Ltd. (NGK, 2015). Las segundas, fueron desarrolladas por primera vez en los años 70 por el proyecto Zeolite Battery Research Africa (ZEBRA), en Pretoria, Sudáfrica. La producción a gran escala llegó en los años 80 por la empresa Beta Research and Development, en el Reino Unido. Actualmente la tecnología es explotada por la división de almacenamiento de energía de General Electric (Rijssenbeek & al., 2011) y la empresa italiana Fiamm S.p.A (Fiamm, 2015).

En términos generales, ambos pares redox ofrecen una alta energía específica, así como una destacable ciclabilidad y eficiencia (ver Tabla 1). Además, y a diferencia de, por ejemplo, las baterías LA, en las baterías de sales fundidas las temperaturas ambientes extremas no tienen un impacto importante en las prestaciones y eficiencia de las celdas. Finalmente, entre las mayores prestaciones de este tipo de baterías, cabe destacar una despreciable autodescarga, de la que se deriva una eficiencia de carga del 100%; y también la capacidad de soportar sobrecargas. (Frutschy et al.,2015)

Por otro lado, es interesante notar que para alcanzar las elevadas temperaturas de operación se requieren procesos de precalentamiento largos, de hasta 24 horas. Atendiendo a este requerimiento, habitualmente se opta por mantener la batería precalentada, aunque no se requieran procesos de carga o descarga frecuentes (por ejemplo, en SAIs). La energía necesaria para mantener la temperatura de operación no es despreciable en absoluto, pudiendo alcanzar el 15% de la energía almacenada en la batería por día. Sin embargo, en procesos de descargas frecuentes, la energía producida por las reacciones electroquímicas es suficiente para mantener una correcta temperatura de operación. En cualquier caso, la magnitud de esta energía para la gestión térmica de la batería es en buena medida proporcional a la resistencia del electrolito cerámico de la misma (beta-alúmina), y de esta manera buena parte de la investigación se orienta en este sentido (Mali & Petric, 2011). Se remite al lector a profundizar en la química y especificidades de las baterías de sales fundidas en (Sudworth, 2001), (Lu, Li, & Kim, 2012), (Wen & al. 2008).

Figura 4. *Batería Na/NiCl2 de la empresa Fiamm S.p.A (Fiamm, 2015).*

Las baterías de sales fundidas se consideran de aplicación en diversos ámbitos (principalmente en sistemas estacionarios) como SAIs, telecomunicaciones, integración de renovables y sector terciario (Fiamm, 2015). Su aplicación

se extiende incluso al ámbito de la movilidad eléctrica. Por ejemplo, las baterías ZEBRA impulsaron vehículos eléctricos en la década de los 90 (Daimler Benz, 1997). No obstante, todavía se encuentran en fase de investigación y desarrollo, investigación que debería promover, entre otros aspectos, una reducción de coste significativa.

Baterías basadas en litio

Las baterías basadas en litio (LiB en adelante) son sin duda una de las tecnologías habilitadoras de una transición energética global. Transición energética entendida como la decarbonización de diversos ámbitos como, entre otros, el sector del transporte (las tecnologías de LiB están llamadas a impulsar claramente la electro movilidad); y el sistema eléctrico de potencia (las baterías LiB ofrecen excelentes prestaciones técnicas para el almacenamiento de la electricidad producida con energías renovables de carácter intermitente, bien sea de grandes plantas de generación, como de la generación distribuida a pequeña escala). Como indicador macroscópico de la relevancia del almacenamiento electroquímico en tecnologías de litio, se indican aquí los resultados de la prospectiva de signumBOX (signumBOX, 2011). Este trabajo estima alrededor de 7.467 toneladas equivalentes de carbonato de litio demandadas, en 2011, en baterías para vehículos eléctricos híbridos, puros y también para el sistema eléctrico de potencia. La prospectiva de demanda para el año 2020 para las aplicaciones anteriormente citadas, se estima en 212.401 toneladas equivalentes de carbonato de litio, suponiendo un crecimiento anual en el periodo 2011-2025 del 27,3%.

La estrecha relación del litio con el ámbito de la electro movilidad se justifica por diversas razones (ver Figura 2 y Figura 3): elevada energía y potencia específicas, gran ciclabilidad y baja autodescarga, entre otros aspectos. Sin embargo, esta tecnología todavía ha de superar importantes barreras de diversa naturaleza que desde el punto de vista del integrador u operador son, entre otras, el elevado coste y escasa vida útil y capacidad de energía de celda.

Así, el integrador final, o el constructor de vehículos eléctricos, desearía disponer de una tecnología a un coste menor, sin renunciar, e incluso mejorar, las prestaciones que ya se ofrecen en la actualidad, lo cual reviste una gran dificultad técnica y puede determinar el éxito o fracaso de una actividad empresarial.

A modo de ejemplo, el MIT ofrece (MIT, 2015) una interesante crónica acerca del fracaso de General Motors en intentar liderar el cambio a la electro movilidad, apostando por una química nueva en litio, que ofrece, sobre el papel, el doble de capacidad específica por celda que pares redox convencionales en base a litio. A pesar del interés institucional y la notable inversión, General Motors, según el mismo informe, no pudo reproducir satisfactoriamente las prestaciones de celda perseguidas. Aspectos tales como la necesidad de entender mejor la electroquímica y la influencia de la inclusión de nuevos materiales de ánodo y cátodo, también la necesidad de considerar y avanzar en técnicas de producción de celda, se citan como importantes barreras a superar para alcanzar la viabilidad y competitividad en la comercialización del nuevo producto. En contraposición con la estrategia adoptada por General Motors, se trae a colación el caso de Tesla Motors. Este fabricante ha apostado por un desarrollo incremental (en colaboración con Panasonic), en base a químicas conocidas de litio ($C/LiMn_2O_4$). La estrategia Tesla es sin duda un caso de éxito hasta la fecha, ya que desde el lanzamiento del primer coche eléctrico de esta marca en 2008, con un coste en torno a 100 k$, el coste del

vehículo se ha reducido en un 60%, pretendiendo alcanzar en breve (año 2017) un precio de venta de 35 k$. Esta drástica reducción del precio de venta, refleja claramente un éxito comercial de los vehículos Tesla. Éxito favorecido por el desarrollo tecnológico de sus baterías.

Efectivamente existen diversas químicas o pares redox para LiBs. El fabricante de materiales para ánodos Nexeon (Nexeon, 2015) ofrece en su página web un ilustrativo retrato de las químicas disponibles, el cual se adopta e incluye en la Figura 5.

Como se puede observar, son diversos los materiales anódicos y catódicos, los cuales darían lugar a una numerosísima combinatoria. Sin embargo, en la práctica, y con el estado de la técnica actual, se puede concluir que el material comúnmente utilizado para el ánodo es el grafito. En cuanto al cátodo sin embargo las opciones son diversas. Las primeras químicas para baterías de LiB se basaron en el cobalto, Li_xCoO_2. Más adelante se introdujeron las de tipo $Li_xNi_yCo_{1-y}O_2$ y las de tipo $LiMn_2O_4$. La opción más reciente, de entre las más habituales comercialmente, es la batería de tipo Li_xFePO_4. Cada uno de estos materiales para el cátodo determina en gran medida las prestaciones, además de dar nombre, a cada tipo de batería.

Las baterías con cátodos de Li_xCoO_2 (también conocidas como LCO), fueron introducidas en el mercado a principios de los años 90, por la multinacional Sony. Son habitualmente utilizadas en electrónica de consumo (teléfonos móviles, cámaras), explotando su gran densidad energética y tensión de celda. No obstante, debido a que el cobalto es un material caro y con recursos muy limitados en la corteza terrestre, esta química no se plantea como opción para aplicaciones a gran escala. Además, cabe destacar que no se aconseja aplicar ratios de carga y descarga mayores a 1C, ya que acelerarían la degradación de la celda y en situaciones de sobrecarga, el material catódico puede colapsar, provocando una probable explosión.

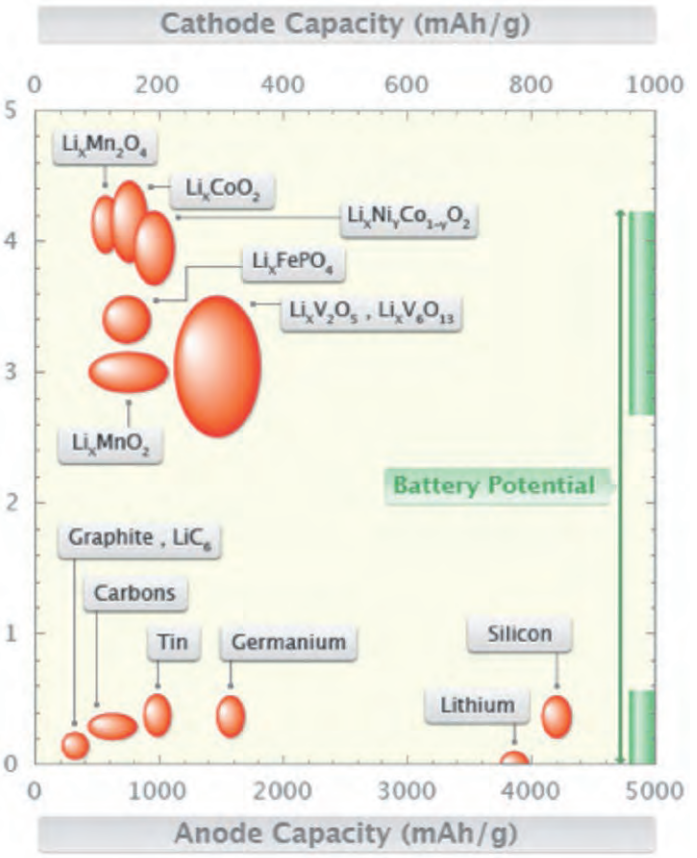


Figura 5. *Energía específica teórica para varios componentes de cátodo y ánodo de baterías de LiB. La tensión de celda se deriva de la suma de las tensiones versus Li+/Li0 en las semi-reacciones en cada uno de electrodos de la celda. Figura cortesía de Nexeon Limited en (http://www.nexeon.co.uk/technology-2/).*

Unos años más tarde, a mediados de los 90, se introdujeron en el mercado las baterías con cátodo de $LiMn_2O_4$ (también conocidas como LMO). Estas baterías se caracterizan por soportar elevados ratios de carga y descarga, y presentar una mayor estabilidad térmica. No obstante, estas prestaciones destacan en contraposición a una baja ciclabilidad y densidad energética. A pesar de ello, encuentran aplicación en sistemas en los que se requieren puntas de potencia elevadas pero durante un corto tiempo (sistema de arranque de máquinas, o sistemas de tracción, por ejemplo).

Ya a finales de la primera década de este siglo XXI, se introdujeron en el mercado las baterías con cátodo de $Li_xNi_yCo_{1-y}O_2$ (también conocidas como NMC). La gran energía específica de esta química, define a las baterías NMC como candidatas para configurar aplicaciones a gran escala. La elevada ciclabilidad y prestaciones en cuanto a ratios de carga y descarga tienen lugar, además, con un uso reducido de cobalto, de lo cual se deriva una mejor seguridad de uso y un precio reducido respecto al tipo LCO.

Finalmente, la opción con cátodo de Li_xFePO_4 está atrayendo gran interés actualmente. Estas baterías ofrecen una gran ciclabilidad y ratios de carga y descarga. La reducida tensión de celda proporciona una mayor estabilidad termodinámica del electrodo respecto al electrolito, y por lo tanto una mayor seguridad de uso. Por todo ello, estas baterías son candidatas para aplicaciones estacionarias a gran escala, pero también para el ámbito de la electro movilidad. Finalmente, y en referencia a la tensión de celda, cabe destacar que ésta se mantiene constante durante la mayor parte del rango de operación de la misma, dificultando así la estimación del estado de carga por el sistema de gestión asociado. Un ilustrativo resumen sobre las químicas para LiB se ofrece en (Palacín, 2009).

A modo de prospectiva tecnológica se destacan dos vectores de investigación importantes: i) el desarrollo de alternativas a los electrolitos líquidos orgánicos comúnmente utilizados[15], como los compuestos poliméricos o cerámicos (este tipo de compuestos mejoraría este tipo de baterías en aspectos medioambientales, aumentaría la estabilidad y seguridad de uso[16]) (Fergus, 2010); y ii) el uso de alternativas al grafito en el ánodo de la celda (alternativas como el silicio, con una densidad energética mucho mayor, ver Figura 5) (Liang, Liu, & Xu, 2014).

Tendencias: nuevos tipos de baterías de litio y sodio y otras electroquímicas

Las cuatro familias o tipos de baterías secundarias presentadas hasta ahora (plomo-ácido, alcalinas, sales fundidas y litio-ion), sustentan la mayor parte del mercado de baterías secundarias. Atendiendo a la necesidad de mejorar las prestaciones del almacenamiento electroquímico, la comunidad científica no sólo atiende a la mejora de las prestaciones de estos pares redox, sino que avanza en el desarrollo de nuevas electroquímicas. En este sentido, algunas de las principales líneas de investigación a día de hoy se centran en el desarrollo de baterías en base a dos elementos, el azufre y el oxígeno. El interés en

[15] El litio reacciona con el agua, y por ello los electrolitos no son acuosos, como en las baterías alcalinas, sino de carbonatos orgánicos con sales de litio disueltas.

[16] Por seguridad de uso en baterías de litio-ion, se consideran tres aspectos fundamentales como la sobrecarga, abuso mecánico y exceso de temperatura. En referencia a la temperatura, existe riesgo de incendio de la batería al llegar a un punto de operación en que genera más calor que el que puede evacuar ("*thermal runaway point*", en inglés). En caso de incendio, las tareas de extinción del mismo se ven comprometidas por el hecho de que las baterías de litio-ion proveen de oxígeno para la combustión.

estos dos elementos es, por un lado, la abundancia de los mismos en la Tierra, y por otro lado, la alta energía específica que se podría llegar a conseguir en la práctica. Tanto es así, que como se puede observar en la Figura 6, la energía específica real de las baterías de litio-oxígeno y de las de litio-azufre -dos de los pares redox atrayendo actualmente más interés-, podría llegar a alcanzar alrededor de los 1700 Wh/kg y 400 Wh/kg respectivamente. Estos valores mejorarían en mucho (multiplicarían entre 3 y 11) veces la energía específica actual de las baterías de litio-ion.

Complementando los pares redox en la Figura 6, y en referencia al oxígeno, cabe destacar el potencial de las baterías conocidas como aluminio-aire. Estas baterías prometen una energía específica superior a las de litio, además de bajo coste y fácil reciclado, aprovechando la abundancia del mineral aluminio y madurez tecnológica de la industria metalúrgica asociada. Estas prestaciones técnicas, entre otras, podrían impulsar definitivamente el ámbito de la electro movilidad. Uno de los fabricantes de esta prometedora tecnología es la empresa Phinergy (Phinergy, 2016), la cual reporta más de 330 km de autonomía de esta batería en su aplicación en un vehículo eléctrico de baja potencia.

Finalmente, se debe notar el gran potencial de las baterías conocidas como de "metal líquido". Estas baterías, constructivamente, constan de dos electrodos metálicos envueltos en un electrolito en base a sales fundidas. Las parejas redox pueden ser muy diversas. Por ejemplo, el electrodo negativo puede estar compuesto por litio, sodio, potasio, manganeso o calcio, entre otros. El electrodo positivo puede estar compuesto por aluminio, zinc, cadmio, galio, plomo o titanio, entre otros. El sistema trabaja a altas temperaturas (menos de 1000 °C), que se mantienen por la naturaleza exotérmica de las reacciones electroquímicas de la batería en su operación. El metal líquido provee la batería con una cinemática de carga y descarga superior a la de las baterías convencionales de litio o plomo. Además, las sales fundidas del electrolito presentan unas bajas pérdidas óhmicas, favoreciendo también unas altas densidades de corriente admisible.

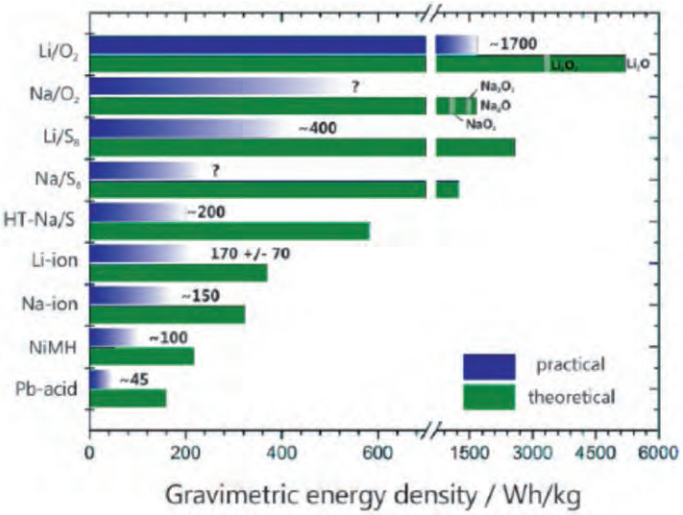


Figura 6. *Energía específica teórica y práctica de diversos tipos de pares redox. Fuente: (Adelhelm & al., 2015).*

Una de las empresas impulsoras de esta tecnología es Ambri, (Ambri Inc., 2016). Creada en Estados Unidos en 2010 por un profesor del MIT, esta empresa ya ha captado más de 50 millones de dólares de financiación, y presume de disponer de un sistema de 500 kW/1 MWh escalable, para aplicaciones estacionarias. De acuerdo con este fabricante, sus baterías de metal líquido alcanzarían una vida útil de 15 años, equivalentes a 100.000 ciclos de carga y descarga.

Finalmente, se ha de destacar que la realización práctica de las electroquímicas presentadas en esta sección depende en gran medida de investigación básica, pero también del progreso en tecnologías de fabricación. En definitiva son éstas, todavía y en términos generales, electroquímicas en una fase incipiente de desarrollo. Para más información sobre estas tecnologías, se remite al autor a excelentes artículos de revisión como (Adelhelm & al., 2015), (Wu, Ge, Lu, & al., 2015), (Thackeray, Wolverton, & Isaacs, 2012), (Nitta & al., 2015) y (Kim & al., 2013).

b. Almacenamiento electroquímico (baterías de flujo)

Las baterías de flujo basan su principio de operación en reacciones reversibles en una celda electroquímica. No obstante, y a diferencia de las baterías presentadas en la sección anterior, el electrolito –y con él, las especies electroquímicamente activas–, no se encuentran en la propia celda electroquímica continuamente, sino que son bombeadas desde dos tanques (uno para el cátodo y otro para el ánodo) externos a la celda. La cantidad de sustancias electroquímicamente activas determina la capacidad de energía de una batería, y en caso de las baterías de flujo ésta queda determinada directamente por el tamaño de los tanques electrolíticos. Alternativamente, la capacidad de potencia la determina la dimensión y número de celdas de la propia batería (no de los tanques) y de la electrónica de potencia asociada. Así, las dos variables de diseño (capacidad de energía y potencia) resultan independientes (Hall & Bain, 2008). La Figura 7 muestra gráficamente la topología de una batería de flujo.

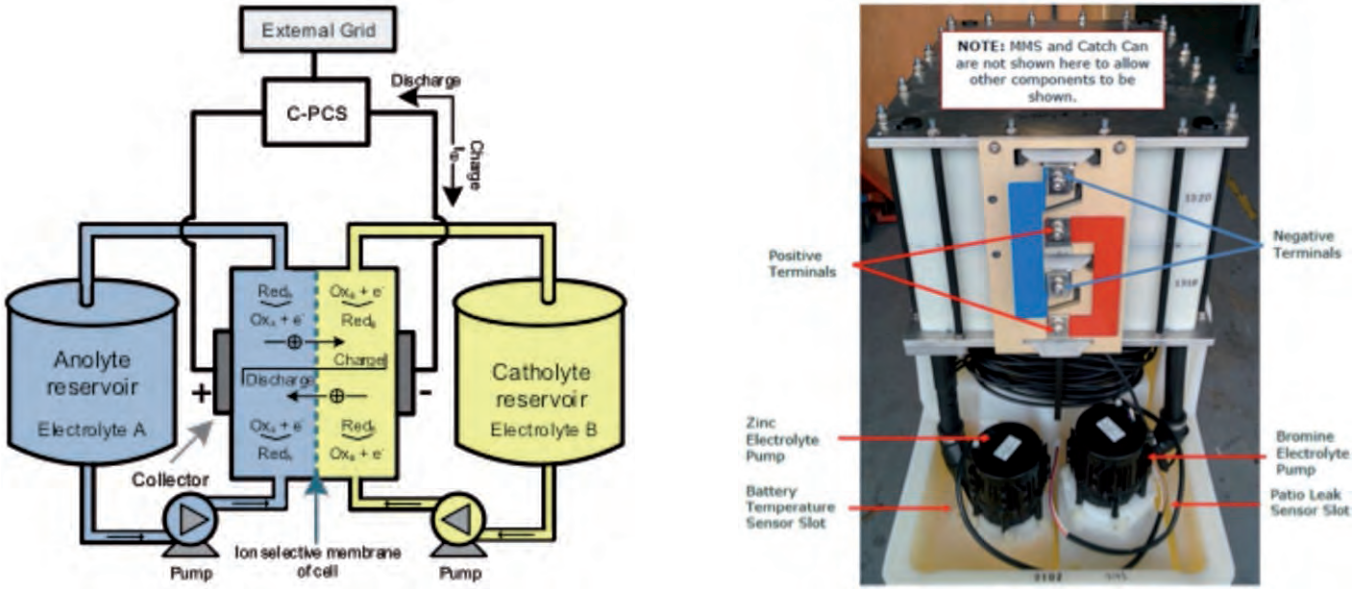


Figura 7. *Izquierda: esquema de la topología de una batería de flujo (Díaz-González & al., 2012). Derecha: detalle de una batería de flujo tipo ZBB. Imagen cortesia de Redflow Limited (Redflow Limited, 2015).*

Básicamente, en el mercado se pueden encontrar dos químicas para baterías de flujo: las baterías de vanadio, y las de zinc-bromo. A nivel de investigación, no obstante, existen otras propuestas (Shin & al., 2015). Los nombres de estos tipos comerciales precisamente indican las especies electroquímicamente activas en cada uno de los dos tipos de baterías. Para más información sobre los pares redox empleados en cada caso, el lector es remitido a (Beck & Ruëtschi, 2000) y (Yang & al., 2015).

La tensión de celda para las baterías VRB resulta alrededor de 1,6 V, mientras que alcanza 1,7 V para las de tipo ZBB. La tensión de celda resulta relativamente baja por el hecho de utilizar electrolitos acuosos. En términos generales, se puede asegurar que la autodescarga es prácticamente nula en las baterías de flujo, y pueden ser descargadas totalmente sin acentuar la degradación de las celdas. La ciclabilidad también es una de las principales prestaciones de esta tecnología. Por ejemplo, las baterías tipo VRB pueden ser cargadas y descargadas hasta 13.000 veces, alcanzando una profundidad de descarga del 100% (Prudent Energy, 2015). En cuanto a la eficiencia energética (dc-dc), cabe destacar que ésta no resulta tan elevada como para las baterías de litio-ion por ejemplo, pero resulta aceptable, en torno al 80% (Redflow Limited, 2015) a una temperatura ambiente habitual, entre los 10 y 35ºC.

Las baterías de flujo están fabricadas en buena parte utilizando materiales reciclados, lo cual es un punto a su favor en términos medioambientales. Además, requieren, por lo general, de muy poco mantenimiento. Tanto es así que el fabricante chino de baterías tipo VRB, Prudent Energy, indica en la especificación técnica de su producto tan sólo 10 periodos breves de mantenimiento (de 2 horas), y 3 periodos de 8 horas para toda la vida útil del producto, estimada en 90.000 horas.

Otros aspectos de operación incluyen la necesidad de periodos de precarga o "arranque" de la batería (Redflow Limited, 2015); en estado de desconexión la tensión de celda es 0 V. Estos periodos de precarga son también necesarios para habilitar el correcto funcionamiento de la electrónica de potencia asociada.

Finalmente se ha de indicar que las mayores limitaciones de este tipo de baterías son: la baja energía específica, de aproximadamente 10 Wh/kg para las baterías VRB -hecho que dificulta enormemente la adopción de esta tecnología para aplicaciones no estacionarias-; el elevado coste; y la necesidad de llevar a cabo intensas actividades de investigación y desarrollo. Su desarrollo y comercialización está hoy mayoritariamente a cargo de dos empresas: Prudent Energy para el caso de las baterías de VRB (Prudent Energy, 2015), y Redflow Limited para las de tipo ZBB (Redflow Limited, 2015).

Las baterías de flujo encuentran aplicación en sistemas modulares del orden de MW de potencia y MWh de capacidad de energía. En este sentido, pueden ser buenas candidatas para la integración en red de las energías renovables de carácter intermitente.

c. Almacenamiento electroquímico (hidrógeno)

El hidrógeno –y las tecnologías asociadas para su obtención, almacenamiento y conversión–, son considerados actualmente como medios estratégicos para la decarbonización del sistema eléctrico de potencia y del ámbito del transporte (European Commission - SETIS, 2015). Actualmente, se producen alrededor de 60 millones de toneladas de hidrógeno al año en el mundo, de los cuales 6 millones de toneladas computan como producción europea. Este hidrógeno se consume mayoritariamente como

combustible en ámbitos como las instalaciones petrolíferas o la industria farmacéutica. En términos energéticos, los 60 millones de toneladas de hidrógeno equivalen al 4,3% de la producción anual de crudo (European Commission - SETIS, 2015).

El hidrógeno, como vector energético, puede ser producido y almacenado en distintas formas, utilizado directamente como combustible, o entendido como medio para obtener otras formas de energía. La Oficina de eficiencia energética y energías renovables del Ministerio de energía Estados Unidos (DOE-EERE, 2015) ofrece una excelente presentación de las fuentes, procesos, medios de transporte, almacenamiento y conversión del hidrógeno para su uso final. La Figura 8 resume y representa gráficamente esta colección de conceptos.

Como se puede observar, el catálogo de fuentes primarias de energía y procesos de obtención del hidrógeno es muy extenso. Sin embargo, no todas las opciones presentadas en la figura están siendo explotadas en la actualidad, sino que representan conceptos o tecnologías emergentes que todavía han de ser desarrolladas. De acuerdo con el estudio del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE-EERE, 2015), el 95% del hidrógeno producido en Estados Unidos es a partir de gas natural, mediante el proceso de reformado de metano.

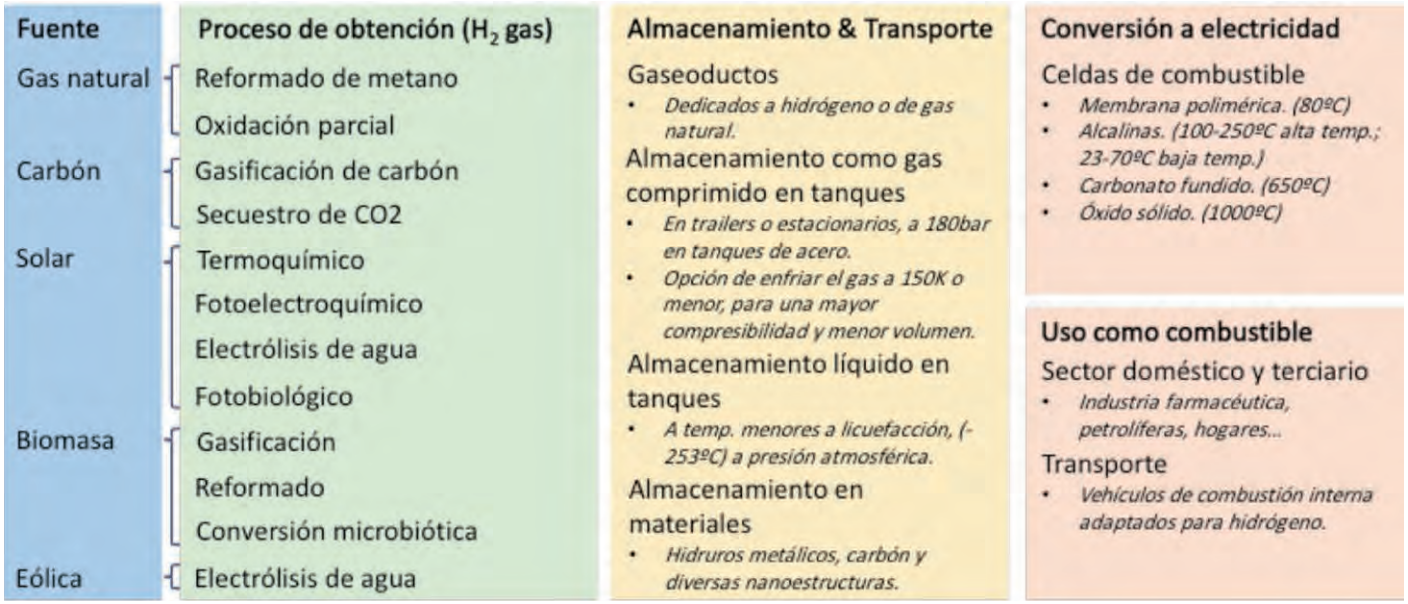


Figura 8. *Fuentes de energía, procesos, almacenamiento, transporte y opciones de uso final del hidrógeno. Fuente: elaboración própia en base a (DOE-EERE, 2015).*

El transporte de hidrógeno tiene lugar mayoritariamente en forma de gas comprimido (a presiones que varían entre los 15 y 80 bar, según la distancia). De acuerdo con (European Commission - SETIS, 2015), en la actualidad se estiman en torno a 3000 km en gaseoductos para hidrógeno (representando, sin embargo, tan sólo el 0,23% de la infraestructura para transporte de gas natural). El hidrógeno en estado líquido se utiliza para el transporte marítimo, a fin de maximizar la energía transportada por unidad de volumen.

El almacenamiento del hidrógeno es mayoritariamente en tanques metálicos de acero en aplicaciones estacionarias, o incluso para el transporte por carretera en tráileres. Otras opciones actualmente exploran el almacenamiento a bajas temperaturas (en torno a 150 K) a fin de favorecer una mayor compresibilidad. En vehículos, donde una alta densidad energética por unidad de volumen es fundamental, se opta por el almacenamiento en forma de gas pero a muy altas presiones (entre 350 y 700 bar).

Tal y como detalla la Figura 8, el hidrógeno puede ser utilizado directamente como combustible en diversas aplicaciones del sector terciario y doméstico, así como en el ámbito del transporte, entre otros. Además, la opción de utilizarlo como medio para obtener electricidad en celdas de combustible está atrayendo un creciente interés.

Existen diversos tipos de celdas de combustible actualmente. Para aplicaciones de hasta centenares de kilovatios, las de tipo PEM (membrana polimérica) resultan las más adecuadas; para aplicaciones estacionarias, requiriendo potencias en el orden de megavatios, las de tipo alcalino o "solid oxide" son las preferibles. Las celdas de combustible ofrecen rendimientos eléctricos entorno al 38% (tipo PEM), hasta 53% (tipo "solid oxide") (European Commission - SETIS, 2015) con una vida útil todavía limitada (entorno a los 5 años). Estos aspectos tecnológicos, además de otras barreras de tipo económico (el elevado coste de las celdas) y regulatorias (la necesidad de crear un mercado del hidrógeno, por ejemplo), son vectores principales en los que se centra la investigación en celdas de combustible (Wang J., 2015). En (Smith, 2000) y (Wang & al., 2011) se ofrecen interesantes ejercicios de revisión sobre celdas de combustible.

Las celdas de combustible son tecnologías habilitadoras para impulsar la movilidad eléctrica. Habitualmente se publicita la movilidad eléctrica -bien considerando vehículos 100% eléctricos o de celdas de combustible-, como un modo de transporte verde, libre de emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo, para que la decarbonización del sector del transporte sea una realidad, es necesaria también una descarbonización del sistema eléctrico. Es decir, si la energía necesaria para producir el hidrógeno proviene de combustibles fósiles (los cuales dominan el mix energético actual), un análisis del ciclo de vida del vehículo eléctrico concluirá con unas emisiones de gases de efecto invernadero comparables a las de un vehículo convencional, de combustión interna. Alternativamente, si la energía necesaria para producir el hidrógeno necesario para impulsar el vehículo eléctrico de celda de combustible proviene de fuentes renovables, las emisiones de gases de efecto invernadero globales, desde la fuente primaria de energía a la rueda del vehículo, resultarán mucho menores, y responderán a los criterios de sostenibilidad y respeto medio ambiental que comúnmente se asocian a la movilidad eléctrica. Bajo este último supuesto, el hidrógeno, y los sistemas asociados de almacenamiento y conversión a otras formas de energía, podrían ser vectores efectivos para la decarbonización del ámbito de la movilidad eléctrica, y del sector energético en general.

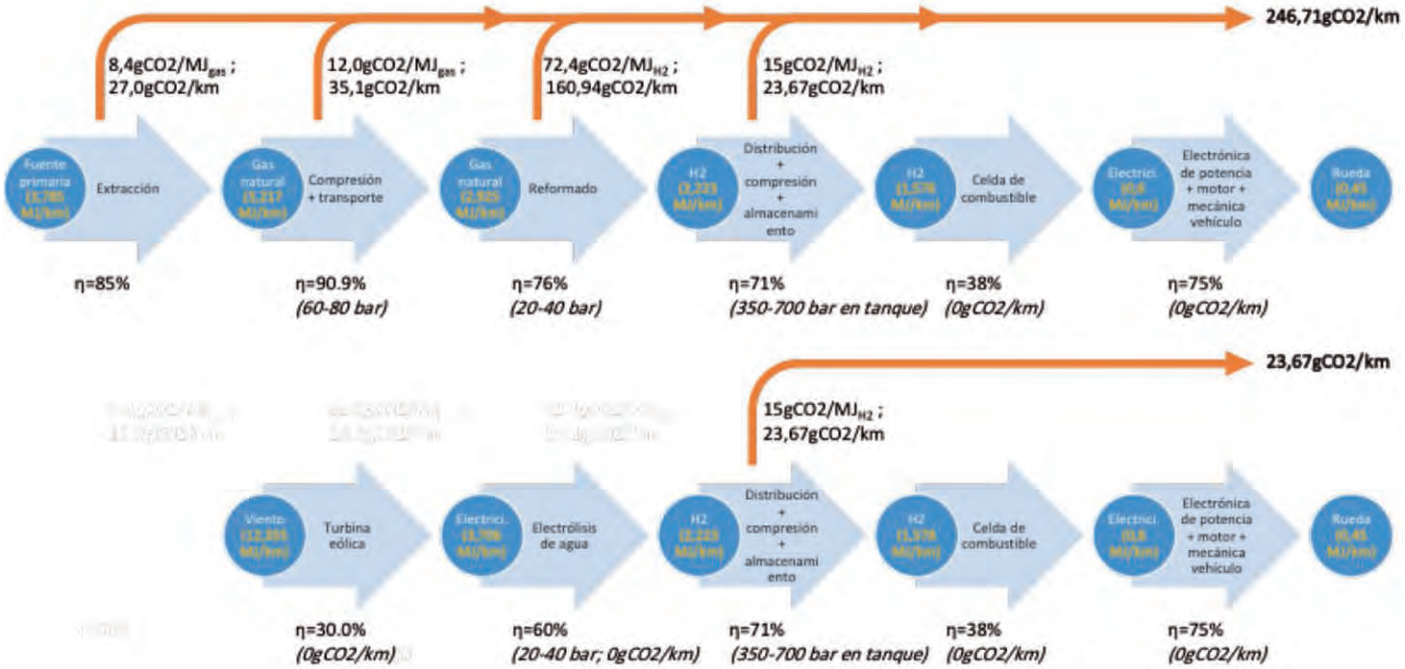


Figura 9. *Energía necesaria y emisiones de CO2 para mover 1 kilómetro un vehículo eléctrico con celda de combustible, considerando la producción de hidrógeno a partir de gas natural y a partir de energía eólica. Emisiones de CO2 para cada proceso obtenidas o derivadas de (Edwards, Larivé, Rickeard, & Weindorf, 2014), (considerando el escenario GPCH1b). Rendimiento celda de combustible (tipo PEM) adoptado de (European Commission - SETIS, 2015). Demanda energía en rueda del vehículo por kilómetro, adoptada de (Riba Romeva, 2011).*

Contribuyendo a esta reflexión, la Figura 9 ofrece una estimación de las emisiones de CO2 por cada kilómetro recorrido por un vehículo eléctrico de celda de combustible, considerando que la fuente primaria de energía para obtener el hidrógeno necesario es gas natural o un recurso renovable, como el eólico. Es importante notar que los cuantificadores mostrados en la Figura 9 no se derivan de un exhaustivo análisis de ciclo de vida y, por lo tanto, han de ser adoptados como una referencia aproximada. Como se puede observar, para proveer los 0,45 MJ/km de energía en la rueda de un vehículo eléctrico medio (Riba Romeva, 2011), se requieren 3,785 MJ/km de gas natural, como fuente primaria de energía. Además, a los procesos asociados de extracción del gas natural, compresión y transporte, reformado, así como la distribución, compresión y almacenamiento en el tanque del vehículo, se les asocian unas emisiones de 246,71 gCO2/km. Estas emisiones resultan comparables a las de un vehículo de combustión interna (Wang & al., 2011). Sin embargo, conside-

rando que la fuente primaria de energía para la producción de hidrógeno no es un combustible fósil sino energía eólica, por ejemplo, las emisiones globales se reducen drásticamente, resultando 23,67 gCO2/km (menos del 10% de los 246,71 gCO2/km de la alternativa con gas natural).

d. Almacenamiento electromecánico

Volantes de inercia

Los volantes de inercia almacenan energía cinética. El sistema electromecánico que los conforma está formado por un disco de inercia, que gira mecánicamente acoplado a un servomotor. El bobinado estatórico del motor se conecta a una unidad de electrónica de potencia, que facilita la conexión e intercambio de potencia con la red eléctrica. Esta unidad permite el control de velocidad del rotor del motor y por lo tanto del disco de inercia acoplado. En estado estacionario, el sistema gira a una velocidad constante, consumiendo tan sólo la cantidad de energía eléctrica mínima para compensar las ineficiencias del sistema. El sistema aumenta la energía almacenada incrementando la velocidad de giro, y se consume potencia eléctrica de la red de forma sustancial tan sólo durante la aceleración del sistema. Contrariamente, se inyecta potencia eléctrica a la red durante una deceleración del volante de inercia. Los procesos descritos configuran el principio de operación del sistema (Díaz-González & al., 2012).

Los volantes de inercia son hoy en día sistemas de alta tecnología. Se encuentran en el mercado sistemas de baja velocidad (miles de revoluciones por minuto) que ofrecen potencias del orden de diversos megavatios. También, se encuentran sistemas de alta velocidad (hasta 100.000 revoluciones por minuto) alcanzando centenares de kilovatios de potencia pico. En los sistemas de baja velocidad, el disco de inercia suele ser de acero y puede girar soportado por rodamientos de bolas. Alternativamente, en los de alta velocidad el disco de inercia se fabrica de fibra de carbono y gira soportado por rodamientos activos magnéticos (SKF, 2015). En ambos, el volante gira en una atmósfera a muy baja presión para reducir pérdidas por rozamiento mecánico y con el aire.

El diseño óptimo del volante de inercia depende de numerosos factores, entre los cuales se incluye el ámbito de aplicación. El punto de diseño óptimo se alcanza en un equilibrio entre, por ejemplo, la velocidad de giro y el material del volante; la energía almacenada aumenta con la velocidad de giro, pero también la tensión mecánica en el volante, restringiendo así los materiales elegibles para tal aplicación. Además, la velocidad de giro y carga mecánica afectan directamente a la selección de los rodamientos del sistema. En efecto, la necesidad de soportar el peso del volante sugiere el sobredimensionamiento de los rodamientos, incurriendo así en una reducida vida útil, en comparación con rodamientos más pequeños. Los rodamientos resultan en definitiva como los componentes con una vida útil más corta en el sistema de almacenamiento, tanto por los citados factores de carga, como por una gestión complicada de la temperatura de operación y lubricación, debido al encapsulado del sistema en una atmósfera de muy baja presión. El uso de rodamientos magnéticos (únicamente o en combinación con rodamientos de bolas) resuelve en parte los aspectos anteriormente citados.

En cuanto a los servomotores, aquí también se tiene una gran diversidad de tecnologías incluyendo motores síncronos de reluctancia, homopolares, de jaula de ardilla y de imanes permanentes. De acuerdo con (Bender, Flywheels, 2015), la selección del motor es en función de la gestión

térmica de las partes móviles del sistema, incluyendo el rotor del propio generador. Debido a que el sistema se encuentra en una atmosfera de muy baja presión, la evacuación de calor es tan sólo por el mecanismo de radiación de las paredes que encapsulan el sistema, prescindiendo del mecanismo de convección. De esta manera, el motor ha de ser capaz de soportar elevadas temperaturas de operación. Para sistemas que frecuentemente intercambian elevados picos de potencia activa con la red, se prefiere el uso de las máquinas eléctricas de imanes permanentes.

En definitiva, y en términos generales, se puede concluir que la capacidad de almacenamiento de los volantes de inercia es reducida (tan sólo ofrecen su potencia nominal durante pocos segundos o minutos, según la velocidad de giro), y el ratio de autodescarga es considerable, pudiendo quedar totalmente descargado en un solo día sin una compensación activa de las ineficiencias del sistema. Por otra parte, entre las prestaciones del sistema se destaca la alta ciclabilidad (millones de ciclos de carga-descarga), la alta eficiencia energética (90%), el corto tiempo de respuesta (milisegundos) y las elevadas rampas de potencia. Tales prestaciones configuran los volantes de inercia adecuados en diversos ámbitos de aplicación. Por ejemplo: como sistemas de respaldo en cargas críticas como centros de datos y hospitales (Piller Power Systems, 2015); como medida de eficiencia energética en vehículos eléctricos y trenes (Volvo, 2015); a favor de la estabilidad de frecuencia en el sistema eléctrico de potencia (Beacon Power, 2015).

Instalaciones reversibles de bombeo de agua, o "Pumped Hydro Storage" (PHS)

El principio de operación y tecnología de los sistemas PHS es ampliamente conocido. Se sugiere al lector consultar (stoRE project, 2015) y (EASE - European Association for Storage of Energy, 2013) para obtener información al respecto. Sucintamente, se indica que existen diversas topologías de sistemas PHS: sistemas cerrados, semi-abiertos y abiertos. Los sistemas cerrados constan de dos embalses artificiales, (o depósitos de agua en general) los cuales no tienen conexión con ningún rio al cual (del cual) evacuar o abastecerse de agua. Alternativamente, los sistemas semi-abiertos constan de un embalse artificial y de un depósito de agua, el cual es parte o tiene conexión con un rio. Finalmente, en los sistemas abiertos ambos depósitos de agua forman parte de un río. A parte de los citados sistemas, existen otras topologías como aquellas en las que el embalse inferior es directamente el mar (J-Power, 2015), o incluso minas abandonadas (UPSW, 2015). Otras propuestas piloto (Olsen & al., 2015), revolucionan el diseño clásico de PHS, prescindiendo de la diferencia de altura entre los embalses o depósitos de agua superior e inferior.

En términos generales, los sistemas PHS tienen una gran capacidad de potencia (hasta cientos de megavatios) y de energía (cientos/miles de megavatios hora, ver Figura 10); presentan una gran madurez tecnológica y extensa vida útil (hasta los 50 años); y ofrecen elevadas rampas de potencia con una rapidez de respuesta remarcable. Un ejemplo de tal rapidez de respuesta se indica en (First Hydro Company, 2015), reportando rampas de potencia de 0 a 1,320 MW en sólo 12 segundos. Los aspectos anteriormente indicados son algunos de los grandes baluartes de esta tecnología. Entre las principales barreras al despliegue de estos sistemas de almacenamiento, es necesario remarcar aspectos medioambientales tales como: i) la necesidad de llevar a cabo importantes obras civiles para, por ejemplo, la construcción de embalses o grandes depósitos de agua, con

la consecuente alteración del entorno; ii) la necesidad de planear redes de transporte eléctrico desde la localización del almacenamiento a las zonas de consumo (ciudades); iii) la escasez de localizaciones geográficamente adecuadas (con suficiente altura entre los depósitos de agua superior e inferior para el turbinado y bombeo de agua).

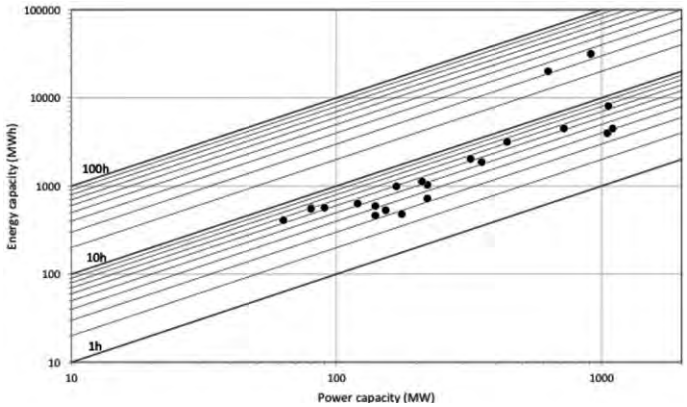


Figura 10. *Capacidad de energía y potencia de diversas instalaciones PHS en el mundo. Elaboración propia en base a datos de (Gimeno-Gutiérrez & Lacal-Arántegui, 2013). En diagonal, el tiempo de descarga calculado en función de la potencia nominal y la capacidad de almacenamiento.*

En referencia precisamente a localizaciones adecuadas, el instituto JRC publicó los resultados de una exhaustiva evaluación del potencial de las instalaciones PHS a nivel Europeo (Gimeno-Gutiérrez & Lacal-Arántegui, 2013). Para tal evaluación, el estudio propone diferentes escenarios caracterizados por considerar principalmente 2 topologías: 1) aquella caracterizada por considerar 2 embalses o depósitos de agua existentes y con suficiente desnivel geográfico para poder realizar un sistema PHS; y 2) aquella caracterizada por considerar 1 embalse existente, y la localización geográfica adecuada para construir un segundo embalse relativamente cerca para la realización de un sistema PHS. Los resultados principales del estudio muestran que, considerando 14 países del continente europeo y la topología 1, el potencial teórico para nuevas instalaciones PHS alcanzaría 3.5 veces la potencia actual instalada. Para la segunda topología, el potencial teórico excedería 10 veces la potencia actual instalada. Estas estimaciones, no obstante, resultan minoradas sensiblemente atendiendo a restricciones tales como la imposibilidad de construir los sistemas PHS en áreas naturales protegidas o cercanas a poblaciones.

La generación hidroeléctrica y el almacenamiento de energía en instalaciones de hidro bombeo, son sistemas ampliamente utilizados para la casación entre la demanda y generación horaria en el sistema eléctrico de potencia. De acuerdo a datos de U.S. Energy Information Administration (EIA, 2015), en 2012 se computa una generación neta de electricidad en el mundo en torno a 21,531 GWh, de los cuales 2,344 GWh provienen de plantas de generación nuclear; 14,497 GWh de combustibles fósiles; y 4,714 GWh de energías renovables. La diferencia entre la generación neta de electricidad y la suma de los anteriores contribuyentes (en torno a -0.025 GWh), corresponde al balance neto de generación de las instalaciones reversibles de bombeo de agua. De acuerdo con los números anteriores, la generación renovable representa en torno al 21.89% del total de energía eléctrica generada. De los citados 4,714 GWh renovables, 3,646 GWh provienen de plantas de generación hidroeléctrica, dominando claramente el ámbito de la generación de energía eléctrica renovable.

El almacenamiento de energía en instalaciones de bombeo reversible de agua es considerado, correctamente en la anterior relación, de forma separada a los generadores hidroeléctricos. Como sistema de almacenamiento, un indica-

dor de la magnitud o despliegue mundial de esta tecnología, es en función de la potencia instalada, y no de la generación neta. En este sentido, datos de U.S Energy Information Agency (EIA, 2015) para el año 2012 indican una capacidad instalada en instalaciones de hidro bombeo reversibles en torno a 106 GW en el año 2004, alcanzando los 132 GW a finales del año 2012. De esta manera, a finales del 2012, la potencia instalada en instalaciones reversibles de bombeo de agua representaba el 2.38% de la potencia total instalada para generación eléctrica, la cual se estima en 5,549 GW (ver Figura 11). El sistema eléctrico español, presenta una proporción en potencia instalada en sistemas PHS, respecto a la potencia total instalada para generación eléctrica, de en torno al 5% (EIA, 2015). La mayor proporción en el sistema eléctrico europeo se encuentra en Austria, alcanzando el 22,3%. No obstante, en términos absolutos, Italia es el país con mayor potencia instalada en sistemas PHS (datos del año 2012, (EIA, 2015)), alcanzando los 7,555 MW, seguido por Francia (6,985 MW), Alemania (6,806 MW), España (5,257 MW) y Austria (5,108 MW). Estos países son precisamente actores principales de la red eléctrica paneuropea continental, y por lo tanto responsables principales de la estabilidad del sistema eléctrico. Estos datos confirman el papel remarcable de los sistemas PHS en el balanceo generación / demanda de los sistemas eléctricos de potencia.

Una discusión sobre el futuro del almacenamiento a gran escala en general, y en instalaciones PHS en particular, se ofrece como uno de los resultados principales del proyecto europeo de almacenamiento STORE (stoRE project, 2015). Esta discusión concluye con una serie de recomendaciones para los legisladores en materia energética, atendiendo también a los modelos de negocio.

Sistemas de almacenamiento basados en aire comprimido, o "Compressed-Air Energy Storage" (CAES)

Los sistemas CAES consumen energía eléctrica de la red para comprimir aire y almacenarlo a presiones de hasta 100 bares a temperatura ambiente en, normalmente, cuevas

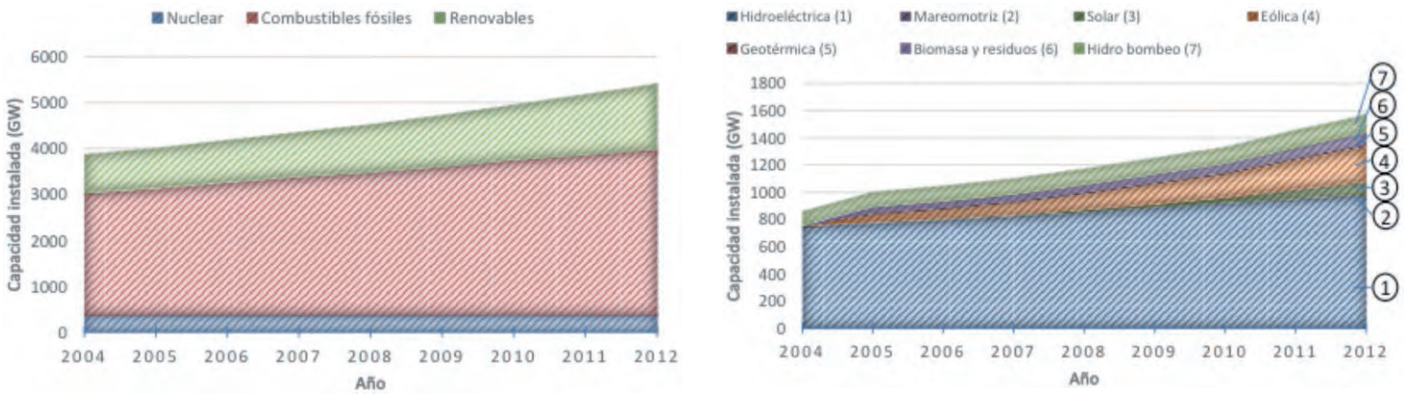


Figura 11. *Potencia instalada para generación eléctrica total (izquierda) y renovable (derecha) a nivel mundial. Elaboración propia en base a datos de (EIA, 2015)*

subterráneas. Contrariamente, cuando se requiere inyectar a la red eléctrica, la energía potencial del aire comprimido se transforma en energía mecánica en un grupo de turbinas de alta y baja presión, cuyo eje acciona un generador eléctrico conectado a red. A fin de aumentar la eficiencia del sistema, el aire comprimido se enriquece con gas natural, y esta mezcla combustiona previo paso por el grupo de turbinado. Además, la energía térmica residual del aire a la salida del grupo de turbinado se utiliza en un recuperador o intercambiador para precalentar el aire almacenado. Así, el principio de operación de los sistemas CAES es similar al de los generadores eléctricos de gas natural. No obstante, el consumo de gas natural en sistemas CAES resulta un 40% menor que el consumo de generadores eléctricos de gas natural (stoRE project, 2015). La Figura 12 muestra el esquema conceptual de un sistema CAES.

A pesar de la madurez tecnológica de los componentes que conforman un sistema CAES, en la actualidad hay muy pocos sistemas multi-megavatio en operación en los sistemas eléctricos de potencia mundial. La base de datos del Departamento de Energía estadounidense "DOE Global Energy Storage Database" (DOE, 2015), ofrece una remarcable colección de proyectos de almacenamiento de energía a nivel mundial y considerando sistemas electroquímicos, térmicos y electromecánicos. En esta última categoría se incluyen PHS, CAES y volantes de inercia. En referencia a los sistemas CAES, la base de datos lista tan sólo

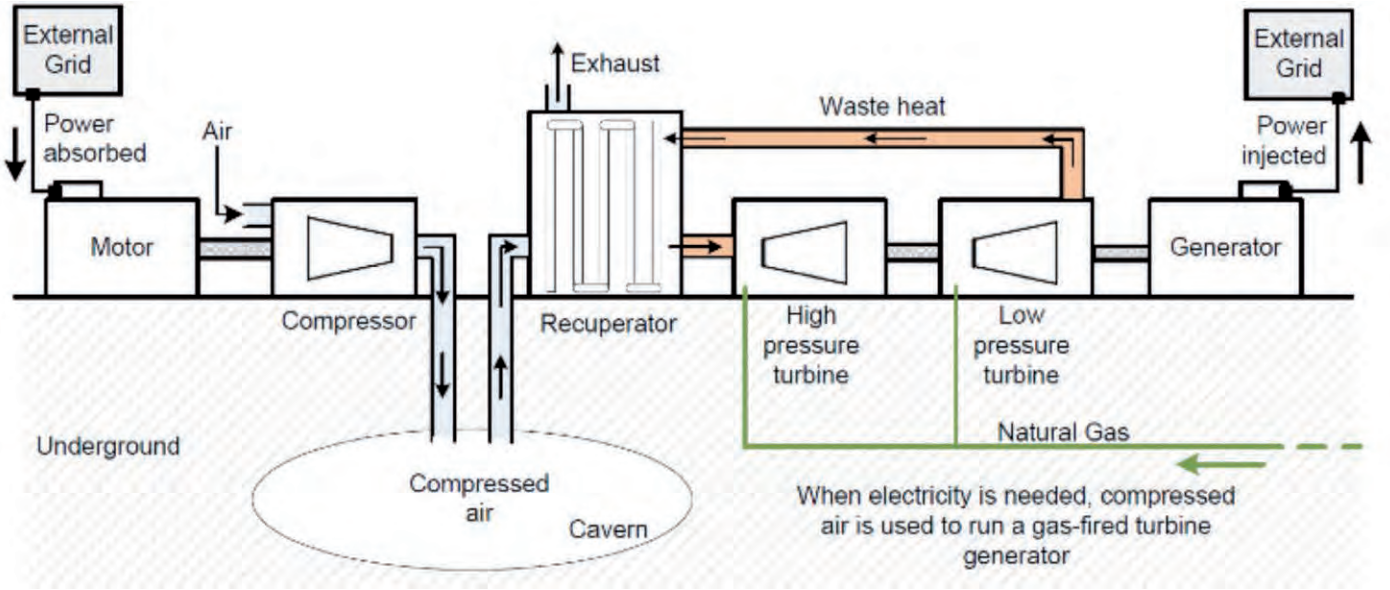


Figura 12. *Esquema de un sistema CAES. Fuente: (Díaz-González & al., 2012)*

15 resultados, entre los cuales 5 referencian sistemas actualmente en operación[17]. Los 10 restantes, corresponden a sistemas en construcción o planeados. El diseño de los sistemas CAES en los 15 proyectos comprende dimensionados desde los 80 kW hasta los 321 MW, con una capacidad de almacenamiento de energía muy variable, configurando sistemas con tiempos de descarga a potencia nominal de tan sólo 45 minutos, hasta las 250 horas. De esta manera, los sistemas CAES pueden considerarse competidores, en términos de capacidad de potencia y energía, con los sistemas PHS. No obstante, el nivel de implantación de los primeros, es mucho menor al bombeo de agua.

Uno de los motivos por los cuales se explica el escaso desarrollo de sistemas CAES a nivel mundial, es la dificultad de encontrar emplazamientos subterráneos naturales, como formaciones rocosas porosas, acuíferos o pozos de gas vacíos, con las condiciones geológicas adecuadas para el almacenamiento de aire comprimido. Tal es la importancia de este aspecto, que motivó la cancelación en 2011 de un proyecto de 270 MW en Iowa, EU, después de 5 años de estudios previos y 8 millones de dólares en gastos asociados (Schulte & al., 2012), (Sioshansi, Denholm, & Jenkin, 2012).

Así, la investigación se centra actualmente en aspectos geológicos y medioambientales, pero también en el desarrollo de conceptos noveles en torno a la tecnología, dando lugar por ejemplo a sistemas CAES adiabáticos avanzados (AA-CAES). La principal diferencia de los sistemas AA-CAES con los sistemas CAES convencionales, es la inclusión de un módulo de almacenamiento térmico, para la reutilización de la energía térmica producida durante la compresión del aire, en los ciclos de expansión. Este almacenamiento térmico elimina la necesidad de incluir sistemas de combustión de una mezcla aire-gas natural, minimizando así el impacto medioambiental de la tecnología. En referencia a sistemas AA-CAES, se cree pertinente notar una experiencia piloto, actualmente en construcción, en Lodeiro, Ticino, Suiza (ALACAES, 2015). Este proyecto propone el uso de un túnel abandonado en los Alpes suizos para almacenamiento de aire comprimido, configurando un sistema capaz de proveer 500 kW de potencia durante 4 horas. El sistema de almacenamiento térmico es en base al calor sensible en rocas.

e. Almacenamiento electromagnético

"Superconducting magnetic energy storage" (SMES)

En los sistemas SMES, la energía se almacena como campo magnético creado por una corriente eléctrica a través de una bobina superconductora (Díaz-González & al., 2012). Los materiales superconductores requieren temperaturas de operación criogénicas. A estas temperaturas, la resistencia del material es prácticamente despreciable, permitiendo el almacenamiento de energía con mínimas pérdidas Ohmicas (no obstante, el ratio de autodescarga por hora alcanza el 10-15%). De acuerdo a la temperatura de operación de los materiales superconductores, se pueden clasificar los sistemas SMES en dos tipos: sistemas de alta temperatura (HTS, 70 K) y los de baja LTS (5 K).

[17] En la literatura, se suelen referenciar tan sólo 2 sistemas CAES, como los más importantes en operación en el sistema eléctrico de potencia. Uno de ellos se encuentra próximo a Huntorf, Niedersachsen, Alemania, y supone hasta la fecha el sistema de mayor potencia, 321 MW, además de ser el primero en operación (año 1978) por la empresa Brown, Boveri & Cie (actualmente ABB) (BBC, 1979). El segundo se encuentra en Alabama, EU, y comprende un sistema de 110 MW @ 26 horas de capacidad de potencia y capacidad almacenamiento de energía.

A pesar de la necesidad de incluir sistemas de refrigeración criogénica, la eficiencia energética de los sistemas SMES es muy alta (90%) (Kim & al., 2010). Además, las mayores ventajas tecnológicas son la alta rapidez de respuesta (del orden de milisegundos), elevadas rampas de potencia, y alta ciclabilidad (del orden de 10^5 ciclos de carga y descarga prácticamente al 100% de profundidad). Los sistemas SMES se conciben así como sistemas rápidos, que pueden proveer elevados picos de potencia, pero sólo durante unos segundos, ya que la capacidad de energía es muy limitada. También la densidad energética (capacidad de energía por unidad de volumen) es muy limitada. De acuerdo con (Mikkonen, 2002), la densidad energética de estos sistemas puede resultar 20 veces menor a la de una batería de plomo-ácido.

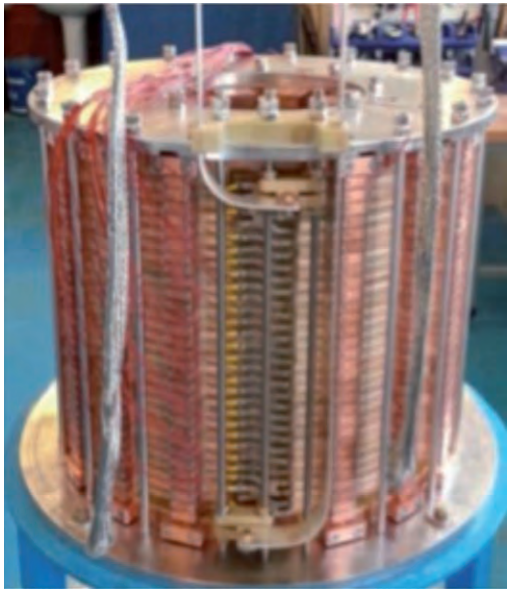


Figura 13. *Sistema imán superconductor de un sistema SMES. Imagen cortesía de (Song & al., 2015).*

Explotando la rápida respuesta, así como las elevadas ciclabilidad y rampas de potencia, los sistemas SMES podrían proveer servicios relacionados con la mejora de la calidad de potencia (compensación de corrientes armónicas, flicker, compensación de huecos de tensión, etcétera (Ali, Wu, & Dougal, 2010)), en el sistema eléctrico. En este sentido, los sistemas SMES se podrían comparar a los supercondensadores o los volantes de inercia.

Esta tecnología, sin embargo, todavía se encuentra en una fase experimental. La explotación real de estos sistemas en campo es prácticamente nula. Un indicador del volumen de actividad en investigación, es el elevado número de artículos (433) que han tratado (desde el año 1992) directamente los sistemas SMES en la revista de referencia "IEEE Transactions on Applied Superconductivity". Además, se tienen varios proyectos incluyendo validación experimental sobre la aplicación de SMES en microrredes y/o sistemas de distribución eléctrica en el mundo. Algunos de ellos: (Song & al., 2015), (Liu, Tang, & Xu, 2015), en China; (Sander, Brighenti, & Gehring, 2014) en Alemania; y (SuperPower Inc., 2015) en Estados Unidos (proyecto internacional).

Supercondensadores

A pesar de compartir una estructura de celda electroquímica similar, el principio de operación de las baterías y de los supercondensadores es totalmente diferente. La principal diferencia se encuentra en el hecho de que en las baterías, la tensión de celda proviene de reacciones químicas entre las especies electroquímicamente activas de cátodo y ánodo. Sin embargo, en los supercondensadores, no se producen reacciones químicas, sino que la energía proviene de campos electroestáticos en la celda (Gualous, Bouquain, & Berthon, 2003), (Rafik, Gualous, & Gallay, 2007).

La capacidad de almacenamiento de energía de un supercondensador depende de 2 factores: la capacidad (que puede alcanzar el orden de centenares de Faradios); y el cuadrado de la tensión de celda. Con el objetivo de maximizar la capacidad de almacenamiento, una de las principales líneas de investigación actualmente se centra en maximizar la tensión de celda, la cual depende directamente de la tensión de ruptura del electrolito. Entre los dos principales tipos de electrolitos, los de tipo acuoso proveen una tensión de celda de 1,0 V aproximadamente, mientras que los de tipo orgánico alcanzan los 2,5 V. Otra línea principal de investigación se centra en la búsqueda de materiales para electrodos. En este sentido se buscan materiales con una gran porosidad, a fin de maximizar el área efectiva de los electrodos, área en la cual acoger el mayor número posible cargas eléctricas que polaricen la celda y aumenten la capacidad de la misma.

Con todo, sistemas comerciales actualmente comercializan celdas capaces de proveer hasta 350 F de capacidad y 2,6 V, y por lo tanto alcanzando los 0,35 Wh. Estas celdas pueden ser serializadas hasta alcanzar centenares de voltios de tensión de salida, facilitando su conexión y operación por inversores comerciales de electrónica de potencia. Las mayores ventajas de esta tecnología son: i) gran ciclabilidad (hasta decenas o centenares de miles de ciclos al 100% de descarga); ii) rapidez de respuesta y elevadas rampas de potencia; iii) gran modularidad; iv) gran potencia específica (del orden de 2.200 W/kg (Maxwell Inc., 2015)), lo que confiere estos sistemas como muy adecuados para aplicaciones móviles en las que peso y tamaño son restricciones fundamentales. Estas características definen los supercondensadores como competidores tecnológicos de los volantes de inercia.

Los supercondensadores, así como los volantes de inercia, están encontrando aplicación, aunque todavía lenta y progresivamente, en el sistema eléctrico de potencia, y también de manera especial en aplicaciones ferroviarias. La base de datos del departamento de energía de Estados Unidos (DOE, 2015) lista 30 proyectos en este sentido, a nivel mundial (16 de los cuales en Corea del Sur, todos referentes a la implantación de estos sistemas para la optimización energética de la red ferroviaria en diversas estaciones).

En este sentido y a modo de ejemplo, se citan los proyectos FerroSmartGrid (Schneider Electric, 2012), y Win Inertia Ferrolinera (ADIF, 2013), los cuales centran la atención en el aprovechamiento de la energía de frenada de los trenes. En particular, en el último de los citados proyectos, esta energía sirve para cargar un sistema híbrido de batería li-ion y supercondensadores, energía que luego se utilizará para la aceleración del tren y/o para otros usos, como la carga de vehículos eléctricos. Es remarcable aquí la hibridación del almacenamiento: el uso de los supercondensadores para absorber e inyectar picos de potencia durante unos segundos, en las aceleraciones y deceleraciones de los trenes; y luego el uso de las baterías para extender la capacidad de almacenamiento del sistema. Con esta estrategia de operación, se extiende la vida útil de las baterías, y al mismo tiempo se mejora la respuesta dinámica del sistema en su intercambio energético con la red.

f. Almacenamiento termoeléctrico

En general, los sistemas de almacenamiento térmico almacenan energía térmica para suplir, cuando sea necesario, demandas térmicas en edificios o procesos industriales (por ejemplo, la calefacción o el agua caliente sanitaria), pero también como medio para generar electricidad. Es éste un ámbito de conocimiento muy extenso, en el que de forma sucinta, se puede construir el amplio catálogo de

tecnologías atendiendo a las transformaciones o cambios de estado, que sufre el material o medio de almacenamiento de energía durante la carga y descarga del sistema. En este sentido, se pueden definir sistemas de almacenamiento basados en calor sensible (cambios de temperatura); en *calor latente* (cambios de fase); y aquellos basados en reacciones termo-químicas. Una interesante aproximación al estado del arte de estos sistemas se ofrece en el estudio de la Agencia Internacional de Energía Renovable (IRENA, 2013).

En lo que sigue, este apartado trata los sistemas termoeléctricos, es decir, aquellos en los que, de forma reversible, se gestiona una reserva de energía térmica con el fin de generar o consumir electricidad. En el sistema eléctrico de potencia, los sistemas termoeléctricos más habituales son aquellos basados en calor sensible. Estos sistemas, baratos y tecnológicamente maduros, se basan en los cambios de temperatura de agua, sales fundidas o rocas, entre otros medios. La capacidad de almacenamiento del sistema es directamente proporcional al calor específico del medio. A modo ilustrativo, el calor específico del agua, líquido utilizado habitualmente como medio de almacenamiento en edificios, es de 4200 kJ/m^{3}K (1.17 kWh/m^{3}K); el de aceites térmicos, utilizados en centrales termosolares, se cuantifica en 1900 kJ/m^{3}K (0.53 kWh/m^{3}K); el del hormigón, es alrededor de 2000 kJ/m^{3}K (0.56 kWh/m^{3}K); y el de las sales fundidas, también utilizadas en centrales termosolares, se estima en 2800 kJ/m^{3}K (0.78 kWh/m^{3}K) (Bayón, 2014).

El uso de las sales fundidas en centrales termosolares es una práctica extendida actualmente. Constituye además, uno de los ejemplos más claros de la aplicación del almacenamiento termoeléctrico para la optimización de sistemas de generación eléctrica. En una planta termosolar, durante el día los colectores solares calientan un fluido de

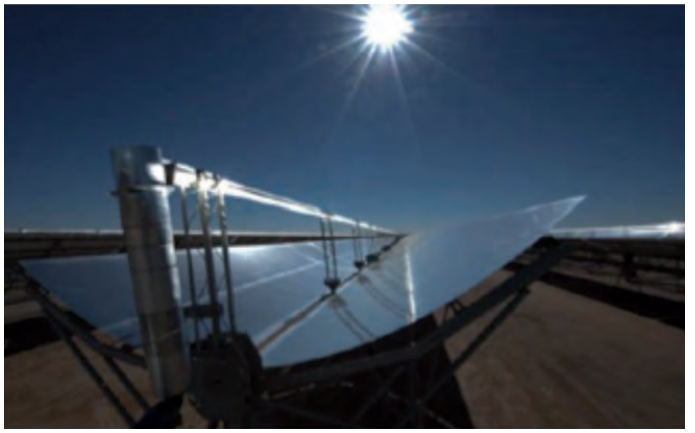


Figura 14. *Izquierda: detalle de un colector solar. Derecha: tanques de almacenamiento de sales fundidas. Imágenes cortesía de Abengoa Solar (Abengoa Solar, 2013)*

transferencia de calor, el cual suele ser un aceite sintético de alta temperatura (Therminol, 2015) (la temperatura de trabajo suele ser entre los 300ºC y 400ºC). Este aceite intercambia su calor con sales frías en un tanque (sales que se encuentran a una temperatura mínima de operación de 288ºC en estado líquido). Este intercambio energético calienta las sales que se almacenan en un segundo tanque. Al mismo tiempo, parte del aceite caliente se usa para generar vapor, el cual se turbina y mueve el rotor de un generador eléctrico, que inyecta potencia a la red. Durante la noche, la planta termoeléctrica extiende su aportación eléctrica utilizando el calor almacenado en las sales fundidas, las cuales fueron calentadas durante el día. Estas sales intercambian calor con el aceite sintético, que a su vez genera vapor de agua para turbinar y activar el generador eléctrico.

Uno de los retos tecnológicos del almacenamiento en sales fundidas es la inestabilidad térmica de las mismas a altas temperaturas, pudiendo provocar incluso su combustión. Las sales utilizadas actualmente (como el compuesto 60% NaNO3, 40% KNO3), pueden ser utilizadas en teoría hasta los 565ºC. Sin embargo, diversos aspectos como impurezas, factores atmosféricos, o elevados ratios de calentamiento, entre otros, pueden acelerar la degradación del medio y afectar su estabilidad térmica (Gimenez & Fereres, 2015). Cabe destacar que el esquema de funcionamiento descrito en este párrafo puede variar en favor de alcanzar unas mayores prestaciones. En este sentido notar la experiencia de la planta termosolar Gemasolar, en Sevilla (http://www.torresolenergy.com/TORRESOL/planta-gemasolar/es). La singularidad de esta planta, entre otras, es el uso de las propias sales fundidas, y no aceites sintéticos, como fluido de transferencia de calor.

En el mundo se cuentan numerosos sistemas de plantas termosolares con sales fundidas. De acuerdo con la base de datos del departamento de energía de Estados Unidos (DOE, 2015), se cuentan 25 sistemas de este tipo en operación, y otros 16 en construcción y/o aceptados para su futura implementación. Son todas estas, generalmente, plantas de generación en el rango de decenas o centenares de megavatios de potencia. La capacidad de energía de las sales fundidas, es tal que permite extender la generación a potencia nominal de la planta durante varias horas. La planta termosolar de mayor potencia actualmente, equipada con sales fundidas es la planta instalada por Abengoa, en Gila Bend (Arizona, EU) (Abengoa Solar, 2015). Esta planta, con una extensión de 777 hectáreas, proporciona 250 MW eléctricos de potencia pico (280 MW sin descontar las cargas parásitas de la planta), suministrando así energía a unas 91.000 viviendas. El sistema de sales fundidas, tiene capacidad para proporcionar la potencia nominal durante 6 horas, durante periodos nocturnos. Para ello, la planta cuenta con España cuenta con numeras instalaciones termosolares. A destacar las plantas Extresol, en Badajoz, y Andasol, Granada.

1.1.2. Electrónica de potencia en la red

Las tecnologías de almacenamiento presentadas en el apartado anterior (sección 1.1.1) requieren de sistemas de conversión de potencia para facilitar el intercambio energético con la red eléctrica a la cual son conectados. Estos sistemas de conversión de potencia presentan estructuras heterogéneas, atendiendo a diversos requerimientos de diseño como la modularidad, controlabilidad, eficiencia, coste y protección ante eventualidades, entre otros. Tales prestaciones pueden ser provistas por sistemas de conversión basados en electró-

nica de potencia. Por ejemplo, la adopción de la electrónica de potencia permite el control de carga rápida de la batería de un vehículo eléctrico, o la provisión de servicios auxiliares a la red eléctrica por parte de un sistema multi-megavatio electroquímico. De esta manera, la electrónica de potencia resulta una tecnología fundamental para la conexión a red de los sistemas de almacenamiento de energía.

Atendiendo a esta realidad, este apartado discurre acerca de la electrónica de potencia para la conexión a red del almacenamiento aplicado en tres ámbitos fundamentales: los sistemas modulares de baterías, los filtros activos y los vehículos eléctricos. Estos tres ámbitos de aplicación son representativos de la modernización del sistema eléctrico de potencia.

a. Para sistemas modulares basados en almacenamiento electroquímico.

Las celdas electroquímicas, en términos generales, proveen tensiones que, en el mejor de los casos, alcanzan los 4 Voltios. De esta forma, la capacidad de potencia y energía resultan adecuadas para aplicaciones domésticas y de pequeña escala. Sin embargo, en función de los servicios que el almacenamiento electroquímico habría de proveer en sistema eléctrico de potencia (por ejemplo, soporte a la frecuencia, seguimiento de carga, limado de picos de demanda,…), los requerimientos de potencia y capacidad de energía podrían exceder decenas de megavatios y megavatios-hora, respectivamente. De esta manera, habitualmente las celdas electroquímicas se conectan en serie y/o paralelo dando lugar a módulos de baterías. Estos módulos proveen prestaciones del orden de kW de potencia y kWh en energía. A su vez, para alcanzar el orden de megavatios y megavatios-hora, los módulos pueden ser conectados en serie y paralelo configurando sistemas modulares de baterías. Diversos proveedores como (Parker Hannifin Corp., 2015), (Nidec ASI, 2015), (Siemens, 2015), (Saft, 2015), ofrecen estos sistemas en containers, a fin de proyectar la idea de compacidad, movilidad y facilidad de instalación, entre otros.

La modularidad de estos sistemas da lugar a diferentes diseños en cuanto al sistema de conversión de potencia, es decir, a la electrónica de potencia y equipamiento auxiliar que permite la conexión de las baterías con la red eléctrica exterior. El diseño del sistema de conversión de potencia (*power conversion system* en inglés, PCS en lo que sigue), es fundamental atendiendo a diversos criterios tales como:

- Controlabilidad de planta. Es decir, la capacidad del sistema en seguir consignas de potencia (activa y reactiva) por parte del operador; bidireccionalidad de flujos de energía; aislamiento, protección, seguridad y desconexión eventual; entre otros.
- Eficiencia energética. El número de convertidores de potencia, su topología, niveles de tensión y corriente circulante, entre otros, son factores que afectan el cómputo de pérdidas energéticas de la planta.
- Durabilidad. El número y manera de conectar los módulos de baterías entre sí, configurando cadenas que evacuan en diferentes unidades o convertidores de potencia, es fundamental para asegurar un mínimo desbalanceo entre y degradación en las celdas electroquímicas, determinando así la vida útil del sistema.
- Coste. El número y tipo de componentes de planta determinará el coste capital de la misma. Además, el diseño del PCS también determinará en gran medida los costes de operación y mantenimiento durante la vida útil del sistema.

Atendiendo a los criterios anteriormente listados, la industria propone diferentes diseños de PCSs. La Figura 16 presenta gráficamente algunos de ellos.

Figura 15. *Sistema modular de baterías secundarias en la planta solar alemana Alt Daber. Fuente: Imagen cortesía de PV Magazine.*

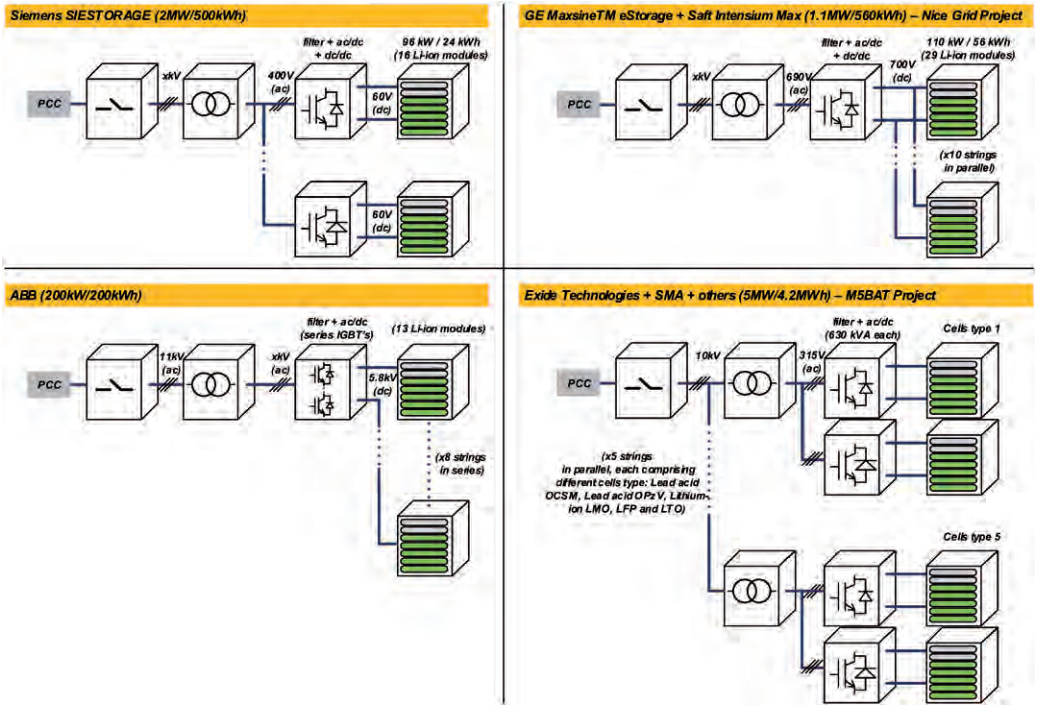


Figura 16. *Izquierda superior: Esquema sistema Siemens Siestorage, deducido de (Siemens, 2015). Derecha superior: Esquema PCS proyecto europeo Nice Grid, deducido de (Saft, 2015) y (GE Grid Solutions, 2013). Izquierda inferior: PCS propuesto por ABB y Saft, deducido de (Wade, Taylor, Lang, & Svensson, 2009). Derecha inferior: Esquema PCS proyecto europeo M5BAT, deducido de (Thien, Alexen, Merten, & al., 2015), (M5BAT, 2015).*

Como se puede observar, los diseños pueden ser muy diversos. Por ejemplo, el sistema propuesto por Siemens propone la conexión en paralelo de cadenas relativamente cortas de baterías conectadas en serie. El control y supervisión de estas cadenas relativamente cortas es más fácil que con cadenas más largas. Además, se prevén menores problemas en cuanto a desbalanceos de carga entre las celdas electroquímicas que configuran cada una de las cadenas. No obstante, la gran modularidad de este sistema es a costa de un gran número de convertidores.

En este sentido, un enfoque totalmente distinto es el propuesto en el proyecto desarrollado por ABB y Saft. Aquí la visión es serializar un gran número de celdas electroquímicas, distribuidas en 8 cadenas, para alcanzar una tensión de bus de corriente continua del orden de 5,8 kV. Esta elevada tensión de bus es controlada por un único inversor, que a través de un transformador permite la conexión del sistema a la red de distribución. Aunque esta propuesta presumiría de un menor coste en la electrónica de potencia, un fallo en este único convertidor inhabilitaría todo el sistema de almacenamiento, cosa que no ocurre en 2 de estructuras en la Figura 16.

Otras alternativas, como las propuestas en el proyecto Nice Grid (consorcio mayoritariamente francés) y M5BAT (consorcio mayoritariamente alemán) apuestan por la conexión en paralelo de cadenas de módulos electroquímicos, sin embargo considerando diferentes diseños en el PCS, como se observa en la Figura 16. Cabe destacar, que la propuesta de trenes de potencia independientes en el proyecto M5BAT es motivada por la inclusión de diferentes tipos de baterías en cada uno de las cadenas de módulos (plomo-ácido, litio-ion, sodium nickel-chloride). Otra de las ventajas de fraccionar la potencia total del sistema en diversos subsistemas en paralelos, es el hecho de favorecer un alto factor de carga en los convertidores; la eficiencia de los inversores es habitualmente mayor cuanto mayor es su factor de carga.

Mientras que los párrafos anteriores abordan varias arquitecturas de sistemas modulares de PCSs, cabe destacar también que se proponen diferentes topologías en cuanto al tipo de inversores y convertidores dc/dc. Este es un ámbito de conocimiento extensísimo, que queda fuera del alcance de este documento. Sin embargo, se puede asegurar en términos generales, que la industria, y para los niveles de potencia que se demandan en las instalaciones de almacenamiento para el sistema eléctrico de potencia, adopta preferentemente topologías ampliamente conocidas y fiables como: inversores bidireccionales trifásicos de dos niveles (puente en H); o inversores multinivel (tres niveles, estructura *neutral clampled point*). Estos inversores son ampliamente utilizados en el sistema eléctrico de potencia para aplicaciones multi-megavatio, como la generación eólica (Ingeteam, 2015). Otras estructuras de inversores como los de tipo multinivel modulares (*modular multilevel converters,* MMC, en inglés), son objeto de intensos esfuerzos de investigación y desarrollo actualmente para el almacenamiento electroquímico, encontrando no obstante ya aplicaciones reales en el ámbito de las redes de transporte de potencia (ABB SVC Light, 2014).

En cuanto a convertidores dc/dc se indica, sucintamente, que éstos pueden ser integrados en el propio módulo de potencia del inversor bidireccional, a cuenta de unos pocos transistores y elementos pasivos adicionales. Sin embargo, y con la excusa de proveer aislamiento galvánico a las celdas electroquímicas y al módulo de potencia bajo cortocircuitos y/o otras posibles eventualidades, la investigación se centra

en el desarrollo de convertidores bidireccionales dc/ac-ac/dc (topología *double active bridge,* DAB, en inglés) (Engel, Soltau, Stagge, & De-Doncker, 2013). En este sentido, el desarrollo de transformadores de media frecuencia (y por lo tanto de bajo volumen y peso), en el rango de centenares de kVA de potencia, es uno de las principales barreras tecnológicas a superar (RWTH, 2015).

b. Filtros activos

Como se ha comentado a lo largo del documento, la instalación de sistemas de almacenamiento en la red eléctrica permite una mayor integración de las energías renovables. Por un lado, logra compensar las variaciones de la potencia entregada por plantas solares o fotovoltaicas. Por otro, permite cumplir los requisitos de conexión a red que se les exigen y, que pueden incluir soporte a la frecuencia y el cumplimiento de rampas de subida y de bajada de potencia. Uno de los operadores de red que lo solicita es PREPA (Puerto Rico Electric Power Authority), que establece una rampa lineal (o "*droop*", en inglés) de potencia-frecuencia a seguir y que fija que las plantas fotovoltaicas incrementen y reduzcan la potencia entregada en un 10 % de su capacidad nominal como máximo. Además, en el código de red de PREPA, se especifica que las tecnologías fotovoltaicas, combinadas con sistemas de almacenamiento, pero no limitadas baterías, volantes de inercia, sistemas híbridos, son opciones aceptables para cumplir con la respuesta a la frecuencia y los requisitos de regulación.

En este sentido, se pone de manifiesto que los sistemas de almacenamiento permiten contribuir a la estabilidad de red. De hecho, no sólo ayudan a la regulación de la frecuencia, sino también a la regulación de tensión e incluso pueden mejorar la respuesta o prevenir apagones.

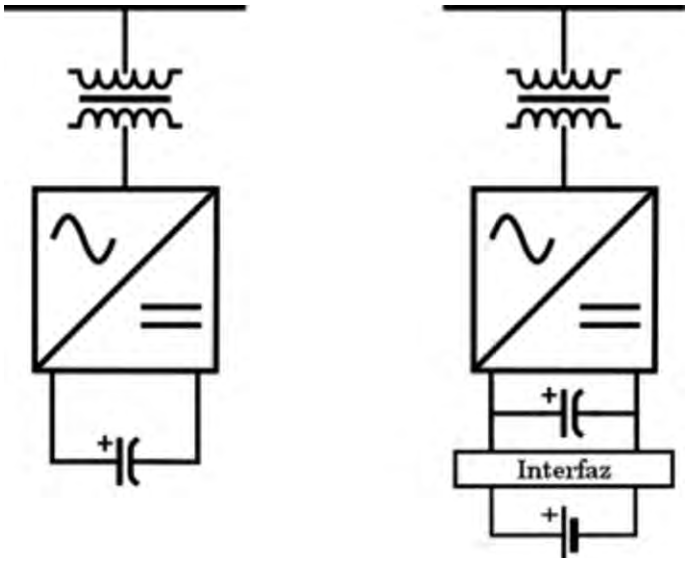


Figura 17. *Esquema STATCOM con bus de condensadores (izquierda) o con sistema de almacenamiento (derecha). Fuente: elaboración propia.*

Precisamente, como soporte al control de tensión y estabilidad de la red, se incluyen como tecnologías auxiliares los sistemas FACTS. Habitualmente, estos sistemas no están equipados con almacenamiento de energía, y de esta manera tan sólo pueden intercambiar con la red potencia reactiva. No obstante, se pueden configurar sistemas FACTS STATCOM (Static Synchronous Compensator), con baterías secundarias. Para ello, se le añade una batería al bus dc del FACTS STATCOM, junto con una interfaz de conexión, al bus de condensadores. En dicho caso, el dispositivo es capaz de aportar también estabilidad transitoria y dinámica al sistema, gracias a su capacidad de intercambiar potencia activa con las baterías. En la Figura 17 se muestra un esquema del STATCOM con y sin almacenamiento. Lo que se

consigue con un sistema STATCOM con almacenamiento incorporado es un control independiente de la potencia activa y reactiva que se inyecta o se absorbe. En lugar de tener solo 2 modos de operación, inductivo (retraso) o capacitivo (avance), se tiene también la opción de carga o descarga del bus de continua en cada caso, es decir, 4 posibles modos.

Aunque a priori se puede pensar que a nivel de red de transporte el sistema de almacenamiento sería demasiado voluminoso, lo cierto es que, incluso cuando las oscilaciones de potencia son grandes, normalmente éstas pueden ser mitigadas con una modesta inyección de potencia (Chakraborty, Musunuri, Srivastava, & al., 2012). Entre las diversas aplicaciones para las cuales este sistema STATCOM con almacenamiento puede resultar útil, destaca la estabilización de perturbaciones en la red. No obstante, la aplicación estrella para este tipo de dispositivo son los parques eólicos, dada la naturaleza pulsante del par en la turbina de viento (NREL, 2006).

Los beneficios económicos para la red eléctrica derivados de los FACTS no son fácilmente cuantificables. En general, mejoran la controlabilidad de la red, ayudan a mantener la estabilidad (control de tensión, control de frecuencia, amortiguamiento de oscilaciones) y aseguran la calidad de potencia. Las ganancias económicas asociadas a la instalación de los FACTS vienen derivadas del incremento de la capacidad de transporte y del retraso o incluso supresión de la necesidad de expandir el sistema de transporte construyendo nuevas líneas o nuevas centrales de generación. Por otro lado, al reducir el riesgo de apagones también se reduce el riesgo de penalizaciones por falta de suministro.

c. Para cargadores de vehículos eléctricos

Existen actualmente diversas tecnologías para la recarga de los vehículos eléctricos. En lo referente a la electrónica de potencia, se puede concluir sucintamente que los vehículos eléctricos están equipados con un inversor que permite una carga lenta de la batería. La carga lenta habitualmente es a través de una conexión doméstica o comunitaria de corriente alterna, monofásica (es decir, el amperaje máximo podría alcanzar los 16 Amperios). En caso de carga rápida, es decir, aquella que permite cargar la batería totalmente en 30 minutos como máximo, se requiere un inversor de gran potencia, el cual por motivos de eficiencia y espacio, no es instalado en el vehículo, sino en el propio poste de recarga estacionario. La Figura 18 muestra la arquitectura de sistemas comerciales de cargadores integrados en vehículos eléctricos. Como se puede comprobar, aspectos como modularidad, controlabilidad, calidad de potencia y aislamiento galvánico, son conceptos adoptados en este tipo de productos, bien sea para optimizar prestaciones y fiabilidad, o para cumplir con normativas (en el caso del aislamiento galvánico).

Los vehículos eléctricos, pueden ser considerados por el sistema eléctrico de potencia como recursos energéticos distribuidos, cuya energía podría ser gestionada de manera inteligente para proveer servicios a la red, respondiendo a diversos modelos de negocio. No obstante, la bidireccionalidad de los flujos energéticos entre batería y red, y por lo tanto, la realización de los modelos de negocio, sólo es posible a través de una electrónica de potencia diseñada a tal efecto. La inclusión de esta electrónica de potencia, y de las plataformas de comunicación adecuadas (ISO 15118, 2013), permite la definición del concepto “vehicle-to-grid” (V2G).

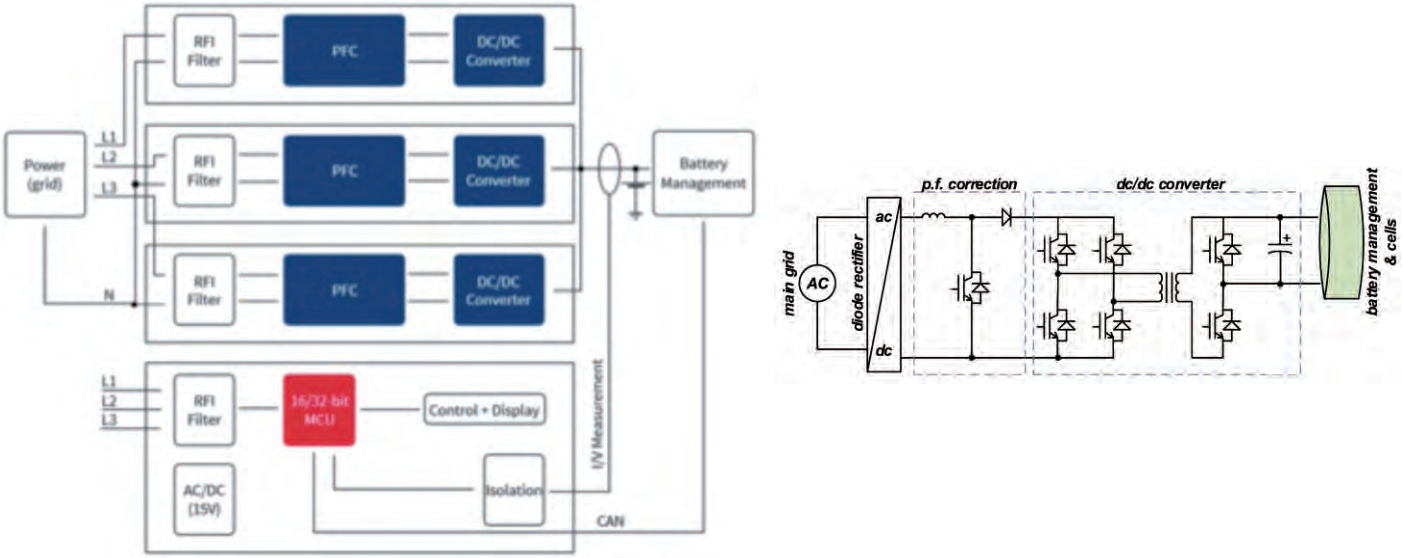


Figura 18. *Izquierda: detalle de la arquitectura de un cargador de baja potencia integrado en vehículo eléctrico. Imagen cortesía de Infineon (Infineon, 2015). Derecha: esquema eléctrico de un cargador integrado en vehículo eléctrico. Esquema simplificado de Silicon Labs (Silicon Labs, 2015)*

En octubre de 2014, la Comisión Europea publicó una directiva para la implementación de una infraestructura para los combustibles alternativos (Comisión Europea, 2014). Esta directiva, entre otros aspectos, pretende impulsar el desarrollo de una red de cargadores para vehículos eléctricos, como herramienta y medio fundamental para el despliegue y generalización de la electro movilidad en el ámbito europeo. Tanto es así, que la directiva propone a los estados miembros instalar al menos un punto de recarga por cada 10 vehículos eléctricos para el año 2020[18].

Para alcanzar este objetivo, la Comisión podría cofinanciar en los próximos años proyectos en infraestructuras de recarga de vehículos eléctricos en estados miembros, bajo el marco del programa de financiación CEF, "Connecting Europe Facility" (INEA, 2015). La infraestructura de recarga de vehículos eléctricos puede ser heterogénea en cuanto a tecnologías (carga lenta, rápida, inductiva,…), y puede considerar varios modelos de negocio (puntos de recarga públicos, privados, cambio de baterías…). No obstante, y en cualquier caso, la directiva, en sus puntos (32) y (33), indica la necesidad de llevar a cabo esfuerzos estratégicos para encontrar una solución técnica que garantice la interoperabilidad entre vehículo e infraestructura de recarga en toda la Unión; tarea estratégica conducida desde el año 2010 por

[18] La Comisión Europea estima para el año 2020, 2 millones de vehículos eléctricos en Francia; 1 millón en Alemania; 1,55 millones en el Reino Unido; y 2,5 millones en España.

un grupo de reflexión CEN/Cenelec. La Tabla 2 lista algunas de las normas internacionales de aplicación actualmente –o de adopción a corto plazo–, para la estandarización de los modos e infraestructuras de recarga de vehículos eléctricos.

Tabla 2. Estándares de aplicación en el ámbito de la recarga de vehículos eléctricos.

Estándar	Descripción
IEC 61851	Sistemas de carga por cable (definición de topologías punto de carga / cable / conexión con vehículo). • Definición de los modos de carga rápida y lenta (IEC 61851-1, 2, 3). • Tipos de conectores de carga en vehículo (IEC 61851-21, 22, 23, 24).
IEC 62196	Estándares para los conectores en vehículo. Características eléctricas atendiendo a los modos de carga definidos en IEC 61851. • IEC 62196-1 (2014). Requerimientos generales. Abarca conectores de hasta 690 VAC / 50-60 Hz / 250 A; y 1500 VDC / 400 A. • IEC 62196-2 (2011). Requerimientos de compatibilidad dimensional para conectores AC para los modos de carga IEC 61851. Abarca conectores de hasta 500 VAC / 50-60 Hz / 63 A (3 fases) o 70 A (1 fase). • IEC 62196-3 (2014). Requerimientos de compatibilidad dimensional para conectores de alta potencia DC e híbridos. Abarca sistemas de hasta 1000 VAC / 50-60 Hz / 250 A; y 1000 DC / 250 A.
SAE J1772	Conectores monofásicos de carga en vehículo (norma americana). Similitudes con IEC 62196.
UL2251	Conectores de carga en vehículo (norma americana).

Y es que la disponibilidad y estandarización de puntos de recarga son principales barreras tecnológicas en el ámbito de la electro movilidad, pero también lo es desde un punto de vista de percepción social (Hanke, Hüelsmann, & Fornahl, 2013). En efecto, la percepción de poder cargar el vehículo en cualquier lugar y situación, es un aspecto que debe ser resuelto inevitablemente. Esta visión es compartida y plasmada, por ejemplo, en la hoja de ruta para la electro movilidad en Alemania, documento establecido por la plataforma nacional para la electro movilidad en este país (Germany Trade & Invest, 2012).

Complementariamente, y en referencia a los modos de carga, se citan aquí los interesantísimos resultados del proyecto europeo de investigación Green Emotion, en su documento 9.1 (Green Emotion Project, 2015). Este documento, resume y analiza las preferencias de los consumidores para demandar y utilizar vehículos eléctricos. Los resultados se derivan de un análisis estadístico en base a encuestas en tres "regiones de demonstración": Dinamarca, Irlanda e Italia. En particular, se destaca que la opción de carga lenta, en la que los vehículos adquieren tan sólo 25 km de autonomía tras 20 minutos de carga, no resultaría en absoluto de interés para los potenciales consumidores, denotando así una preferencia clara por otras formas de carga más rápida.

1.1.3. Redes inteligentes y almacenamiento de energía

La creciente complejidad que está experimentando el sistema eléctrico con la introducción de las redes inteligentes hace indispensable una mayor presencia de las tecnologías de la información y la comunicación (TICs). La red eléctrica

está incluyendo cada vez más estas tecnologías en sus equipos y sistemas, proporcionando así una mayor capacidad de coordinación de todos los agentes, aportando a la red una mayor inteligencia y permitiendo gestionar y controlar el suministro eléctrico en un marco de sostenibilidad técnica y económica. El aumento de la presencia de las TICs es un hecho transversal que afectará, no solamente a los sistemas de almacenamiento de energía, sino también a todos los ámbitos del sector eléctrico y que facilitará la introducción de las redes inteligentes en su conjunto.

Una red inteligente requiere una vasta red de comunicaciones que posibilite el intercambio continuo de información entre los clientes, instalaciones y operaciones. Dependiendo del tipo de aplicación, de las características de la red eléctrica y de la zona en la que se quieran instalar, existen diferentes necesidades y requisitos en las comunicaciones que deben ser utilizadas. Es por esta razón que no hay una única tecnología capaz de satisfacer completamente las necesidades de las comunicaciones en una red inteligente, y se debe escoger la tecnología correcta en cada ocasión. Además, para cada una de las partes en que se puede dividir la red de comunicaciones, las tecnologías utilizadas también pueden variar.

Aparte de los sistemas de comunicaciones, también son necesarias una serie de herramientas y aplicaciones que transformen los datos transmitidos en información útil, utilizándolos para mejorar el servicio, la fiabilidad y la eficiencia. Todas estas aplicaciones, mediante programas, algoritmos, cálculos y análisis de datos, son la base de todas las funcionalidades y son el nodo central de la inteligencia de las redes inteligentes. Estas aplicaciones son cada vez más sofisticadas, resuelven problemas cada vez más complejos, exigen datos cada vez más precisos, y deben producir resultados con mayor rapidez y precisión.

Algunas de las aplicaciones relacionadas con el almacenamiento de energía que están experimentando un significativo desarrollo con la introducción de las redes inteligentes son:

- *Building and Energy Management System* (BEMS) y *Building Automation and Control System* (BACS): sistema complejo de automatización de los hogares o edificios en general, en el que los electrodomésticos, los enchufes o los termostatos están dotados de una cierta inteligencia para poder integrarlos en un solo sistema y lograr un funcionamiento energéticamente y económicamente eficiente en los edificios.
- *Meter Data Management System* (MDMS): aplicación que realiza la gestión de la información obtenida con los medidores, la lectura de los medidores, la facturación y la gestión del contador eléctrico.
- *Distribution Management System* (DMS): sistema de supervisión y control de la red de distribución que integra los equipos de telecontrol y los sistemas de detección y reposición de defectos. Esta aplicación también se encarga de la supervisión y control de los sistemas de almacenamiento que estén instalados en la red de distribución.
- *Energy Management System* (EMS): sistema de herramientas utilizadas por los operadores de red para supervisar, controlar y optimizar el rendimiento de la generación y/o del sistema de transporte.
- Control Central de una Microrred (MGCC): aplicación que ejecuta el control, la supervisión y la protección de la microrred, al mismo tiempo que se optimiza la operación y se mantiene la calidad y fiabilidad de suministro.

Otro de los aspectos que gana en importancia con el incremento de intercambio de información en las redes

inteligentes, es el de la cyber-seguridad y la privacidad de los datos. Al convertirse el sistema eléctrico en más dependiente de las TICs, el sistema debe protegerse frente ataques, mal uso o acceso no autorizado al sistema de comunicaciones, asegurando la confidencialidad, integridad y disponibilidad de la información.

Estandarización de sistemas de comunicación

Para asegurar la interconexión efectiva de los equipos y sistemas, se requiere de estándares de comunicación que definan un lenguaje común que facilite el intercambio de datos. Actualmente, coexisten diferentes protocolos y tecnologías de comunicación con diversas fases de madurez o implantación, en cada una de las actividades del sistema eléctrico. Diferentes iniciativas se han realizado con la intención de evitar esta multiplicidad de protocolos de comunicación y otro tipo de estándares. Diferentes estudios muestran las recomendaciones de organismos como el NIST (NIST, 2012) o la IEC (IEC - SG3, 2010) respecto a los estándares utilizables en cada uno de los ámbitos de aplicación de las redes inteligentes. La limitación de soluciones propietarias y el uso de estándares es un elemento clave para facilitar la implementación y desarrollo de las redes eléctricas inteligentes, proporcionando interoperabilidad e integración de todos sus componentes.

Dos de los estándares más importantes dentro de las redes inteligentes son la IEC 61850 y el modelo CIM. El capítulo de la norma IEC 61850-7-420 define un estándar de comunicaciones para los sistemas de almacenamiento de energía. Este estándar define una terminología que por ejemplo tipifica el estado del sistema (apagado / encendido), tipo de batería, máxima corriente de descarga, el estado de carga, el modo de operación, etc. Esta tipificación pretende ser suficientemente estándar tal que permita la interconexión de los sistemas de almacenamiento con otros equipos y/o agentes de red.

Operación de sistemas DER y baterías

En paralelo a los procesos de estandarización de las comunicaciones utilizadas en las redes inteligentes, se está desarrollando un proceso para estandarizar también los servicios y funciones que se realizan. A nivel europeo, la comisión europea ha publicado diferentes mandatos con este objetivo. En concreto, en marzo de 2011 se publicó el mandato "M/490 to support European Smart Grid deployment" con el que se pretende estandarizar las funciones y que favorezcan la implementación de las redes inteligentes. En respuesta a éste mandato se creó el Smart Grid–Coordination Group (SG-CG) formado por las tres principales organizaciones de estandarización a nivel europeo: European Committee for Standardization (CEN), European Committee for Electrotechnical Standardization (CENELEC), y European Telecommunications Standards Institute (ETSI).

Uno de los principales resultados de este grupo de coordinación es la definición del modelo de arquitectura SGAM (Smart Grid Architecture Model). SGAM es básicamente un modelo tridimensional que permite la representación de los elementos esenciales, los participantes y las interacciones en una red inteligente.

En la Figura 19 puede verse la representación en el modelo SGAM de los componentes necesarios para los sistemas DER, entre los que se incluyen los sistemas de almacenamiento de energía conectados a la red de distribución. Los elementos principales necesarios son un controlador local o de planta que sea capaz de gestionar localmente el funcionamiento de los sistemas de almacenamiento de energía con sus inversores y sensores, y un EMS que coordine el funcionamiento de varios de estos sistemas con el resto de equipos presentes en la red de distribución.

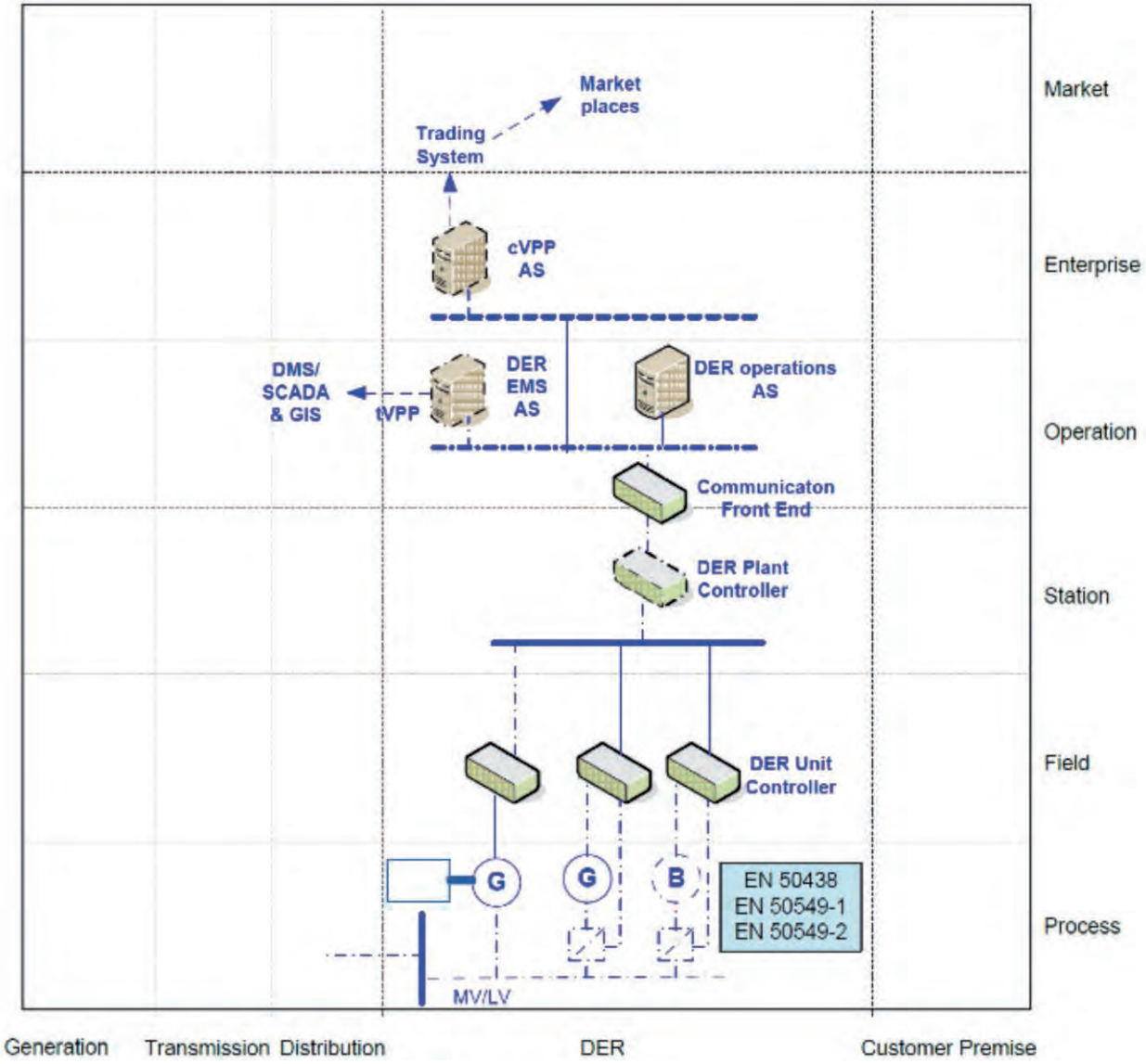


Figura 19. *Component layer de los sistemas de almacenamiento y DER según el SGAM. Fuente: (CEN-CENELEC-ETSI, 2014)*

Ejemplo aplicación TICs: VPP

El concepto de *Virtual Power Plant* (VPP) aparece como respuesta a la necesidad de integrar los recursos de generación distribuida mediante redes inteligentes, beneficiando tanto a los prosumidores y consumidores, como a los operadores de la red. Se define como una agregación de diferentes fuentes de generación distribuida que son controladas de forma centralizada. Esta agregación permite establecer contratos en el mercado eléctrico y/o ofrecer servicios a los operadores del sistema como un único agente. La dispersión geográfica no debe ser una limitación para las VPP, por lo que las TICs tienen un papel fundamental en el desarrollo del sistema.

En EEUU, las VPP suelen también tener en cuenta el lado de la demanda, incorporando de esta manera conceptos de gestión activa de la demanda que ayudan a dar estabilidad y fiabilidad a la red.

Uno de los principales objetivos es ofrecer los beneficios de las economías de escala a pequeños generadores además de optimizar los flujos de energía entre los participantes del sistema para permitir satisfacer la demanda al menor coste posible. Además, también se aporta al sistema de mayor flexibilidad, aportando electricidad en momentos de máxima demanda o ayudando al equilibrio de potencia en caso que sea necesario.
Las VPP pueden ser categorizadas según:

- La escala geográfica: definiendo las VPP de nivel local, nivel regional y a gran escala.
- La arquitectura de control: refiriéndose la comunicación entre los dispositivos que controlan las funciones del sistema y su organización jerárquica.
- El propósito de la agregación: las VPP comerciales cuya principal función es representar a la agregación en el mercado eléctrico como si se tratara de una central de generación convencional y las VPP técnicas, cuyo interés es asegurar el correcto funcionamiento del sistema teniendo en cuenta las restricciones técnicas de la red. En la sección sobre modelos de negocio de este documento, se discute acerca del concepto de agregador.

1.2. ASPECTOS ECONÓMICOS

El desarrollo tecnológico de las tecnologías de almacenamiento de energía ha de ir acompañado de una reducción de coste significativa, para favorecer un despliegue generalizado de las mismas tanto en el sistema eléctrico de potencia, como en otros ámbitos de aplicación. Atendiendo a los aspectos económicos en torno a las tecnologías de almacenamiento de energía, este apartado discurre acerca de la explotación de un modelo de costes para las mismas, así como acerca del papel que éstas podrían tener en la expansión de la capacidad de la generación distribuida en la red.

1.2.1. Modelo de costes de las tecnologías y evolución a futuro

Para la toma de decisiones respecto a la viabilidad de adoptar o no un sistema de almacenamiento para la provisión de un determinado servicio, se han de tener en cuenta diversos conceptos de coste. Estos conceptos se refieren a los costes de inversión del sistema de almacenamiento; de operación y mantenimiento; de posible reemplazo de componentes durante el horizonte del proyecto; y también aquellos costes

relacionados con el desmantelamiento y reciclado de la tecnología utilizada al final de su vida útil. La suma de todos estos conceptos determina un valor o métrica global, normalmente expresada en función de la potencia instalada (en €/kW, por lo tanto). Este valor, a su vez, suele ser anualizado (€/kW-año, por lo tanto), representando así un coste equivalente que el operador o promotor del sistema debería pagar año a año durante el horizonte del proyecto. Finalmente, y en favor de la viabilidad financiera, se define la "tasa de descuento" (o "*discount rate*" en inglés), calculada a partir de la inflación estimada para el horizonte temporal del proyecto y el riesgo de perder dinero, o coste de oportunidad, que asume el inversor o promotor del proyecto. Aplicando esta tasa de descuento, los costes anualizados son además, nivelados, es decir, ajustados para tener en cuenta los costes futuros durante el horizonte del proyecto en función de la tasa de descuento. Así, resultan finalmente los costes anualizados nivelados del proyecto, C_{AN}, en €/kW-año. La Figura 20 muestra gráficamente los conceptos anteriormente descritos.

Figura 20. *Conceptos de coste en torno a los costes de ciclo de vida de los sistemas de almacenamiento de energía. Fuente: Elaboración propia.*

Como se puede observar en la Figura 20, los costes totales se pueden expresar en €/kW-año, con la métrica C_{AN}, pero también en c€/kWh. El segundo caso, es para la métrica "coste nivelado de energía" (o "*levelized cost of energy*", LCOE, en inglés). Esta métrica se obtiene dividiendo el coste anualizado , por el número de horas anuales en las que el sistema de almacenamiento de energía efectivamente está siendo descargado para proveer un determinado servicio. De esta forma, $LCOE = 100\,\frac{C_{AN}}{n \cdot h}$ donde n es el número de descargas equivalentes anuales, y h el tiempo de descarga. La métrica *LCOE* indica los recursos económicos necesarios que el operador del almacenamiento necesita para cargar el sistema, en relación a cada unidad de energía que provee, y teniendo en cuenta los costes totales de ciclo de vida.

Las métricas C_{AN} y *LCOE*, aunque totalmente insuficientes para la toma de decisiones final sobre la instalación o no de un sistema de almacenamiento, son parte fundamental para llevar a cabo análisis de coste-beneficio relacionados. Además, cabe destacar que estas métricas están directamente relacionadas con la provisión de un determinado servicio en la red (por ejemplo, soporte a la frecuencia, limado de puntas de demanda horaria,…). Estos servicios determinan el tamaño en energía y potencia del almacenamiento, también el número de ciclos de descarga anual requeridos, la energía consumida para la recarga del sistema, las pérdidas por autodescarga e ineficiencias, entre otros. Así, los resultados obtenidos considerando la provisión de un determinado servicio, no son extrapolables a otros.

La obtención de las métricas C_{AN} y *LCOE* constituyen de por sí un modelo de costes para los sistemas de almacenamiento. Este modelo, en los términos descritos hasta ahora, se ha resuelto de manera recurrente en la literatura. Uno de

los primeros y más claros desarrollos del mismo se reporta en (Schoenung & Hassenzahl, 2003), donde se remite al lector a consultar la formulación en detalle. En lo que sigue, se ofrecen los resultados de la aplicación del modelo de costes, bajo las condiciones de diferentes escenarios o provisión de servicios al sistema eléctrico.

Definición de escenarios de aplicación

Se escogen 4 escenarios de aplicación, los cuales se resumen en la Tabla 3. Cada uno de ellos necesita una capacidad mayor de almacenamiento que el anterior. La determinación de las potencias requeridas, tiempos de descarga y ciclos de descarga equivalentes anuales, se ha realizado de acuerdo a un reciente proyecto del departamento de energía estadounidense DOE/EPRI, sobre las aplicación del almacenamiento en la red (Akhil & al., 2013).

El primer escenario se refiere a la mejora de la calidad de onda. Técnicamente, este concepto comprende el filtrado de corrientes harmónicas, flicker, y soporte durante huecos de tensión, entre otros. Debido a que el almacenamiento ha de ser frecuentemente cargado y descargado, y responder casi instantáneamente y con elevadas rampas de potencia, los sistemas más adecuados para estas aplicaciones son los volantes de inercia y supercondensadores. Un ejemplo de la aplicación de los volantes de inercia para la mejora de calidad de onda en sistemas eólicos se puede encontrar en (Díaz-González, 2013).

El segundo escenario se refiere a la adopción de sistemas de almacenamiento con relativa capacidad de potencia y energía, para favorecer la integración en red de la generación fotovoltaica. Las aplicaciones o servicios que debería proveer el almacenamiento se refieren al seguimiento horario de carga, compensando la falta de correlación entre la generación fotovoltaica y la demanda horaria de los consumidores; o al almacenamiento de exceso de generación fotovoltaica durante ciertas horas, para su aprovechamiento en otras horas con costes o precios marginales de producción elevados. Debido a los moderados requerimientos de capacidad de potencia y energía, los sistemas de almacenamiento más adecuados son principalmente las baterías secundarias y de flujo.

Tabla 3. Escenarios de aplicación para el modelo de costes. Fuente: elaboración propia en base a recomendaciones de (Akhil & al., 2013). Las magnitudes en negrita son las adoptadas para el ejemplo de cálculo, y resultan entre los rangos recomendados

Aplicación (escenario)	1. Calidad de potencia en eólica, (control de tensión, rampas de potencia).	2. Integración fotovoltaica (seguimiento horario de carga, almacenamiento energía en horas valle)	3. Alivio de sobrecarga en sistemas de T&D, desplazamiento temporal de inversiones en infraestructuras de T&D	4. Almacenamiento de energías renovables durante horas valle
Potencia requerida	1 MW – 10 MW **(100 kW)**	1 MW – 2 MW **(2 MW)**	10 MW – 100 MW **(50 MW)**	100 MW – 400 MW **(200 MW)**
Tiempo de descarga	>1 min (1 min)	15 min – 4 h **(2 h)**	2 h – 6 h **(4 h)**	5 h – 10 h **(8 h)**
Ciclos descarga equivalentes anuales	5000-1000 ciclos/año **(5000 ciclos/año)**	>250 ciclos/año **(400 ciclos/año)**	300 – 500 ciclos/año **(400 ciclos/año)**	300 – 500 ciclos/año **(400 ciclos/año)**
Tecnologías adecuadas	Volantes de inercia, supercondensadores.	Baterías secundarias y de flujo.	Baterías secundarias y de flujo, PHS, CAES.	PHS, CAES.

El tercer escenario se refiere a limar los picos de carga en los sistemas de distribución eléctrica. Proveyendo este servicio, se pueden desplazar en el tiempo inversiones de ampliación de los sistemas de distribución y transporte de potencia. La provisión de este servicio requiere de la regulación de potencias en el orden de diversos MW y durante varias horas. De esta manera, se requieren importantes capacidades de almacenamiento, las cuales pueden ser provistas por baterías secundarias y de flujo, PHS y CAES.

Finalmente, el cuarto escenario se refiere al almacenamiento a gran escala de energía renovable durante las horas valle, de baja demanda energética, en las que existe un exceso de generación. El almacenamiento aquí actúa como medio para inyectar esa energía más tarde, en horas pico. Esta vez, se requiere la regulación de enormes potencias durante varias horas. Así, los candidatos para la provisión de tal servicio, aunque también podría ser el almacenamiento electroquímico, se restringen principalmente a los sistemas PHS y CAES.

Datos de entrada

Para cada uno de los escenarios, y de acuerdo a los términos en que está formulado el modelo de costes, se requieren una serie de datos, los cuales se presentan en las siguientes tablas. En términos generales, las fuentes principales de información son:

- Documento (Akhil & al., 2013), del departamento de energía (DOE), en colaboración con los institutos norteamericanos EPRI y NRECA, acerca de los costes, prestaciones y madurez de tecnologías emergentes y establecidas de almacenamiento. Este documento recoge costes capitales, de operación y mantenimiento, eficiencias energéticas AC/AC (esto es, considerando los sistemas de conversión de potencia y auxiliares asociados), e incluso costes financieros. Los costes en este documento son, en una gran proporción, reportados por la industria. Además, la adopción de los mismos es especialmente pertinente, ya que se trata de la misma referencia bibliográfica de donde se derivan la definición de escenarios y aplicaciones en la Tabla 3.
- Ofertas comerciales de fabricantes y otras fuentes bibliográficas, debidamente indicadas cuando sea pertinente.

En primer lugar se indica el valor de diferentes parámetros generales, comunes para los 4 escenarios de cálculo (ver Tabla 4).

Tabla 4. Parámetros generales de cálculo para los 4 escenarios. Fuente: Elaboración propia.

Horizonte temporal del proyecto	20 años
Coste electricidad para la recarga del almacenamiento	5 c€/kWh
Ratio de variación anual del precio de la electricidad	+1%
Precio gas natural (para sistemas CAES)	9,19 €/GJ (13,58 $/MMBtu)[19]
Ratio de variación anual del precio del gas natural	+3%
Tasa de descuento nominal	8,5%
Inflación	2,5%

[19] El precio del gas natural, así como su variación anual, se han derivado de la base de datos Eurostat (Eurostat, 2011).

Seguidamente, y para el primer escenario, en el que se requieren sistemas de almacenamiento de escala reducida (100 kW), se adoptan los datos de entrada de la Tabla 5. Como notas generales, es conveniente indicar que el coste específico por unidad de energía, en €/kWh, se refiere al coste del dispositivo de almacenamiento únicamente (por ejemplo, las celdas electroquímicas). El sistema de conversión de potencia se considera en el coste específico por unidad de potencia, en €/kW. Los costes de sistemas auxiliares (refrigeración, cableado, gestión y supervisión, protección, conexión a red,…), se consideran como costes de balance de planta, en €/kW. Finalmente, indicar que el número de reemplazamientos estimado, es en función del horizonte del proyecto, vida útil de los sistemas y ciclabilidad requerida.

Para los escenarios 2, 3 y 4, en los que se requieren sistemas de almacenamiento a gran escala (del orden de diversos MW de potencia), se adoptan los datos de entrada de la Tabla 6. Resulta interesante notar que los costes de balance de planta se incluyen en término de coste específico por unidad de potencia.

Tabla 5. Datos adoptados para el escenario 1. Los datos económicos se expresan en euros, año 2011. Fuente: Elaboración propia en base a ofertas de fabricantes (Beacon Power, 2015) y (Maxwell, 2015).

Escenario 1	Volantes de inercia (FlyW)	Supercondensador (SC)
Coste específico por unidad de energía (€/kWh)	90.000	57.000
Coste específico por unidad de potencia (€/kW)	500	500
Coste específico de sistemas de balance de planta (€/kW)	125	25
Coste fijo de operación (€/kW)	5	5
Coste de reemplazamiento (€/kWh)	90.000	57.000
Coste final ciclo de vida	n.d.	n.d.
Eficiencia energética ac/ac (%)	90	85
Autodescarga mensual (%)	100	20
Profundidad de descarga admisible a corriente nominal (%)	100	75
Vida útil del almacenamiento (por ejemplo: celdas electroquímicas) (años)	20	20
Número de reemplazamientos de acuerdo al horizonte del proyecto	0	0

Tabla 6. Datos adoptados para los escenarios 2, 3 y 4. Los datos económicos se expresan en euros, año 2011 (factor de conversión USD/EUR aplicado: 1,35). Fuente: Elaboración propia en base, principalmente, a (Akhil & al., 2013). Otras fuentes se indican en notas a pie de página.

Escenarios 2, 3 y 4	PHS	CAES	VRB	ZnBr	NaS	$Na/NiCl_2$	LA	NiCd[20]	Li-ion	FlyW
Coste específico por unidad de energía (□/kWh)	231,5	31,8	496,3	400,0	344,4	484,2	369,4	577,7	1419,4	3828,1
Coste específico por unidad de potencia (□/kW)[21]	1851,8	819,2	485,9	458,5	560,7	602,9	767,4	518,5	526,6	642,2
Coste específico de sistemas de balance de planta (□/kW)17	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Coste fijo de operación (□/kW)	6,1	2,2	4,2	4,8	6,8	6,8	6,8	3,7	6,8	4,2
Coste de reemplazamiento (□/kWh)	-	-	248,1[22]	200,0[23]	344,4	484,2	369,4	577,7	1419,4	3828,1
Coste final ciclo de vida	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Eficiencia energética ac/ac (%)	81	71	72	65	85	80	75	70	90	90
Autodescarga mensual (%)	≈ 0	≈ 0	≈ 0	≈ 0	≈ 0	≈ 0	3	10	3	100
Profundidad de descarga admisible a corriente nominal (%)	100	100	100	100	80	80	80	80	85	50
Vida útil del almacenamiento (por ejemplo: celdas electroquímicas) (años)	50	40	10	10	15	15	5	5	7	20
Número de reemplazamientos de acuerdo al horizonte del proyecto	0	0	1	1	1	1	2	2	2	0

[20] Datos derivados de (Díaz-González & al., 2012).
[21] Incluidos en el término de coste específico por unidad de potencia.
[22] De acuerdo con (Redflow Limited, 2015), es la celda electroquímica, no los tanques de electrolitos, los que han de ser habitualmente reemplazados por degradación. El coste de la celda es aproximadamente el 50% del coste del sistema (celda y tanques).
[23] Ídem comentario anterior.

Resultados

De acuerdo a los datos de entrada anteriormente definidos, en lo que sigue se muestran los resultados de cálculo de las métricas C_{AN} y *LCOE* para diversas tecnologías de almacenamiento y para los 4 escenarios de aplicación.

La Figura 21 muestra la métrica C_{AN} para el escenario 1. Como se puede observar, la gran durabilidad de los volantes de inercia y supercondensadores evita incurrir en costes de reemplazamiento durante el horizonte del proyecto, mientras que los costes anualizados resultan gobernados por los costes de inversión. Ambos sistemas resultan en unos costes similares. La adopción de un sistema u otro queda así condicionada por otros aspectos técnicos, como el espacio disponible, por ejemplo (los sistemas basados en supercondensadores resultan en diseños más compactos y de reducido tamaño que los basados en volantes de inercia).

La Figura 22 muestra los costes anualizados para el escenario 2. Se recuerda que este escenario demandaba sistemas de almacenamiento de 2 MW de potencia nominal, a intercambiar durante 2 horas con la red de forma continuada. Así,

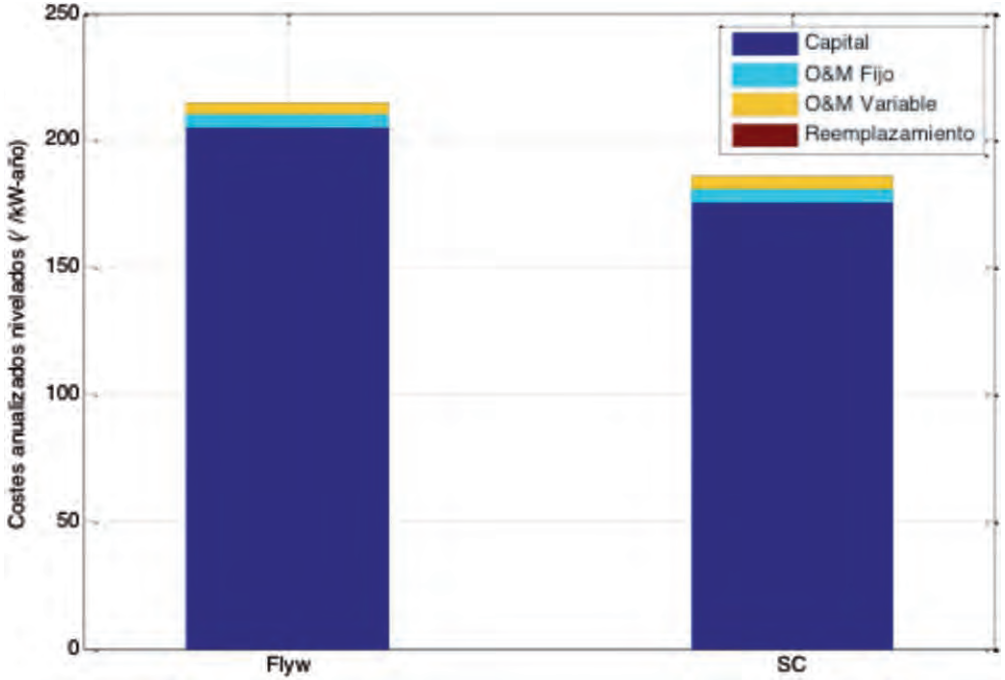


Figura 21. *Costes anualizados nivelados, C_{AN}, de la aplicación de volantes de inercia y supercondensadores de acuerdo a la definición del escenario 1: mejora de calidad de onda. Fuente: elaboración propia.*

se requieren cantidades de energía relativamente importantes para la recarga de los almacenamientos, y estos quedan reflejados en los importantes costes variables de operación y mantenimiento. En cuanto a los costes de inversión, como era de esperar, alcanzan los máximos para las baterías de litio-ion. Sin embargo, la limitada durabilidad de las baterías de tipo NiCd y LA, aumentan considerablemente los costes totales anualizados de estas tecnologías, acercándose (o incluso alcanzando) de esta manera los costes totales de las baterías de litio-ion. Sorprendentemente, los costes anualizados para las baterías de sales fundidas y de flujo, resultan muy ajustados para este segundo escenario. La resolución de aspectos técnicos relacionados con la seguridad de uso, o el aumento de la densidad energética, podría impulsar claramente estas tecnologías.

La Figura 23 muestra los costes anualizados para el tercer escenario. Este escenario demanda la configuración de sistemas de almacenamiento de decenas de MW de potencia (50 MW) a entregar durante 4 horas de manera

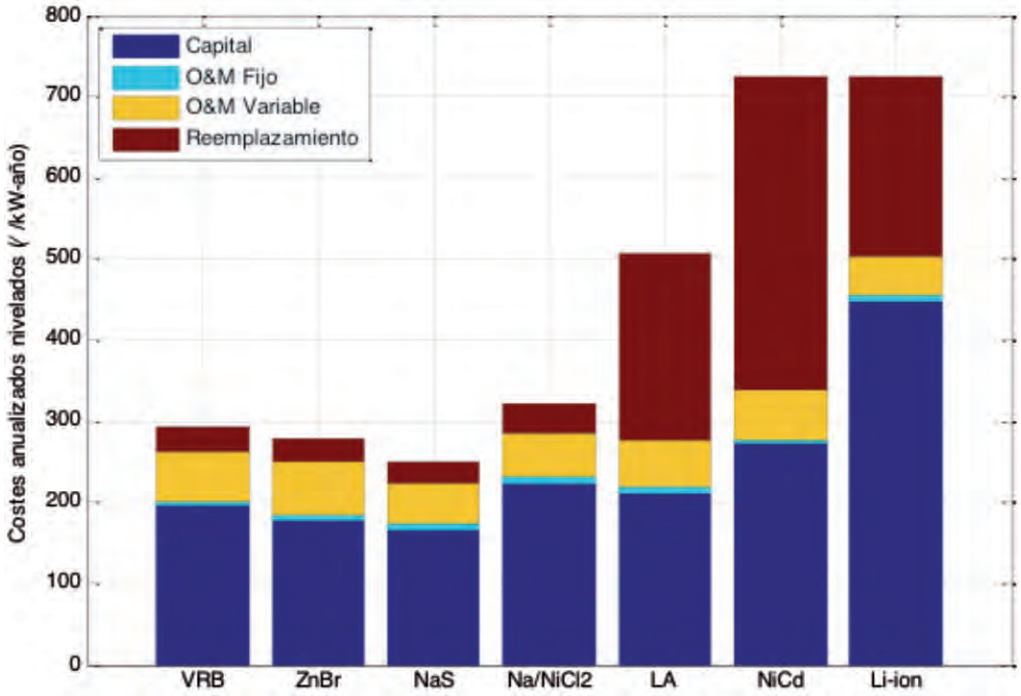


Figura 22. *Costes anualizados nivelados, C_{AN}, de la aplicación de baterías de flujo, secundarias, y volantes de inercia, de acuerdo a la definición del escenario 2: Integración de fotovoltaica. Fuente: elaboración propia.*

continuada. Son éstas unas dimensiones que requieren el diseño de sistemas modulares de baterías secundarias y de flujo. La industria actualmente es capaz de resolver un sistema de estas dimensiones. Sin embargo, los sistemas más adecuados son, teóricamente, los PHS y CAES. Y ciertamente, estos sistemas son los que presentan un coste anualizado más competitivo, de acuerdo a los supuestos de este escenario. Por el contrario, los elevados costes de reemplazamiento de celdas electroquímicas durante el horizonte del proyecto disparan los costes de las baterías tipo LA, NiCd y Li-ion. Cabe destacar, no obstante, que la versatilidad en el diseño de los sistemas electroquímicos, versus las restricciones geográficas y consideraciones de tipo medioambiental asociadas a los sistemas PHS y CAES, son otros factores no monetizados en este cálculo, pero sin duda relevantes en la toma de decisiones.

Cabe destacar en referencia a los resultados obtenidos para este tercer escenario –aunque la reflexión sea aplicable también a los 4 escenarios considerados en este estudio–, que los costes de operación y mantenimiento podrían resultar claramente afectados en función del precio de energía considerado para la recarga del sistema de almacenamiento. En los análisis efectuados en este informe, se considera la aplicación del almacenamiento como un ente autónomo de red, es decir, no instalado aguas abajo del punto de conexión de cualquier

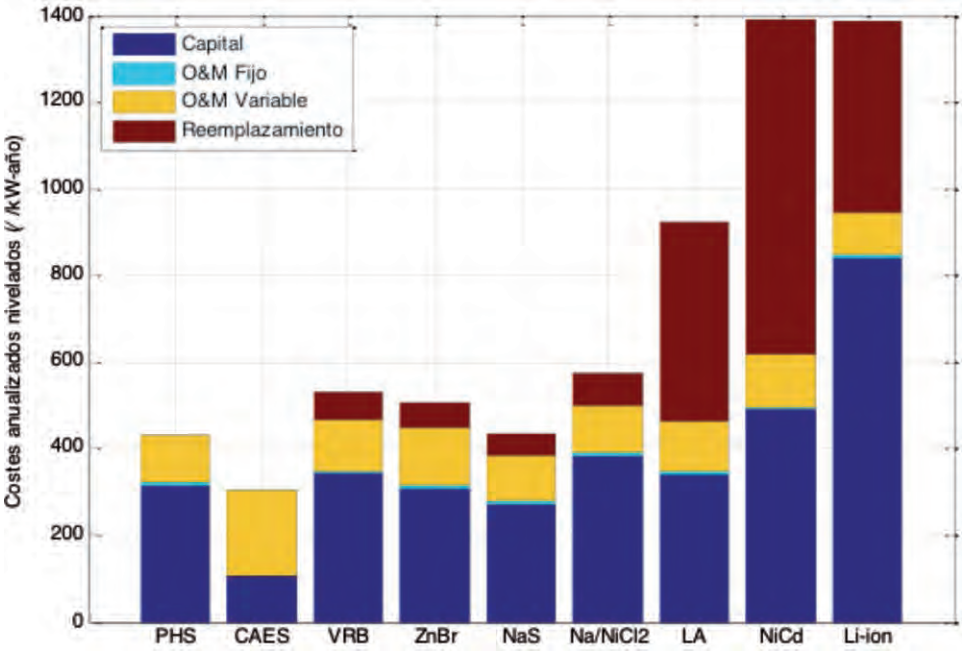


Figura 23. *Costes anualizados nivelados, C_{AN}, de la aplicación de PHS, CAES, baterías de flujo y secundarias, de acuerdo a la definición del escenario 3: Soporte a sistemas de transporte y distribución. Fuente: elaboración propia.*

otro agente (por ejemplo, un parque eólico o fotovoltaico). De esta manera, el sistema de almacenamiento debe comprar energía en los mercados eléctricos para su recarga. Alternativamente, en el supuesto de formar parte de un parque eólico por ejemplo, el coste de la energía para su recarga podría ser cero, considerando que esa energía en cualquier otro caso no podría ser inyectada a red por diversas restricciones técnicas.

La Figura 24 muestra los costes anualizados para el escenario 4. Este escenario es el que demanda unas dimensiones mayores para el sistema de almacenamiento, restringiendo las tecnologías elegibles a los sistemas PHS y CAES. La figura muestra unos costes totales similares para ambas tecnologías, donde los mayores contribuyentes son los costes de inversión y variables de operación y mantenimiento. Acerca de estos aspectos, cabe destacar los enormes costes de operación y mantenimiento de los sistemas CAES. Estos costes son debidos a las grandes cantidades de energía requerida durante el ciclo de trabajo del sistema, considerando tanto energía eléctrica para el bombeo de aire en la recarga, como térmica para el calentamiento del mismo en las fases de turbinado o descarga.

Con todo, y sobre el papel, los sistemas CAES podrían resultar como una alternativa económicamente competitiva a los maduros y generalizados sistemas PHS. Una importante ventaja para los sistemas CAES es sin duda el hecho de que se basan en tecnología madura y ampliamente desarrollada, como las turbinas de gas y generadores eléctricos. Sin embargo, la implantación de sistemas CAES es todavía incipiente, atendiendo a diversos aspectos técnicos, como se ha comentado en la sección 1.1.1. Aspectos como la dificultad de encontrar emplazamientos subterráneos naturales, como formaciones rocosas porosas, acuíferos o pozos de gas vacíos con las condiciones geológicas adecuadas.

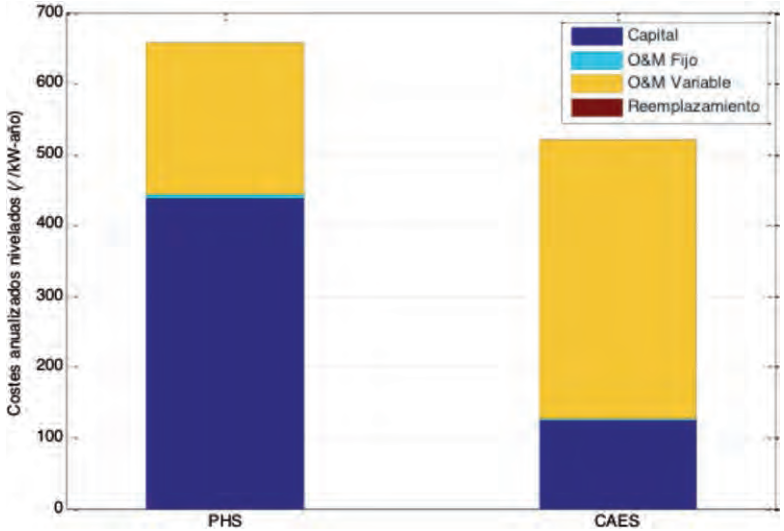


Figura 24. *Costes anualizados nivelados, C_{AN}, de la aplicación de PHS y CAES, de acuerdo a la definición del escenario 4: Limado de picos de picos de carga en sistemas de transporte. Fuente: elaboración propia.*

Finalmente, la Tabla 7 muestra un resumen de los valores para las tecnologías de almacenamiento de energía consideradas en cada uno de los escenarios de cálculo. Como se ha comentado anteriormente, esta métrica expresa los costes anualizados C_{AN} en función de las exigencias de operación o ciclado anual. Una visión general de la Tabla 7 permite identificar las tecnologías con un coste más competitivo en la provisión de los servicios propuestos para cada escenario. Para aspectos de calidad de potencia, los supercondensadores resultarían la opción preferible, como las baterías NaS lo serían para facilitar la integración de energía fotovoltaica. Finalmente, demandando sistemas de decenas o centenas de megavatios de potencia, como se requiere en los escenarios 3 y 4, los sistemas CAES resultarían una opción económicamente interesante.

Por el contrario, en términos generales se podría concluir que las baterías secundarias presentarían unos costes de ciclo de vida, y por lo tanto unos valores de *LCOE*, todavía elevados para la provisión de servicios en el sistema eléctrico de potencia.

En efecto, los elevados costes son uno de los mayores limitantes contra un despliegue generalizado en el sistema eléctrico de potencia, así como en el ámbito de la electro movilidad, de los sistemas de almacenamiento de energía. A nivel mundial, se pueden encontrar numerosas hojas de ruta institucionales incluyendo esquemas de financiación para proyectos en I+D+i, que favorezcan una reducción de costes significativa para estas tecnologías. En Europa, la Comisión

Tabla 7. Resumen de valores *LCOE* para diversas tecnologías de almacenamiento y de acuerdo a los supuestos de los 4 escenarios de cálculo. Fuente: Elaboración propia.

Tecnología / Escenario	*LCOE* (c€/kWh)			
	1. Calidad de potencia en eólica	2. Integración fotovoltaica	3. Soporte a sistemas de T&D	4. Aprovechamiento renovables en horas valle
PHS			26,8	20,5
CAES			**19,1**	**16,3**
VRB		36,7	33,2	
ZnBr		34,8	31,5	
NaS		**31,1**	27,3	
Na/NiCl2		40,2	35,8	
LA		63,3	57,8	
NiCd		90,6	86,9	
Li-ion		90,5	86,6	
Flyw	258,2			
SC	223,1			

propuso en 2011 costes objetivo para diversas tecnologías de almacenamiento, planteados para los años 2020-30 y 2050. Esta lista se complementó en 2013 por las instituciones EASE y EERA. La Figura 25 recoge y presenta gráficamente estos objetivos.

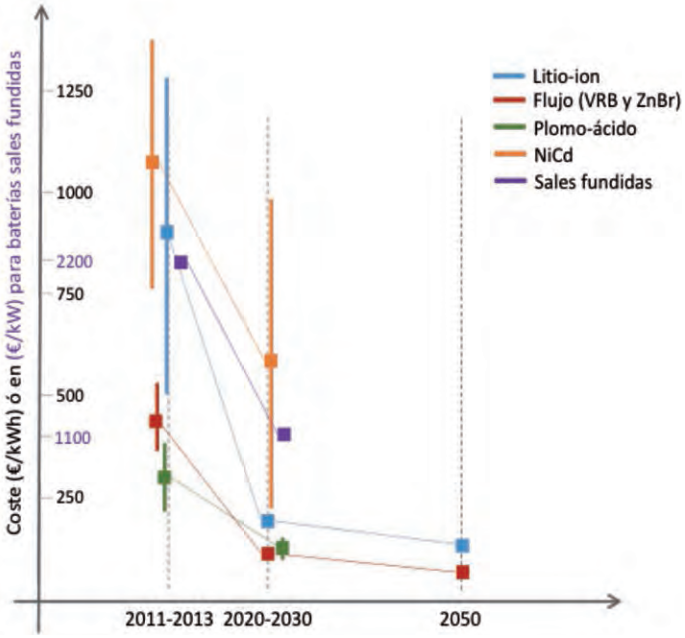


Figura 25. *Estimación de coste capitales actuales, y de acuerdo a los objetivos europeos a 2020-30 y 2050 (EASE/EERA, 2013), (European Commission, 2011) de diferentes tecnologías de baterías. Los costes actuales en términos de capacidad de energía para las baterías basadas en níquel, se han obtenido de (Taylor, Bolton, Stone, & al., 2012). Fuente: Elaboración propia*

Como se puede observar, en un horizonte temporal de menos de 15 años, se espera una reducción de costes muy significativa en prácticamente todos los tipos principales de baterías secundarias y de flujo. Esta reducción se prevé especialmente significativa para las baterías de litio-ion, alcanzando en 2030 costes realmente competitivos con los de las baterías de plomo ácido (actualmente en torno a los 250 □/kWh), como se observa en la Figura 25, y también indicado por el Departamento de Energía de Estados Unidos en http://energy.gov/oe/downloads/grid-energy-storage-december-2013). Sin duda, tal reducción de costes, unido a la mejora de las prestaciones técnicas de las baterías, impulsaría de una manera definitiva el despliegue generalizado de estas tecnologías en diversos ámbitos de aplicación.

Los costes presentados en la Figura 25, no obstante, no dejan de ser un indicador del coste en términos de energía (o potencia en el caso de las sales fundidas), de la celda electroquímica. No consideran, por lo tanto, el resto de costes anteriormente presentados (por ejemplo, el coste de la electrónica de potencia y el de sistemas auxiliares para la conexión a red, o el de operación y mantenimiento).

1.2.2. Expansión de la capacidad de la generación distribuida y el papel del almacenamiento

La transición energética hacia un sistema eléctrico de potencia descarbonizado conlleva aplicar especial atención para asegurar la estabilidad del sistema mismo, a pesar de la variabilidad de los recursos renovables. En este punto alguien podría plantearse si realmente es técnica y económicamente posible un escenario con gran penetración de energías renovables. Y de acuerdo a los objetivos del presente informe, la siguiente cuestión

podría ser sobre el rol que tendría en este caso el almacenamiento de energía. Las respuestas a estas preguntas requerirían (y de hecho, motivan actualmente) el desarrollo de numerosas tesis doctorales e investigaciones a distintos niveles. Este informe tan sólo pretende plantear la problemática y revisar brevemente algunos estudios al respecto.

La decarbonización del sistema eléctrico hacia un modelo renovable requiere un rediseño del mismo, el cual ha de adoptar el término **flexibilidad**. Flexibilidad que viene dada por diversas herramientas tales como las que se presentan en la Figura 26.

Figura 26. *Proveedores de flexibilidad para el sistema eléctrico de potencia. Fuente: Elaboración propia.*

En efecto, para asegurar la continuidad de suministro y amortiguar posibles desequilibrios locales entre generación y demanda, una posible herramienta es reforzar la interconexión eléctrica (los sistemas de transporte y distribución) entre países. En este sentido, y en base a datos de ENTSO-E (ENTSO-E, 2011), RSE (L'Abbate, 2011), y los proyectos europeos RealiseGrid (RealiseGrid, 2011) y SusPlan (SusPlan, 2011), así como del informe de European Climate Foundation sobre la decarbonización del sistema eléctrico Europeo (Hewicker, Hogan, & Mogren, 2011), la tesis doctoral de Carlo Brancucci (Joint Research Centre, JRC) (Brancucci, 2013), realizó un ejercicio de prospectiva (año 2025) sobre el refuerzo de la red de transporte europea, cuyo resultado se muestra en la Figura 27.

Este refuerzo de los sistemas de transporte de energía eléctrica se ha de combinar con otras fuentes de flexibilidad como la gestión de la demanda. Concepto técnicamente realizable gracias al despliegue de los sistemas de comunicación y gestión del sistema eléctrico, como se presenta en la sección 2.1.3.

La Figura 26, además detalla otras herramientas o proveedores de flexibilidad como la regulación y mercado eléctrico, así como las reservas de potencia. El segundo se refiere a la capacidad del sistema eléctrico en generadores convencionales de fuel o gas, que pueden ser rápidamente activados y controlados ante la eventualidad de desequilibrios entre generación y demanda en la red. Complementariamente, se necesita un marco regulatorio con un mercado eléctrico que, por ejemplo, reconozca y promueva conceptos como la generación distribuida, la inclusión del almacenamiento de energía como un actor más del sistema eléctrico, y el desarrollo de mecanismos para acomodar la variabilidad de la generación renovable, que son también fundamentales para la decarbonización del mismo.

A colación del mercado eléctrico, y a modo de ejemplo, se detalla un reciente trabajo de la Universidad de Dublín, Irlanda, (Melhorn & Flynn, 2015). Este trabajo versa sobre la idoneidad de cambiar la base horaria de funcionamiento del mercado eléctrico, a una base temporal sub-horaria (por ejemplo, cuarto-horaria), en sistemas con alta penetración eólica. El estudio adopta un sistema o red tipo para llevar a cabo tests de simulación. Esta red

tipo, así como datos históricos de demanda y recurso eólico, están basados en la red danesa, año 2012. Los resultados del estudio indican, entre otros, los siguientes aspectos:

- El número de procesos de puesta en marcha y ciclos de operación de las plantas de generación en base a fuel o gas, es mayor en el caso de considerar una base temporal cuarto-horaria para su despacho, que con una base temporal horaria (ver Figura 28).
- En consecuencia, se concluye que una base temporal horaria puede desestimar las necesidades de activación de mecanismos rápidos de ajuste, como son plantas de generación en base a fuel o gas, o en general, las necesidades de flexibilidad del sistema eléctrico con altos ratios de generación variable.

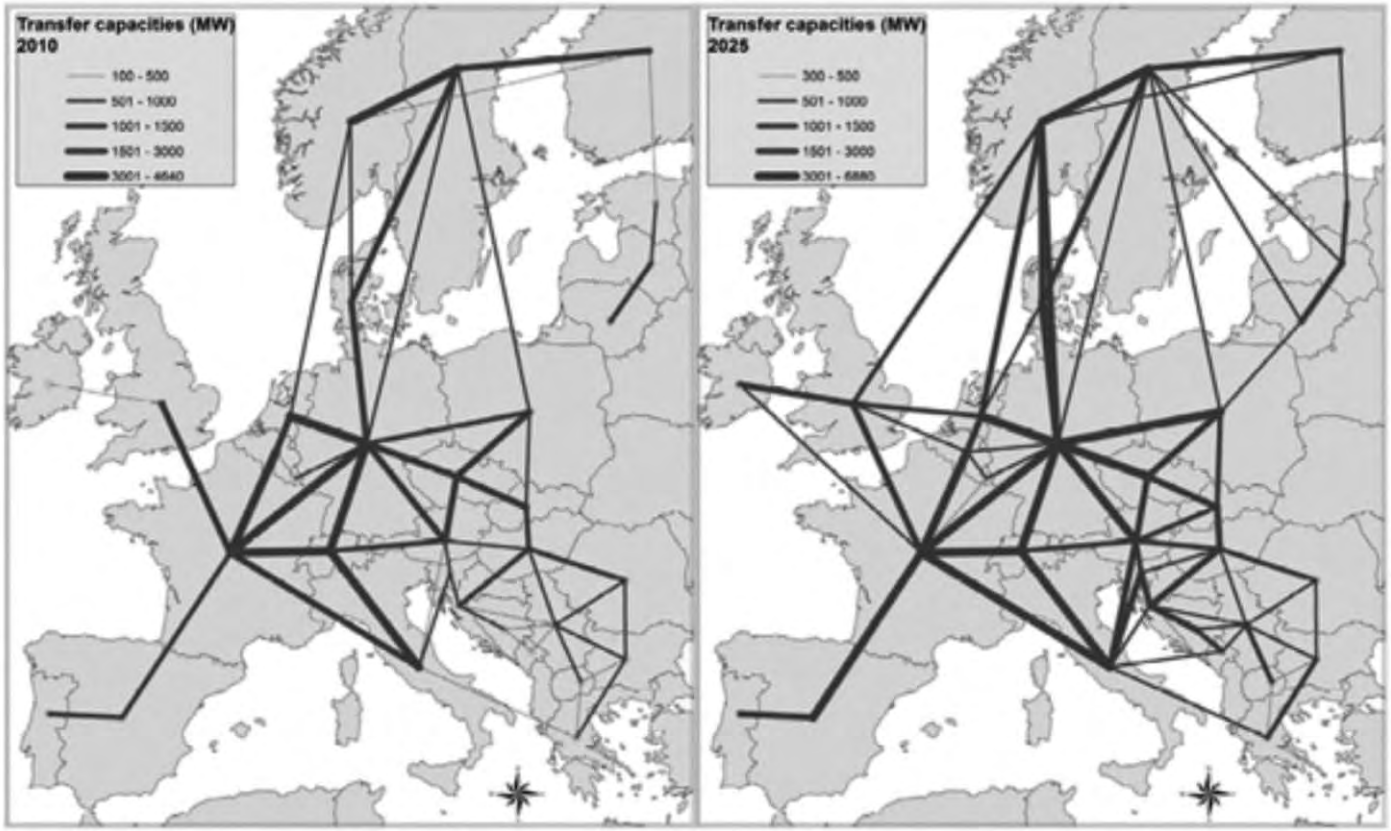


Figura 27. *Prospectiva de Eurelectric a 2025 acerca de los sistemas de transporte de potencia a nivel europeo. Fuente: (Brancucci, 2013).*

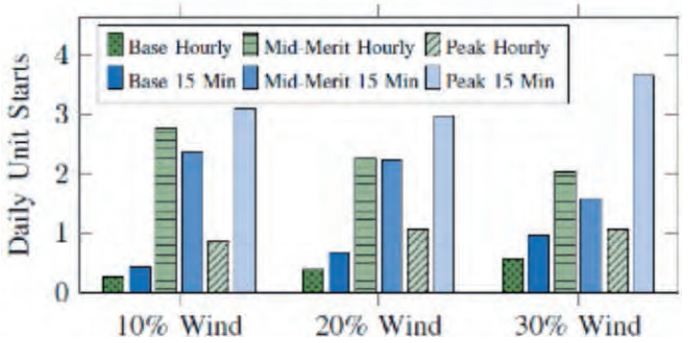


Figura 28. *Necesidades de puesta en marcha de diferentes tipos de generadores (base, controlables, y reservas), considerando diferentes niveles de penetración eólica y bases temporales de funcionamiento para el despacho de los mismos. Fuente: (Melhorn & Flynn, 2015).*

La anteriormente citada tesis doctoral (Brancucci, 2013), entre otros aspectos, discurrió sobre las sinergias entre el refuerzo de los sistemas de transporte de potencia a nivel europeo y el almacenamiento de energía. Para ello, se propone la formulación de un problema mixto lineal de optimización, el cual (entre otros) considera como entradas: los costes variables de producción de electricidad para cada tipo de generación (eólica, solar, carbón, gas, nuclear, biomasa,…); los costes asociados de CO_2; demandas horarias; series horarias de recurso eólico y solar; capacidades de generación para cada tipo de generador y nodo de red (país) para los años 2010 y 2025[24]; así como las capacidades instaladas (año 2010) y planeadas (año 2025) en sistemas de transporte entre países[25]. Las resultados del problema son: generación horaria para cada nodo de la red; costes de despacho para todos los generadores; flujos de potencia entre cada nodo; emisiones de CO_2; demanda no satisfecha; y vertido de renovables. El modelo, resulta en un flujo de carga óptimo, atendiendo a restricciones técnicas y criterio económico. Entre los resultados de la tesis, se indica:

- Los sistemas de transporte de potencia entre países en Europa planeados para 2025 son suficientes (en términos de capacidad) para acoger un incremento en la potencia instalada en plantas eólicas del 211% (181 GW) entre los años 2010 y 2025. Este incremento de capacidad instalada se traduciría en un incremento de la penetración en el mix energético europeo del 4,1% (2010) al 13,4% (2025). En cuanto a fotovoltaica, la capacidad instalada entre 2010 y 2025 podría ser quintuplicada, en cuanto a capacidad de transporte.
- Este incremento de generación renovable conlleva una reducción de las emisiones de CO_2 del 17% (incluso considerando un incremento de la demanda del 15% al 2025).
- Bajo los supuestos del estudio, el incremento de la penetración de las renovables en Europa no encarecería los costes del sistema para el despacho de los generadores, sino que los reduciría un 10,3%. No obstante, una comparación completa debería incluir los costes de inversión asociados.
- Aún sin llevar a cabo las ampliaciones planificadas en sistemas de transporte entre países para 2025, el vertido de renovables resultaría mínimamente afectado. Sin embargo, para favorecer mayores ratios de penetración de renovables, y la seguridad de suministro, la ampliación de los sistemas de transporte y el almacenamiento de energía

[24] Datos deducidos de (ENTSO-E (b), 2012).
[25] Ídem nota anterior.

a gran escala (instalaciones de bombeo de agua), serán necesarios.
- La combinación de estas dos herramientas de flexibilidad, permiten reducir los costes de despacho del mix de generación, el vertido de renovables, y las emisiones de CO_2.

Estas conclusiones claramente apoyan la idea de que la transición energética hacia un modelo decarbonizado es técnicamente viable. Entre las limitaciones del estudio, sin embargo, se indica que las congestiones y estabilidad de la red de distribución –no de la de transporte–, no han sido consideradas, al adoptar un enfoque macroscópico, continental, general.

Alternativamente, la estabilidad del sistema eléctrico, atendiendo a la magnitud y dinámica de excursiones de frecuencia ante eventualidades; a la habilidad del sistema de recuperar los niveles de tensión normal tras cortocircuitos; entre otros factores, fue evaluada para la red irlandesa por su operador EirGrid, en 2010 (EirGrid and SONI, 2010). El estudio propone elevados ratios de penetración de energía eólica, suficientemente altos, de hecho, como para responder a la pregunta de si sería posible satisfacer los de este país para el año 2020 en materia energética, objetivos que proponen un 40% de penetración en energías renovables. El estudio, propuso la modelización de la red de distribución y transporte irlandesa, o al menos, de su planificación para el año 2020 (incluyendo cierta capacidad en almacenamiento de energía). También se adoptaron las prospectivas en demanda energética para ese año, y se evaluaron numerosos escenarios con diversos niveles de penetración en energía eólica. Con todo, EirGrid, en colaboración con Siemens, alcanzó los objetivos del proyecto explotando un modelo de simulación dinámica en el software DigSilent PowerFactory. A pesar de la complejidad del estudio, sus resultados se resumen en un eslogan claro:

- Bajo los supuestos del proyecto, la red irlandesa del año 2020 podría acoger hasta un 50% de penetración en energías renovables[26] sin tener que realizar adaptaciones técnicas fundamentales.
- Este porcentaje podría crecer hasta un 60-80% considerando adaptaciones técnicas fundamentales.

Las adaptaciones técnicas fundamentales se refieren a aspectos tales como: aumentar las capacidades de control de potencia reactiva en la red; incrementar los ratios admisibles de variación de la frecuencia eléctrica y modificar, en consecuencia, las protecciones del sistema; incrementar las capacidades de generación del sistema de acuerdo a los escenarios de simulación propuestos; etcétera. Cabe destacar que todas estas adaptaciones técnicas no representan riesgos tecnológicos, pues se basan en el estado de la técnica actual.

Los resultados de este estudio son reveladores. Si en el sistema eléctrico irlandés, que cuenta con escasas conexiones eléctricas con Inglaterra, la estabilidad técnica podría ser realizable hasta con un 50% de generación renovable (o no sincronizada, en general), ¿cómo no alcanzar estos ratios de penetración en renovables en un sistema fuertemente interconectado como el paneuropeo?

[26] En concreto, este dato se refiere a la "*operational metric 1*" en (EirGrid and SONI, 2010). Métrica que se define como el ratio entre la generación eólica más las importaciones, entre la demanda (cargas) más las exportaciones.

Otros estudios de referencia sobre el diseño y operación del sistema eléctrico de potencia con alta penetración de renovables, son los llevados a cabo por diversos grupos de trabajo del IEA Wind. En particular, el grupo de trabajo para la tarea 25 (Holttinen & al., 2013), presentó en 2013 una publicación relevante en la que, entre otros, se indica que el rol del almacenamiento de energía en sistemas con una penetración de renovables relativamente baja (entre el 10 y el 20%), es limitado. La existencia de otras fuentes de flexibilidad en el sistema, así como los todavía elevados costes de inversión y bajos rendimientos energéticos, dificultan la adopción de las tecnologías de almacenamiento. Sin embargo, con ratios elevados de energías renovables, variables, en el sistema, sin duda el almacenamiento será necesario.

Además de que esta afirmación parezca intuitivamente lógica, en el citado informe se justifica técnicamente adoptando el concepto del "valor de capacidad", o en inglés "*capacity value*" o "*capacity credit*". Esta métrica se define como la fracción de la potencia eólica instalada que realmente proveería una capacidad adicional al sistema para satisfacer un incremento proyectado en la demanda. En otros términos, esta métrica cuantifica en cierto modo hasta qué punto la eólica, o las energías renovables en general, podrían substituir la generación convencional. El estudio ofrece una revisión de varios trabajos en torno a esta cuestión, la cual concluye con la Figura 29.

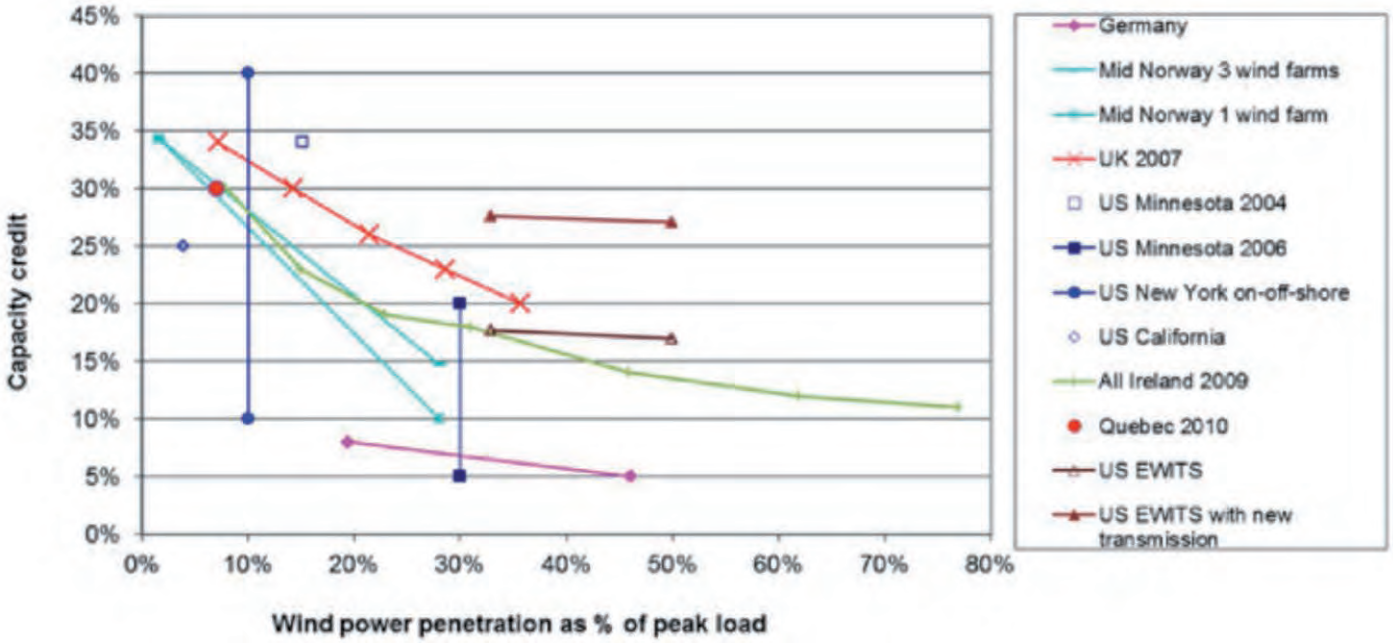


Figura 29. *Valor de capacidad de la eólica para diversos niveles de penetración, y de acuerdo a diversos estudios. Fuente: (Holttinen & al., 2013).*

La Figura 29 indica que para valores bajos de penetración eólica, el valor de capacidad obtenido resulta siempre alrededor del factor de capacidad típico de las instalaciones eólicas (30% aproximadamente). Esto quiere decir, que la generación eólica siempre satisface a cargas del sistema (muy pocas veces hay un vertido eólico por falta de demanda). Sin embargo, a medida que el ratio de penetración aumenta, el valor de capacidad disminuye progresivamente. Esta disminución indica una discrepancia incremental entre los perfiles de generación horaria, afectados por la variabilidad del viento, y los de demanda. Así, resultan numerosos periodos en los que la generación eólica no se puede acomodar en el sistema por falta de demanda, provocando un vertido eólico y una disminución del valor de capacidad efectivo. Bajo estas condiciones, se identifica una necesidad clara de sistemas de almacenamiento.

Otro trabajo relacionado con el impacto del almacenamiento en sistemas con alta penetración de renovables es el publicado recientemente por el instituto de investigación MIT (Schmalensee, Bulovic, Armstrong, & al., 2015). Los capítulos 7 y 8 de este trabajo versan sobre el impacto tecno-económico de la integración de un gran despliegue de generación fotovoltaica en las redes de distribución eléctrica y mercados eléctricos. Con este objetivo, el capítulo 7 del estudio propone la modelización de diversos tipos representativos de redes de distribución eléctrica. Para cada uno de estos modelos, se proponen diversos análisis de acuerdo a numerosos escenarios, los cuales se caracterizan por considerar una penetración de generación fotovoltaica que puede variar entre el 0% y el 40% respecto a la demanda anual.

Tanto los modelos de red como el desarrollo de los análisis en torno a los escenarios propuestos, se llevaron a cabo con la ayuda del programa "Reference Network Model (RNM)", el cual fue desarrollado por el Instituto de Investigación Tecnológica de la Universidad de Comillas (España). Este programa, emula el proceso de diseño de ingeniería de sistemas de distribución que adoptarían las compañías distribuidoras, especificando como resultados los componentes entre la subestación de la red de trasmisión por un extremo, y los consumidores finales en el otro. La optimización de tal sistema es de acuerdo al criterio de mínimo coste, y considerando restricciones que aseguren la requerida continuidad de suministro a los consumidores. A partir de los resultados del modelo, se estudian los costes adicionales (respecto a un escenario con 0% de penetración de generación fotovoltaica) en los que el sistema incurre para el refuerzo de infraestructuras de distribución. Análogamente, también se computan las perdidas energéticas de distribución adicionales.

Para cada una de las 12 redes de distribución tipo, se consideran numerosos escenarios para análisis. Tres de estos escenarios, incluyen también el almacenamiento de energía. El primero de estos tres escenarios, se caracteriza por considerar un "factor de almacenamiento", de acuerdo a como se ha definido en el estudio, de valor 0. Este valor indica, en su aplicación junto a una instalación fotovoltaica y consumo, que las baterías absorberían cualquier inyección de potencia a la red por encima de la demanda nominal en ese punto. El segundo de los escenarios, considera un factor de almacenamiento 0,2. Este valor implica que las baterías absorberían cualquier inyección de potencia neta a la red por encima de un factor de 0,8 (1 menos 0,2) veces la demanda nominal en ese punto. Alternativamente, un factor de 1, tal y como se define en el tercero de los escenarios que consideran almacenamiento, implica que las baterías absorberían cualquier exceso de generación fotovoltaica a la red, limitando así esta generación distribuida para suplir las necesidades de energía del consumidor local al cual está asociada.

Para cada uno de los escenarios de análisis, el estudio calcula el coste para el operador del sistema de distribución (incluyendo el refuerzo en infraestructuras y pérdidas de energía). Para estimar el impacto de los sistemas de almacenamiento, se compara, cuando resulta pertinente, los costes totales con y sin almacenamiento. La diferencia de costes (el ahorro) se divide entonces por la capacidad instalada de almacenamiento para obtener así un indicador del valor del almacenamiento distribuido. De acuerdo a los supuestos del estudio, el ahorro obtenido varía entre 0 y 35 $ por cada kWh de almacenamiento instalado. Estos resultados, sugieren que un almacenamiento con un coste de inversión en torno a 140 $/kWh instalado y una vida útil de más de 4 años puede resultar una alternativa viable al refuerzo en infraestructuras de distribución, para facilitar una alta penetración de generación fotovoltaica. La Figura 30 muestra la correlación entre los costes anuales para el sistema de distribución en función de la penetración fotovoltaica y para diversos factores de almacenamiento. Como se puede observar, a mayor factor de almacenamiento, menor incremento en los costes totales.

Finalmente, se indican los resultados del trabajo del instituto norteamericano NREL, referentes al impacto del almacenamiento de energía para la optimización de la operación de sistemas eléctricos (Denholm & al., 2013). Este trabajo desarrolla y evalúa

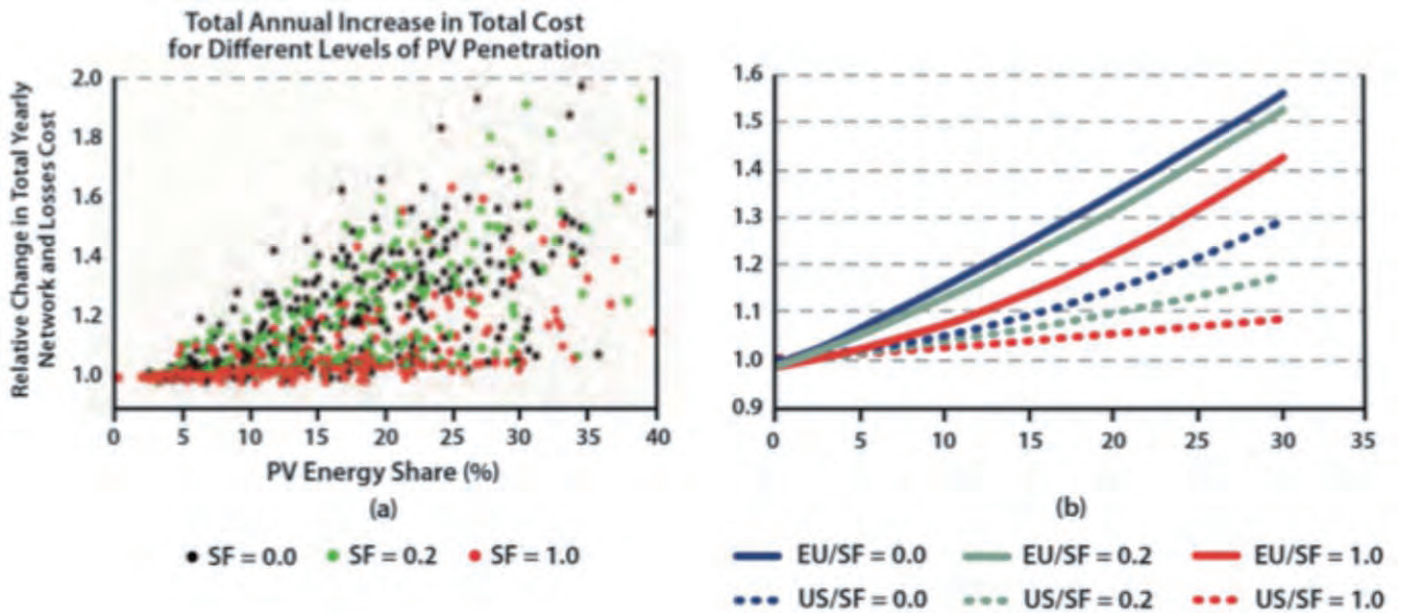


Figura 30. *Contribución del almacenamiento de energía en la integración de generación fotovoltaica. El factor de almacenamiento se indica con la notación SF, mientras que las siglas EU y US indican que se trata de una red bajo parámetros de diseño europeos y estadounidenses, respectivamente. Fuente: (Schmalensee, Bulovic, Armstrong, & al., 2015).*

la optimización de un modelo del sistema eléctrico del estado de Colorado (EU), en el software PLEXOS. La optimización es bajo el criterio de minimizar los costes de operación del sistema completo, considerando numerosos factores como: coste de combustibles fósiles; coste de operación y mantenimiento de los diferentes tipos de generadores; coste de operación para cada tipo de generador en su provisión de servicios auxiliares (reservas de potencia); costes de puesta en marcha; etcétera. Los datos de entrada también incluyen los perfiles anuales de recurso eólico y fotovoltaico, así como los de demanda energética. La simulación propone un escenario para el año 2020, con un 16% de penetración en energía eólica. Bajo esos supuestos el modelo resuelve un despacho económico óptimo (horizonte temporal de 48 horas), el cual también tiene en cuenta el almacenamiento de energía. Entre los resultados del proyecto, se detalla:

- El almacenamiento de energía reduce el número de puestas en marcha de generadores convencionales en horas valle, incrementando la demanda energética en estos periodos, y también en horas pico, reduciendo la activación de reservas de potencia como los generadores de fuel o gas. Con todo, los costes totales de producción, bajo los supuestos de la modelización, se reducen de 1425 M$ a 1415 M$ (-10 M$ aproximadamente).
- Las ineficiencias energéticas del almacenamiento incrementan mínimamente el consumo global del sistema, y con él, las demanda de combustibles fósiles (en un 0,12%).

1.3. ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES

Las tecnologías de almacenamiento, como cualquier otro producto o proceso, requieren de recursos energéticos y/o materiales para la realización de todas las etapas de su ciclo de vida (desde la producción de material bruto hasta el reciclado o disposición de las mismas). Por lo tanto, y en favor de un despliegue generalizado de estas tecnologías en el sistema eléctrico de potencia, así como en otros ámbitos de aplicación, es importante considerar también el impacto medioambiental asociado a las mismas. En este sentido, el reciclado de baterías electroquímicas se considera un aspecto crítico para la minimización del impacto medioambiental asociado a estas tecnologías. Éste es en consecuencia, el primero de los aspectos abordados en este apartado. La segunda discusión que propone este apartado es en torno a las opciones de segunda vida de baterías de vehículos eléctricos, como alternativa al reciclado.

1.3.1. Reciclado de baterías

El reciclado de baterías es un aspecto que está adquiriendo una importancia cada vez mayor. Importancia motivada, por una parte, por la escasez de ciertos materiales en la corteza terrestre –a menudo preciosos– necesarios para la fabricación de las celdas electroquímicas. Por otra parte, por la formulación de diversas legislaciones recientes, las cuales redundan en la necesidad de alcanzar una reducción significativa en el gasto energético para la obtención de material mineral, así como en las emisiones de efecto invernadero asociadas.

El análisis del ciclo de vida (ACV) es una de las metodologías para evaluar el impacto medioambiental de sistemas productivos. Esta metodología comienza con la definición del alcance o límites del estudio, y desarrolla un inventario de todos los materiales requeridos y flujos de energía. Para el ACV, la vida del producto batería comprende principalmente 4 fases: la obtención de mineral de la corteza terrestre, manufactura, utilización, y finalmente colección y reciclado (o disposición) del producto al final de su vida útil. En caso de ser reciclados, los

materiales recuperados pueden ser utilizados de nuevo en la fase de manufactura de nuevas baterías. La Figura 31 muestra gráficamente los conceptos anteriormente citados.

Las baterías incluyen una gran variedad de materiales tanto en los electrodos y electrolito, pero también en membranas separadoras, colectores, encapsulados, etc. Por ejemplo, las baterías de plomo-ácido incluyen plomo y óxidos derivados, polipropileno, ácido sulfúrico, agua, vidrio y antimonio, entre otros. Estos materiales pueden ser obtenidos directamente de la corteza terrestre o reutilizados gracias a procesos de reciclado y recuperación. Actualmente, las baterías de plomo-ácido, y en términos generales, se fabrican usando entre un 60 y 80% de plásticos y plomo reciclados (Sullivan, Gaines, & Systems, 2010). La Tabla 8 detalla algunos de estos materiales.

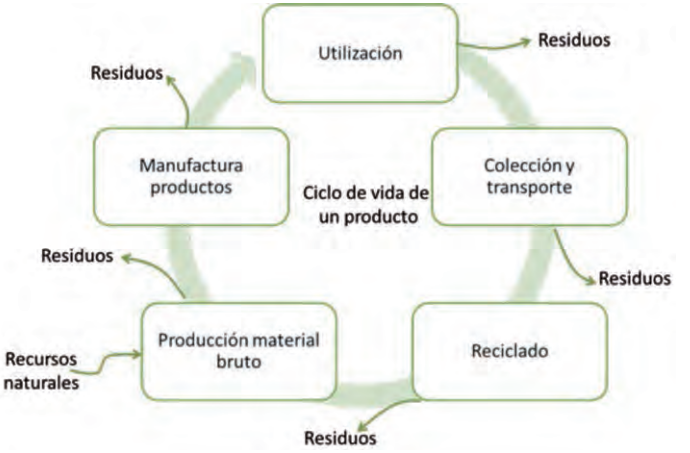


Figura 31. *Representación gráfica de las fases principales del ciclo de vida de un producto. Fuente: elaboración propia.*

Tabla 8. Materiales utilizados para la fabricación de sistemas de almacenamiento electroquímico. Fuente: Elaboración propia en base a trabajos previos de los autores (Morante, 2014).

Material	Aplicaciones
Cadmio (metal de transición, pesado, tóxico)	Aceros aleados, recubrimientos, baterías, pigmentos, estabilizantes de plásticos, soldaduras, células fotovoltaicas.
Cobalto (metal de transición, escaso, caro)	Superaleaciones, carburos para recubrimientos contra el desgaste, herramientas de corte, imanes, pigmentos, cables de acero, baterías, catalizadores.
Litio (metal alcalino, abundante, barato, inflamable)	Cerámicas y vidrios, baterías tipo ion-litio, lubricantes, tratamiento de aire, metalurgia, polímeros, productos farmacéuticos, aluminio, aplicaciones nucleares.
Manganeso (metal de transición, barato, abundante)	Aceros aleados, baterías, fertilizantes, comida para animales, colorantes para tetra-brics, catalizadores, tratamiento de vidrios, tratamientos médicos.
Níquel (metal de transición, pesado, tóxico)	Aceros inoxidables y aleados, baterías alcalinas, aleaciones no férreas, útiles metálicos, chasis de vehículos, material eléctrico, industria del petróleo, construcción, maquinaria industrial.
Plomo (metal pesado, tóxico)	Anclas y contrapesos, munición, pantalla contra radiaciones, vidrios especiales, baterías, soldadura, revestimientos, cables, y otras aplicaciones venidas a menos por aspectos de toxicidad, como su uso en pinturas, pigmentos, barnices y fontanería.
Vanadio (metal transición, escaso)	Aleaciones de hierro y acero, baterías de flujo, catalizadores para la fabricación de ácido sulfúrico, herramientas mecánicas.

Tabla 8. Materiales utilizados para la fabricación de sistemas de almacenamiento electroquímico. Fuente: Elaboración propia en base a trabajos previos de los autores (Morante, 2014).	
Material	**Aplicaciones**
Zinc (metal transición, abundante)	Baterías, productos galvanizantes, aleaciones metálicas, latón y bronce, agricultura, pinturas, caucho e industrias químicas, catalizadores.
Tierras raras (escasas)	Baterías, máquinas eléctricas, catalizadores, aplicaciones metalúrgicas, aleaciones, pulimentos para vidrio y cerámicas, imanes, superconductores, fósforos, bobinados, cables.

Tabla 9. Producción anual y reservas mundiales de diversos materiales estratégicos para la fabricación de sistemas de almacenamiento electroquímico. Fuente: elaboración propia en base a datos del "U.S. Geological Survey" del departamento del interior del gobierno de Estados Unidos (USGS, 2015).

Material	**Producción anual (2014) (millones de toneladas métricas)**	**Reservas mundiales (millones de toneladas métricas)**	**Ratio producción anual / reservas**
Cadmio	22,2	500,0	4,4%
Cobalto	112,0	7200,0	1,5%
Litio	36,0	13500,0	0,3%
Manganeso	18,0	570,0	3,1%
Níquel	2400,0	81000,0	2,9%
Plomo	5,4	87,0	6,2%
Vanadio	78,0	15000,0	0,5%
Zinc	13,3	230,0	5,8%
Tierras raras	110,0	130000,0	0,1%

Los materiales indicados en la Tabla 8 son fuentes primarias estratégicas para el desarrollo, entre otros, de la industria de los sistemas de almacenamiento. De esta manera, la disponibilidad de producción y reservas minerales de los mismos son aspectos fundamentales, los cuales no deben ser olvidados desde un enfoque empresarial, pero también medioambiental, geopolítico y social. La Tabla 9 compara la producción mundial con las reservas estimadas (datos del año 2014).

La metodología ACV calcula la energía específica requerida para obtener cada material, y favorece la evaluación de comparaciones desde un punto de vista energético. Un aspecto crítico para el desarrollo de la metodología ACV es la disponibilidad de una gran variedad de datos (consumos específicos de energía para numerosos procesos, demandas de materiales para la realización de un determinado producto, emisiones de efecto invernadero,…) La incertidumbre en la veracidad

y exactitud de estos datos impacta directamente en la confiabilidad de los resultados de la metodología ACV. El estudio (Sullivan, Gaines, & Systems, 2010) discute acerca de la disponibilidad de los datos requeridos para la metodología ACV. De acuerdo con este estudio, en la literatura se encuentra confiable y cuantificable información sobre los materiales, procesos y asociada energía que se requiere para la producción de baterías de plomo-ácido. Los resultados del ACV para esta tecnología, indican que con el estado de la técnica actual y considerando materiales reciclados, se alcanza una importante reducción de consumo energético versus la alternativa de utilizar materiales vírgenes. Por ejemplo, para el caso del plomo, el consumo energético para su obtención como material virgen es de 27,35 MJ/kg, mientras que la energía requerida para el reciclaje del mismo es mucho menor, alrededor de 6,98 MJ/kg.

Marco regulatorio para el reciclado de baterías

La Comisión Europea formuló en 2006 un marco regulatorio para la colección y reciclado de baterías. Este marco se incluye en la Directiva 2006/66/EC (European Commission, 2006). La Directiva establece objetivos concretos en ratios de reciclado pero deja a cargo de los Estados Miembros la adopción práctica de la misma. Complementariamente a esta Directiva, la Comisión publicó entre los años 2008 y 2013 tres documentos adicionales o enmiendas sobre la disposición de la Directiva 2006/66/EC. En estas publicaciones, entre otros, se distingue específicamente entre baterías de baja potencia, consumibles, y las del ámbito de la electro movilidad e industriales.

Para *baterías de baja potencia para electrónica de consumo*, se detallan dos objetivos cuantificables:

- Ratio de colección mínimo del 25% para el año 2012,
- y ratio de colección mínimo del 45% para el año 2016.

Los ratios de colección para un periodo anual dado, se definen como el ratio entre el peso de las baterías coleccionadas en ese periodo anual, respecto al peso de las baterías vendidas en un determinado mercado en ese año y en los dos años precedentes.

Respecto a baterías para el ámbito de la electro movilidad e industriales, ni la Directiva, ni los citados cuatro documentos adicionales, incluyen objetivos generales cuantificables para su colección y reciclado. Sin embargo, se indica que los productores son los encargados de la recolección de estas baterías al final de su vida útil, sin cargar costes adicionales a los usuarios. De esta manera, se invita a los productores a crear esquemas y modelos de colección de baterías. Adicionalmente, la Directiva invita a los estados miembros a promover el desarrollo de infraestructuras y tecnologías para el reciclado de baterías. Infraestructuras y tecnologías para, entre otros, alcanzar las siguientes eficiencias de reciclado[27]:

- Eficiencia del 65% de peso de las baterías de plomo-ácido, incluyendo el reciclado del plomo hasta el máximo nivel técnicamente posible sin incurrir en costes excesivos,
- eficiencia del 75% del peso de las baterías de níquel-cadmio, incluyendo el reciclado del cadmio hasta el máximo nivel técnicamente posible sin incurrir en costes excesivos,
- eficiencia del 50% del peso de otras tecnologías de baterías.

[27] En el Anexo III (parte B) de la Directiva 2006/66/EC.

La industria del reciclado

Como se ha indicado anteriormente, los productores y distribuidores de baterías son los responsables de la colección y el reciclado de las mismas. Con el objetivo de conducir estos procesos, y en nombre de los productores, se crearon a nivel nacional diferentes organizaciones. Una de estas organizaciones, GRS Batterien (Alemania) (GRS Batterien, 2015), reporta 15.017 toneladas de baterías recolectadas en 2014, un 28,4% de las cuales corresponden a baterías del sector industrial. Para el sector industrial precisamente, esta organización también detalla esquemas de colección incluyendo emplazamientos cercanos a los consumidores y sistemas de recogida de baterías.

A nivel europeo, la asociación EBRA representa y aglutina el 90% del mercado del reciclaje de baterías (EBRA, 2015). La Tabla 10 muestra los volúmenes de reciclado de baterías reportados por EBRA para varios tipos de baterías y años.

Como se puede observar, durante los años 2010/12, el grueso principal de reciclado de baterías lo sustentan las baterías primarias, de baja potencia. De esta manera, el reciclado de baterías secundarias supone alrededor de un cuarto del total de volumen reciclado. Poco a poco, no obstante, se detecta un incremento sostenido en el reciclado de baterías secundarias de litio, creciendo desde un 3,5% en el año 2009, al 9,1% a finales del año 2012.

Es éste un indicador de que la industria está experimentando poco a poco una presencia cada vez mayor de las tecnologías de litio. Presencia que, presumiblemente, se verá claramente impulsada por el esperado despliegue de la electro

Tabla 10. Volúmenes de reciclado en toneladas y en términos relativos de diversos tipos de baterías. Fuente: Elaboración propia en base a datos de la asociación EBRA (EBRA, 2010), (EBRA, 2011), (EBRA, 2012).

	Toneladas recicladas			**Toneladas recicladas / Total anual (%)**		
Tipos de baterías / año	2010	2011	2012	2010	2011	2012
Baterías primarias consumibles (ZnC, alcalinas, Zn-aire, Litio)	28505	25268,5	27344	76,9	72,8	70,9
NiCd (electrónica de consumo -selladas-, e industriales)	5937	6616	6632	16,0	19,1	17,2
NiMH (electrónica de consumo, industriales y vehículos eléctricos)	1195	604	1085	3,2	1,7	2,8
Litio (electrónica de consumo, industriales y vehículos eléctricos)	1288	2133	3512	3,5	6,1	9,1
Totales (toneladas / %)	36925	34621,5	38573	99,7[28]	99,7[29]	100,0

[28] La diferencia de este porcentaje respecto al 100% se debe a tonelajes marginales, correspondientes a otros materiales reciclados que suman para obtener las toneladas totales indicadas en la tabla.
[29] Ídem comentario anterior.

movilidad. Para acoger tal revolución tecnológica, la industria del reciclado está continuamente avanzando en el estado de la técnica. Un ejemplo de ello, es el proyecto de investigación LithoRec (LithoRec, 2009). Este proyecto colaborativo entre industria y académicos, financiado por el gobierno alemán, trata de avanzar en las tecnologías de reciclado de baterías de litio. Entre otros aspectos, se pretende testear, en una planta piloto, la bondad de noveles sistemas de purificación del litio y derivados como resultado de los procesos de reciclado (Hanisch, Loellhoeffel, Diekmann, & al., 2015).

Finalmente, y en base de nuevo a datos de EBRA, la Figura 32 muestra una distribución por países del total de toneladas recicladas en el año 2012. Como se puede observar, Francia es en este caso el principal contribuyente, acogiendo el 36% del tonelaje total de baterías recicladas. Esto no quiere decir que Francia sea la principal consumidora de baterías, si no que importa volúmenes de baterías de otros países para ser procesados allí.

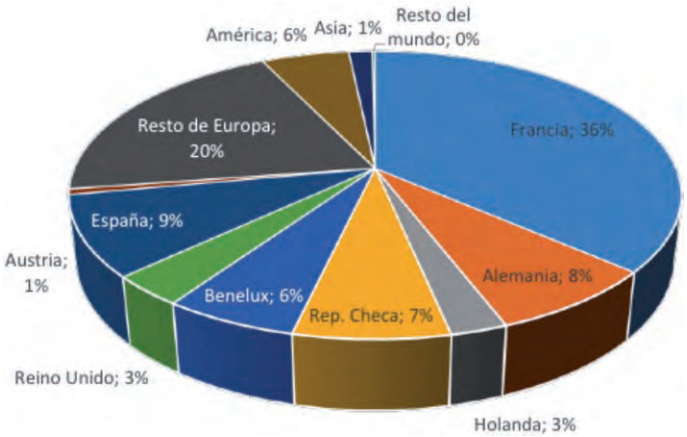


Figura 32. *Representación de la distribución geográfica de toneladas de baterías recicladas en el año 2012 (38.573 toneladas). Fuente: elaboración propia en base a datos de (EBRA, 2012).*

1.3.2. Opciones de segunda vida para baterías de vehículos eléctricos

El número de vehículos eléctricos probablemente crecerá sustancialmente en los próximos años y con él, el volumen de baterías de litio, que al final de su vida útil en el vehículo han de ser gestionadas adecuadamente. Como se ha visto en el apartado anterior, una opción para estas baterías es el reciclado. Otra opción es el desarrollo de otras funciones en otros ámbitos de aplicación. De hecho, las baterías mantienen un 80% de su capacidad inicial al final de su vida útil en los vehículos, con lo que todavía podrían ser útiles para otras finalidades, por ejemplo en aplicaciones estacionarias. Finalmente, otra opción es la remanufactura (Ramoni & Zhang, 2013), (Zhang, Liu, Dong, & al., 2014). Este apartado presenta sucintamente las últimas dos opciones arriba indicadas.

Remanufactura

La remanufactura se refiere al proceso de restaurar un componente a su estado original, para que de esta manera pueda volver a desarrollar la misma aplicación como antes de sufrir los procesos inherentes de degradación. Ésta es ya una práctica común en la industria de la automoción, donde el 80% de los componentes que forman parte de los vehículos son remanufacturados (Ramoni & Zhang, 2013). La remanufactura de baterías comprende diversas fases, las cuales se representan gráficamente en la Figura 33.

La remanufactura se considera una alternativa a la fabricación de baterías utilizando material virgen, ya que puede resultar en un coste energético e impacto medioambiental menor. No obstante, es importante remanufacturar antes de que las celdas electroquímicas sufran una degradación excesiva, hecho que dificultaría los procesos de restauración.

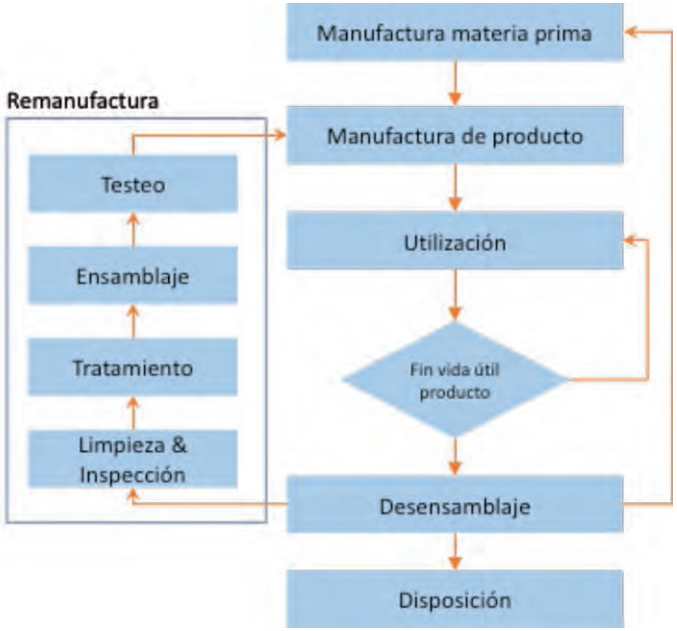


Figura 33. *Opciones de segunda vida para baterías secundarias. Fuente: esquema adoptado y adaptado de (Zhang, Liu, Dong, & al., 2014).*

Aplicación como almacenamiento estacionario

La opción de utilizar las baterías de vehículos eléctricos, al final de su vida útil en el automóvil, como almacenamiento estacionario es una alternativa más estudiada que la remanufactura. Las siguientes líneas ofrecen una sucinta presentación de este concepto, atendiendo a aspectos tecnológicos, económicos, y medioambientales.

Respecto a *aspectos tecnológicos*, se destaca que por el hecho de tratarse de baterías de segunda vida, éstas presentan una gran heterogeneidad en cuanto a capacidad y degradación, es decir, en cuanto su "estado de salud" (*state of health*, SOH en inglés). Este hecho, intensifica la necesidad de incluir avanzados sistemas de supervisión y gestión de las baterías, a fin de optimizar su funcionamiento, pero también en favor de la seguridad de uso (Williams, Gole, & Wachal, 2011). También, y persiguiendo la interconexión entre diversos módulos o baterías, se podrían configurar sistemas heterogéneos en cuanto a las químicas redox utilizadas, niveles de tensión y corriente, etc. Para integrar tal diversidad de tecnologías es fundamental avanzar en los sistemas electrónicos de conversión de potencia. En este sentido, en la literatura se pueden encontrar diversas arquitecturas como las que se muestran en la sección 2.1.2, y noveles topologías de convertidor, como los de tipo modular multinivel (*modular multilevel converters*, MMC, en inglés) (Song & Lehn, 2014) (Akagi, 2011). El desarrollo e investigación en conceptos de electrónica de potencia, y también en otros asociados como sistemas de gestión, equilibrado y protección de baterías, es muy pertinente en estos momentos para la integración del almacenamiento de energía en la red.

Respecto a *aspectos económicos*, cabe destacar que además del todavía elevado coste capital del almacenamiento electroquímico, una barrera importante para el aprovechamiento de las baterías de segunda vida es la necesidad de crear nuevos modelos de negocio.

Finalmente, respecto a *aspectos medioambientales*, se citan aquí los trabajos sobre análisis de ciclo de vida de (Richa & al., 2015) y (Ahmadi & al., 2015). En (Richa & al., 2015) se desarrolla una evaluación del impacto medioambiental de la utilización de baterías de segunda vida de litio-ión, versus la alternativa en plomo-ácido. En la segunda vida, las baterías proveerían servicios auxiliares al sistema eléctrico de potencia. El estudio concluye con una ventaja sustancial a favor de la tecnología de

litio-ion, basada principalmente en la no producción y utilización de plomo. La opción del litio-ion para baterías en vehículos eléctricos y para la provisión de servicios en el sistema eléctrico de potencia en su segunda vida, también resulta favorable en (Ahmadi & al., 2015), en comparación con el dúo convencional formado por vehículos de combustión interna y generación eléctrica en base a gas natural.

IMPLICACIONES PARA LA OPERACIÓN

Cátedra Endesa Red de la Universidad de Sevilla
Antonio Gómez Expósito *(Coordinador).* José Luis Martínez Ramos.
Alejandro Marano Marcolini. Juan Manuel Mauricio Ferramola

2

2. EL ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA EN LA OPERACIÓN DE LA RED

La cadena tradicional de suministro de energía eléctrica se compone de cinco eslabones principales: la disponibilidad de energía primaria y su conversión en energía eléctrica (generación), el transporte a gran escala y la distribución hasta los usuarios finales, y el uso final de la energía eléctrica por los consumidores, normalmente mediante su conversión nuevamente a otro tipo de energía o trabajo. En este contexto, los recursos de almacenamiento de energía eléctrica constituyen un sexto eslabón que al mismo tiempo integra toda la cadena de suministro, proporcionando servicios a los distintos agentes, como se muestra en la siguiente figura (Makansi & Abboud, 2002):

La estrategia de operación o despacho de los sistemas de almacenamiento depende del tipo de aplicación o aplicaciones concretas a las que pueden estar destinadas. En varios informes técnicos de distintas entidades norteamericanas

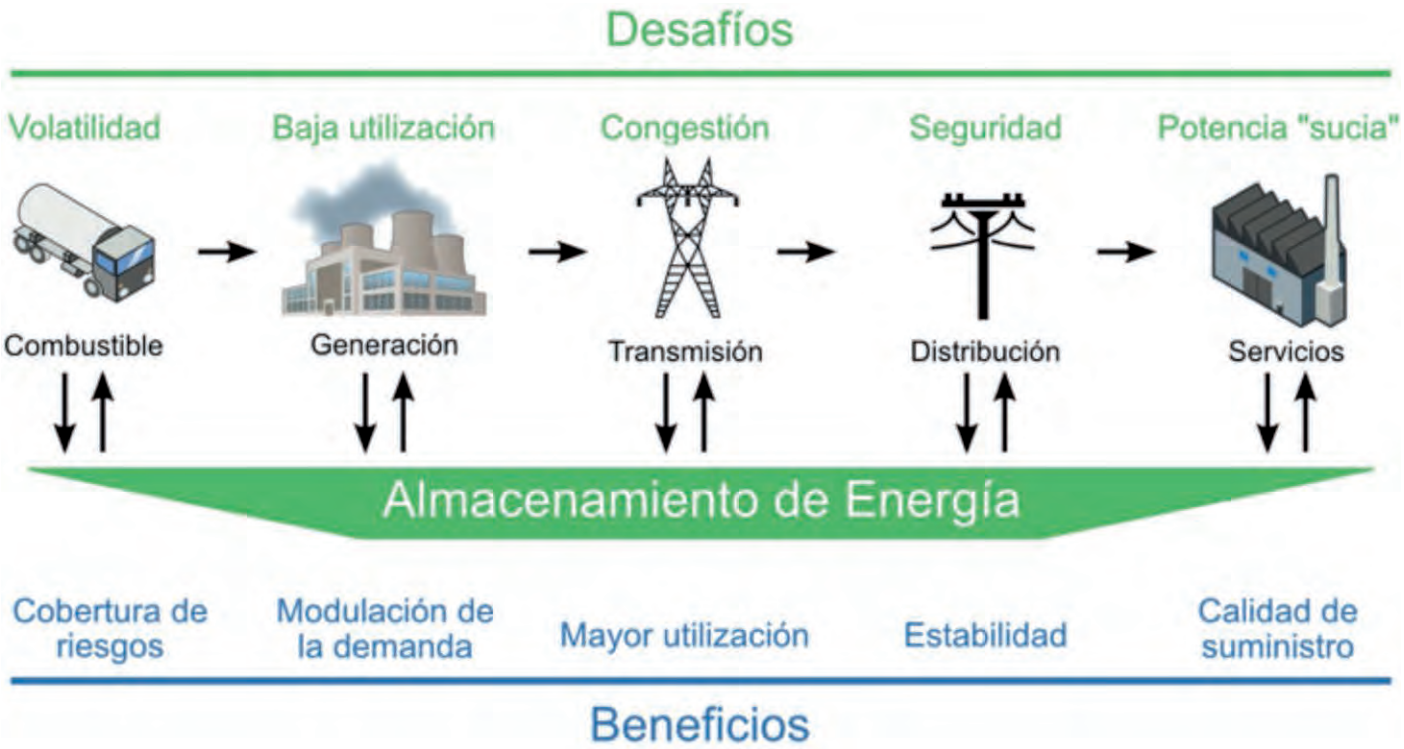


Figura 34. *Beneficios de los sistemas de almacenamiento en la cadena de suministro de energía eléctrica.*

como EPRI o SANDIA (Eyer & Corey, 2010; Huff & al., 2013a) se identifican numerosas aplicaciones, agrupadas nuevamente en 5 categorías según el sistema en el que realicen su función (generación, transporte, distribución, demanda o servicios auxiliares). En la Figura 34 se detallan algunas de las aplicaciones más comunes a las que se dedican las instalaciones de almacenamiento de energía. No todas estas aplicaciones tienen la misma consideración a la hora de despachar los sistemas de almacenamiento, siendo pertinente diferenciarlas en función de que requieran un aporte de potencia o energía al sistema.

Las aplicaciones de potencia necesitan de instalaciones con alta potencia nominal, si bien el aporte de esta potencia se realiza durante cortos períodos de tiempo (desde unos segundos a pocos minutos). La capacidad de almacenamiento de energía es, por tanto, reducida. Un ejemplo típico de este tipo de aplicaciones es la de regulación de frecuencia (Eyer & Corey, 2010).

Por su parte, las aplicaciones de energía requieren del aporte de potencia durante largos períodos de tiempo, varias horas o días. Los dispositivos de almacenamiento requeridos para este tipo de aplicaciones necesitan una capacidad mucho mayor que las del caso anterior. En este grupo estarían, por ejemplo, las aplicaciones relacionadas con la modulación de la curva de carga, o la integración de energías renovables.

Existen también aplicaciones relacionadas con el aporte de capacidad. Éstas son las que emplean el almacenamiento como reemplazo de nuevo equipamiento o como aplazamiento de inversiones en instalaciones de transporte o distribución (transformadores o líneas de mayor capacidad). A continuación se exponen las aplicaciones que más afectan al despacho temporal de las instalaciones de almacenamiento.

En lo que sigue, simplemente se clasifican estos conceptos de una forma sucinta y breve, para una mayor claridad. Para más información, se remite al lector a las fuentes anteriormente citadas.

- ***Servicios para el balance a gran escala del sistema eléctrico.*** Estos servicios se refieren a la utilización de tecnologías con gran capacidad de almacenamiento y potencia (del orden de hasta centenares de MW, a intercambiar con la red durante varias horas o incluso días). En particular, se consideran dentro de esta categoría, por ejemplo, el almacenamiento estacional, como medio para almacenar exceso de generación fotovoltaica durante el periodo estival (o exceso de generación eólica durante el invierno), para su utilización durante estaciones con menor recurso renovable. También se incluye en esta categoría el almacenamiento de exceso de energías renovables durante horas valle, de baja demanda energética, para ser utilizado durante horas punta, horas de alta demanda energética. Se contempla también en este sentido, la aplicación del almacenamiento no sólo a grandes plantas renovables, sino también a instalaciones de generación renovable de tamaño reducido. Finalmente, otra de las aplicaciones del almacenamiento es la de proveer una capacidad de generación extra al sistema eléctrico, evitando o desplazando en el tiempo la necesidad de instalar nuevos generadores para suplir puntas de demanda eventuales.
- ***Soporte a las infraestructuras de transporte y distribución.*** Se indica en esta categoría la aplicación del almacenamiento de energía como herramienta para asegurar el suministro de energía ante contingencias técnicas. También como medida para aliviar sobrecargas en los sistemas de transporte y distribución de potencia. Proveyen-

do este servicio, se puede aplazar en el tiempo, e incluso evitar, inversiones para la ampliación de las capacidades de las infraestructuras de transporte y distribución de potencia.

- ***Servicios auxiliares para la operación de los sistemas de transporte y distribución.*** El catálogo de servicios auxiliares que pueden proveer los sistemas de almacenamiento a la red es muy extenso. La variabilidad de las energías renovables en el sistema eléctrico dificulta el continuo balance entre generación y demanda, requerido para asegurar una frecuencia eléctrica constante y estable. En caso de desbalances entre generación y demanda, el sistema ha de activar reservas de potencia, habitualmente provistas por plantas de generación convencional de fuel o gas, pero también por instalaciones PHS. El almacenamiento de energía puede proveer estas reservas, para ser activadas en 4 distintas escalas temporales, activadas por este orden: respuesta inercial, reservas primarias, reserva "rodante", y seguimiento de carga. Además, el almacenamiento de energía puede contribuir al control de tensión de la red, y proveer energía para la puesta en marcha autónoma de diferentes tipos de generadores, entre los cuales se incluye la generación eólica. Esta última aplicación toma el nombre de arranque en frio, o "*black start capability*", en inglés.
- ***Servicios energéticos para el usuario final.*** Mientras que el operador y/o propietario de los sistemas de almacenamiento en los tipos de servicios anteriores puede ser el propio operador del sistema o red eléctrica (pero también puede ser un tercer actor privado), en las aplicaciones incluidas en esta última categoría el operador y/o propietario del almacenamiento puede ser el propio usuario final. Desde el punto de vista técnico, el almacenamiento de energía, en su provisión de servicios para el usuario final, puede ser utilizado para mejorar aspectos relacionados con la calidad de onda (filtrado de harmónicos, protección frente a cortocircuitos y faltas de suministro, control de tensión, etc.); también para una gestión activa de su consumo o demanda, incluyendo el vehículo eléctrico, de acuerdo a señales exógenas como el precio de la energía u otras consideraciones de carácter técnico; y cómo no, para la reducir parcial o totalmente la dependencia del suministro eléctrico de la red de distribución: el autoconsumo.

En los apartados siguientes se ahonda en las aplicaciones del almacenamiento que más implicaciones tienen en la operación de los sistemas de distribución.

2.1. Modulación de la curva de demanda e integración de energías renovables

En general, estas aplicaciones pertenecen al grupo de aplicaciones de energía, según se ha explicado más arriba. En todos los casos, las instalaciones de almacenamiento necesitan varias horas de capacidad para ser efectivas en su cometido. Sin embargo, si se quiere usar las mismas instalaciones para servicios de potencia es necesario tenerlo en cuenta a la hora de programar el despacho de los dispositivos. Así, por ejemplo, para realizar servicios de regulación de frecuencia debe garantizarse una banda de potencia disponible a subir y bajar mientras se participe de este servicio. La existencia de esa banda puede afectar al cometido principal de la batería. Serán criterios de explotación y económicos los que determinen qué porcentaje de la potencia de la instalación se dedica a cada servicio. Algo similar ocurre con el servicio de control de tensiones; aunque no requiere en principio de aportación de energía, sí es necesario que el convertidor de conexión a la red disponga de un margen de potencia suficiente para aportar o consumir potencia reactiva de la red. Son también

criterios económicos y técnicos los que determinarán qué banda de capacidad del convertidor se dedica a este servicio.

Para que los sistemas de almacenamiento puedan realizar estas aplicaciones de forma eficaz, es necesario determinar previamente el despacho necesario para adecuar el estado de carga a las condiciones que previsiblemente se producirán a lo largo del período de programación. En el caso de unidades de generación, la herramienta que realiza ese despacho es un *unit commitment*, a través del cual se decide cuándo la unidad debe arrancarse o pararse, y la potencia a inyectar en cada período de programación. En el caso de sistemas de almacenamiento, la decisión de arrancar o apagar la instalación no es relevante por la rapidez con la que estos sistemas pueden variar la potencia generada. Sin embargo, sí es importante la disponibilidad de capacidad para almacenar energía en determinados períodos para entregarla más adelante.

Este proceso de toma de decisiones es complejo debido a la variedad de aplicaciones a las que se puede dedicar el almacenamiento y la cantidad de variables relacionadas con el dispositivo que es necesario tener en cuenta. Existen diversas formas de abordar este problema, pasando por reglas heurísticas o el empleo de herramientas de optimización (Vergara, 2015). Habitualmente, estas últimas son las que permiten obtener los mejores resultados del almacenamiento. Además, permiten modelar el problema de forma que sea fácilmente adaptable a cambios en alguna de las condiciones de contorno. Sin embargo, tienen una serie de desventajas como son: se basan en predicciones de demanda y generación para el período comprendido de programación, la exigencia computacional puede ser muy elevada en función del nivel de detalle con que se modele el problema, y los algoritmos de resolución son bastante complejos.

A continuación se presenta de forma sucinta la formulación necesaria para modelar el problema del despacho diario de una instalación de almacenamiento de energía, usando un modelo matemático de optimización.

En general, el objetivo suele ser conseguir el máximo beneficio de la operación del almacenamiento. Es difícil, sin embargo, definir el beneficio de forma genérica para todas las posibles aplicaciones de estas instalaciones. Cada aplicación tendrá una forma de transformar un beneficio técnico o económico en un flujo monetario equivalente. Asímismo, el coste de operación es un factor a tener en cuenta para aumentar el beneficio de explotación. Los factores que intervienen en la valoración de los costes son dependientes de la aplicación, aunque hay un factor común a todos los casos, siendo éste el envejecimiento de la instalación provocado por un modo de funcionamiento determinado. La valoración del envejecimiento suele ser una tarea compleja que requiere de un conocimiento detallado de las características técnicas de los dispositivos.

Para formular el problema de optimización es necesario definir un vector de variables que contenga una representación de las decisiones que deben adoptarse en cada uno de los períodos de programación en los que se divide el día objetivo. Este vector debería contener, al menos, información sobre las siguientes variables para cada período de programación:

- Referencia de potencia activa a seguir
- Valor máximo y mínimo de la potencia reactiva a aportar
- Potencia activa máxima y mínima a aportar para la regulación de frecuencia
- Nivel del estado de carga (SOC: *state of charge*) máximo y mínimo permitido.

Estas variables están ligadas entre sí mediante una serie de restricciones, que modelan los límites físicos del almacenamiento. Así, la potencia aparente máxima de carga o descarga

está limitada por la potencia aparente del inversor. La potencia activa de carga está limitada por el SOC máximo, y la potencia activa de descarga está limitada por el SOC mínimo. Adicionalmente, existen unas restricciones temporales que ligan los diferentes períodos de programación. Por ejemplo, la cantidad de energía que la batería puede aportar durante un período está limitada por el SOC que tenía al terminar el período anterior.

Como conclusión de este apartado, mencionar que el despacho de las instalaciones de almacenamiento es una tarea que depende fuertemente de las aplicaciones concretas que esté desempeñando cada instalación. Las técnicas más adecuadas para gestionar este problema están basadas en modelos de programación matemática, que proporcionan resultados óptimos a cambio de una cierta complejidad de cómputo y modelado. Por último, los parámetros fundamentales a tener en cuenta son la potencia nominal de carga y descarga (dependiente del almacenamiento en sí y del inversor de conexión a red) y la capacidad total de almacenamiento de energía del dispositivo.

2.1.1. Modulación de la demanda

Posiblemente la aplicación que más influye en la programación diaria de los sistemas de almacenamiento sea la modulación de la curva de demanda, dentro de los servicios para el balance a gran escala del sistema eléctrico. Esta aplicación tiene interés desde el punto de vista de los gestores de redes de distribución y de transporte, ya que evita tener que adecuar sus sistemas a las puntas de consumo. La disparidad de la demanda a lo largo del día, y la aparición de puntas de consumo durante cortos períodos de tiempo conllevan tener que adecuar la capacidad de las instalaciones a niveles de potencia que sólo se aprovechan durante unas pocas horas al año. Si se evitan desequilibrios en la curva de demanda, haciéndola más uniforme, se evita tener que sobredimensionar las instalaciones, aumentando de esta forma su factor de utilización. La Figura 35 muestra el efecto de la modulación sobre una curva típica de demanda diaria.

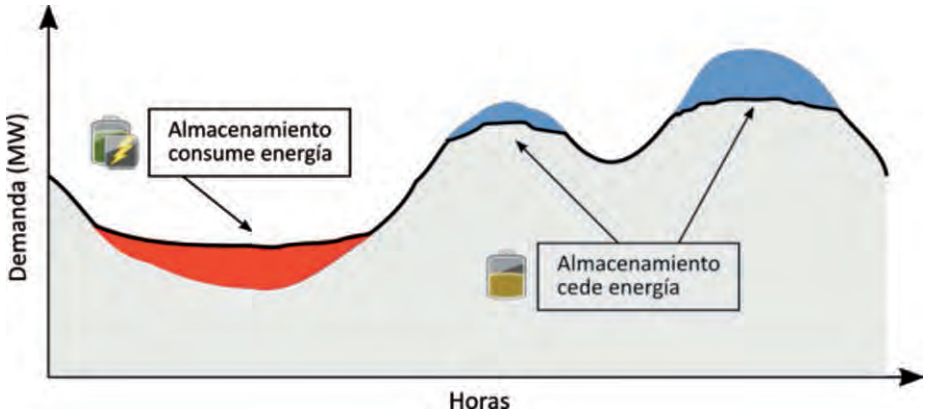


Figura 35. *Efecto del almacenamiento en la modulación de la demanda. La línea negra indica la demanda neta que ve el sistema gracias a la actuación del almacenamiento. Durante las horas de bajo consumo, el almacenamiento se convierte en una demanda adicional. Por el contrario, en horas punta, el almacenamiento aporta parte de la energía necesaria para abastecer la demanda.*

Esta aplicación puede usarse también con el fin de evitar las saturaciones que ocurren en líneas o transformadores concretos, en períodos de demanda inusualmente alta.

3.1.2. Integración de energías renovables

En lo que respecta a la integración en las redes eléctricas de generación basada en energías renovables, bien en localizaciones remotas con difícil acceso a la red eléctrica, bien en forma de generación distribuida en las redes de distribución, los sistemas de almacenamiento pueden jugar un papel fundamental (Ibrahim & al., 2012), que se concreta en las siguientes aplicaciones:

1. Integración de energías renovables en localizaciones remotas: la disponibilidad de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica permite aprovechar fuentes remotas de energías renovables para las que, o bien es demasiado costoso construir la infraestructura de transporte necesaria, o bien el tiempo necesario para construir dichas instalaciones es excesivo. En este sentido, mientras un parque eólico se pone en funcionamiento en apenas un año, construir líneas de transporte o distribución puede llevar más de siete años, pudiendo hacer inviable cualquier proyecto.
2. Reducción de los cortes impuestos a la generación renovable: la propia localización de las fuentes de energía renovable, normalmente alejada de los centros de consumo, puede provocar la saturación de las redes de transporte y distribución, obligando al operador del sistema a imponer límites o cortes a la generación renovable. La disponibilidad de recursos de almacenamiento permite modular la generación neta, almacenando el excedente para su uso posterior, evitando con ello los cortes impuestos a la energía renovable y su despilfarro frente a otras fuentes de energía convencionales.
3. Modulación de la generación renovable: los sistemas de almacenamiento permiten modular la generación de origen renovable no gestionable, como es el caso de la eólica o la fotovoltaica. Así, el sistema de almacenamiento permite evitar cambios bruscos en el nivel de generación, haciendo el recurso menos impredecible y aportándole incluso cierta capacidad de programación (Figura 36). Por otro lado, al disminuir la necesidad de suplir los cambios bruscos en la generación renovable con las distintas reservas del sistema, compensándolos con los recursos de almacenamiento, se aumenta la fiabilidad del sistema en su conjunto.

Figura 36. *Gestión de la generación renovable a través de sistemas de almacenamiento. En la gráfica de la izquierda la generación diaria se nivela evitando posibles saturaciones y haciendo virtualmente gestionable la producción del parque fotovoltaico. Otra aplicación consiste en utilizar los sistemas de almacenamiento para evitar fluctuaciones intrahorarias en la generación renovable (gráfica derecha).*

2.2. Provisión de servicios complementarios

2.2.1. Control potencia-frecuencia

Los sistemas eléctricos de potencia son dinámicos y están en continuo movimiento. Si bien en una primera aproximación se puede considerar que la potencia generada por las máquinas primarias es igual a la consumida más las pérdidas, esto prácticamente nunca ocurre.

La diferencia entre lo generado por las máquinas primarias y lo consumido es aportada en mayor parte por la variación de la energía cinética de las máquinas síncronas que trabajan como generadores, como se puede ver en la Figura 37. Esto da lugar a que la frecuencia, directamente relacionada con la velocidad de los generadores, varíe constantemente.

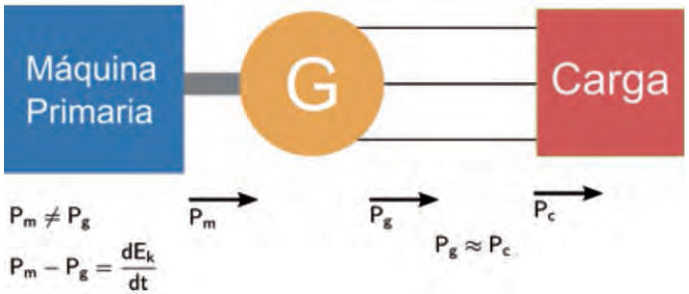


Figura 37. *Balance de potencias en una máquina síncrona. Los desequilibrios instantáneos entre potencia mecánica y potencia eléctrica entregada a la red se traducen en un aumento o disminución de la energía cinética de rotación.*

Los generadores convencionales cuentan con un controlador que permanentemente mide la velocidad de giro o la frecuencia, y en función de ésta varía la potencia entregada por la máquina primaria a la máquina síncrona. Esto se suele implementar con una ley de control muy simple que define incrementos proporcionales de potencia de manera proporcional y opuesta a incrementos de frecuencia (droop).

En la Figura 38 se resumen los fenómenos dinámicos más importantes que ocurren en un sistema eléctrico, clasificados según las constantes de tiempo involucradas. En el recuadro amarillo se resaltan las constantes de tiempo asociadas a los generadores convencionales, tanto en lo que respecta al aporte de energía cinética como a su contribución a la regulación primaria. Por otro lado, indicado en verde, se aprecia el rango de tiempos requerido para que un convertidor electrónico cambie la potencia que, por ejemplo, inyecta a una red eléctrica. Como puede observarse, gracias a su rapidez de respuesta, es posible para estos dispositivos hacer un aporte a la regulación de frecuencia tal como lo hacen los generadores síncronos convencionales y sus máquinas primarias (Mauricio, 2009). Este tipo de control se está aplicando actualmente en países como Puerto Rico, Chile (Comisión Nacional de Energía, 2014) y Sudáfrica. En estos países la participación de la generación fotovoltaica ha tenido un gran crecimiento en los últimos años. Además, son sistemas eléctricos "aislados" en el sentido de que no pertenecen a un gran sistema como puede ser el europeo. Al sustituirse la generación convencional por sistemas basados en fuentes renovables, éstas deben contribuir necesariamente a la regulación de frecuencia. Uno de los casos donde la normativa es más exigente sobre este particular es Puerto Rico (Gevorgian, 2013). En este país, con una futura alta penetración de generación fotovoltaica, se exige que estas plantas varíen su inyección de potencia siguiendo la curva que se muestra en la Figura 39. Esto se puede lograr de diversas maneras, siendo las más utilizadas las siguientes:

1) Trabajando en un punto subóptimo, es decir no entregando toda la potencia disponible de la fuente de energía. De esta manera se tiene la posibilidad de aumentar la potencia en caso de que baje la frecuencia.
2) Utilizando almacenamiento, para poder realizar incrementos de potencia y al mismo tiempo permitir que siempre se genere el máximo disponible.

La opción 2) es cada vez más interesante en la medida que disminuyen los costes de las baterías y aumenta la fiabilidad de las mismas.

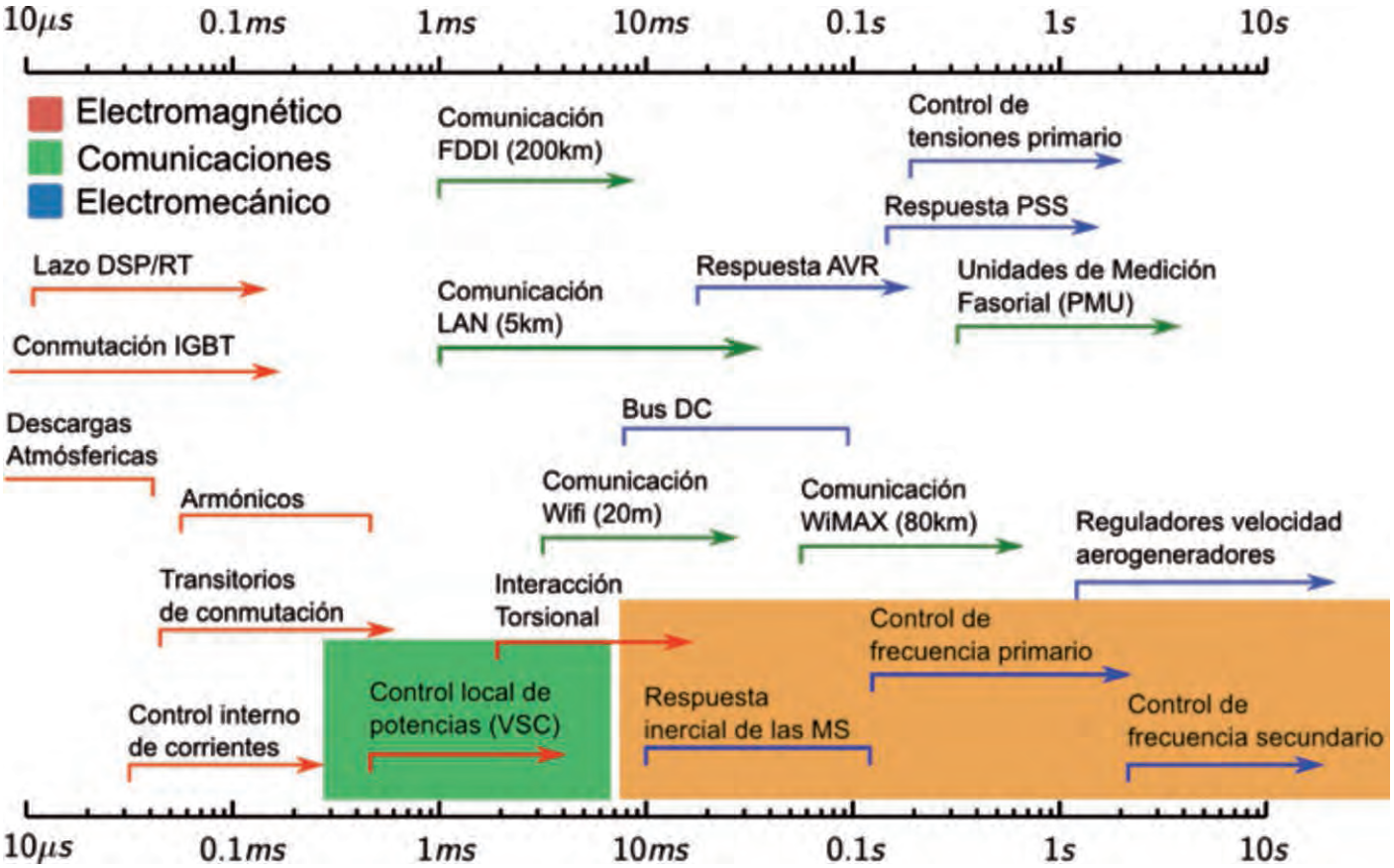


Figura 38. *Constantes de tiempo involucradas en los principales fenómenos dinámicos que intervienen en los sistemas de potencia.*

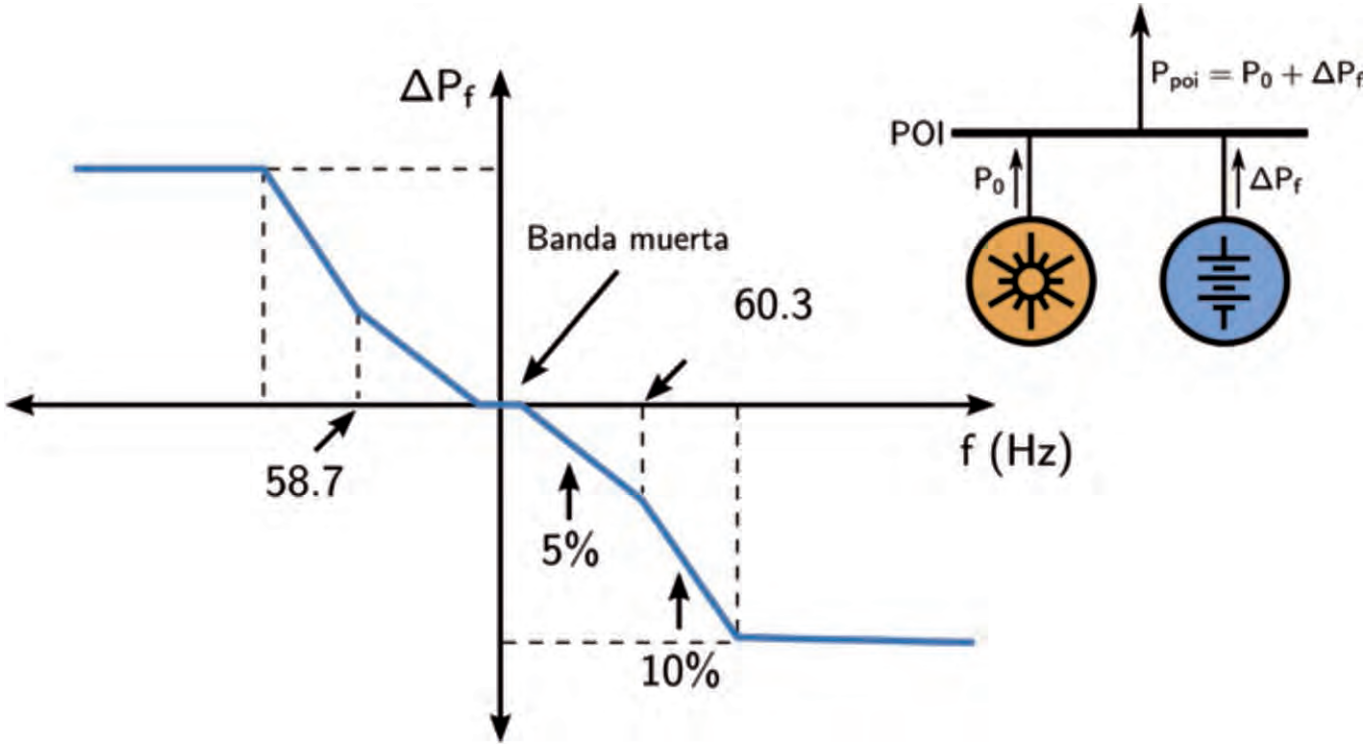


Figura 39. *Curva de incremento de potencia en función de la frecuencia requerida en el código de red de Puerto Rico (PREPA).*

2.2.2. Emulación de potencia sincronizante

Otro aspecto a tener en cuenta es que para un determinado desequilibrio entre lo generado y lo consumido, menor será la variación de la frecuencia cuanto mayor sea la inercia de las máquinas generadoras, de lo cual se deduce que la inercia de éstas es un factor crucial en el mantenimiento de la estabilidad del sistema. En la medida en que se reemplace la generación basada en grandes máquinas síncronas, con una inercia considerable, por la basada en máquinas asíncronas (eólica) o convertidores electrónicos (fotovoltaica), es de esperar que la inercia total del sistema disminuya y por lo tanto las perturbaciones en generación-consumo afecten de forma más acusada y prolongada en el tiempo a la frecuencia.

En la Figura 38 se observa que la velocidad de respuesta de los convertidores también es superior a la velocidad de variación de potencia asociada a la inercia de los generadores convencionales. Por lo tanto, con un adecuado control se puede lograr que los convertidores con sus baterías emulen la respuesta inercial de los generadores síncronos.

Para lograr esto existen varias alternativas que actualmente se están desarrollando. Entre las más probadas y con mayor probabilidad de ser utilizadas en la práctica se encuentran las siguientes:

1. Aporte en función de la derivada de la frecuencia
2. Emulación de máquina síncrona

En la Figura 40 se observa una posible estrategia de control y gestión de potencia para emular inercia o aportar inercia virtual a un sistema eléctrico de potencia. Para ello se debe medir la frecuencia y calcular la derivada respecto del tiempo de la misma. En la práctica lo que se suele hacer es calcular una aproximación de la derivada. Se puede demostrar que la constante Kd de la primera ecuación de la Figura 48 está directamente relacionada con la constante H de las máquinas síncronas, la cual caracteriza la inercia de los generadores convencionales. Esto significa que con una batería y un convertidor se puede emular una inercia arbitraria, siempre y cuando la potencia requerida para lograrlo se mantenga dentro de los márgenes admisibles. Es más, dicha inercia emulada podría variar en caso necesario a lo largo del tiempo, lo cual no se puede lograr con los generadores convencionales.

Estrategias de control más complejas van más allá de la simple emulación de inercia y proponen, por ejemplo, la emulación de la máquina síncrona y todos sus controles (ver Figura 41). De esta manera se logra que las baterías participen en la regulación de la frecuencia, las tensiones y la inercia total del sistema eléctrico. También se debe mencionar que esta virtualización de la máquina síncrona puede acarrear las desventajas asociadas a la misma, como por ejemplo las oscilaciones de potencia entre convertidores y los demás generadores (Grebe, 2010).

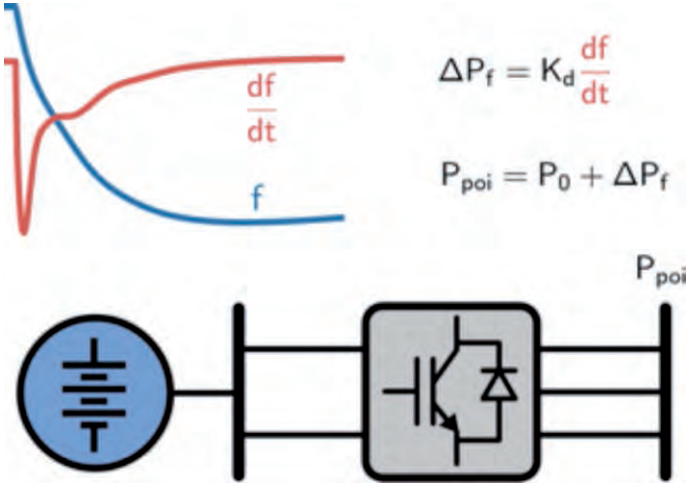


Figura 40. *Estrategia de control para que la batería aporte inercia al sistema.*

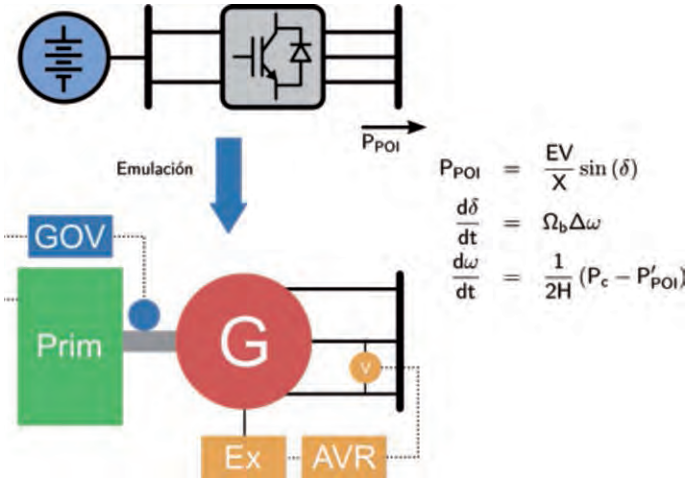


Figura 41. *Emulación de máquina síncrona con baterías y sus convertidores.*

A modo de ejemplo, se plantea un sistema eléctrico con una demanda total de unos 2000 MW. En un instante dado se pierde uno de sus generadores con una potencia del 10% (aproximadamente 200 MW). Para compensar esta pérdida los demás generadores aumentan su potencia como se muestra en la Figura 42. Como puede observase, este aumento es prácticamente instantáneo, haciendo uso de sus respectivas energías cinéticas. Ello causa una disminución en las velocidades de giro de las máquinas que queda reflejado en la variación de la frecuencia mostrada en la Figura 43.

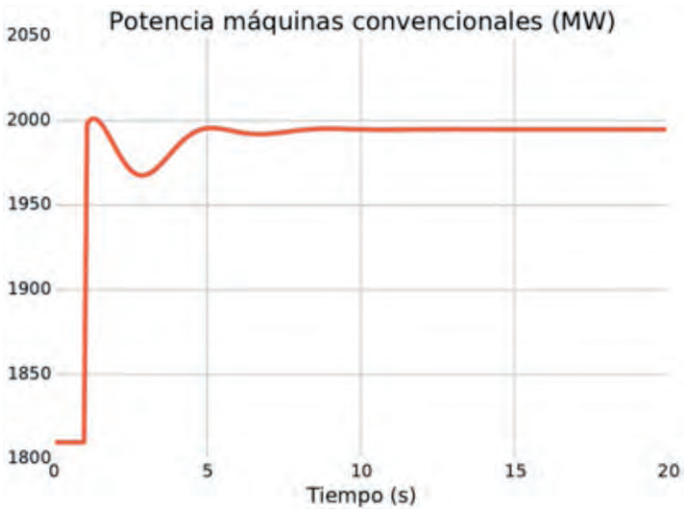


Figura 42. *Aumento prácticamente instantáneo de la potencia eléctrica aportada por los generadores síncronos.*

En la Figura 44 se observan varias curvas de potencia aportada por un hipotético sistema de almacenamiento electroquímico conectado al sistema mediante un convertidor VSC, al ocurrir la pérdida del generador. Por un lado se muestra el caso donde no se aporta potencia ante variaciones de frecuencia, siendo éste trivial pero el más común en los sistemas de potencia actuales. Por otro lado se puede ver cómo al aplicar una estrategia de control primario como el planteado por PREPA en la Figura 39 la batería aporta una potencia proporcional al desvío de frecuencia observado en la Figura 42. Si bien existe un buen aporte de potencia, al ser ésta proporcional al desvío de la frecuencia se puede concluir que la respuesta es lenta, no sacando ventaja de la gran velocidad que tienen los convertidores.

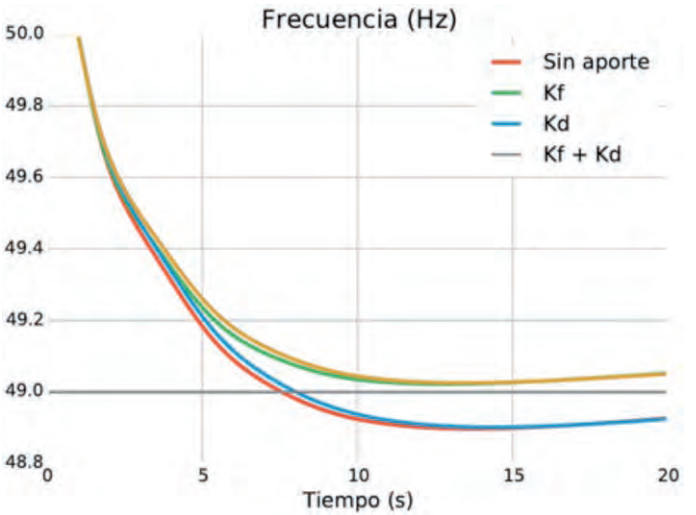


Figura 43. *Variación de frecuencia ante pérdida del 10% de generación y distintas estrategias de control para la batería.*

En la Figura 43 también se puede observar la respuesta de la batería si se implementa una estrategia de aporte en función de la derivada de la frecuencia (curva azul, Kd). En este caso se obtiene lo contrario al caso de aporte sólo proporcional

al desvío de frecuencia, buena velocidad de aumento de la potencia en los instantes posteriores a la pérdida del generador y un aporte casi nulo al dejar de variar la frecuencia. Una combinación de los dos efectos da la respuesta de curva amarilla (Kf + Kd). Esta respuesta es la que más se asemeja la que se observa en la Figura 42 y es similar a la que se obtendría con la batería directamente emulando a la máquina síncrona.

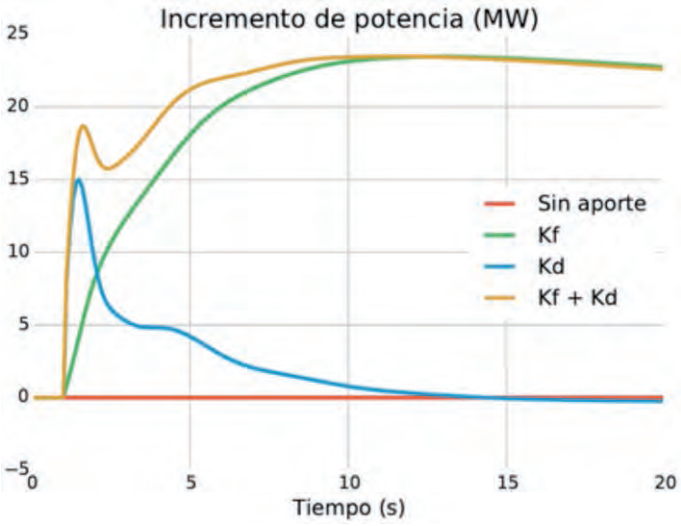


Figura 44. *Aporte de potencia por parte de las baterías según diferentes estrategias de control.*

2.2.3. Reducción de reserva rodante

La reserva rodante es un margen de potencia a subir que los generadores deben incluir en su programa de generación. Uno de los motivos principales que da lugar a la necesidad de tener esta reserva es para hacer frente a pérdidas de generación o cambios de la carga inesperados.

Desde el punto de vista de los generadores la reserva rodante es un problema por diversos motivos, entre los que destaca el hecho de que obliga a los generadores a trabajar en puntos de funcionamiento no óptimo o distinto al nominal. El uso de almacenamiento permite que los generadores funcionen a plena potencia, y, en caso de tener que hacer frente a un incremento de potencia, sea el almacenamiento quien lo suministre. De esta forma, los sistemas de almacenamiento y sus convertidores asociados pueden hacerse cargo de la reserva rodante, permitiendo que las máquinas convencionales trabajen a sus potencias nominales o máximas.

2.2.4. Arranque en frío

Combinando un convertidor electrónico en configuración VSC con una batería se puede producir un sistema trifásico de tensiones. Si por medio de la batería, además del lado de continua del convertidor, se pueden alimentar los elementos auxiliares del sistema (medidores de tensión, corriente y potencia; los sistemas de control; y el sistema de refrigeración), entonces se podrá iniciar el funcionamiento del convertidor aun cuando no existan otras máquinas generadoras que suministren un sistema trifásico de tensiones. Las tensiones sintetizadas en el lado de alterna del convertidor podrán alimentar cargas e incluso los sistemas auxiliares de otros generadores convencionales. De esta manera, se podría arrancar un sistema aislado, o incluso un sistema de potencia convencional, a partir de un sistema de almacenamiento tras producirse un apagón (*blackout*) con pérdida de sincronismo y caída de todo el parque generador.

2.2.5. Servicio complementario de control de tensiones

Dentro de los servicios complementarios o auxiliares para la operación del transporte y la distribución, los sistemas de almacenamiento pueden tener un papel relevante en el control de tensiones, especialmente en las redes de distribución con fuerte presencia de generación distribuida. Particularmente ventajoso es el caso en el que el almacenamiento se encuentra distribuido a lo largo de la red, asociado a las instalaciones de generación distribuida o cerca de zonas de gran consumo, ya que significaría que los dispositivos de almacenamiento están cercanos a los puntos que requieren un mayor aporte de potencia reactiva.

La problemática que suele ir relacionada con la presencia de generación distribuida, sobre todo cuando ésta sólo inyecta potencia con factor de potencia unidad, es que se producen incrementos de tensión en los *feeders* de conexión en las horas en las que la inyección de potencia excede al consumo. A esto se añade la típica falta de medios de control de tensiones en redes de distribución de media y baja tensión, en las que normalmente el control se realiza modificando la tomas del transformador en cabecera, y eventualmente conectando o desconectando bancos de condensadores en la subestación, como se ilustra en la Figura 45.

La presencia de sistemas de almacenamiento puede ayudar a atenuar este problema, al utilizar las capacidades de control que tienen los convertidores de conexión para inyectar o absorber la potencia reactiva necesaria en cada momento. La contribución al control de tensiones es, por tanto, un aspecto más relacionado técnicamente con el dispositivo de conexión que con el propio equipo de almacenamiento.

Hoy en día, la mayoría de los convertidores que se emplean para la conexión a red son inversores autoconmutados. Éstos usan dispositivos de conmutación que controlan libremente los estados de conducción y no conducción del interruptor, como son los transistores IGBT y MOSFET. Este tipo de inversores pueden controlar libremente la forma de onda de la tensión y corriente en la parte de alterna, lo que permite controlar el factor de potencia de la instalación. Se pueden dividir en convertidores en fuente de corriente (CSC) o en fuente de tensión (VSC). Los primeros disponen de una fuente de corriente aproximadamente constante en la entrada de continua, mientras que en los segundos la fuente de entrada constante es de tensión. La mayoría de los dispositivos usados en la práctica son convertidores VSC.

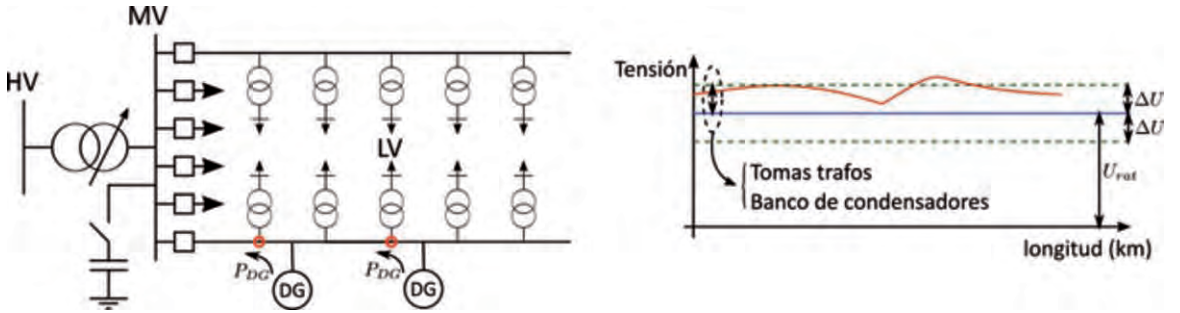


Figura 45. *Ilustración del problema del control de tensiones en redes de distribución de media tensión. En feeders donde la inyección de potencia activa excede a la demanda pueden producirse sobretensiones difíciles de controlar con los medios habituales.*

Los límites de funcionamiento de los inversores vienen determinados por la máxima corriente que puede atravesarlos, es decir, por la potencia aparente máxima. Esto puede representarse según se muestra en la Figura 46, donde se aprecia la versatilidad de funcionamiento de estos dispositivos, pudiendo transmitir potencia activa hacia el lado de continua o alterna, y generar o consumir potencia reactiva, siempre que se respete la potencia aparente máxima del aparato.

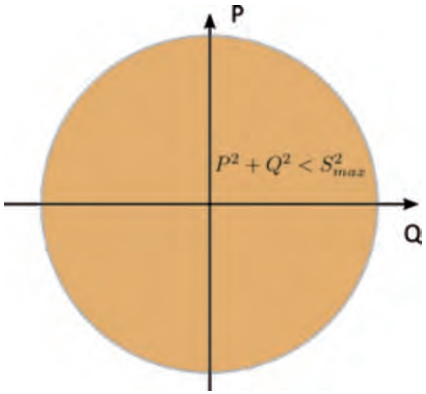


Figura 46. *Región de funcionamiento de un convertidor en fuente de tensión (VSC) de los que típicamente se utilizan para la conexión a red de los sistemas de almacenamiento.*

La utilización del almacenamiento para el control de tensiones es una decisión que debe tomarse, a la vista de esta limitación, en el momento de realizar el dimensionamiento de los equipos, ya que es necesario otorgarle al convertidor de conexión una potencia nominal extra para ser empleada en la gestión de la potencia reactiva, del mismo modo que en los generadores convencionales. En la programación del funcionamiento diario, puede ser suficiente con dedicar una pequeña parte de la potencia nominal del inversor al aporte de reactiva en determinados momentos críticos del día. De esta forma se evita tener que sobredimensionar la instalación al mismo tiempo que se garantiza un aporte que puede ser de suma importancia en determinadas circunstancias. La Figura 47 muestra un ejemplo de funcionamiento semanal de una instalación de almacenamiento en un sistema donde participa en el control de la tensión.

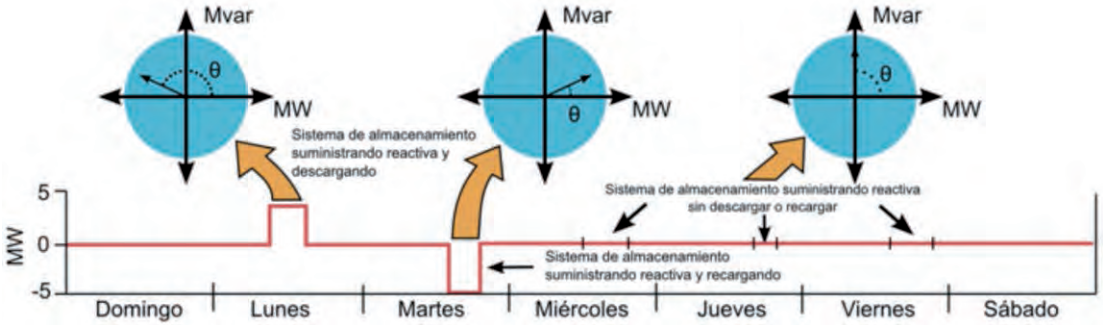


Figura 47. *Modos de funcionamiento del almacenamiento en el control de tensiones a lo largo de una semana. El lunes (izquierda) el sistema aporta potencia activa al sistema al mismo tiempo que se inyecta potencia reactiva para aumentar la tensión del punto de conexión. El martes (centro) el almacenamiento se carga mientras sigue aportando potencia reactiva. El resto de la semana el dispositivo no intercambia energía con el sistema pero sigue aportando potencia reactiva durante determinados períodos para mantener la tensión del sistema. Fuente: (Huff et al.).*

No obstante lo anterior, la gestión del almacenamiento para aplicaciones que no están directamente relacionadas con el control de tensiones, puede provocar, indirectamente, una mejora del perfil de tensiones de las redes de conexión. Así, por ejemplo, el hecho de nivelar la potencia inyectada por la generación distribuida con la demanda, evita la aparición de las sobretensiones comentadas anteriormente. Del mismo modo, la modulación de la demanda, evitando horas con puntas de consumo muy elevadas, ayuda a que no se produzcan subtensiones durante esos momentos en el sistema.

2.3. Calidad de suministro

Los sistemas de almacenamiento permiten también dar nuevos servicios al usuario final de la energía eléctrica. Así, desde el punto de vista de la calidad de suministro, cabe destacar las siguientes aplicaciones de los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica (Ibrahim & al., 2012) en el suministro al consumidor final de energía eléctrica:

1. Modulación del consumo: la capacidad de almacenar energía en horas de bajos precios, para posteriormente reducir el consumo en horas de punta, permite a los consumidores reducir drásticamente los costes de la energía eléctrica, tanto en términos del coste de la energía consumida, como en el coste de una potencia contratada menor.
2. Compensación de cargas desequilibradas: la presencia de cargas desequilibradas en el sistema afecta a la vida útil de las máquinas eléctricas y reduce la capacidad de transporte de las instalaciones eléctricas. La capacidad de los inversores asociados a los sistemas de almacenamiento de equilibrar las cargas desequilibradas, así como la posibilidad de consumir energía en una fase y generar en otras, permite a los sistemas de almacenamiento actuar en beneficio del sistema eléctrico en conjunto mediante su aportación al equilibrado de cargas, redundando en una mayor fiabilidad del sistema eléctrico.
3. Mejora de la calidad de onda: cambios en la magnitud y la forma de las ondas de tensión y corriente suministradas afectan tanto a la vida útil de los equipos de consumo como a la continuidad del propio suministro. En este sentido, la presencia de recursos de almacenamiento permite "apantallar" al consumidor ante la presencia de armónicos, flicker, transitorios, huecos de tensión e incluso de un factor de potencia inadecuado, garantizándole un suministro continuo y de calidad en términos de la onda de tensión suministrada.
4. Mejora de la continuidad de suministro: la calidad del suministro en términos de continuidad del mismo, medida normalmente en tiempo total de interrupción y número de interrupciones al año, mejora significativamente al disponer de recursos de almacenamiento, evitando interrupciones de una duración limitada por la capacidad de almacenamiento. En este sentido, la disponibilidad de recursos de almacenamiento de energía eléctrica, combinado con sistemas de generación de emergencia, permite incluso el funcionamiento en isla, aislado del sistema eléctrico durante el tiempo necesario para la reposición del sistema eléctrico en caso de incidente.

ANÁLISIS DE CASOS Y/O PAÍSES

Cátedra Endesa Red de la Universidad de Sevilla
Antonio Gómez Expósito *(Coordinador).* José Luis Martínez Ramos
Jesús Riquelme Santos. Esther Romero Ramos

3

3. ANÁLISIS DE CASOS Y/O PAÍSES

En primer lugar, en este capítulo se desarrolla un análisis global de la situación internacional. A continuación, se presentan proyectos o experiencias concretas en diferentes países, buscando en este caso analizar todas las tecnologías de almacenamiento, su carácter concentrado o distribuido, así como su aplicabilidad, buscando la diversidad en la exposición. Finaliza el apartado con una breve enumeración de algunos de los proyectos a futuro más relevantes y significativos por sus dimensiones y para cada una de las tecnologías principales.

3.1. Situación internacional

3.1.1. Evolución histórica y geográfica

Examinando las bases de datos de la "Office of Electricity Delivery & Energy Reliability" del Departamento de Energía de EEUU, a fecha de 28 de octubre del 2015 existen 1354 proyectos de almacenamiento en distintos grados de desarrollo, cuya potencia instalada total es de 186.246 MW. La distribución geográfica de estos proyectos se recoge en la Figura 48.

Figura 48. *Distribución de todos los proyectos de almacenamiento existentes en el mundo, (Fuente; D.O.E.)*

Si sólo se consideran los proyectos que ya están en operación, las cifras anteriores se reducen a 944 proyectos con una potencia total de 145.778 MW, distribuidos tal como se recoge en la Tabla 12, de los cuales el 97,47% corresponden a centrales de bombeo (Figura 49). Por tanto, hoy en día la principal tecnología de almacenamiento es la de centrales de bombeo, siguiéndole en importancia el almacenamiento térmico, con una cuota del 1,18%.

Tabla 12: Potencia instalada por tecnología de proyectos de almacenamiento en operación.

Tecnología de almacenamiento	Potencia (MW)
Centrales de bombeo	142.087,5
Electro-mecánico	1.354,9
Electro-químico	611,6
Térmico	1.722,0
Hidrógeno	2,9
Total	**145.778,8**

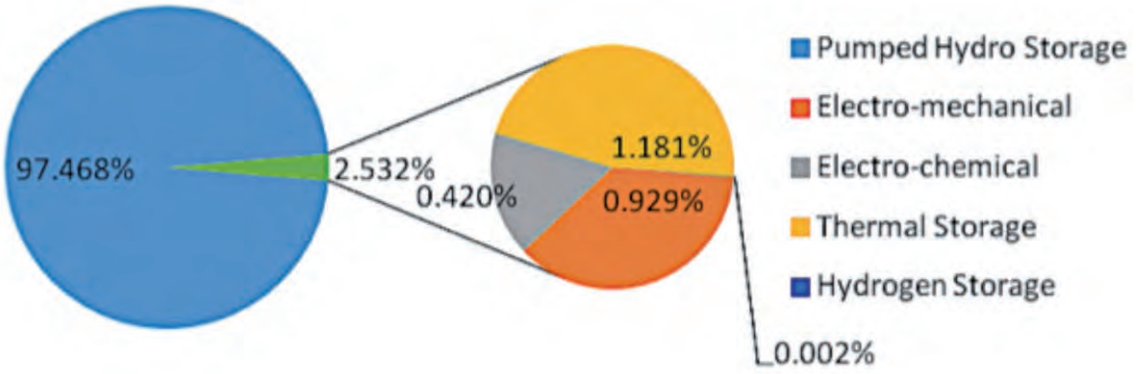


Figura 49. *Distribución de los proyectos de almacenamiento en operación según tecnologías.*

Esta tendencia parece que va a continuar en los próximos años, tal como se puede deducir del análisis de los 202 proyectos en construcción, con una potencia prevista de 28.314,5 MW, los cuales siguen ejecutándose prácticamente en las mismas zonas geográficas (Figura 50) con un claro predominio del almacenamiento de bombeo (Tabla 13). Como se observa en la Figura 61, cuando se culminen estos proyectos, el almacenamiento electroquímico habrá duplicado su peso relativo entre los sistemas de almacenamiento y el térmico habrá casi quintuplicado su importancia, mientas que el almacenamiento electromecánico parece que sufrirá un retroceso si se consideran los que están actualmente en construcción.

Figura 50. *Distribución de todos los proyectos de almacenamiento en construcción existentes en el mundo.*

Tabla 13: Potencia instalada por tecnología de proyectos de almacenamiento en construcción.	
Tecnología de almacenamiento	**Potencia (MW)**
Centrales de bombeo	26.231
Electro-mecánico	207
Electro-químico	335
Térmico	1.540
Hidrógeno	1,2
Total	**28.314,57**

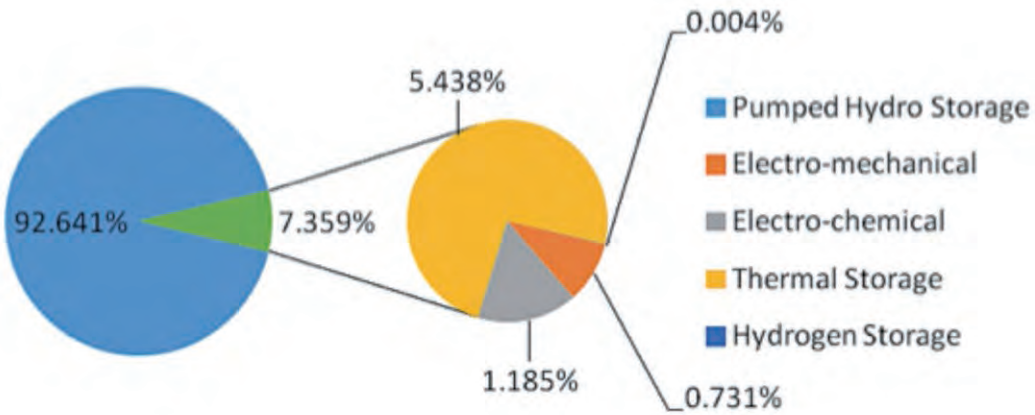


Figura 51. *Distribución de los proyectos de almacenamiento en construcción según tecnologías.*

Esta tendencia de crecimiento de las distintas tecnologías, exceptuando las centrales de bombeo, se hace más patente si se examinan los 652 proyectos en operación y su distribución temporal (Figura 52). Al principio, los sistemas de almacenamiento empezaron siendo electromecánicos, pero a partir de 1996 el almacenamiento electromecánico ha sufrido un estancamiento, desarrollándose principalmente el térmico y en segundo lugar el electroquímico.

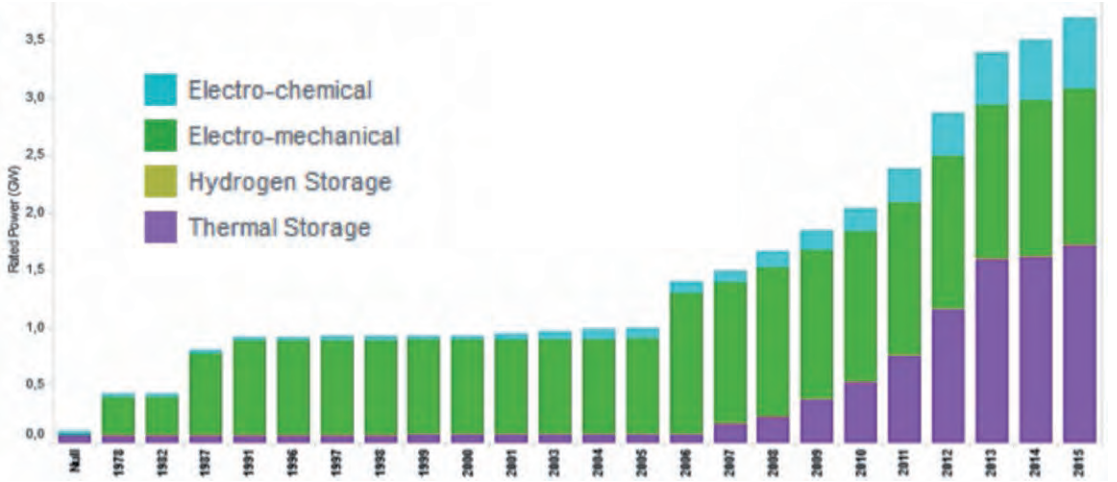


Figura 52. *Distribución temporal de los proyectos de almacenamiento (no de bombeo) en operación según tecnologías.*

En la actualidad, sólo quince países concentran 611 del total de estos 652 proyectos, que constituyen el 99.2% de la potencia instalada con estas tecnologías (Figura 53).

España es el país con más potencia instalada si se exceptúa el bombeo, seguido muy de cerca por Estados Unidos, existiendo una diferencia importante: mientras que en España 40 proyectos suman una potencia total de 1.041 MW, en Estados Unidos 334 proyectos suman prácticamente la misma potencia, lo que significa que en España están mucho menos distribuidos. Además, la distribución por tecnologías es totalmente distinta: mientras que en España predomina el almacenamiento térmico, en Estados Unidos el almacenamiento electroquímico es muy relevante (Figura 54). En esta ilustración también se observa que, de los cuatro países con más potencia instalada en operación, sin contar bombeo, el único que tiene almacenamiento por hidrógeno es Alemania.

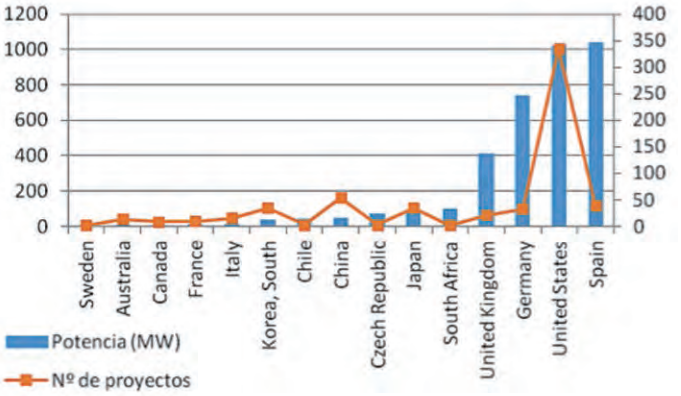


Figura 53. *Los 15 países con más potencia en operación de almacenamiento (no de bombeo).*

Para poder entender la evolución futura del almacenamiento en estos países, no sólo se consideran las instalaciones que están en operación sino también las que se

encuentran en construcción. En este caso, Estados Unidos pasa a ser el país con mayor número de instalaciones (401) y más potencia instalada, 1.363 MW, mientras que España sólo le supera en 4 instalaciones, pasando su potencia instalada a ser de 1.142 MW (Figura 55) Obsérvese en la misma ilustración que Chile desplaza a Reino Unido de la cuarta posición y que Alemania con sus 938 MW y 37 instalaciones se está acercando a la potencia instalada en España.

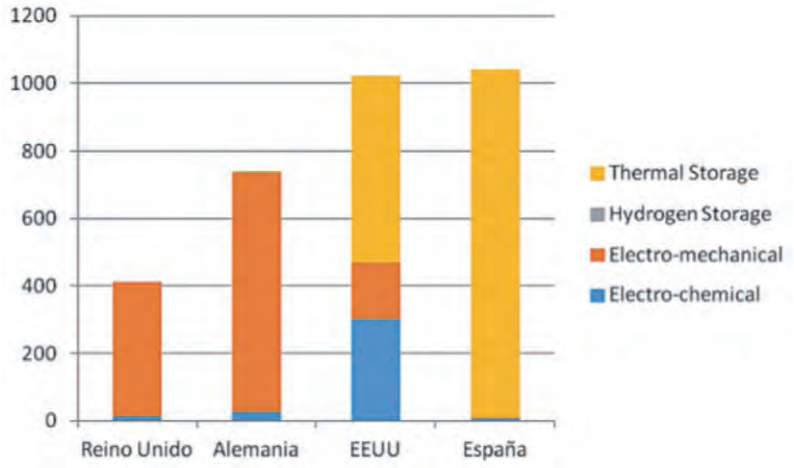


Figura 54. *Distribución por tecnología de los 4 países con más potencia en operación de almacenamiento (exceptuando bombeo).*

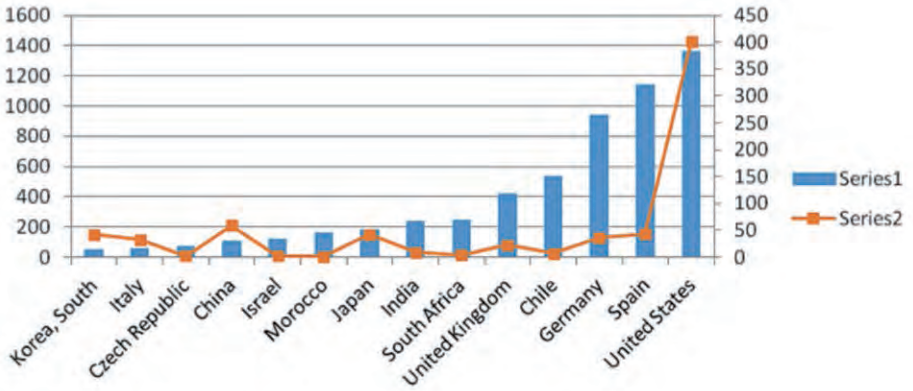


Figura 55. *Los 15 países con más potencia en operación + construcción de almacenamiento (no de bombeo).*

3.1.2. Punto de conexión

Los proyectos en operación a día de hoy se conectan principalmente a la red de transporte (casi 100 GW), tal como se recoge en la Tabla 14. No obstante, existe un alto porcentaje de instalaciones de las que no hay información respecto al nivel de tensión al cual están conectados.

Tabla 14: Número de proyectos y potencia de instalaciones en operación de almacenamiento según su punto de conexión.

	Nº proyectos	Potencia (MW)	Potencia Media
Red Secundaria Distribución	127	81	0,64
Red Primaria Distribución	56	3482	62,18
Red de Transporte	230	99722	433,57
Desconocido	531	42494	80,03

Obsérvese que, conforme sube el nivel de tensión, aumenta la potencia media de los proyectos, como es natural. También merece la pena destacar que todas las centrales de bombeo se conectan en la red de transporte y reparto siendo inexistentes en la red de distribución en media y baja tensión (Figura 56 y 57). En el otro extremo está el almacenamiento por hidrógeno, que sólo se conecta en la red de baja tensión (Figura 58) El almacenamiento electromecánico tiene un peso relativo mayor en la red de transporte que en el resto de las redes, consecuencia también de que la potencia media por proyecto para esta tecnología es la mayor si se exceptúan las centrales de bombeo (Tabla 15).

Tabla 15: Número de proyectos en operación y potencia media según la tecnología.

	Nº proyectos	Potencia Media (MW)
Centrales de bombeo	292,0	486,60
Electromecánico	35,0	38,71
Electroquímico	444,0	1,38
Térmico	168,0	10,25
Hidrógeno	5,0	0,57

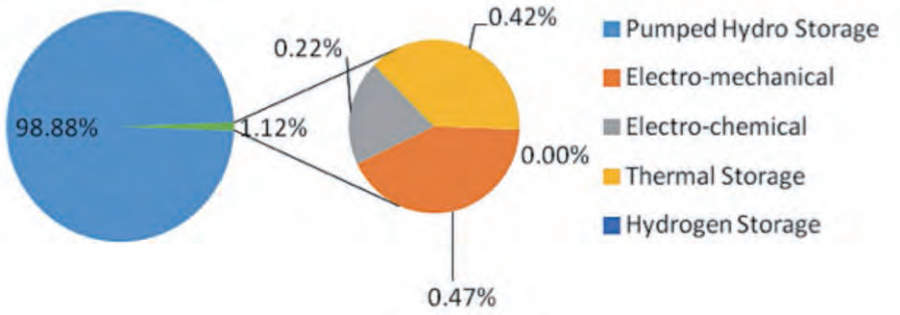


Figura 56. *Distribución de los proyectos de almacenamiento en operación conectados a la red de transporte según tecnologías.*

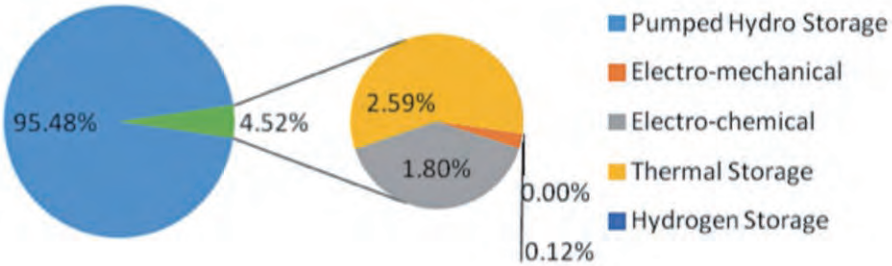


Figura 57. *Distribución de los proyectos de almacenamiento en operación conectados a la red primaria de distribución según tecnologías.*

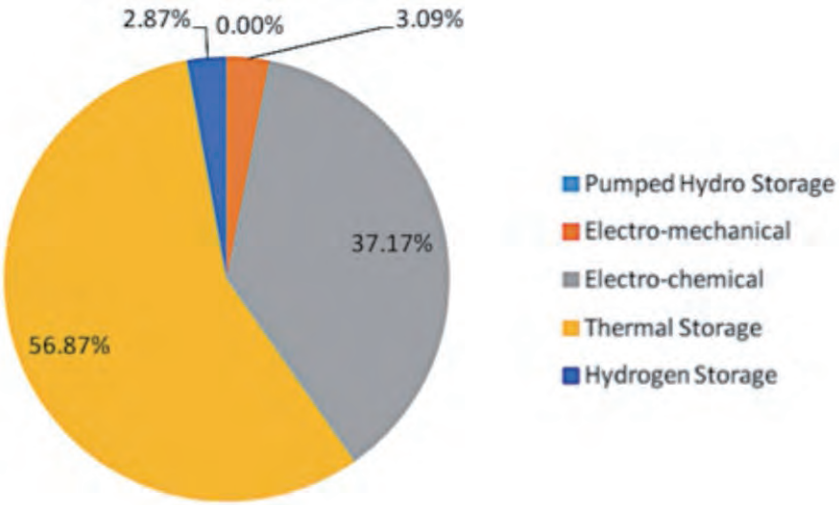


Figura 58. *Distribución de los proyectos de almacenamiento en operación conectados a la red secundaria de distribución según tecnologías.*

3.1.3. Uso

Los 944 proyectos en operación están clasificados en 27 usos distintos. Para simplificar, estos 27 usos distintos se han agrupado en 7 tipos de operación, en la línea de lo expuesto a lo largo del estudio, si bien es cierto que la frontera entre algunos usos es difusa. Los sietes usos que se han establecido son:

1. **Arranque en frio:** capacidad de restaurar el servicio sin alimentación exterior.
2. **Control primario potencia frecuencia.** Dentro de este uso, aparte de ajustar la generación a la demanda en cuestión de segundos, también se incluye ayudar a los generadores a que cumplan sus rampas de subida/bajada, mitigar las oscilaciones de la generación solar por el

paso de nubes y las oscilaciones de la generación eólica por las ráfagas de viento.

3. **Control secundario y terciario.** Ayudar a la generación disminuyendo la capacidad de reserva rodante.
4. **Mejora de la fiabilidad y calidad de la onda.** Bajo este concepto se recogen multitud de usos que incluyen la protección de cargas sensibles ante cortes de suministro, disminución de huecos de tensión, micro cortes e incluso mitigación de armónicos.
5. **Gestión de la demanda por incentivos de mercado.** Almacenar energía en periodo de precios bajos para venderla posteriormente en periodos de precios elevados.
6. **Gestión de la demanda para retrasar inversiones en nuevas infraestructuras.** La idea principal es conseguir un aplanamiento de la curva de consumo o generación según el caso.
7. **Ayuda a la operación del transporte y la distribución.** Aquí nuevamente se recoge un conjunto de usos importantes que van desde el alivio de congestiones tanto en la red de transporte y distribución, como el control de tensiones o ayudar a que equipos de reactancias puedan ser mantenidos o que sufran menos durante su operación diaria.

Obsérvese en la Figura 59 que casi todos los proyectos (504 proyectos con un total de potencia instalada de 121.911 MW) tienen como uso principal el de gestionar la demanda/generación para obtener un mayor beneficio en los mercados de energía eléctrica. El siguiente uso en importancia es la gestión para retrasar inversiones en infraestructura, con el 6% de la potencia instalada (Figura 60).

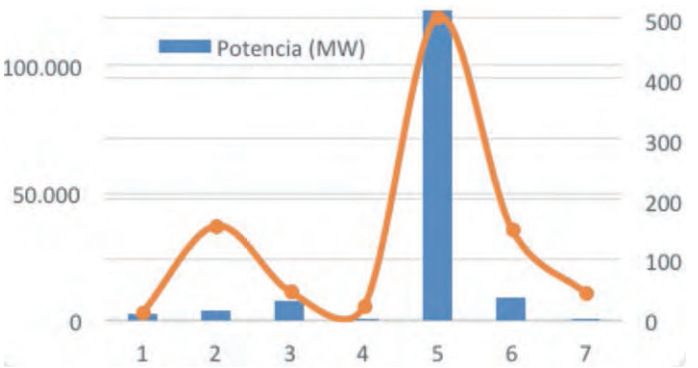


Figura 59. *Número de proyectos y potencia de los mismos según los 7 usos identificados.*

Esta tendencia se mantiene si se eliminan las centrales hidráulicas y se examinan los 652 proyectos correspondientes a otras tecnologías de almacenamiento (Figura 61).

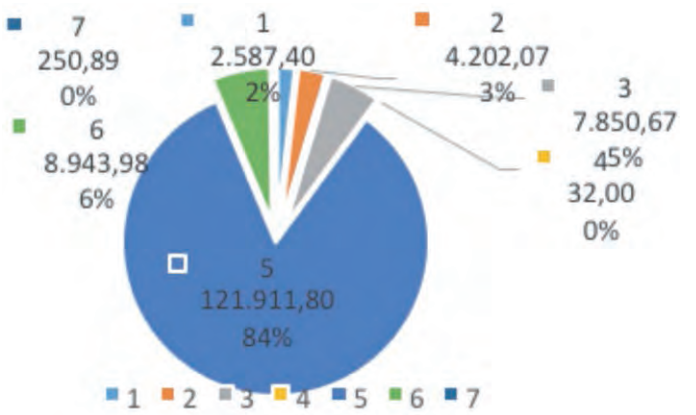


Figura 60. *Porcentaje de potencia instalada de almacenamiento según los usos dados.*

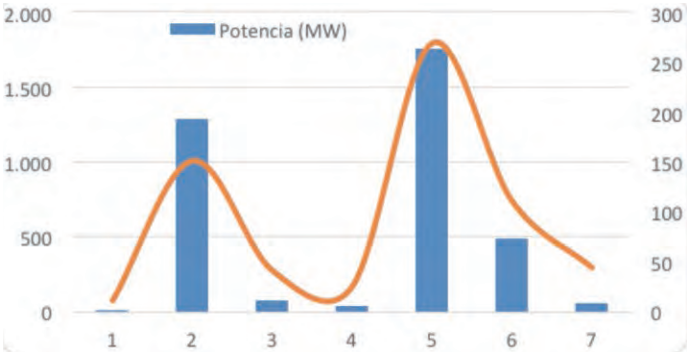


Figura 61. *Número de proyectos y potencia, eliminando el almacenamiento hidráulico, según los 7 usos identificados.*

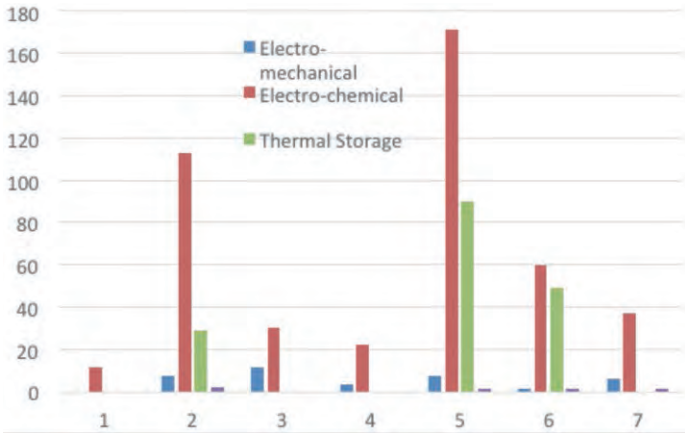


Figura 62. *Número de proyectos según tecnología (eliminando el almacenamiento hidráulico) y uso de los mismos.*

Tal como se observa en la Figura 62, la tecnología de almacenamiento electroquímico es la única que se plantea el arranque en frio como uso primario. La tecnología de almacenamiento térmico se diseña para contribuir al control de frecuencia, gestión de la demanda por motivos de mercado o retrasar inversiones, pero no para ayudar a la operación en el transporte o la distribución, siempre refiriéndose al uso primario para el cual se dedica el almacenamiento en cuestión. Esta situación podría cambiar en el futuro en función de la previsible evolución de los costes.

3.2. Estados Unidos

3.2.1. Sistema de almacenamiento electroquímico de 31,5 MW en Marseilles, Illinois.

Es el proyecto de almacenamiento más grande de Estados Unidos en el 2015. Está ubicado a unas 80 millas al sur de Chicago donde se localiza una parque eólico de 210 MW, un proyecto de generación solar de 20 MW y una unidad de almacenamiento de 1.5 MW instalada en 2012.

El sistema de almacenamiento de 31,5 MW de los que 12.08 MWh están basados en la tecnología Ion-Litio-Fosfato, primordialmente con funciones de control de frecuencia. Gracias al éxito conseguido con la primera unidad de 1,5 MW instalada en el 2012, este nuevo sistema de almacenamiento se espera juegue un control primordial en los servicios de control rápido de la frecuencia. Su conexión tiene lugar en la misma subestación a la que conectan las fuentes de energía eólica y solar de la zona, minimizando así el coste económico del proyecto, el cual consta de 18 contenedores de 8 pies de altura. Uno de los retos más destacados de este proyecto ha sido el adecuado ajuste del sistema de comunicaciones entre los 18 módulos con sus correspondientes baterías-inversores para un control óptimo.

3.2.2. Planta de generación Solana Solar con almacenamiento térmico

Solana es la primera planta solar en Estados Unidos que cuenta con un sistema de almacenamiento térmico capaz de generar electricidad (280 MW) durante seis horas al margen del campo solar, gracias a su sistema de almacenamiento térmico basado en sales, lo que supone un importante avance para el sector pues evidencia la capacidad de almacenar la energía solar así como su posterior distribución adaptándose a la demanda. La gestionabilidad gracias al almacenamiento también soluciona los problemas de intermitencia propios de otras energías renovables, como es el caso de la eólica o la fotovoltaica, pues permite mantener estabilidad en el suministro.

Esta central se encuentra operativa desde finales de 2013, proporcionando una capacidad de generación anual de hasta 944 GWh, lo cual equivale al consumo de aproximadamente 70.000 hogares. El sistema de almacenamiento basado en sales consta de dos tanques de 122 pies de diámetro y 34 pies de profundidad. Las sales se mantienen constantemente a una temperatura de 288ºC. La eficiencia total del ciclo de almacenamiento llega a ser del 99%.

3.2.3. Sistema de almacenamiento de baterías NaS en Presidio

Se trata de un sistema de baterías NaS de 4MW/32 MWh instalado en 2010 como apoyo a la la ciudad de Presidio en Texas, alimentada por una línea de alta tensión en T de 69 kV y 60 millas de longitud. Esta instalación, además de garantizar la continuidad en el suministro durante 8 horas en caso de pérdida de la línea de transporte de abastecimiento, o incluso durante labores de mantenimiento de la misma, ha permitido posponer la inversión en nuevas líneas de transporte, además de aportar beneficios en relación a la calidad y fiabilidad de la señal eléctrica suministrada gracias a la rápida actuación de la batería. Hay que tener en cuenta que las características de la alimentación a dicha ciudad, con una única línea de más de 50 años en servicio, propiciaba numerosas interrupciones en el suministro a las que se sumaban la elevada frecuencia de tormentas eléctricas que se producen en la zona (cerca de la frontera con Méjico). A modo de ejemplo, entre 2001 y 2006 hubo 247 cortes de suministro, suponiendo nueve de ellos una interrupción en el servicio de más de 6,8 horas de media. Además, entre el 8 de julio y el 8 de septiembre de 2007 se registraron 81 sucesos con una muy pobre señal de tensión. En su día fue la primera batería en EEUU de esta tecnología y la más grande.

3.2.4. Plantas de regulación de volantes de inercia de Beacon Power en Stephentown

Se trata de un sistema de almacenamiento de 20 MW (15 minutos) constituido por 200 volantes de inercia de 500 kW, conectados a 69 kV en Stephentown y operando desde el primer cuatrimestre de 2011. Proporcionan servicios de regulación de frecuencia al operador NYSO ante cambios en la demanda, participando para ello en el mercado de regulación primaria. Su tiempo de respuesta es hasta 100 veces más rápido que la generación convencional, ejecutando al año entre 3.000 y 5000 ciclos de plena carga/descarga en su participación en el mercado de regulación de frecuencia. Esta planta cubre hasta el 30% de la capacidad de corrección del error de control de área (ACE) de la zona, con una eficiencia demostrada de hasta el 95%.

Figura 63. *Sistema de almacenamiento basado en volantes de inercia para regulación de frecuencia (20 MW @ 5 MWh). Fuente: Imagen cortesía de Beacon Power LLC (Beacon Power, 2015).*

3.2.5. Programa de emergencia Shelters, Florida

En este programa se han instalado más de 115 unidades de plantas fotovoltaicas de 10 kW junto a unidades de baterías de Plomo-Ácido de 25 kWh en colegios de Florida, buscando fundamentalmente suministrar energía de forma ininterrumpida en caso de fallo de la red externa en una zona con alta frecuencia de huracanes, y reducir el coste eléctrico del centro escolar gracias a la producción solar. La alta capacidad de estos refugios en el caso de huracanes, donde se pueden alojar hasta un total de 50.000 personas, hace de estos centros una ubicación ideal para estos sistemas mixtos de energías renovables y almacenamiento. Contribuye a aumentar la denominada resiliencia del sistema eléctrico y son un ejemplo de almacenamiento distribuido.

3.2.6. Programa de almacenamiento de energía eólica en Techapi, California

Este sistema de almacenamiento de 8MW/32MWh de baterías de Ión-litio en el área eólica de Techapi en California busca varios objetivos: mejorar el rendimiento de la red a la

que se conecta y asistir en la integración de fuentes de energía renovable en una zona de conexión donde se espera hasta una generación eólica de 4,5 GW. Finalizado en 2014 se encuentra ya en operación.

A las baterías les acompañan dos inversores de 4,5 MVA de potencia nominal cada uno. El conjunto, que conecta a 66 kV, suministra numerosas funciones al sistema gracias al diseño del mismo y a la flexibilidad que proporciona el almacenamiento de elevada capacidad en potencia y energía. En su momento ha sido el proyecto más grande de almacenamiento (exceptuando bombeo) de Estados Unidos.

3.2.7. Metlakatla Power and Light, Alaska

Este sistema de almacenamiento en un sistema eléctrico aislado, operativo desde 1997 y actualizado en 2008 (después de más de 11 años de operación, por encima de su vida útil inicial fijada en 8 años), consta de una batería de Plomo de 1 MW de potencia y con capacidad para suministrar esa potencia durante 1 hora y 24 minutos. Conecta al nivel de tensión de 12,47 kV en un sistema de potencia donde la fuente fundamental energética procede de dos unidades hidráulicas de 4,9 MW y un grupo diésel de 3,3 MW. Se instala en una pequeña ciudad de Alaska de 1000 habitantes y con dos grandes consumos procedentes de una fábrica de conservas en frio y un gran aserradero (este último actualmente inexistente).

El objetivo fundamental del sistema de almacenamiento era buscar una fuente de generación rápida cuando el consumo industrial se disparaba y absorber los excesos de producción procedentes de la generación hidráulica, y que permitiera que ésta trabajara en un régimen de funcionamiento más estable. Así, es capaz de soportar cargas continuas de 800 kVA y puntas de carga de hasta 1200 kVA. Supuso por entonces una inversión de 1,6 millones de euros.

Aún en operación, existen numerosos datos del sistema que avalan el beneficio técnico y económico global resultante de la instalación del sistema de almacenamiento. Por ejemplo, hasta 2008 se registró un ahorro total de más de seis millones y medio de dólares desde su instalación. Desde el punto de vista medio ambiental supuso evitar el consumo de más de 5,3 millones de galones de diésel, así como la contaminación pareja a la combustión del mismo. Destacar su funcionamiento continuo durante todo el año, así como un régimen de operación en el que se mantiene su SOC entre un 50% y un 80%, lo cual asegura una larga vida útil del sistema.

3.3. Alemania

3.3.1. Batería de Ion-Litio en Schwerin.

Desde 2014 se encuentra operativa esta batería de Ión-.Litio de 5 MW/5 MWh, la cual es considerada como la primera batería comercial en Europa que participa en el mercado de regulación primaria de frecuencia. Además, se opera buscando también su rentabilidad al suministrar servicios de aporte de reactiva y de apoyo en caso de falta de suministro.

El sistema de almacenamiento lo componen un total de 25.600 celdas, las cuales pueden almacenar/inyectar energía en pocos milisegundos. Hasta un total de cinco transformadores conectan el sistema a la tensión de 20 kV. Se estima que, gracias a su rapidez y precisión en la operación, su capacidad de regulación de frecuencia viene a ser el equivalente a la ofrecida por una planta convencional de generación de 50 MW.

De su primer año de funcionamiento se han obtenido unos beneficios bastante más elevados de lo esperado gracias a la evolución de los precios en el mercado de regulación de frecuencia. Así, la empresa propietaria del sistema y su explotación, la distribuidora local WEMAG, publica como dato significativo de este año de operación un precio medio de 3,84 □/MW por cada actuación de participación del sistema de almacenamiento en el mercado de control de frecuencia.

3.3.2. Almacenamiento mediante aire-comprimido en Kraftwerk Huntorf.

Se trata de la primera planta comercial de almacenamiento de aire comprimido funcionando desde 1978, de potencia nominal 321 MW/642 MWh. Almacena energía procedente de una planta nuclear durante las horas nocturnas para devolver parte de la misma durante las horas diurnas de máxima demanda. Provista de dos cavernas de almacenamiento de un total de 300.000 metros cúbicos a 600 y 850 metros de profundidad, la segunda se mantiene para arranque en frio de la central nuclear. Es capaz de conseguir el arranque en frio en solo 6 minutos. La eficiencia del ciclo es del 42%.

3.3.3. Sistema de almacenamiento con baterías de Ión-Litio en Feldheim.

Hoy por hoy es el mayor sistema de almacenamiento en Alemania. Está constituido por 3360 módulos de Ión-litio que conforman un sistema con una potencia instalada de 10 MW (13.8 MVA) y 10.79 MWh de capacidad. Diseñada para participar en el mercado de regulación de frecuencia, se conecta al sistema eléctrico en un punto donde también lo hace un parque eólico con 42 aerogeneradores de 300 kW cada unidad. Ha supuesto una inversión de 12,8 millones de euros para un sistema cuya vida útil se ha planificado para 10 años. Su operación ha comenzado en septiembre de 2015.

3.4. Japón

3.4.1. Proyecto NEDO: Clúster de sistemas de generación fotovoltaica y almacenamiento.

Fue éste un proyecto de demostración en el que se instalaron 553 unidades fotovoltaicas de 4 kW junto a baterías de plomo de 4.704 Ah, conformando un sistema distribuido de generación-almacenamiento a nivel de la red de baja tensión que proporciona hasta más de 2 MW. El proyecto, ubicado en la ciudad de Ota, se inició en 2003 y finalizó su instalación en 2006. Un servidor controla todo el sistema de almacenamiento distribuido a través de comunicaciones remotas. En la Figura 64 se muestra un esquema de cada unidad fotovoltaica donde se confinan los inversores de la placa y la batería, la propia batería y un equipo específicamente diseñado para evitar el funcionamiento en isla.

Mediante un control coordinado de todas las unidades se opera el sistema buscando controlar tensiones como se muestra en la Figura 65 (los valores nominales de tensión e intervalos máximos de variación son de 101±6 V y 220±20 V). Además se desarrolló una nueva metodología que identifica el posible funcionamiento en isla, forzando la desconexión de las placas fotovoltaicas ubicadas en la misma. Este novedoso método se basa en la sincronización de las señales de potencia reactiva.

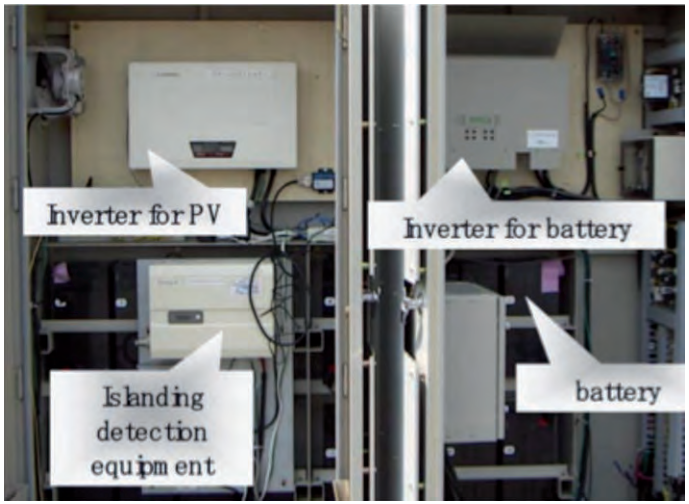


Figura 64. *Vista del sistema de almacenamiento en Ota.*

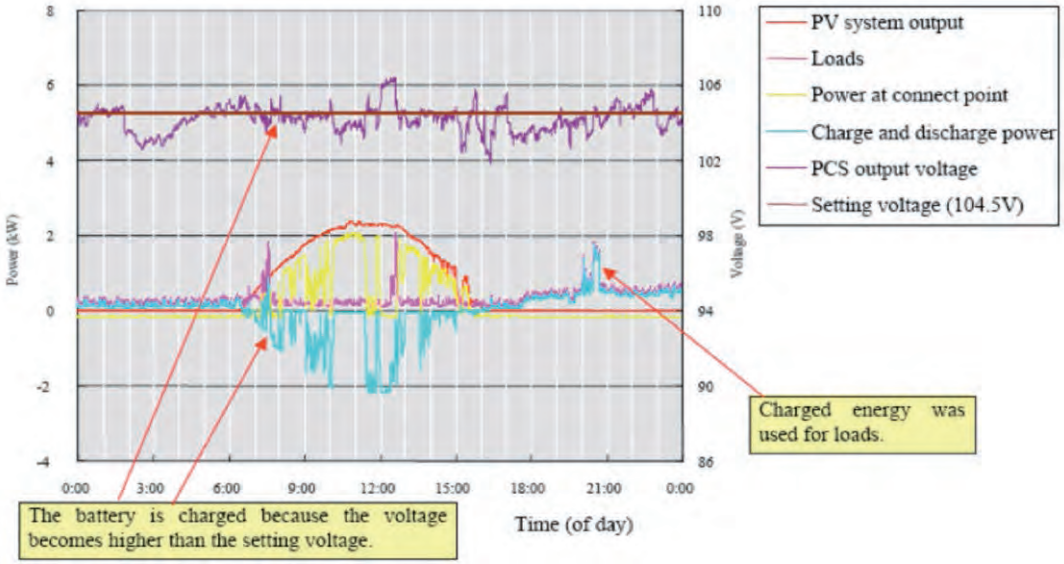


Figura 65. *Ejemplo de control de tensiones gracias al Sistema de almacenamiento distribuido en Ota.*

3.4.2. Proyecto de almacenamiento en el parque eólico Rokkasho.

En la subestación de conexión de un parque eólico de 51 MW se instala en 2008 una de las batería NaS más grandes del mundo, de 34 MW/238 MWh, la cual permite una producción continua del parque independientemente de la disponibilidad o no del recurso eólico, además de gestionar las rampas pronunciadas de subida/bajada del mismo.

Un total de 17 conjuntos de unidades de baterías NaS de 2 MW cada una son monitorizadas e integradas junto a la gestión de los 51 MW eólicos del parque a través de un control centralizado. Las baterías están confinadas en un recinto cerrado para protegerlas del aire salino altamente corrosivo de la zona. La temperatura de trabajo de este sistema se mueve entre los 300 y 350ºC. El sistema de almacenamiento suele cargarse de noche cuando el consumo es bajo, vertiendo dicha energía a la red en las horas de mayor demanda. La eficiencia del ciclo se estima entre el 89% y el 92%.

3.4.3. Proyecto de almacenamiento en el parque eólico Shiura.

De nuevo un parque eólico de 15.44 MW se acompaña con una batería de Plomo de 4.5 MW (2h y 20 minutos) en 2010 para la regulación de la producción del parque. Conectado a una subestación 22 kV/33 kV, se estima una vida útil de la batería de 17 años. Su dimensionamiento se definió para cumplir los códigos de red locales. En la Figura 66 se muestra un ejemplo de estabilización de la producción de potencia del parque, consiguiendo reducir las fluctuaciones por debajo del 10%.

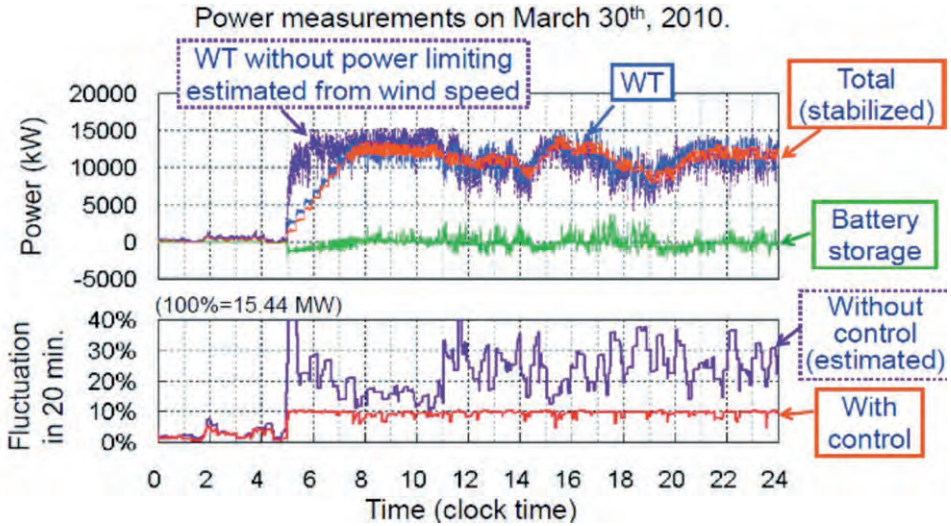


Figura 66. *Ejemplo estabilización de fluctuaciones en la producción en el parque eólico de Shiura.*

3.4.4. Proyecto de almacenamiento en el parque demostrativo de Yokohama.

Este sistema de almacenamiento de 1 MW/5 MWh compuesto por baterías Redox acompaña a un parque de 28 unidades de generación fotovoltaica concentrada de 100 kW de potencia, todo a 420 V, estando operativo desde 2012. La batería está compuesta por tres unidades de 500 kW, 250 kW y 250 kW, cada una de ellas con su propio inversor. El sistema se conecta a una red de media tensión a la que también inyecta su potencia una central con motor de gas de 3.6 MW. El objetivo fundamental es la estabilización de la producción del parque y la óptima combinación en la operación del sistema de almacenamiento con el generador convencional durante los picos de la demanda comercial conectada en las proximidades.

Cabe destacar cómo, al igual que en los sistemas de almacenamiento asociados a parques eólicos, a los efectos beneficiosos locales en la línea de evitar restricciones de red es necesario sumar los efectos beneficiosos a escala del sistema, en el ámbito del control de frecuencia. En este sentido, los beneficios para el sistema son claramente independientes de la ubicación del almacenamiento.

3.5. Reino Unido

3.5.1. Proyecto de almacenamiento en la subestación de Rise Carr en Darlington.

Sistema de almacenamiento construido en 2013 y de 2.5 MW/5 MWh, basado en baterías de Ión-Litio y conectado en el lado de 6 kV de una subestación de 6/33 kV. De la barra de 6 kV parten líneas de media tensión que alimentan una zona con más de 9.900 consumidores residenciales. El transformador 33/6 kV posee un cambiador automático de tomas para la regulación de tensión. El sistema de almacenamiento se opera de forma coordinada con dicho transformador, buscando optimizar el control de tensiones del sistema.

De esta experiencia se están reuniendo numerosos resultados, destacando hoy por hoy dos:

- El uso del sistema de almacenamiento permite aumentar la penetración de coche eléctrico y bombas de calor (parte de las denominadas tecnologías bajas en carbón)
- La mejora notable en el control de tensiones del sistema de media tensión y la evidencia en la reducción de movimientos en el cambiador de tomas automático del transformador de subestación gracias a la regulación adicional que suministra la batería.

3.5.2. Proyecto de almacenamiento Smarter Network Storage en Leighton Buzzard.

Se trata de una batería de Ión-Litio de grandes dimensiones, 6 MW/10 MWh, conectada de nuevo a nivel de media tensión (11 kV) para participar en el mercado eléctrico, además de aportar flexibilidad a la red a la que se conecta. Se encuentra en operación desde finales de 2014, reportándose numerosa información a pesar del poco tiempo en operación. En la Figura 67 se muestran los resultados obtenidos de un test llevado a cabo el 25 de marzo de 2015. Se observa claramente cómo el despacho de potencia activa sigue la evolución de la frecuencia cuando ésta excede los límites predefinidos de ± 0.05 Hz establecidos en el sistema de control de la batería.

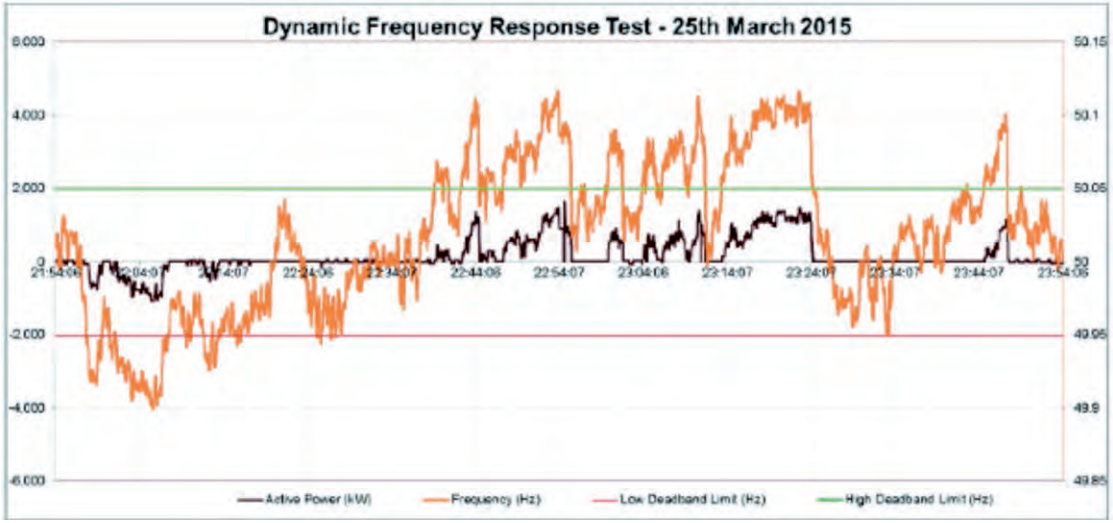


Figura 67. *Prueba de respuesta en frecuencia mediante el despacho de P del Sistema de almacenamiento en Leighton.*

3.6. Islas

3.6.1. Isla El Hierro: sistema de generación híbrido hidráulico-eólico

El sistema de generación de esta isla del archipiélago de las Canarias en España se considera un modelo de referencia. Inicialmente sustentada su generación en centrales térmicas abastecidas por diésel, desde junio de 2014 esta isla es la más poblada del mundo (unos 10.000 habitantes) preparada para ser abastecida al 100% por fuentes de energía renovable.

El parque eólico posee una potencia instalada de 11,5 MW con 5 aerogeneradores de 2,3 MW. La planta hidráulica, a través de 4 turbinas Pelton de 2,83 MW y 8 grupos de bombeo (dos de 1,5 MW y seis de 0,5 MW) proporciona una potencia total de 10 MW. Finalmente las centrales térmicas-diesel añaden una potencia nominal de respaldo de 15 MW.

Este sistema permite ahorrar un consumo anual de 6.000 toneladas de diésel, lo cual equivale a un ahorro de 1,8 millones de euros al año. Como consecuencia, se dejan de emitir a la atmosfera 100 toneladas de SO_2, 400 de NOx y 18700 de CO_2.

La intermitencia en la producción eólica es paliada gracias al almacenamiento hidráulico, lo cual da lugar a un sistema híbrido eólico-hidráulico que sustenta entre el 70% y el 80% de las necesidades energéticas de la isla. Tras el año de operación "eventual" de prueba a que ha estado sometida hasta junio de 2015, se ha pasado en julio de 2015 a un periodo de prueba "regular", habiéndose

conseguido como hito significativo un 100% de cobertura renovable de la demanda durante unas horas del domingo 9 de agosto de 2015.

3.6.2. Proyecto Endesa Store: La Gomera, La Palma y Gran Canaria

Estos proyectos ejecutados por ENDESA en tres de las islas del archipiélago Canario en España buscan demostrar la viabilidad técnica y económica de los sistemas de almacenamiento a gran escala en redes aisladas. Exploran todas las posibilidades que ofrece cada sistema de almacenamiento al intervenir en el balance de potencia, control de tensiones, regulación de frecuencia, nivelado de carga y recorte de picos de demanda.

Instaladas en las islas de Gran Canaria, La Palma y La Gomera, forman parte del Proyecto "STORE", el más importante de Europa sobre almacenamiento de energía en entornos insulares, con una inversión total de 11 millones de euros.

La planta instalada en Gran Canaria, en el municipio de La Aldea de San Nicolás, es de almacenamiento electroquímico mediante baterías Ion-Litio, de 1MW/3 MWh. El sistema de almacenamiento está instalado al final de una línea de 20 kV. Los principales objetivos perseguidos con esta batería son: realizar trasvase de energía entre periodos horarios (valle a puntas) para mejorar la eficiencia de la generación; permitir la regulación de tensión y respuesta ante huecos de tensión; colaborar en la regulación primaria y secundaria ante incidencias en la generación; reducir las inversiones en la distribución y la generación ante crecimientos puntuales de la demanda; y favorecer la penetración de las fuentes de generación no gestionables.

Los equipos de almacenamiento que se han instalado en el municipio de Alajeró, en La Gomera, mediante un sistema de volante de inercia de 0.5MW/18MWs, aportan inercia y potencia activa para la regulación primaria, además de conseguir una estabilización continua de la frecuencia de la isla y de su tensión. Representa este sistema de almacenamiento un 7,7% de la generación valle en la isla, y como en los casos anteriores se conecta en 20 kV en un punto de la interconexión de una central diésel con una línea norte de la isla. En la Figura 68 y Figura 69 se observa claramente la contribución al mantenimiento de la tensión ante huecos de tensión en el sistema provocados por los arranques de bombas desaladoras existentes en la isla, así como la mejora en el control de la frecuencia gracias al volante de inercia.

En Breña Alta, en La Palma, la instalación de la tecnología de ultracondensadores de 4MW/20MWs aporta estabilidad a la frecuencia del sistema, y valida su capacidad para evitar pérdidas del suministro ante averías imprevistas, dotando al sistema de mayor robustez y calidad de suministro. Este sistema se encuentra instalado también a nivel de 20 kV pero en la subestación de una central diésel (Los Guinchos). La capacidad de este sistema de almacenamiento llega a cubrir el 25% de la demanda valle de la isla. El mayor beneficio de este sistema de almacenamiento proviene del aporte de inercia a la generación de la isla, con la posibilidad de incorporarlo a la regulación primaria de la frecuencia en el caso de incidencias en la generación. Además puede aportar energía reactiva para participar en la recuperación de huecos de tensión. En la figura 70 se muestra una simulación de la evolución de la frecuencia con y sin sistema de almacenamiento ante la pérdida de uno de los grupos diésel de la central que estaba suministrando 2,4 MW.

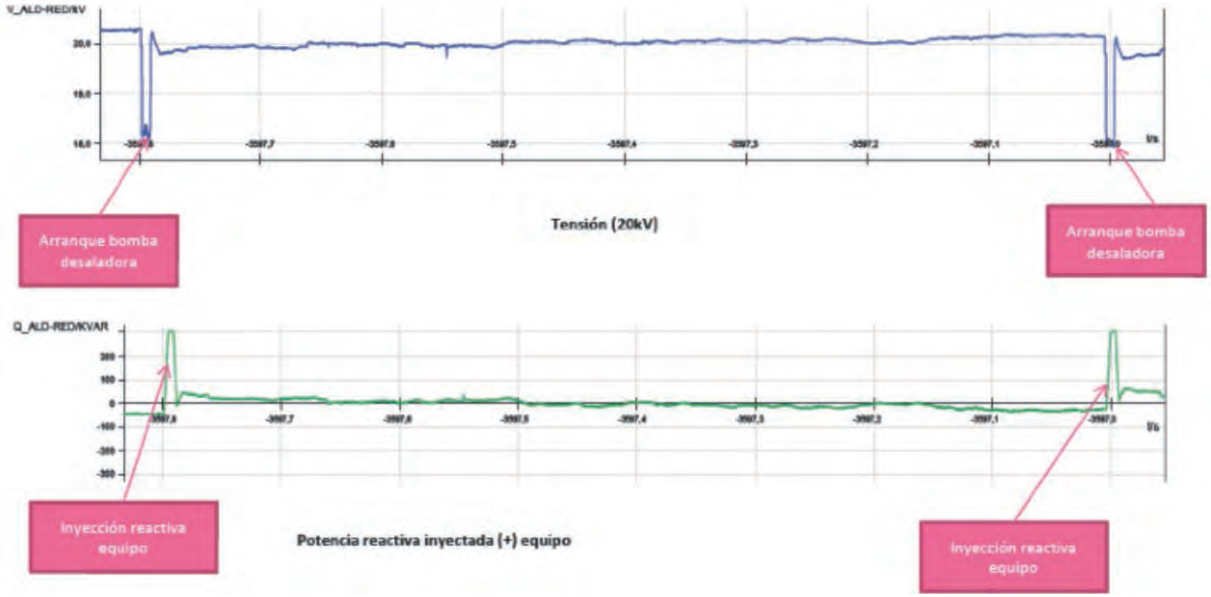


Figura 68. *Aporte de potencia reactiva del sistema de almacenamiento basado en un volante de inercia en la isla de La Gomera ante huecos de tensión.*

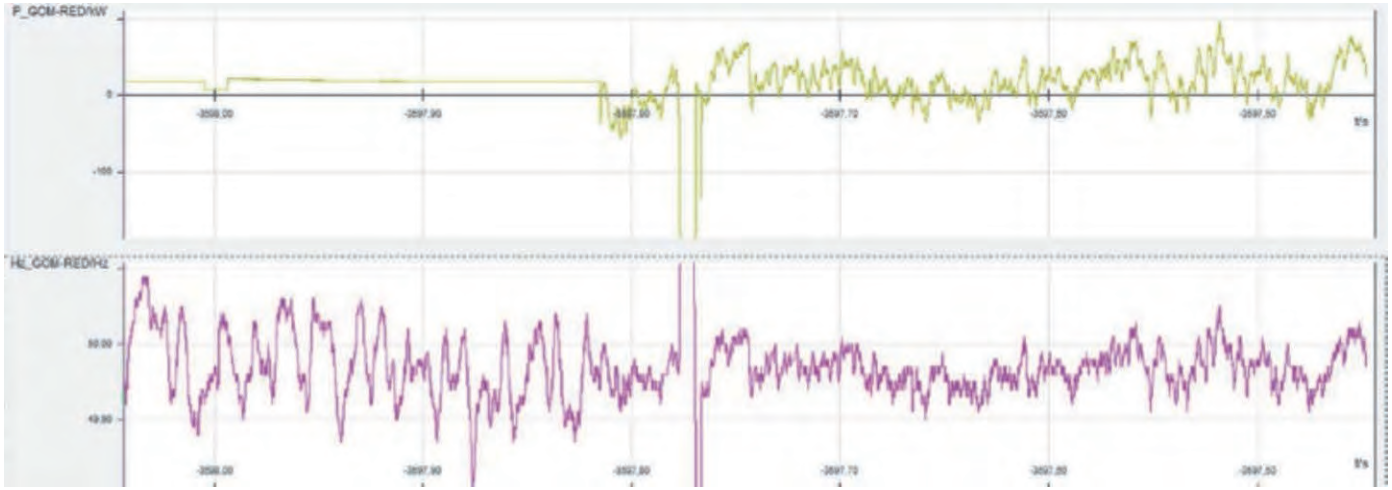


Figura 69. *Control de la frecuencia (rosa) y potencia del sistema de almacenamiento (amarillo) en la isla de La Gomera.*

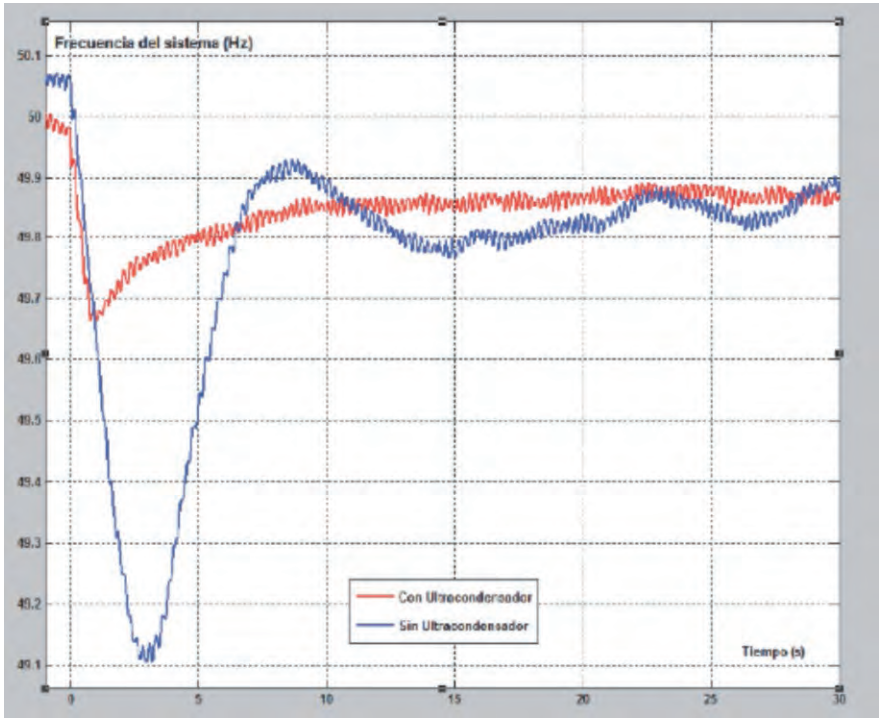


Figura 70. *Evolución de la frecuencia con y sin ultracondensador en la isla de La Palma ante la simulación de la pérdida de un grupo de generación.*

A modo de resumen, cabe indicar que las plantas de La Gomera y de La Palma utilizan tecnologías de almacenamiento con tiempos de respuesta muy rápida, por lo que son idóneas para minimizar contingencias imprevistas. Estas contingencias pueden llegar a provocar pérdidas parciales o totales en estos sistemas aislados de pequeña dimensión. La planta de Gran Canaria, por su parte, cuenta con una mayor capacidad de almacenamiento y puede funcionar como un grupo de generación gestionable, cuya carga y descarga se podrá programar diariamente.

3.6.3. Kodiac Island, Alaska

Se trata de la segunda isla más grande de Estados Unidos con una potencia instalada de 75 MW procedentes de hidráulicas (40%), parques eólicos (44%) y diésel (16%). Su demanda punta puede llegar a ser de 27 MW.

Consta de un sistema de almacenamiento mixto compuesto por 3 MW (2 MWh) de baterías avanzadas de plomo-ácido y 1 MW (20 s) de volantes de inercia. El sistema de volantes de inercia se instaló tras constatar la necesidad de un

sistema de almacenamiento más apropiado para acometer aplicaciones de potencia y no de energía, ya que el sistema inicial de baterías de plomo-ácido realizaba alrededor de 1000 ciclos diario debido a las fluctuaciones rápidas en la producción eólica.

Gracias pues a la estabilidad proporcionada por todo el sistema de almacenamiento, tanto en el control de frecuencia como en el de tensiones, se ha conseguido una media anual de penetración de renovables del 99.7%, demostrando así la contribución decisiva de dicho sistema de almacenamiento a la integración de renovables, y fundamentalmente en lo que se refiere al parque eólico existente.

3.7. Corea del Sur

En Corea del Sur, cabe destacar el que constituye actualmente el mayor sistema mundial de almacenamiento de Ion-Litio, localizado en Kokam. Este proyecto de almacenamiento de 56 MW para regulación de frecuencia está basado en las tecnologías NCM (Niquel-Manganeso-Cobalto) y LTO (Litio-Titanio-Oxido) de Ion-Litio. Lo conforman tres sistemas de 24, 16 y 16 MW de potencia, y 9, 6 y 5 MWh de capacidad respectivamente. Específicamente diseñados estos sistemas para participar en aplicaciones que demandan elevadas potencias, como son la de regulación de frecuencia y el control de rampas súbitas asociadas a la generación de renovables entre otras. Se encuentra operativa desde principios de 2016.

La tecnología NCM de baterías de Litio diseñada por Kokam se caracteriza por poseer una muy elevada densidad energética (2,5 MWh frente a las habituales de 1-1,5 MWh para el mismo espacio de batería), gran número de ciclos de operación (10000 ciclos frente a los 3000-5000 característicos), mejores velocidades de carga y descarga, y de potencias máximas (hasta 15C), así como una muy eficiente capacidad de disipación.

3.8. Sistemas Rurales

La mayor parte de los países tienen entre sus objetivos alcanzar el servicio universal de electricidad y se diseñan planes de electrificación rural que están obteniendo buenos resultados, la mayoría basados en la extensión de las redes de suministro como única estrategia para electrificar las zonas rurales (RAI 2011, ESF 2014).

No obstante, la utilización de fuentes de energía renovables mediante sistemas aislados de la red, incluyendo sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, proporciona soluciones operativas y factibles para zonas donde el coste de la extensión de la red es prohibitivo.

En este sentido, el cambio de prioridad de los organismos internacionales (UNF 2014) hacia conseguir un acceso universal a la energía medioambientalmente sostenible, así como en estimular el uso racional de la energía, permite aventurar un desarrollo importante en los próximos años de los sistemas rurales de suministro de energía eléctrica, basados en la combinación de energías renovables y sistemas de almacenamiento, bien en base a micro redes eléctricas, bien en sistemas domésticos.

A continuación se describen algunas experiencias relevantes nivel internacional en el desarrollo de sistemas rurales aislados.

3.8.1. Departamento de Cajamarca en Perú

Este departamento se encuentra en el norte de Perú con un millón y medio de habitantes, y a una altura de 3.000 metros. En 2009 la empresa ACCIONA a través de AMP (Acciona Microenergía Perú) arranca una iniciativa denominada Luz en Casa, la cual pretendía aumentar el acceso a la energía eléctrica en zonas rurales de Cajamarca donde el

sistema nacional de abastecimiento eléctrico no alcanza por su inaccesibilidad (hasta un 30% de las zonas rurales de este departamento estaban en 2009 sin electrificar).

El programa Luz en Casa proporciona electricidad a través de un sistema basado en energía solar. Este sistema suministra energía para alumbrado (tres lámparas de bajo consumo), comunicación y entretenimiento (cargador de batería de teléfono móvil, televisión y radio) durante al menos 4 horas al día. Cada sistema lo constituye una placa solar de 60-80 Wp, una batería de 100 Ah y un regulador. De los 3.000 sistemas instalados a lo largo de tres años (2010,2012 y 2013), 2.400 operan usando 80 Wp.

Al finalizar 2012 se contaba ya con 5.440 beneficiarios directos y 1.300 sistemas en operación. De esta operación mencionar que de las 192 incidencias que se registraron en 2012, el tiempo medio de interrupción fue de seis días, mientras que en 2011 fue de nueve. También es interesante mencionar que el ahorro energético que supuso para las unidades familiares fue de un 39%, al sustituir combustibles y sistemas tradicionales (velas, queroseno, pilas, baterías y generadores diésel) por los nuevos sistemas eléctricos instalados.

El funcionamiento del programa ha sido tan positivo que las principales instituciones gubernamentales decidieron replicar el modelo de gestión para alcanzar el hito de instalar medio millón de sistemas similares en todo el país para para 2020.

3.8.2. Estado de Orisha en la India

La Agencia de Desarrollo de Energías Renovables de Orissa (OREDA) se fundó en 1984 con dos objetivos: electrificar comunidades donde aún no había electricidad y expandir el uso de energías renovables en el estado. Con estos objetivos se inicia en 2002 la electrificación de entre 1.700-2.000 aldeas del estado de Orisha donde la expansión de la red eléctrica nacional era muy difícil por la dificultad geográfica en el acceso.

Hasta 2014 OREDA consiguió electrificar 1.100 aldeas, 63 de ellas con micro redes y el resto constituido por sistemas de paneles solares para viviendas individuales. Las micro redes (de entre 2 y 4,5 kW) suelen estar constituidas por sistemas fotovoltaicos y baterías que suministran energía a cada una de las viviendas de la aldea para alimentar dos puntos de luz y un cargador de móvil durante tres horas al día en cada una de ellas, además de suministrar alumbrado público durante la noche a la aldea.

De ésta y similares experiencias OREDA ha conseguido un importante bagaje y conocimiento que le ha animado a desarrollar similares iniciativas en esta línea. Muy recientemente, febrero de 2016, ha lanzado una licitación pública para la construcción de 198 nuevas micro redes en el mismo estado de Orisha. Esta licitación comprende desde el sistema solar fotovoltaico, baterías y reguladores, hasta el cableado de las aldeas y viviendas a las que abastece el sistema de generación solar que constituye la microred. Estos sistemas pretenden abastecer a cada vivienda de un consumo aproximado de 200 W, además de suministrar energía de alumbrado público en un porcentaje igual al 10% de la potencia total instalada a cada vivienda. En total estas micro redes van desde los 6,6 kW hasta los 165 kW, estando la mayoría en el rango de los 10-30 kW. Se especifica en la licitación el tipo de baterías (lead acid/VRLA /GE) y su capacidad mínima (7.2 VAh/Wp).

3.9. Futuros proyectos significativos

Se enumeran a continuación los proyectos más relevantes previstos en los próximos años y novedosos por su tecnología, tamaño y/o funcionalidad.

- Apex Bethel Energy Center (Tennessee Colony, Texas, United States): Aire comprimido subterráneo. 317 MW (96 horas). Prevista para 2020.
- Eldorado Pumped Storage (Clark County, Nevada, United States): Planta de bombeo de 1 GW (10 horas). Anunciada en 2010.
- 30 MW SK Innovation BESS (Magdeberg, Saxony-Anhalt, Germany): Electro química de 30 MW, anunciada en 2014.
- Advanced Rail Energy Storage Nevada (Pahrump, Nevada, United States): Almacenamiento gravitacional. 50 MW (15 minutos). En construcción en 2015.
- Anchorage Area Battery Energy Storage System (Anchorage, Alaska, United States): Electro química de Ion-litio. 25 MW (34 minutos). Prevista para 2016.
- PSE 2 MW Glacier (Glacier, Washington, United States): Electro química de Ion-litio. 2 MW que pueden ser mantenidos hasta 18 horas. Anunciada en 2014.
- Kathu 100 MW Solar Thermal Park (Kathu, Northern Cape, South Africa): Almacenamiento térmico en sales de 100 MW (4 horas y 30 minutos). Anunciada en 2015.
- MID Primus Power Wind Firming EnergyFarm (Modesto, California, United States): batería de flujo de 28 MW (4 horas) anunciada en 2013.

La manifiesta diversidad de tecnologías y tamaños confirman el potencial de estos sistemas como elementos esenciales en los sistemas eléctricos de potencia.

ASPECTOS REGULATORIOS DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

Cátedra Endesa Red de la Universidad de Sevilla
Antonio Gómez Expósito *(Coordinador)*. José Luis Martínez Ramos

4

4. ASPECTOS REGULATORIOS DE LOS SISTEMAS DE ALMACENAMIENTO

4.1. Barreras a la introducción de sistemas de almacenamiento

Durante las décadas de los años 1990's y 2000's (Chile se anticipó en 1981) un gran número de países reestructuró y liberalizó sus sistemas eléctricos, dando fin a un largo periodo –desde principios de siglo en muchos países– en el que el sector eléctrico fue regulado como un monopolio, verticalmente integrado en sus actividades de generación, transporte, distribución, comercialización y operación del sistema, y bajo un régimen de remuneración basado en retribuir el coste del servicio. Esta transformación regulatoria trataba de reducir la intervención estatal en actividades que pueden realizarse en régimen de competencia y buscaba promover la eficiencia introduciendo, donde es posible, competencia.

La separación de las distintas actividades involucradas en la generación, transporte, distribución y suministro final de energía a los consumidores se consideró un paso crucial y necesario para poder alcanzar un mercado eléctrico competitivo, tanto a nivel mayorista como minorista (Alvarez 1997). En el caso de la Unión Europea, la separación de actividades es un requisito de obligado cumplimiento recogido en la Directiva Europea 2003/54/EG, la cual establece que la propiedad y la operación de las redes eléctricas debe regularse adecuadamente, separando dichas actividades de las de generación y suministro a los consumidores, sujetas estas últimas a competencia en el mercado eléctrico.

El mercado de electricidad en la mayoría de los sistemas liberalizados está normalmente constituido por un mercado de futuros, un mercado diario o spot (day ahead e intra-day markets), un mercado de ajustes, mecanismos de provisión de servicios auxiliares, y un mercado al por menor. Para mantener la frecuencia de la red y la estabilidad del sistema, la generación y la demanda deben equilibrarse en tiempo real, lo que se consigue mediante los mecanismos de ajuste y los servicios auxiliares.

En lo que respecta a los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, los modelos de negocio que podrían aplicarse dependen de la funcionalidad exigida y de su localización en la red. También dependen de las estructuras de mercado y regulatorias que permitan el acceso a determinadas fuentes de ingresos y que incluso pueden determinar la propiedad de los recursos.

En cualquier caso, la imparable tendencia a la «descarbonización» del sector eléctrico, con un crecimiento sostenido de la generación de origen renovable en las redes eléctricas, conlleva la necesidad asimismo creciente de recursos de almacenamiento, haciendo inevitable la reforma de las estructuras regulatorias y organizativas de los mercados eléctricos para integrar adecuadamente dichos recursos. Curiosamente, las barreras que impiden el desarrollo de los sistemas de almacenamiento dependen en gran medida del grado de separación de actividades en el sector eléctrico. Así, en países con un sector eléctrico plenamente integrado y de estructura vertical, no sujeto por tanto a separación de actividades, es relativamente fácil para la compañía eléctrica el desarrollo de recursos de almacenamiento para dar soporte al sistema, facilitando asimismo su uso óptimo en el suministro de energía eléctrica. En el caso de sistemas con separación de actividades, los beneficios derivados de los recursos de almacenamiento son más difíciles de cuantificar, debido al elevado número de objetivos y agentes involucrados. Asimismo, en la actualidad, el coste de las tecnologías

de almacenamiento electroquímico es elevado respecto a soluciones convencionales alternativas a problemas concretos, lo que llevaría a trasladar los sobrecostes a los consumidores finales. Por otra parte, se tiene poca experiencia en la explotación de sistemas de almacenamiento en las redes eléctricas, más allá de las ya convencionales centrales de bombeo, lo que, junto al elevado coste de las tecnologías suficientemente probadas, ha conducido a la falta de iniciativas de modificación tanto de la regulación aplicable como de los mecanismos de mercado, en aras a facilitar el desarrollo de los sistemas de almacenamiento.

De acuerdo con el trabajo de Pomper (Pomper, 2011), los sistemas de almacenamiento en las redes eléctricas pueden clasificarse en varias tipologías según el agente con acceso a la propiedad de los recursos de almacenamiento. Evidentemente, aspectos como el acceso a la propiedad de los recursos de almacenamiento, las reglas del mercado, los procedimientos de operación y provisión de servicios auxiliares, y el propio emplazamiento del recurso en el sistema eléctrico, determinan en gran medida el modelo de negocio factible para los sistemas de almacenamiento.

Las principales barreras al desarrollo de los sistemas de almacenamiento se pueden clasificar en las barreras asociadas a la estructura regulatoria del sector eléctrico y en las barreras asociadas al mercado eléctrico. (Anuta & al., 2014). En lo que respecta a las primeras, cabe destacar, en primer lugar, la falta de encuadre en la tipología de agentes del sistema, dado que los sistemas de almacenamiento pueden actuar como generadores, consumidores, o incluso como un activo de transporte o distribución, lo que dificulta el encaje de dichos recursos en la regulación actual. En segundo lugar, es necesario resaltar la existencia de esquemas regulatorios que desincentivan el riesgo o la innovación, con un sector eléctrico tradicionalmente conservador y adverso al riesgo, lo que, junto a la falta de experiencia en nuevas tecnologías de almacenamiento y a la carencia de estándares técnicos y procedimientos, lo que dificulta el análisis económico, el diseño y la propia explotación de los sistemas de almacenamiento, disuaden a los posibles inversores.

En lo que respecta a las barreras asociadas al mercado eléctrico, cabe destacar en primer lugar las limitaciones al almacenamiento en la participación en los distintos mercados, incluyendo la provisión de servicios complementarios. Las reglas del mercado y los esquemas de retribución de las distintas actividades dificulta la participación de los recursos de almacenamiento en los mercados spot, al no cumplir con los requisitos establecidos por el esquema regulatorio, ya sean técnicos o económicos, para la participación en los mismos. En segundo lugar, cabe destacar las ventajas competitivas de las compañías ya establecidas, inherentes al diseño del mercado, como puede ser el caso de las empresas de transporte y distribución en la provisión de servicios complementarios. En este sentido, la posibilidad de incorporar recursos de almacenamiento por parte de las compañías de transporte y distribución, y del propio operador del sistema, constituye una ventaja competitiva en la prestación de servicios complementarios con respecto a propietarios independientes de recursos de almacenamiento, los cuales deben acudir a los diversos mercados para proveer dichos servicios remunerados. En tercer lugar, es necesario resaltar la baja remuneración de los servicios de reserva y otros servicios complementarios, remuneración que no tiene en cuenta la flexibilidad y velocidad de respuesta que proporcionan los sistemas de almacenamiento en comparación con la generación convencional, a lo que se añade unas penalizaciones elevadas asociadas al

incumplimiento del programa comprometido como resultado de los distintos mercados y mecanismos de ajuste, lo que complica la operación en el caso de agentes que necesitan participar simultáneamente en los distintos mercados y servicios complementarios, como es el caso del almacenamiento. Finalmente, y como consecuencia directa de las anteriores consideraciones, destaca la complejidad asociada a la estimación de los posibles ingresos en los distintos mercados y provisión de servicios complementarios por parte del almacenamiento, sujetos a la incertidumbre tanto en los costes de los combustibles fósiles como en los esquemas regulatorios y de mercado, cuando no a decisiones y conflictos de carácter político.

Como se ha puesto de manifiesto, la falta de un adecuado marco regulatorio que favorezca la integración de sistemas de almacenamiento en las redes eléctricas impide la definición de un modelo adecuado de negocio para dichos sistemas. En este sentido, es evidente la necesidad de cambios profundos en el diseño de los distintos mercados eléctricos para favorecer el desarrollo de sistemas de almacenamiento, teniendo en cuenta asimismo la necesidad de estabilidad en el marco regulatorio, una vez adoptados los cambios pertinentes, en aras a reducir la incertidumbre que debe afrontar el inversor a la hora de apostar por sistemas de almacenamiento.

En la actualidad, no existen modelos de negocio para los recursos de almacenamiento que permitan el aprovechamiento de las distintas fuentes de ingresos asociadas a los distintos servicios que pueden proveer, y no son fáciles de implementar, lo que disuade a los posibles inversores y ralentiza el desarrollo de las tecnologías necesarias.

A modo de recapitulación, y de cara a promover los cambios regulatorios que faciliten la viabilidad de los sistemas de almacenamiento en las redes eléctricas, cabe destacar las siguientes consideraciones a la hora de reestructurar el marco regulatorio del sector eléctrico:

- Alineación de las políticas de integración de la generación de origen renovable con las de fomento de los sistemas de almacenamiento, considerando éstos como un recurso necesario para paliar los problemas asociados a una elevada penetración de la generación renovable en el sistema eléctrico.
- Creación de una categoría propia para los sistemas de almacenamiento como agentes del sistema eléctrico, evitando los inconvenientes asociados a su consideración simultánea como generación y consumo. En este sentido, se debe establecer un esquema retributivo propio que tenga en cuenta todos los beneficios que el sistema de almacenamiento proporciona al sistema eléctrico, así como la forma de cuantificar la provisión de los servicios asociados.
- Establecer estándares normativos relativos a la conexión a red, así como procedimientos de operación, de mantenimiento y de evaluación de su desempeño para los sistemas de almacenamiento, reduciendo el riesgo y la incertidumbre que deben afrontar los posibles inversores en sistemas de almacenamiento.
- Modificar los límites establecidos para la prestación de servicios complementarios, teniendo en cuenta la posibilidad de proporcionar servicios de regulación en tiempos reducidos, inferiores a los establecidos en la actualidad. En esta línea, conviene asimismo establecer mecanismos para favorecer la agregación de sistemas de almacenamiento para la provisión de servicios complementarios de una forma coordinada.

- Permitir la participación de los sistemas de almacenamiento en los mercados de capacidad, teniendo en cuenta de su limitada capacidad, elevados costes de inversión e incertidumbre en cuanto a la capacidad de generación a largo plazo.

4.2. Experiencias relevantes a nivel internacional

4.2.1. Unión Europea

La Comisión Europea está avanzando en el desarrollo de estrategias para coordinar los avances tecnológicos necesarios para una economía con un bajo uso de los combustibles fósiles. En dicho contexto, se reconoce la importancia de los sistemas de almacenamiento de cara a alcanzar un alto grado de penetración de las energías renovables en el sistema eléctrico (European Parliament, 2009), manteniendo al mismo tiempo el nivel de fiabilidad del suministro de energía eléctrica, aunque el grado de desarrollo y el elevado coste de las nuevas tecnologías de almacenamiento conlleva que no existan referencias a los sistemas de almacenamiento en la legislación comunitaria referente a los mercados eléctricos, con la excepción de las centrales de bombeo, que son tratadas como generación convencional. En este sentido, cabe destacar los planes de los estados miembros para alcanzar los objetivos de generación basada en energías renovables para 2020, que incluyen un incremento del almacenamiento en centrales de bombeo del 40% (Beurskens & al., 2011), sin que se contemplen desarrollos significativos en otras tecnologías de almacenamiento como el electroquímico.

En lo que respecta a la regulación del Sector Eléctrico, destaca como hecho significativo la imposición legal contenida en la Directiva 2009/72/EC que impide a las compañías con activos de transporte y distribución, y los propios operadores de los sistemas eléctricos, poseer y gestionar activos de generación y suministro de energía eléctrica, lo que constituye una barrera para la instalación de recursos de almacenamiento en las redes eléctricas como activos propios de las redes eléctricas. En esta línea, los códigos de conexión a las redes del European network of transmission system operators for electricity (ENTSO-E), considera a los recursos de almacenamiento como unidades de generación, cuando inyectan energía a la red, y como unidades de consumo cuando extraen energía de la red, pero con la excepción llamativa de las centrales de bombeo, que reciben un tratamiento particular.

Por otra parte, los recursos de almacenamiento podrían ser usados por compañías de generación y otros agentes para proveer al sistema de servicios auxiliares. No obstante, no existe actualmente un marco regulatorio común que fomente el uso de dichas tecnologías, sino más bien todo lo contrario.

En un reciente informe del Parlamento Europeo (European Parliament, 2015) se incide nuevamente en cómo los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica pueden contribuir a alcanzar los objetivos de la Unión Europea en cuanto a la seguridad de suministro de energía, incremento de la eficiencia energética, "descarbonización" de la economía europea, y aumento de la competitividad y de la innovación en investigación. En este sentido, se destaca el hecho de que, mientras que las directivas europeas del sector eléctrico no mencionan para nada el almacenamiento de energía eléctrica, las directivas relativas al sector del gas considera el almacenamiento de gas natural como elemento crucial en el sistema de distribución. En consecuencia, la

falta de directivas claras y una regulación común en cuanto al almacenamiento de energía en las redes eléctricas ha conducido a diferentes tratamientos regulatorios en los distintos países, incluyendo aspectos tales como la posibilidad de autoconsumo, las tarifas de acceso en generación y consumo, o la propia medida del consumo en presencia de autoproducción.

De cara a facilitar el pleno desarrollo de los sistemas de almacenamiento en las redes eléctricas, el informe del Parlamento Europeo finaliza con recomendaciones como la necesidad de incrementar significativamente la investigación y el desarrollo en tecnologías de almacenamiento, así como en el desarrollo de productos y servicios asociados, fomentando asimismo la integración de los sistemas de almacenamiento con la generación basada en energías renovables. En paralelo, se recomienda el rediseño de los mercados de energía eléctrica para contemplar adecuadamente los múltiples servicios que puede proveer un sistema de almacenamiento, posibilitando también la propiedad y el uso de los recursos de almacenamiento por parte de los operadores de las redes eléctricas de transporte y distribución. Finalmente, se recomienda facilitar la adopción de sistemas de almacenamiento y autoproducción a nivel de consumidor final de la energía eléctrica, cuantificando al mismo tiempo los riesgos asociados a la consiguiente disminución del consumo y exceso de capacidad de transporte y distribución.

4.2.2. Nord Pool – Finlandia, Noruega, Suecia, Dinamarca y Estonia

Nord Pool constituye uno de los mercados eléctricos con mayor liquidez de Europa, con países con un alto porcentaje de generación de origen renovable, como es el caso significativo de Noruega, con un 99% de la generación basada en recursos hidroeléctricos, o Dinamarca, con una alta penetración de la energía eólica en determinados períodos de tiempo. En este sentido, los recursos de generación hidroeléctrica de Noruega son usados como recursos de almacenamiento de generación eléctrica por los países interconectados de Nord Pool, proporcionando recursos de almacenamiento incluso a Rusia, Alemania y otros países de la Europa continental.

Cabe destacar cómo la principal apuesta de países como Dinamarca para alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable, consiste en el aprovechamiento de los recursos hidroeléctricos, principalmente de Noruega, para modular la generación renovable, fomentando para ello las interconexiones eléctricas entre los países escandinavos.

En el aspecto regulatorio, los sistemas de almacenamiento son tratados como consumidores en Dinamarca, sujetos a las pertinentes tarifas de acceso a red, y como generación/consumo en Noruega, con peajes de acceso a red según el sentido del intercambio energético, y con cargos adicionales para evitar el consumo en períodos de punta.

Cabe concluir cómo, al no ser el almacenamiento un problema prioritario en Nord Pool, ya que su función la cubren adecuadamente los recursos hidroeléctricos, no se plantean cambios regulatorios ni de reglas de mercado para incluir los sistemas de almacenamiento.

4.2.3. Alemania

Alemania constituye el mayor sistema eléctrico en Europa en térmicos de energía eléctrica, con un 20% de la misma de origen renovable en la actualidad. La integración a gran escala de las energías renovables en Alemania, principal-

mente fotovoltaica, ha provocado la necesidad de refuerzos en las redes eléctricas, así como la existencia de capacidad de generación excedentaria. En esta línea, los sistemas de almacenamiento se consideran una necesidad para seguir aumentando la integración de energías renovables, aunque se reconoce asimismo que el estado actual de la tecnología de almacenamiento convierte a la inversión en recursos de transporte en una solución más económica y técnicamente viable (German Energy Agency, 2011).

En el ámbito regulatorio, los actuales recursos de almacenamiento, principalmente centrales de bombeo, son tratados como consumidores, sujetos a tarifas de acceso a las redes. Asimismo, existe un amplio consenso respecto a la necesidad de cambios en el marco regulatorio para promover el desarrollo de los sistemas de almacenamiento, incluido el hidroeléctrico, con dificultades en la actualidad para participar de forma simultánea en el mercado spot y en la provisión de servicios de regulación y reserva (GROWDERS 2011). Por otra parte, se reconoce que el despacho prioritario de las energías renovables no produce incentivo alguno para la adopción de sistemas de almacenamiento asociados a la generación renovable.

En la línea de lo anterior, en 2011 el gobierno alemán lanzó una "ofensiva de almacenamiento" o "Speicher-offensive", mejorando significativamente la remuneración de los sistemas de almacenamiento mediante la dispensa a los mismos del abono de las tarifas de acceso a las redes. Adicionalmente, se movilizaron recursos para proyectos de investigación en el marco de la "Förderinitiative Energiespeicher", recursos que han alcanzado los 200 M€ hasta 2014. De cara a reforzar los incentivos económicos a la implantación de recursos de almacenamiento, en 2013 el gobierno alemán abrió una línea de ayudas de 25 M€ para nuevos sistemas. El objetivo declarado del Gobierno Alemán al incentivar los recursos de almacenamiento de energía eléctrica, en palabras del Ministro de Medioambiente, consiste en incrementar la capacidad de la red de transporte en un 66%, disminuyendo al mismo tiempo la necesidad de nuevos recursos de generación en un 40%. Los incentivos al almacenamiento van dirigidos principalmente a la generación distribuida, alcanzando el 30% del coste del equipo de almacenamiento en el caso de instalaciones domésticas asociadas a generación fotovoltaica, buscando un uso más eficiente de dicha generación renovable y un menor uso de las redes de distribución. El programa de subvenciones incluye la obligación por parte de los sistemas de almacenamiento de inyectar energía en la red de distribución en caso de necesidad por parte del sistema eléctrico.

4.2.4. Reino Unido

En el Reino Unido, el objetivo de consumo energético basado en energías renovables está establecido en el 15% para 2020, objetivo para el cual se considera imprescindible avanzar en nuevas interconexiones eléctricas, el desarrollo de la generación renovable en el sector eléctrico, y la implantación de sistemas de almacenamiento de energía eléctrica (UK Department of Energy and Climate Change, 2011).

En el ámbito regulatorio, no existe en la actualidad regulación específica respecto a los sistemas de almacenamiento, más allá de las restricciones al uso de recursos de almacenamiento por parte de las compañías que poseen activos de transporte y distribución, debido quizás a la robustez de la red eléctrica británica, que hace innecesario el establecimiento de recursos de almacenamiento.

En las redes de distribución, en las que se espera un incremento notable de los recursos de generación distribuida, la normativa actual no contempla los sistemas de almacenamiento como recursos que mejoran la fiabilidad del suministro de electricidad, al contrario que los propios recursos de generación distribuida, que sí se consideran como beneficiosos para el sistema y son tratados como tales en los aspectos retributivos de la normativa.

Por otra parte, el Operador del Sistema (National Grid) es el responsable único del balance entre generación y consumo, lo que impide a las compañías distribuidoras, y a los recursos de almacenamiento localizados en dichas redes, proveer servicios de reserva y regulación de frecuencia.

Recientemente, el Reino Unido ha establecido un mercado de capacidad de generación que incluye la posibilidad de ofertar capacidad de generación a los recursos de almacenamiento, y a la propia generación de origen renovable, abriendo una nueva vía de ingresos a dichos recursos (UK Department of Energy and Climate Change, 2012). Asimismo, el regulador británico ha establecido un nuevo marco regulatorio para la operación de los sistemas de transporte y distribución que incentiva la flexibilidad del sistema eléctrico y la adopción de soluciones innovadoras (OFGEN 2010), esperándose que constituya un incentivo al establecimiento de recursos de almacenamiento en las redes de transporte y distribución.

4.2.5. Japón

El sistema eléctrico japonés ha sido liberalizado en lo que respecta a la generación y al suministro de energía a los consumidores finales, estando integrado por diez compañías con activos de transporte y distribución. En lo que respecta a la generación, el desastre nuclear de Fukushima ha conducido al gobierno japonés a apostar fuertemente por las energías renovables, incluyendo recursos de almacenamiento para aumentar la seguridad del sistema eléctrico, con objetivos tan ambiciosos como un 15% de la capacidad de generación constituida por recursos de almacenamiento a corto o medio plazo. En este sentido, Japón cuenta con proyectos pilotos de varias tecnologías de almacenamiento electroquímico, especialmente las basadas en sulfuro de sodio (NaS).

En el ámbito regulatorio, el gobierno japonés está fomentando el uso de tecnologías de almacenamiento asociadas a generación fotovoltaica por parte de los consumidores domésticos, en aras a facilitar la integración de los 28 GW de recursos fotovoltaicos esperados para 2020.

En la actualidad, existen incentivos económicos para los recursos de almacenamiento conectados a las redes eléctricas, en función de la capacidad instalada. Asimismo, el marco regulatorio impone requisitos de *potencia firme* a la generación eólica, para lo que el estado asume un 33% del coste de los sistemas de almacenamiento necesarios para cumplir con dichos requisitos.

4.2.6. Estados Unidos

Los Estados Unidos tiene un objetivo del 80% de energías procedentes de fuentes renovables para 2050, con imposiciones en los distintos estados que van actualmente del 10% al 40% en cuanto a la producción de energía renovable en el sector eléctrico. En esta línea, el desarrollo de sistemas de almacenamiento está en continuo crecimiento, y es favorecido por el marco estratégico plasmado en leyes como la "Energy Independence and Security Act" de 2007, que califica el uso de recursos de almacenamiento y gestión de la demanda

como imprescindibles para afrontar la modernización del sistema eléctrico en un marco de crecimiento de la demanda y de la generación renovable, manteniendo la fiabilidad y seguridad del suministro de electricidad. No obstante, el hecho de que los recursos de almacenamiento no pueden clasificarse en una de las actividades tradicionales del sector eléctrico (generación, transporte y distribución) conduce a la existencia de un vacío regulatorio en cuanto a los servicios que pueden proporcionar a las redes de transporte y distribución, vacío del que es consciente el ente regulador americano, la Federal Energy Regulatory Commission (FERC), y que trata de solucionar actualmente mediante el análisis de cada situación en particular. En esta línea, los sistemas de almacenamiento han sido validados por resoluciones de la FERC para proveer servicios de red al transporte, participar en los distintos mercados de energía eléctrica, proveer servicios de redespacho de la generación a las centrales convencionales, y proveer al operador del sistema de servicios complementarios (FERC Orders 719, 755, 784, 890).

De cara a favorecer la implantación de sistemas de almacenamiento, el Departamento de Energía (DoE) ha diseñado un programa de incentivos a la inversión en dichos recursos, programa que contempla reducciones de impuestos del 20% para sistemas de almacenamiento conectados a red (mínimo 1 MW/1 MWh), y del 30% para sistemas de almacenamiento distribuido (mínimo 4 kW/20 kWh) y residenciales (mínimo 500 W/2 kWh).

A nivel de estado, cabe destacar el caso de California, con el objetivo de alcanzar un porcentaje de generación de origen renovable del 33% para 2020. En esta línea, y de cara a mitigar los efectos del carácter intermitente y no controlable de la generación renovable, la California Energy Commission (CEC) ha establecido objetivos y diversos aspectos regulatorios en lo que respecta a recursos de almacenamiento en la red eléctrica (Regulation AB 2514).

Los objetivos de sistemas de almacenamiento establecidos por la CEC distingue entre "publicly-owned electric utilities" e "Investor-owned electric utilities". Los objetivos para las primeras (Pacific Gas & Electric, Southern California Edison, and San Diego Gas & Electric) ascienden a un total de 1.325 MW en recursos de almacenamiento para 2024, debiendo alcanzar una capacidad de almacenamiento individualmente del 1% de la punta de demanda para 2020. En lo que respecta a las tecnologías de almacenamiento, sólo se excluyen las centrales de bombeo hidráulico de más de 50 MW de potencia instalada.

IMPLICACIONES EN LOS MODELOS DE NEGOCIO

Cátedra Endesa Red de la Universidad Politécnica de Cataluña, Barcelona Tech
Antoni Sudrià Andreu *(Coordinador).* Francisco Díaz González. Andreas Sumper

5

5. IMPLICACIONES EN LOS MODELOS DE NEGOCIO

Este apartado propone, en un primer lugar, una revisión de los modelos de negocio en el contexto actual en torno a las tecnologías de almacenamiento de energía en el sector eléctrico de potencia. En un segundo término, se reflexiona acerca de las tendencias a futuro de estos modelos de negocio.

5.1. Modelos de negocio en el contexto actual

Los sistemas de almacenamiento de energía pueden proporcionar diversos servicios en el sistema eléctrico de potencia. La realización de éstos constituye directamente el *leitmotiv* de los modelos de negocio asociados. En la literatura se pueden encontrar numerosos trabajos clasificando estos servicios en función de diversos factores como las capacidades de almacenamiento requeridas, el operador del almacenamiento, la localización del mismo en la red eléctrica, etc.

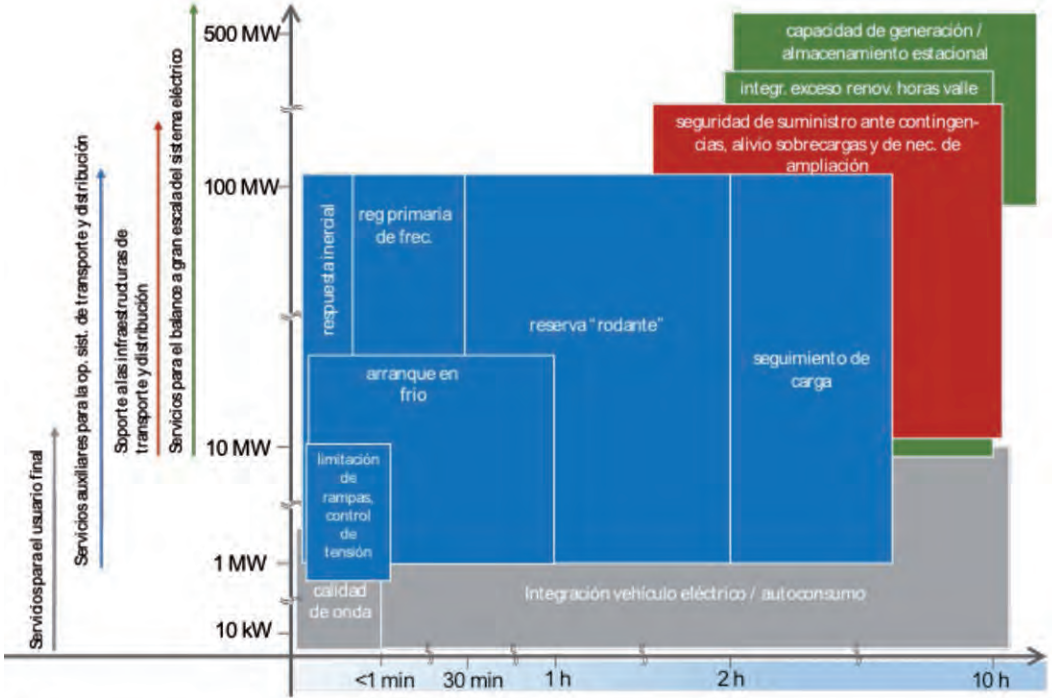


Figura 71. *Servicios que pueden proporcionar los sistemas de almacenamiento de energía eléctrica en el sistema eléctrico de potencia. Fuente: Elaboración propia en base a los conceptos presentados en (Akhil & al., 2013), (Díaz-González & al., A review of energy storage technologies for wind power applications, 2012) y (European Parliament, 2015).*

La Figura 71 propone una clasificación de diversos servicios en función de las capacidades de almacenamiento requeridas. Cabe destacar que esta figura recoge los servicios del almacenamiento de energía eléctrica, y por lo tanto el almacenamiento térmico, o las sinergias con otros ámbitos energéticos no se han considerado para discusión. Los conceptos aquí presentados se recogen en diversos documentos de fuentes reconocidas como el Ministerio de Energía estadounidense (Akhil & al., 2013), el Parlamento Europeo (European Parliament, 2015), o la agencia internacional IRENA (IRENA, 2015). También se explican en trabajos previos de los autores del presente informe (Díaz-González & al., A review of energy storage technologies for wind power applications, 2012). Además, han sido objeto de discusión en anteriores secciones de este informe.

Complementando los conceptos presentados en la Figura 71, la Tabla 11 indica para cada servicio del almacenamiento de energía, los requerimientos típicos de potencia y energía, así como un indicador del tiempo de respuesta requerido y de los ciclos de carga y descarga anuales. En función de estos requerimientos, la tabla indica también las tecnologías más adecuadas para cada caso.

Tabla 11. Características típicas de los sistemas de almacenamiento más adecuados para la provisión de diversos servicios en las redes eléctricas.

Categoría	Aplicación	Requerimientos de potencia y tiempo de descarga	Tiempo de respuesta	Ciclos/año	Tecnologías adecuadas
Servicios para el balance a gran escala del sistema eléctrico	Capacidad de generación y almacenamiento estacional	Hasta centenares de MW (entre 100 y 500 MW). Entre 2 y 10 horas (varios días para almacenamiento estacional).	Minutos	Entre 5 y 100	Principalmente PHS y CAES. También hidrógeno y baterías (especialmente aquellas con mayor potencial escalabilidad, como las de flujo).
	Integración de exceso de renovables en horas valle	Entre 10 MW hasta centenares de MW (<500 MW). Entre 2 y 10 horas.	Minutos	Entre 300 y 500	Principalmente PHS y CAES. También hidrógeno y baterías (especialmente aquellas con mayor potencial escalabilidad, como las de flujo). Para sistemas de decenas de MW de potencia, baterías secundarias en base al litio, sodio o plomo son una alternativa comercialmente disponible.
Soporte a las infraestructuras de transporte y distribución	Alivio sobrecargas y necesidades de ampliación. Seguridad de suministro ante contingencias	Hasta centenares de MW (entre 10 MW y 200 MW). Entre 1 y 10 horas	Segundos	Entre 300 y 500	Para alcanzar centenares de MW, las opciones más adecuadas son PHS y CAES. Para sistemas de decenas de MW de potencia, baterías secundarias en base al litio, sodio o plomo son una alternativa comercialmente disponible.

Servicios auxiliares para la operación de sistemas de transporte y distribución	Seguimiento de carga	Hasta el centenar de MW (entre 1 MW y 100 MW). Entre 2 y 6 horas.	Segundos	Entre 200 y 400	Para alcanzar centenares de MW, las opciones más adecuadas son PHS y CAES. Para sistemas de decenas de MW de potencia, baterías secundarias en base al litio, sodio o plomo son una alternativa comercialmente disponible.
	Reserva rodante	Hasta el centenar de MW (entre 1 MW y 100 MW). Entre 30 minutos y 2 horas.	Segundos	Entre 200 y 400	Para alcanzar centenares de MW, las opciones más adecuadas son PHS y CAES. Para sistemas de decenas de MW de potencia, baterías secundarias en base al litio, sodio o plomo son una alternativa comercialmente disponible.
	Regulación primaria de frecuencia	Hasta el centenar de MW (entre 1 MW y 100 MW). Entre pocos segundos y 30 minutos.	Segundos	Entre 200 y 400	Para alcanzar centenares de MW, la opción más adecuada es PHS. Para sistemas de decenas de MW de potencia, baterías secundarias en base al litio, sodio o plomo son una alternativa comercialmente disponible.
	Respuesta inercial	Hasta el centenar de MW (entre 1 MW y 100 MW). Entre 1 y 30 segundos.	Milisegun-dos	Entre 200 y 400	Debido a que se requiere una respuesta casi instantánea, se identifican las baterías secundarias y de flujo como los sistemas más adecuados. Entre las baterías secundarias, destacar que la capacidad de las baterías de litio de proveer elevados picos de potencia define esta tecnología como especialmente adecuada. También, los volantes de inercia pueden alcanzar fácilmente decenas de MW, y presentan una mayor rapidez de respuesta que la del almacenamiento electroquímico (y una mayor vida útil en términos de ciclabilidad).
	Arranque en frio	Entre 5 MW y 50 MW. Entre pocos segundos hasta 1 hora.	Segundos	Entre 10 y 20	Debido a que se requiere una rápida respuesta, se identifican las baterías secundarias y de flujo como los sistemas más adecuados. Entre las baterías secundarias, destacar que la capacidad de las baterías de litio de proveer elevados picos de potencia define esta tecnología como especialmente adecuada. También, los volantes de inercia pueden alcanzar fácilmente decenas de MW, y presentan una mayor rapidez de respuesta que la del almacenamiento electroquímico (y una mayor vida útil en términos de ciclabilidad).

	Limitación de rampas de potencia, control de tensión	Entre menos de 1 MW y 10 MW. Entre pocos segundos a 1 minuto.	Milisegundos	Entre 1000 y 5000	Los elevados requerimientos de ciclabilidad determinan los volantes de inercia y los supercapacitores, como los principales candidatos para la provisión de estos servicios. Entre las baterías secundarias, destacar que la capacidad de las baterías de litio de proveer elevados picos de potencia define esta tecnología como adecuada también para este caso.
Servicios para el usuario final	Integración vehículo eléctrico / Autoconsumo	Entre pocos kW hasta 10 MW. Entre 1 minuto a 10 horas.	Segundos	Entre 300 y 500	Las elevadas capacidades de almacenamiento de energía, determinan las baterías secundarias como los sistemas más adecuados para este caso. En sistemas estacionarios para instalaciones domésticas, la opción del plomo es una alternativa económica y madura. Sin embargo el litio mejora en mucho las prestaciones del plomo, siendo también un candidato en este caso.
	Calidad de onda	Entre pocos kW hasta pocos MW. Entre milisegundos hasta menos de 1 minuto.	Milisegundos	Entre 1000 y 5000	Los elevados requerimientos de ciclabilidad determinarían los volantes de inercia y los supercapacitores, como los principales candidatos para la provisión de estos servicios. No obstante, el mercado está dominado por numerosas tecnologías de alimentación ininterrumpida (SAIs) y para la mejora de la calidad de onda en sistemas de baja tensión, los cuales están basados en baterías de plomo o litio. Estos sistemas son una solución económicamente competitiva y tecnológicamente madura.

Pero para la realización efectiva de los servicios anteriormente descritos por parte de los sistemas de almacenamiento de energía, todavía es necesario superar numerosas barreras de diversa naturaleza (Díaz-González & Cruz-Zambrano, Barriers to the Development of Energy Storage Systems, 2015). Entre estas barreras se destaca el todavía elevado coste de las tecnologías de almacenamiento, la necesidad de mejorar sus prestaciones técnicas (eficiencia energética, durabilidad,…), y también barreras de tipo regulatorio.

Efectivamente, sin una regulación adecuada que permita considerar el almacenamiento de energía como un actor más en los mercados eléctricos, el cual ha de ser remunerado en función de los servicios que proporcione, es imposible el desarrollo de los modelos de negocio que se puedan plantear. Este informe recoge en la sección 5 una revisión del marco regulatorio a nivel internacional en referencia a los sistemas de almacenamiento de energía.

Atendiendo a la regulación actual, así como al resto de barreras técnico-económicas alrededor de los sistemas de almacenamiento de energía para el sistema eléctrico de potencia, los modelos de negocio relacionados que se están explotando actualmente son escasos. Básicamente, giran en torno a tres ámbitos, los cuales se enumeran a continuación:

- La aplicación de las instalaciones PHS para la provisión de reservas de potencia en las redes eléctricas.
- La aplicación del almacenamiento electroquímico para el autoconsumo en instalaciones aisladas, desconectadas de red. También para la electrificación rural de pases en desarrollo.
- La exploración, mediante proyectos piloto, de los modelos de negocio que consideran el almacenamiento de energía en su interacción con los mercados eléctricos, en sistemas conectados a la red.

De forma general, se puede decir que la única tecnología de almacenamiento totalmente establecida e integrada en los mercados eléctricos es el bombeo de agua reversible. De hecho, la aplicación de los sistemas PHS para la regulación de la potencia generada en el sistema eléctrico se ha llevado a cabo desde principios del siglo XX. En los mercados eléctricos europeos, el bombeo de agua provee reservas terciarias, ofertando bandas de potencia a subir y bajar en los mercados de gestión de desvíos (Energía y sociedad, 2015). Generalmente, estas instalaciones bombean (consumen) cuando el precio de la electricidad es bajo y turbinan (generan) cuando el precio de la electricidad es elevado. Este es el mecanismo, además de los ingresos por capacidad, por el cual obtienen un margen de beneficio y contribuyen a estabilizar los precios del mercado. El caso del bombeo de agua reversible es singular, ya que aun siendo un sistema de almacenamiento y no un generador, ha de ofertar en mercados regulados para sistemas de generación debido a la falta de regulación para la figura del almacenamiento.

Por el contrario, los modelos de negocio del almacenamiento electroquímico en los sistemas eléctricos de potencia, no están, en términos generales, en fase de explotación. Existen, eso sí, numerosos proyectos piloto alrededor del mundo (DOE, 2015), (Bender, Byrne, & Borneo, ARRA Energy Storage Demonstration Projects: Lessons Learned and Recommendations, 2015) para la prueba de concepto de los mismos. Estos proyectos piloto deberían contribuir a resolver dudas que todavía tienen los inversores alrededor de la viabilidad técnica-económica de la aplicación de estos sistemas en las redes eléctricas. En anteriores secciones de este informe se detallan algunos de estos proyectos.

De esta manera, los modelos de negocio actualmente en explotación que consideran el almacenamiento electroquímico, son principalmente alrededor de sistemas aislados, no conectados a la red. De esta manera, se evita el enfrentarse a las barreras de tipo regulatorio en referencia al autoconsumo.

5.2. Tendencias

De los contenidos de la sección anterior se deduce que los modelos de negocio en torno a la explotación del almacenamiento de energía en el sistema eléctrico están por lo general todavía en fase de validación. Adoptando un enfoque histórico, no obstante, se puede concluir que los sistemas eléctricos han sufrido más transformaciones en los últimos veinte años, que desde que se comenzaron a constituir. La Figura 72 muestra algunos de los hitos relevantes al

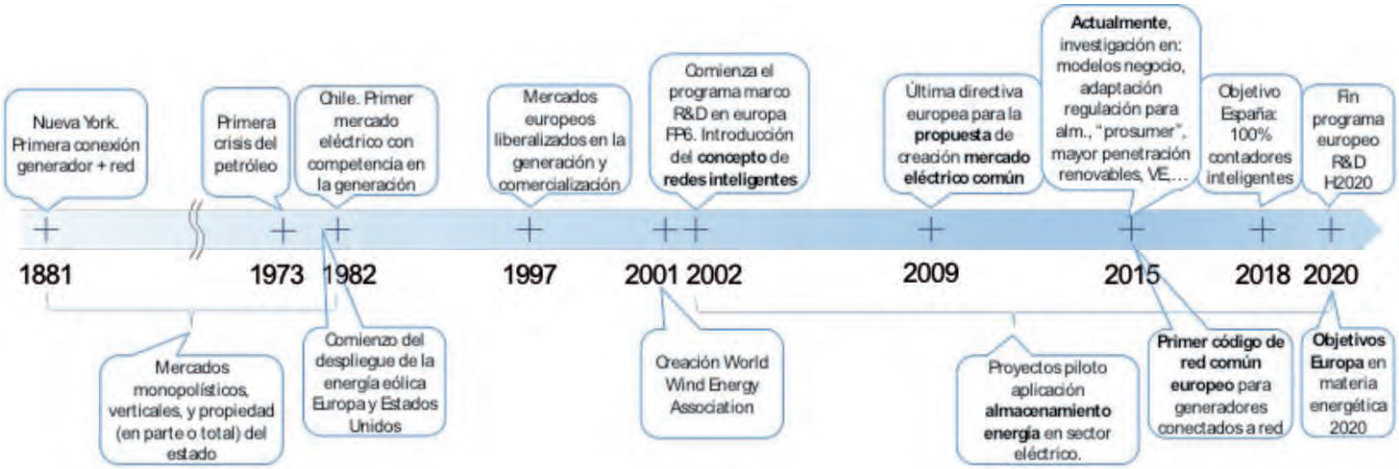


Figura 72. *Algunos hitos relevantes acerca de la modernización de los sistemas eléctricos de potencia. Fuente: Elaboración propia.*

respecto. Se indica al lector que esta figura no pretende ser completa en cuanto a presentar una exhaustiva revisión de todos los hitos relevantes en la transformación de los sistemas eléctricos, sino que tan sólo incluye algunos de ellos, soportando gráficamente los contenidos presentados en este informe.

Como se puede observar, desde la primera conexión en 1881 de un generador eléctrico a una red, pasaron más de 100 años en los que se desarrollaron, a nivel mundial, los sistemas eléctricos de potencia adoptando una estructura vertical del modelo de negocio de la compañía eléctrica, monopolística, en la que todos los entes definitorios del sistema (generación, transporte y distribución, y comercialización de energía) pertenecían a la misma compañía, que en muchos países era propiedad en parte o total del estado. Además, debido a las mejoras tecnológicas y a las economías de escala en las plantas de generación de electricidad, la concepción de sistema eléctrico se desarrolló adoptando la centralización a gran escala de la generación de energía.

La aparición en los años 80 de las centrales de ciclo combinado, irrumpió como una alternativa a las grandes centrales de carbón, fuel o nucleares, las cuales presentan unos costes y unos tiempos de construcción más elevados. Éste, entre otros factores sociopolíticos, motivó a los gobiernos de diferentes países de América y Europa a adoptar la liberalización de la generación y la comercialización de energía. De esta manera se favorecía la competencia, con el fin de mejorar la eficiencia del suministro de electricidad y conseguir precios de la energía más baratos para los consumidores finales. En menos de dos décadas, tal restructuración y liberalización de los sectores eléctricos se efectuó en diversos países de América, así como en la totalidad de los estados miembros de la Unión Europea. Cabe destacar, no obstante, que el transporte y distribución de la energía eléctrica son

monopolios naturales y, por tanto, no adecuados para ser desempeñados en régimen de competencia.

Así, desde comienzos del siglo XXI, la UE continúa progresando en la evolución del Mercado Interior de Electricidad, prestando atención a aspectos relativamente novedosos que han de integrarse adecuadamente en el diseño de este mercado, como son las energías renovables, la generación distribuida y las redes inteligentes, entre otros. Son conceptos que han cobrado recientemente mucha fuerza y podrían, en conjunto, conducir a una transformación radical del sistema eléctrico.

Primer aspecto de esta transformación es la inclusión en gran escala de las energías renovables, que implica la creación de nuevos códigos de red para la conexión de este tipo de generadores, atendiendo a su naturaleza variable y asíncrona. Nuevas regulaciones, por lo tanto, que acompañan también la creación de nuevos mecanismos para el balance del sistema y estabilidad. Mecanismos que han de ser definidos en su vertiente técnica –de infraestructuras y nuevas capacidades del sistema–, y en su vertiente de mercado.

Segundo, la generación distribuida emerge como medida para el aprovechamiento del recurso renovable de carácter local. La generación distribuida contribuye a la inclusión de nuevos inversores en la generación, y podría mejorar la eficiencia energética de los sistemas eléctricos, entre otros factores.

Tercero, las redes inteligentes se incluyen en un primer momento como respuesta a las nuevas necesidades de controlabilidad y supervisión del sistema, motivadas, en parte, por la variabilidad de las energías renovables y por el previsible despliegue de recursos energéticos distribuidos, tales como la gestión de la demanda o de los vehículos eléctricos. En este sentido, la posibilidad de monitorizar los consumos y estado del sistema, desde el punto de vista del distribuidor o transportista, podría contribuir eficazmente a asegurar la estabilidad y seguridad de suministro. Por ejemplo, España pretende instalar, en la totalidad de los consumidores, contadores inteligentes para el año 2018.

Las nuevas capacidades de monitorización y gestión abren nuevas posibilidades para la operación de los sistemas de distribución y transporte, tal y como los conocemos hoy, y también para la creación de nuevos modelos de red: auto-gestionados, aislados, agregados. Las redes inteligentes abren, por lo tanto, enormes posibilidades desde puntos de vista tanto técnicos como económicos. Los nuevos modelos de negocio que se puedan crear pueden ser explotados, a su vez, por nuevos o existentes actores en el sistema eléctrico (ESCOs, agregadores de demanda y/o generación, distribuidoras y transportistas, operadores de sistemas de almacenamiento, e incluso los consumidores). Actualmente estos nuevos conceptos están siendo explorados en numerosos proyectos de demostración a nivel mundial.

Las tecnologías de almacenamiento de energía resultan fundamentales para la realización práctica de las capacidades de gestión de las redes inteligentes. Por ejemplo, para asegurar el suministro en una red aislada, equipada con generación renovable, es inevitable la inclusión de un sistema de soporte como el almacenamiento de energía.

Los modelos de negocio en torno a las tecnologías de almacenamiento de energía, tienen la peculiaridad de que pueden referirse a la provisión de servicios en un ámbito no competitivo, como es la distribución y transporte de energía, como en un ámbito competitivo o puramente de mercado, como es la generación y la comercialización de la energía. Por ejemplo, y como se ha presentado anteriormente,

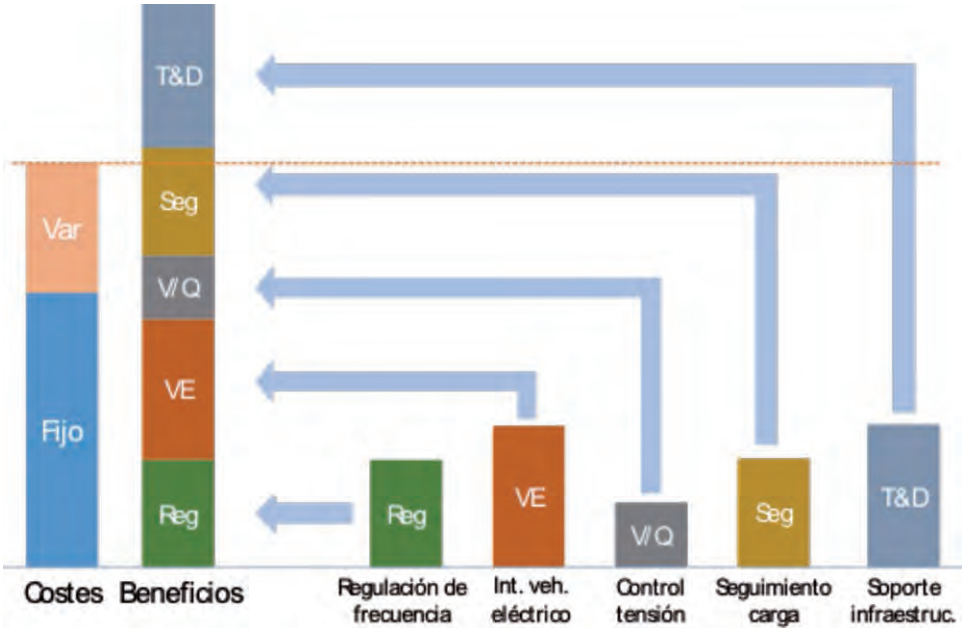


Figura 73. *Concepto de agregación de beneficios de las aplicaciones que proveen los sistemas de almacenamiento de energía. Fuente: elaboración propia en base a (Akhil & al., 2013).*

los sistemas de almacenamiento pueden proporcionar servicios auxiliares para la operación de los sistemas de transporte de energía, aportando reservas para la gestión de desvíos. También, y alternativamente, pueden actuar para reducir el vertido de generación renovable durante horas de baja demanda energética.

La concepción más general de un modelo de negocio para un sistema de almacenamiento, y atendiendo al todavía elevado coste de las tecnologías, es la de un sistema multiservicio. En este sentido, el almacenamiento proveería diferentes servicios a diferentes beneficiarios, los cuales pueden ser entes en ámbitos competitivos o no. La viabilidad económica del almacenamiento viene de la suma de los beneficios obtenidos en la provisión de cada uno de los servicios que provee. La Figura 73 explica gráficamente esta idea.

Es precisamente la dificultad de valorar económicamente los beneficios que provee la operación de los sistemas de almacenamiento, uno de los principales aspectos regulatorios a resolver para el despliegue de estas tecnologías en los sistemas eléctricos de potencia. En este sentido, y de acuerdo un reciente trabajo del instituto europeo JRC (Zucker, Hinchliffe, & Spisto, 2013), se indica que sería conveniente avanzar en la disponibilidad y

distribución de señales de precio de las energías horarias, así como establecer incentivos regulados para favorecer la operación de los proveedores de flexibilidad en el sistema, como el almacenamiento de energía. Complementariamente, una armonización a nivel europeo en el diseño de los mercados de servicios auxiliares y de gestión de desvíos, puede favorecer la inclusión de nuevos inversores y participantes (como el almacenamiento). Participación y competitividad que han de ser promovidas, por parte del operador de mercado, sin adoptar preferencias entre un tipo de tecnologías u otras, sino simplemente atendiendo a las prestaciones técnicas y costes que éstas puedan ofrecer al sistema.

Las tendencias en los modelos de negocio que se puedan crear en un futuro alrededor de las tecnologías de almacenamiento son realmente diversas. Una clasificación clara no obstante, se puede formular atendiendo a 4 aspectos principales: la escala del sistema de almacenamiento, el propietario, el operador, y la aplicación o aplicaciones que provee en su operación. Este enfoque es adaptado de (Poÿry Management Consulting, 2014). La Figura 74 presenta estos conceptos gráficamente.

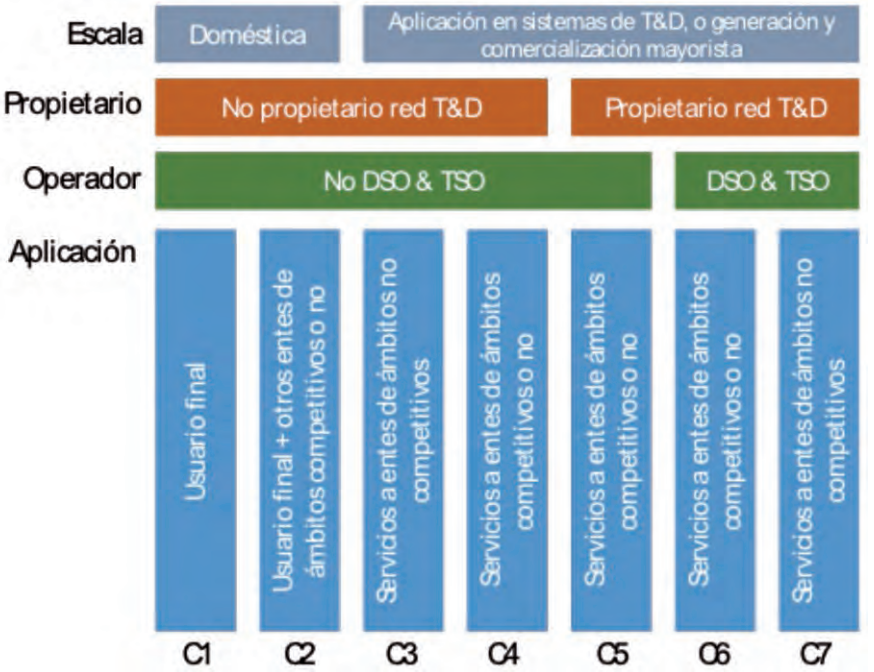


Figura 74. *Tipos de modelos de negocio alrededor de los sistemas de almacenamiento de energía, en función de la escala, propietario, operador y aplicaciones que éstos pueden proveer. Fuente: Esquema adaptado de (Poÿry Management Consulting, 2014).*

Como se puede observar, se considerarían potencialmente 7 casos o modelos de negocio posibles (C1 a C7). El primero de ellos, **modelo C1**, representa el autoconsumo en el sector doméstico o terciario, ya que se trata de sistemas de una escala reducida, donde el almacenamiento es propiedad de –y es operado por– el usuario final. Los sistemas de distribución de energía pueden tener o no alguna relevancia en este modelo de negocio, definiendo así instalaciones aisladas o conectadas a red. En caso de tratarse de instalaciones de baja potencia conectadas a red, el operador del almacenamiento podría, por ejemplo, tratar de aprovechar posibles excesos de generación local, propia, mediante el almacenamiento, para aprovecharlos cuando sea necesario. Incluso, también podría decidir vender estos excesos de generación en horas punta, cuando el precio de la energía es alto. Sin una monitorización y previsión adecuadas, el operador de red se podría ver afectado por estos perfiles de demanda distorsionados por la gestión del almacenamiento de energía. La casación horaria podría resultar comprometida por esta variabilidad e imprevisibilidad adicional en los perfiles de consumo, resultando en una mayor provisión de reservas de potencia para la gestión de desvíos en el sistema. Éste es uno de los principales inconvenientes del autoconsumo desde la visión del operador de sistema y las distribuidoras.

Sin embargo, el autoconsumo conlleva otros beneficios incontestables desde un punto de vista técnico, medioambiental y social. Estos aspectos, entre otros factores, se revisan en un reciente trabajo de la Cátedra de Energía de Orkestra (Álvarez-Pelegry & Castro-Legarza, 2014). La Figura 75 resume las citadas ventajas e inconvenientes, así como algunas medidas para solventar éstos últimos.

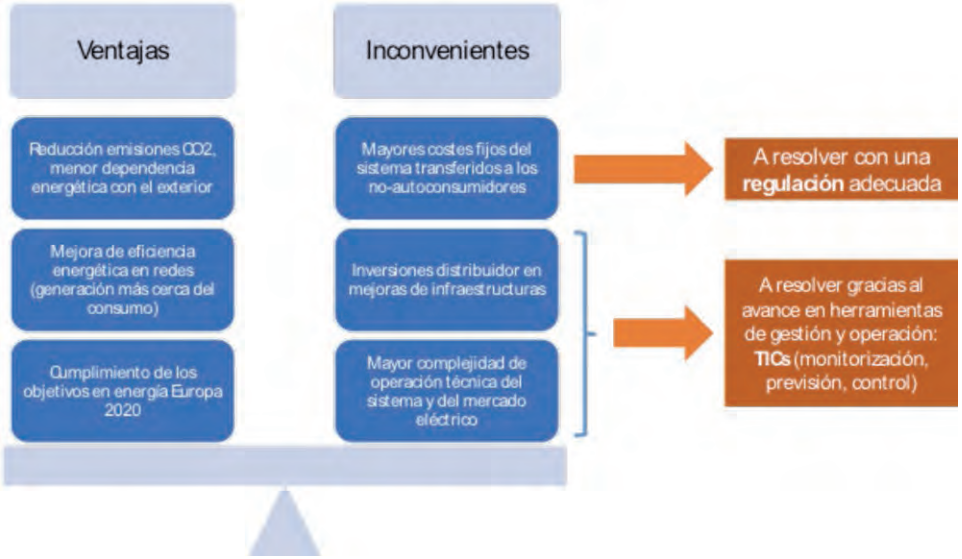


Figura 75. *Ventajas e inconvenientes del autoconsumo.*
Fuente: Figura adoptada y adaptada de (Álvarez-Pelegry & Castro-Legarza, 2014).

Como se puede observar, las ventajas del autoconsumo hacen referencia a una potencial reducción de emisiones de CO_2, y menor dependencia energética de los países y regiones vecinas. Aspectos acompañados de una previsiblemente mayor eficiencia energética del sistema eléctrico, ya que la generación distribuida asociada se encuentra muy próxima a los consumidores (o autoconsumidores), reduciendo así las pérdidas en sistemas de distribución. Finalmente, el autoconsumo y los beneficios asociados se encuentran claramente en línea con los objetivos europeos en materia energética para el año 2020.

Ventajas en contraposición a inconvenientes como los anteriormente citados, acerca de la mayor complejidad de operación de las redes y mercados eléctricos, la necesidad de invertir en nuevas infraestructuras de distribución, así como una potencial transferencia de los costes fijos de los sistemas de distribución a los no autoconsumidores.

Alternativamente, estos inconvenientes pueden verse también como oportunidades para diversos agentes en torno al sector eléctrico. Primero, oportunidades para las distribuidoras y transportistas, en la adopción de medidas de modernización de las redes eléctricas en pos de una mejor planificación, gestión y supervisión de las mismas (es decir, en la adopción de las tecnologías de información y comunicación, TICs). Esta modernización también evitaría inversiones en nuevas infraestructuras de distribución de la energía.

Segundo, oportunidades también para los operadores y reguladores de mercado y comercializadoras, para actualizar y explotar nuevas reglas de juego, en favor de acoger las capacidades de flexibilidad del autoconsumo y un rol proactivo de los consumidores. En este sentido, la reciente regulación del autoconsumo en el caso español (real decreto 900/2015) debería de ser actualizada a fin de que el autoconsumidor no incurra en excesivos peajes de respaldo, y que al mismo tiempo favorezca la sostenibilidad del sistema eléctrico. Todo esto, sin trasladar a los consumidores los costes fijos del sistema que los autoconsumidores dejarían de pagar en su desconexión de red.

Y tercero, oportunidades para la industria y el ámbito académico, para desarrollar y desplegar nuevas tecnologías y conceptos que acompañen la transformación del sector eléctrico.

El **modelo de negocio C2** se diferencia del primero, en que la operación de este almacenamiento privado y reducido, provee servicios no solo a un usuario final, sino a otros entes de ámbitos competitivos o no. En el primer caso, el ente de ámbito no competitivo podría representar el sistema de distribución eléctrica. En ambos casos C1 y C2, el empoderamiento del consumidor final de participar activamente en el mercado eléctrico, sugiere la definición de una nueva figura, llamada “consumidor proactivo”, “prosumidor”. Es aquí, en la participación activa del consumidor en las redes eléctricas, donde se encuentran importantes barreras de tipo regulatorio actualmente. Estas barreras están retrasando la explotación de los modelos de negocio relacionados.

Presumiblemente, y como en el modelo de negocio C1, las dimensiones del almacenamiento en este modelo de negocio C2 son limitadas, alcanzando pocos kW de potencia y kWh en energía. Para favorecer la participación de este almacenamiento distribuido y de pequeña escala en los mercados eléctricos (por ejemplo en los de servicios auxiliares y gestión de desvíos), Europa está trabajando en la definición del concepto de *agregador*. Esta nueva figura actúa de enlace entre el operador de la red eléctrica, el mercado eléctrico y los prosumidores (o en general, los recursos energéticos distribuidos). El agregador conoce el perfil global

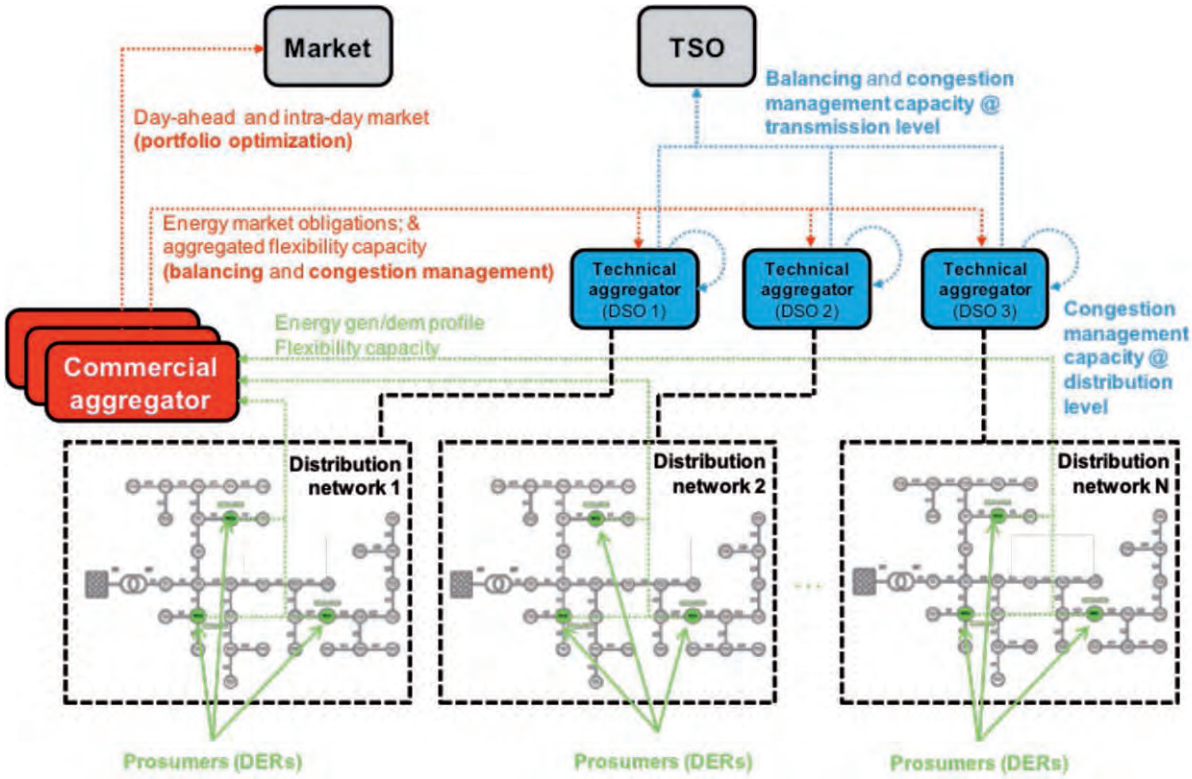


Figura 76. *Concepto de agregador adoptado en el proyecto europeo FP7 IDE4L.*
Fuente: (Díaz-González & Cruz-Zambrano, Barriers to the Development of Energy Storage Systems, 2015).

de generación / consumo de los participantes de dicha agregación. También planifica el perfil energético futuro y de esta manera, facilita a los DSOs y TSOs su operación técnica, por ejemplo para la gestión de congestiones o sobrecargas en puntos de red, o la planificación de reservas de potencia en la gestión de desvíos, etc. Así, el agregador asegura que la planificación energética de un conjunto de prosumidores, los cuales participarán activamente en los mercados eléctricos, no entra en conflicto con restricciones técnicas de operación de las redes eléctricas.

El concepto de agregador incluye dos facetas: el agregador técnico y el comercial. El agregador técnico conoce las capacidades de control y estado de la red de distribución en la cual los prosumidores están conectados. En este sentido, resultaría natural que los DSOs adquiriesen este rol. Con este conocimiento, además de los perfiles de demanda prevista de

cada uno de los prosumidores, así como sus capacidades de flexibilidad (almacenamiento de energía, gestión de la demanda), determina la oferta agregada de flexibilidad con la que proveer a los operadores de red. Con esta oferta de flexibilidad, el agregador comercial opera en los mercados eléctricos (mercado diario, de servicios auxiliares,…). De igual manera, comunica a los prosumidores su planificación de demanda acordada o viable para el día siguiente. La Figura 76 muestra gráficamente estos conceptos, de acuerdo a lo establecido en el proyecto de investigación europeo FP7 IDE4L (IDE4L, 2015).

Otro ejemplo del modelo de negocio C2 es el proyecto europeo EMPOWER (EMPOWER, 2015), dentro del programa H2020, que implementará la figura del agregador comercial y técnico creando un mercado eléctrico local o micro-mercado en el que los prosumidores participarán con sus recursos energéticos para obtener beneficios económicos. Este micro-mercado tendrá una escala reducida, aproximadamente de un barrio de unos centenares de participantes, y solamente se va a interactuar con la red eléctrica de distribución. Cada prosumidor ofrecerá las capacidades y el precio de sus recursos al micro-mercado. Una vez se obtienen las ofertas de todos los participantes, el agregador, llamado SESP en el proyecto (Smart Energy Service Provider por sus siglas en inglés), determinará las mejores ofertas y mandará señales de control necesarias a los participantes. Además, el SESP tendrá un acuerdo con el DSO para apoyar a la operación de la red a través de los participantes del micro-mercado a cambio de una remuneración económica. De esta manera, un prosumidor con una batería podrá participar en el micro-mercado establecido por el agregador y podrá obtener beneficios económicos tanto por los servicios técnicos como económicos.

De acuerdo a la Figura 74, los **modelos de negocio C3 y C4** completarían el catálogo de opciones en las cuales el propietario y operador del sistema del almacenamiento es (son) un (unos) tercer agente, diferente de los propietarios y operadores de las redes de transporte y distribución. Este tercero, desearía instalar y operar un sistema de almacenamiento con unas capacidades de potencia y energía suficientemente grandes como para proveer servicios a los operadores de las redes eléctricas u otros entes liberalizados (como los generadores), así como participar en mercados energéticos mayoristas.

Para el caso C3, el modelo de negocio podría ser, por ejemplo y entre los numerosos proyectos de demostración a nivel mundial, el desarrollado por la empresa de volantes de inercia Beacon Power LLC en el estado de Nueva York (para más detalles, se remite al lector a la sección 5.2.3). Beacon Power instaló en 2012 un sistema de 20 MW de potencia para el control primario de frecuencia de la red eléctrica (Beacon Power, 2015). Por lo tanto se trata de un inversor privado (Beacon Power LLC), proveyendo servicios a un ente de un ámbito no competitivo, el operador de la red eléctrica, y participando en los mercados de servicios auxiliares.

También para el modelo de negocio C3, el almacenamiento podría ser instalado por el operador de una planta eólica, por ejemplo, para proveer servicios auxiliares a la red eléctrica. Un ejemplo de tal aplicación es a cargo del fabricante General Electric (General Electric - RE, 2015). Este fabricante eólico ha desarrollado un software para operar sus turbinas eólicas con una unidad de almacenamiento, a fin de poder proveer los servicios de control de rampas de potencia, y facilitar la participación en el servicio auxiliar de control primario de frecuencia de la red, entre otros. Estos servicios, entre otros, se están incluyendo progresivamente en los códigos de red, en referencia a los requerimientos de conexión a red y operación de la generación renovable (ENTSO-E Network Code, 2015).

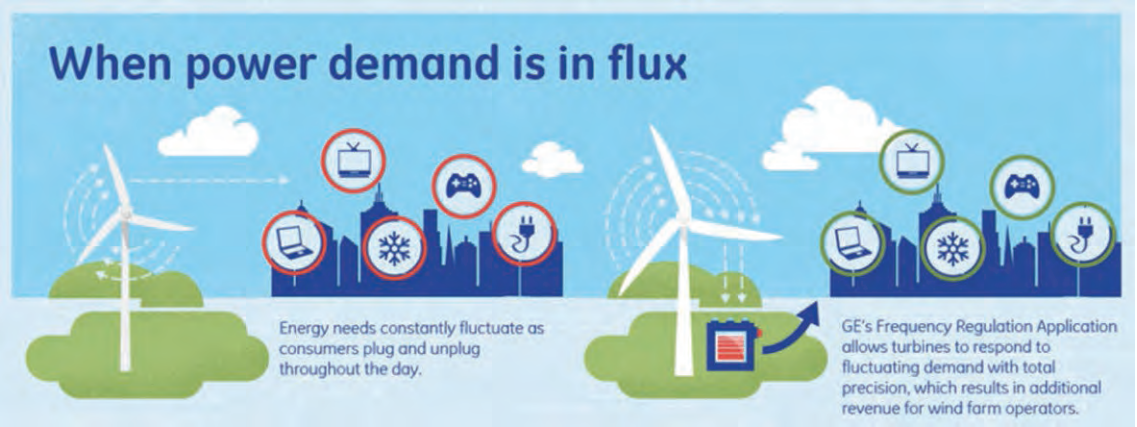


Figura 77. *Visión de General Electric, sobre la aplicación de almacenamiento de energía en generación eólica, para la provisión del servicio auxiliar de regulación de frecuencia.*
Fuente: Imagen cortesía de General Electric (https://renewables.gepower.com/wind-energy/technology/integrated-storage.html).

El modelo de negocio C4, podría representar la aplicación de un sistema de almacenamiento para proveer servicios a un ente liberalizado, como por ejemplo las plantas eólicas o fotovoltaicas. Aquí, el almacenamiento podría ser instalado por el propietario de planta (u otros inversores), y gestionado por el operador de planta, para por ejemplo, reducir los errores de previsión de generación, los cuales son consecuentemente penalizados en los mercados eléctricos. El almacenamiento es aquí una medida para maximizar los beneficios económicos de un ente de un ámbito competitivo, como la generación eólica.

Un ejemplo de modelo de negocio C4 se está desarrollando en el anteriormente citado proyecto EMPOWER (EMPOWER, 2015), en el que se instalará un banco de baterías centralizado en un punto de la red de distribución que será operado por el agregador comercial para beneficio de todos los participantes del micro-mercado. En este caso la batería puede generar beneficios tanto comprando y vendiendo energía en el mercado eléctrico, como apoyando la operación de la red de distribución.

Un último ejemplo del modelo de negocio tipo C4 lo encontramos en el proyecto de investigación alemán Strombank (Strombank, 2015), en el que se opera un banco de baterías de tal manera que durante el verano se gestiona la energía eléctrica excedente de los prosumidores con generación fotovoltaica y durante el invierno la excedente de las pequeñas plantas de cogeneración. Para los usuarios de la red, Strombank ofrece la capacidad de almacenar la energía eléctrica entre estaciones climatológicas aunque físicamente esto nunca llegue a ocurrir.

Finalmente, los **modelos de negocio C5 a C7** consideran la aplicación de un almacenamiento propiedad de un ente de un ámbito no competitivo, como lo es el

propietario de la red de distribución y transporte, pero sin embargo operado por entes de ámbitos competitivos y no competitivos (C5), o únicamente por entes de ámbitos no competitivos (C6 y C7). Este almacenamiento, por lo tanto, proveería servicios a entes de ámbitos competitivos y no competitivos en la opción más general. De acuerdo al concepto de separación de competencias que definen los mercados eléctricos actuales, el propio operador de red no podría participar en los mercados eléctricos comprando y vendiendo energía a través de un sistema de almacenamiento de energía. No obstante, el operador de la red de distribución o transporte podría incorporar un sistema de almacenamiento como equipo auxiliar para la optimización técnica del sistema. Por ejemplo, podría operar un sistema de almacenamiento rápido, como un volante de inercia, para asegurar la calidad de onda requerida. También, podría instalar un almacenamiento electroquímico para evitar incurrir en mejoras en infraestructuras de ampliación en entornos con puntas de potencia excesivas o sobrecargadas. Este almacenamiento, propiedad del propio sistema de distribución, podría ser simultáneamente explotado, mediante contratos bilaterales por un tercer agente, participante en los mercados eléctricos.

Un ejemplo de este modelo de negocio C5 es el proyecto Big-Old Battery (BOB), en Texas (EU) (ETT, 2014). En este proyecto, el operador de la red de transporte instaló un sistema de baterías NaS (4 MW @ 32 MWh), para el control de tensión y seguridad de suministro ante frecuentes cortes y eventualidades en esta red de tipo radial. También, ante cortes prolongados (hasta 8 horas), la batería aseguraría el suministro a los consumidores vecinos. Otro ejemplo de este modelo de negocio C5, podría ser la instalación de un sistema de baterías por parte del operador de la red para consumidores aislados, como alternativa a la instalación de una infraestructura de distribución de energía (cables) desde una subestación cercana.

Otro proyecto más cercano, en las islas Canarias, es el proyecto Store (ENDESA-STORE, 2014). Como se ha comentado anteriormente en este informe, la distribuidora Endesa propuso recientemente la construcción de tres sistemas de almacenamiento (basados en baterías de litio-ion, volantes de inercia y supercapacitores respectivamente), para la provisión de servicios auxiliares como el control de tensión y frecuencia de esta red.

Un ejemplo del modelo de negocio C7 se está aplicando en el proyecto europeo Smart Rural Grid (Smart Rural Grid, 2015), financiado por el programa FP7. En este proyecto se ha desarrollado un equipo de electrónica de potencia, junto con sus comunicaciones necesarias, para que el DSO pueda operar una batería y así mejorar la calidad de suministro. El equipo permite aumentar la calidad de suministro reduciendo desequilibrios y armónicos, y gestionando la potencia reactiva. El dispositivo desarrollado recibe el nombre de IDPR (Intelligent Distributed Power Router, por sus siglas en inglés) ya que permitirá almacenar la energía excedente de la generación renovable distribuida entregándola cuando sea necesario para la operación de la red. Además, el IDPR, junto con la gestión de la red, permitirá que una zona de la red de distribución funcione aislada de la red principal en caso de avería o mantenimiento. Durante la operación en isla el IDPR descarga la batería y se apoya en la generación renovable distribuida para mantener la tensión de referencia y el balance entre generación y demanda. Gracias al IDPR, el DSO podrá reducir el TIEPI

y el NIEPI. Esto es especialmente relevante en los casos de redes de distribución rurales que sufren mayores cortes de suministro.

Como nota final en la discusión sobre los modelos de negocio en torno a las tecnologías de almacenamiento de energía, cabe indicar que el éxito de los mismos también vendrá determinado por la existencia y avance de tecnologías competidoras. Por ejemplo, la provisión de servicios auxiliares en el sistema eléctrico por parte de un sistema de almacenamiento, compite directamente con el desarrollo de tecnologías TIC que favorezcan la gestión de la demanda por parte de los consumidores.

CONCLUSIONES
Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Diversidad de tecnologías

- El catálogo de tecnologías de almacenamiento de energía eléctrica incluye una diversidad notable de sistemas electromecánicos, electromagnéticos y electroquímicos. Cada una de las tecnologías proporciona unas prestaciones técnicas muy diversas en cuanto al coste, a la velocidad de carga/descarga, a la capacidad de energía y potencia, ciclabilidad, vida útil y tiempos de respuesta, entre otros. Este amplio catálogo incluye numerosas tecnologías relativamente jóvenes, que requieren actuaciones técnicas y comerciales para alcanzar su maduración. Por ejemplo, electroquímicas como aquellas en base al litio, sodio, o las de tipo metal-aire, entre otras; también otros sistemas como los supercondensadores o los volantes de inercia, son objeto de intensos avances tecnológicos en mayor o menor medida. Otros sistemas, sin embargo, como las instalaciones reversibles de bombeo de agua o las baterías de plomo-ácido, son tecnologías maduras y ampliamente adoptadas en los sistemas eléctricos de potencia.
- Las bases de datos de la "Office of Electricity Delivery & Energy Reliability" del Departamento de Energía de EE.UU. indican que, a fecha de 28 de octubre del 2015, existen 1354 proyectos de almacenamiento en distintos grados de desarrollo, cuya potencia instalada total es de 186.246 MW. Si sólo se consideran los proyectos que ya están en operación, las cifras anteriores se reducen a 944 proyectos con una potencia total de 145.778 MW, de los cuales el 97,47% corresponden a centrales de bombeo. Por tanto, hoy en día la principal tecnología de almacenamiento es la de centrales de bombeo, siguiéndole en importancia el almacenamiento térmico, con una cuota del 1,18%. Esta tendencia parece que va a seguir en los próximos años, tal como se puede deducir del análisis de los 202 proyectos en construcción, con una potencia prevista de 28.314,5 MW, los cuales se siguen ejecutando prácticamente en las mismas zonas geográficas, con un claro predominio del almacenamiento de bombeo.

Investigación y desarrollo

- La comunidad industrial y científica mundial está llevando a cabo intensas actividades de investigación y desarrollo. Un indicador cuantitativo de estos esfuerzos es el número de proyectos de investigación en torno a las tecnologías de almacenamiento que recoge la citada base de datos del Departamento de Energía de Estados Unidos. Es destacable el hecho que 626 de los proyectos tratan el almacenamiento electroquímico, siendo las químicas de litio-ion la opción que atrae más interés, a pesar de su alta reactividad, lo que hace se esté desarrollando en paralelo el uso de otros metales.
- Tal volumen de actividad en investigación y desarrollo, debería favorecer una reducción drástica de los costes de inversión para las tecnologías de almacenamiento, así como mejorar sus prestaciones técnicas. Esta visión está en línea con las hojas de ruta en investigación y desarrollo de diversos organismos como la Comisión Europea o EASE y EERA, los cuales, por ejemplo, prevén una reducción a la quinta parte del coste actual de inversión de las celdas de litio-ión, para el año 2030.

Estos avances llevarían los costes de inversión de electroquímicas de altas prestaciones a niveles similares a los de tecnologías maduras ampliamente adoptadas en diversos ámbitos de aplicación, como las baterías de plomo ácido (con un coste de inversión inferior a los 250 €/kWh). Así, estos avances definitivamente favorecerían un despliegue generalizado de las tecnologías de almacenamiento en los sistemas eléctricos de potencia y en otros ámbitos, como el de la electro movilidad, definiendo el almacenamiento de energía como herramienta fundamental para una transición energética hacia un modelo decarbonizado.

- Para una adopción generalizada del almacenamiento de energía en diversos ámbitos de aplicación, son necesarios también la investigación y desarrollo en otros aspectos como la electrónica de potencia y las tecnologías de información y comunicación (TIC). El avance en los sistemas de electrónica de potencia es fundamental para el diseño óptimo de soluciones de almacenamiento en su aplicación en el sistema eléctrico, ya que la electrónica es la tecnología de la cual dependen diversas prestaciones como la escalabilidad (la electrónica limita el número y disposición de baterías del sistema); la eficiencia energética (la topología de los convertidores afecta las pérdidas energéticas); la disponibilidad (arquitecturas redundantes aseguran el suministro en caso de eventualidades); o la hibridación de tecnologías (arquitecturas noveles de electrónica de potencia pueden facilitar la hibridación de almacenamientos), entre otros. Este desarrollo proporcionará los elementos fundamentales para la interoperabilidad de los sistemas de almacenamiento con otras herramientas, incrementado la flexibilidad y eficiencia del sistema.

El almacenamiento en la operación y expansión de los sistemas eléctricos

- La influencia del almacenamiento de energía en la operación de la red queda patente a la vista de lo expuesto en el capítulo 3 En concreto, estos sistemas tienen un notable valor en la gestión de sistemas con gran penetración de generación distribuida, ayudando a minimizar el coste de las infraestructuras, reduciendo los vertidos de generación renovable, o modulando la generación para adecuarla a la evolución de la demanda. También es trascendente su contribución a la programación de la generación convencional; así el disponer de una capacidad adecuada de energía almacenada ayuda a minimizar los costes de generación térmica, evitando las puntas de consumo que usualmente son abastecidas por los generadores más costosos y menos eficientes.
- La operación de la red de transporte y distribución también se ve beneficiada por las instalaciones de almacenamiento. En el documento se han detallado diversas formas de contribución del almacenamiento de energía al mantenimiento de la frecuencia del sistema. La alta velocidad de respuesta, característica de las baterías, les permite colaborar de forma efectiva no solo en el control primario de frecuencia, sino también en la provisión de potencia sincronizante o emulación de inercia. Este aporte es de suma importancia en sistemas pequeños donde una parte considerable de la generación basada en máquina síncrona se ve desplazada por tecnologías asíncronas. La reducción de la potencia rodante, y por tanto del coste de operación del sistema, es otro beneficio adicional del almacenamiento.
- Las instalaciones de almacenamiento de energía basadas en VSC tienen una capacidad intrínseca de colaborar en

el mantenimiento de las tensiones del sistema. Dentro de los rangos de operación nominal del VSC, la instalación puede realizar el aporte o consumo de potencia reactiva necesario para que la tensión de su nudo de conexión o nudos adyacentes se mantenga dentro de unos límites adecuados. Esta es una capacidad muy valorada cuando las instalaciones de almacenamiento están asociadas a generación dispersa en redes de distribución, donde la aparición de sobretensiones en horas de baja demanda es bastante probable.

- Merece la pena destacar la contribución que el almacenamiento puede realizar para mejorar la calidad de suministro en niveles de media y baja tensión. Su uso adecuado puede servir para mejorar los índices de fiabilidad (TIEPI y NIEPI) disminuyendo la cantidad y duración de interrupciones a los usuarios finales de la electricidad. La mejora en el servicio se puede traducir también en una mejora de la calidad de onda y reducción de desequilibrios en instalaciones con cargas propensas a generar este tipo de problemas.

El almacenamiento en el acceso a la electricidad en los sistemas aislados

- La utilización de fuentes de energía renovables mediante sistemas aislados de la red, incluyendo sistemas de almacenamiento de energía eléctrica, proporciona soluciones operativas y factibles para zonas donde el coste de la extensión de la red es prohibitivo. En este sentido, el cambio de prioridad de los organismos internacionales hacia conseguir un acceso universal a la energía medioambientalmente sostenible, así como en estimular el uso racional de la energía, permite aventurar un desarrollo importante en los próximos años de los sistemas rurales de suministro de energía eléctrica, basados en la combinación de energías renovables y sistemas de almacenamiento, bien en base a microrredes eléctricas, bien en sistemas domésticos. Otra línea de investigación posible, podría ser la asociada a almacenamiento en grandes volúmenes, donde el hidrógeno, como vector energético toma especial relevancia (aunque fuera del alcance de este estudio).

La necesidad de estudios específicos

- El potencial y funciones del almacenamiento depende de las especificidades de la red y mercado energético en el cual éste es operado, y también de las aplicaciones o servicios que éste desarrolla. Por lo tanto, para una estimación cuantitativa de las necesidades y potencial del almacenamiento en las redes eléctricas españolas, así como en el resto de redes continentales y mundiales, es necesario conducir estudios técnico-económicos específicos para cada caso. La innovación que conlleva la inclusión del almacenamiento en los sistemas eléctricos actuales, los cuales están en continuo cambio, invita a involucrar al ámbito académico –en estrecha colaboración con la industria y órganos de decisión–, para la realización de los estudios anteriormente citados.
- Estos estudios son especialmente relevantes en este momento, en el que las sociedades están conduciendo una urgente transición energética. También son pertinentes para la exploración de nuevos modelos de negocio en torno a la explotación de los sistemas de almacenamiento de energía. Los almacenamientos pueden tener un tamaño muy variable, y podrían pertenecer y/o ser operados por diversos entes públicos o privados, para la provisión de

servicios, a su vez, a diversos entes. En consecuencia, los modelos de negocio que se puedan formular pueden ser muy diversos. Los operadores de las redes de distribución, por ejemplo, podrían adoptar estas tecnologías para la optimización de sus redes. También, sin embargo, podrían ser otros agentes los que estarían dispuestos a asumir la inversión de instalar y operar un sistema de almacenamiento, proveyendo servicios a distribuidoras, generadores o consumidores, si le resultase favorable. Las tecnologías de almacenamiento abren así, nuevos paradigmas y oportunidades de negocio que pudieran resultar incluso difícilmente imaginables actualmente. La realización de todos ellos pasa, no sólo por el avance en aspectos inherentes a las tecnologías de almacenamiento, como el coste o la vida útil, sino también por aspectos exógenos como el marco regulatorio.

Las barreras a eliminar

- Las principales barreras al desarrollo de los sistemas de almacenamiento se pueden clasificar en las barreras asociadas a la estructura regulatoria del sector eléctrico y en las barreras asociadas al mercado eléctrico. En lo que respecta a las primeras, cabe destacar la falta de encuadre en la tipología de agentes del sistema, dado que los sistemas de almacenamiento pueden actuar como generadores, consumidores, o incluso como un activo de transporte o distribución, lo que dificulta el encaje de dichos recursos en la regulación actual. En lo que respecta a las barreras asociadas al mercado eléctrico, cabe destacar las limitaciones al almacenamiento en la participación en los distintos mercados, incluyendo la provisión de servicios complementarios. Las reglas del mercado y los esquemas de retribución de las distintas actividades dificulta la participación de los recursos de almacenamiento en los mercados spot, al no cumplir con los requisitos establecidos por el esquema regulatorio, ya sean técnicos o económicos, para la participación en los mismos.
- La falta de un adecuado marco regulatorio que favorezca la integración de sistemas de almacenamiento en las redes eléctricas impide la definición de un modelo adecuado de negocio para dichos sistemas. En este sentido, es evidente la necesidad de cambios profundos en el diseño de los distintos mercados eléctricos para favorecer el desarrollo de sistemas de almacenamiento, teniendo en cuenta asimismo la necesidad de estabilidad en el marco regulatorio, una vez adoptados los cambios pertinentes, en aras a reducir la incertidumbre que debe afrontar el inversor. En la actualidad, no existen modelos de negocio para los recursos de almacenamiento que permitan el aprovechamiento de las distintas fuentes de ingresos asociadas a los distintos servicios que pueden proveer, y no son fáciles de implementar, lo que disuade a los posibles inversores y ralentiza el desarrollo de las tecnologías necesarias. En cualquier caso, el papel de los Gestores de la Red de Distribución (DSOs), debe ser relevante en cualquier escenario considerado,
- En aras a facilitar la viabilidad de los sistemas de almacenamiento en las redes eléctricas, cabe destacar las siguientes consideraciones a la hora de reestructurar el marco regulatorio del sector eléctrico:

  a) alineación de las políticas de integración de la generación de origen renovable con las de fomento de los sistemas de almacenamiento, considerando estos como un recurso necesario para paliar los problemas

asociados a una elevada penetración de la generación renovable en el sistema eléctrico;

b) creación de una categoría propia para los sistemas de almacenamiento como agentes del sistema eléctrico, evitando los inconvenientes asociados a su consideración simultánea como generación y consumo;

c) establecer estándares normativos relativos a la conexión a red, así como procedimientos de operación, de mantenimiento y de evaluación de su desempeño para los sistemas de almacenamiento, reduciendo el riesgo y la incertidumbre que deben afrontar los posibles inversores en sistemas de almacenamiento;

d) modificar los límites establecidos para la prestación de servicios complementarios, teniendo en cuenta la posibilidad de proporcionar servicios de regulación en tiempos reducidos, inferiores a los establecidos en la actualidad; y

e) permitir la participación de los sistemas de almacenamiento en los mercados de capacidad, teniendo en cuenta su limitaciones para proporcionar el servicio más allá de un tiempo máximo.

ANEXO I

LISTA DE ACRÓNIMOS

AA-CAES	*"Advanced adiabatic – compressed-air energy storage"*
ACE	Area Control Error
ACV	Análisis del ciclo de vida
AVR	Automatic Voltage Regulator
BEMS	*"Building energy management system"*
CAES	*"Compressed-air energy storage"*
CEC	California Energy Commission (USA)
CEF	*"Connecting Europe facility"*
CEN	*"European Committee for Standardization"*
CENELEC	Committee for Electrotechnical Standardization
CSC	Current Source Converter
DER	*"Distributed energy resources"*
DG	Distributed Generation
DMS	*"Distribution management system"*
DOE	Departamento de Energía (USA)
DSO	*"Distribution system operator"*
EMS	*"Energy management system"*
ENTSO-E	European network of transmission system operators for electricity
EPRI	Electric Power Research Institute
ESCO	Empresa de servicios energéticos
ETSI	European Telecommunications Standards Institute
FACTS	*"Flexible AC transmission systems"*
FERC	Federal Energy Regulatory Commission (USA)
JRC	Joint Research Centre
LCOE	Coste nivelado de energía
LTO	Baterías Litio-Titanio-Oxido
MDMS	*"Meter data management system"*
MGCC	Control central de una microrred
MIT	Massachusetts Institute of Technology
MS	Máquina Síncrona
NCM	Batería Níquel-Manganeso-Cobalto
NRECA	National Rural Electric Cooperative Association
PCS	Sistema de conversión de potencia
PHS	*"Pumped hydro storage"*
PMU	Phasor Measurement Unit
PSS	Power System Stabilizer
SAI	Sistema de alimentación ininterrumpida
SGAM	*"Smart grid architecture model"*
SMES	*"Superconducting magnetic energy storage"*
SOC	State of Charge
STATCOM	*"Static compensator"*
TIC	Tecnologías de la información y la comunicación
TSO	*"Transmission system operator"*
VPP	*"Virtual power plant"*
VSC	Voltage Source Converter
V2G	*"Vehicle-to-grid"*

ANEXO II

REFERENCIAS

(s.f.).

A123. (2015). *A123 systems website*. Obtenido de http://www.a123systems.com/lithium-iron-phosphate-battery.htm

ABB SVC Light. (2014). *ABB SVC Light for electrical transmission grids.* Obtenido de https://library.e.abb.com/public/ee80431dda29b2d483257d8c0032dbde/SVC_brochure_LR_20141103.pdf

Abengoa Solar. (2013). *Abengoa. Solana.* Obtenido de http://www.abengoasolar.com/export/sites/abengoasolar/resources/pdf/Solana_factsheet_09092013.pdf

Abengoa Solar. (2015). *Abengoa Solar - Solana, la mayor planta cilindroparabólica del mundo*. Obtenido de http://www.abengoasolar.com/web/es/plantas_solares/plantas_para_terceros/estados_unidos/

Adelhelm, P., Hartmann, P., Bender, C., & al., e. (2015). From lithium to sodium: cell chemistry of room temperature sodium-air and sodium-sulfur batteries. *Beilstein Journal of Nanotechnology, 6*, 1016-1055.

ADIF. (2013). *Proyecto Win Inertia Ferrolinera WESS*. Obtenido de http://www.winiertia.es

Ahmadi, L., Young, S., Fowler, M., & al., e. (2015). A cascaded life cycle: reuse of electric vehicle lithium-ion battery packs in energy storage systems. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 1-14.

Akagi, H. (2011). Classification, terminology, and application of the modular multilevel cascade converter (MMCC). *IEEE Transactions on Power Electronics, 26*(11), 3119-3130.

Akhil, A., Huff, G., Currier, A., & al., e. (2013). *DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA.* Sandia National Laboratories. Obtenido de http://www.sandia.gov/ess/publications/SAND2013-5131.pdf

ALACAES. (2015). *An Airlight energy company website*. Obtenido de http://www.alacaes.com/

Ali, M., Wu, B., & Dougal, R. (2010). An overview of SMES applications in power and energy systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy, 1*(1), 38-47.

Alvarez Pelegry, Eloy. Economía industrial del sector eléctrico: estructura y regulación. S.L. CIVITAS EDICIONES, ISBN 2910005885541. Madrid 1997.

Álvarez-Pelegry, E., & Castro-Legarza, U. (2014). *Generación distribuida y autoconsumo. Análisis regulatorio.* Obtenido de http://www.orkestra.deusto.es/images/investigacion/publicaciones/cuadernos/2014_9.pdf

Bayón, R. (2014). *Almacenar electricidad en sales fundidas.* Obtenido de http://www.fundaciongasnaturalfenosa.org/SiteCollectionDocuments/Actividades/Seminarios/2014%2006%2017%20Pamplona/Rocio%20Bayon.pdf

BBC. (1979). *Huntorf air storage gas turbine power plant. Publication No. D GK 90 202 E.* Obtenido de https://www.eon.com/content/dam/eon-content-pool/eon/company-asset-finder/asset-profiles/shared-ekk/BBC_Huntorf_engl.pdf

Beacon Power. (2015). *Resources*. Obtenido de http://beaconpower.com/resources/

Beck, F., & Ruëtschi, P. (2000). Rechargeable batteries with aqueous electrolytes. *Electrochemica Acta, 45*, 2467-16.

Bender, D. (2015). *Flywheels.* Sandia National Laboratories. Obtenido de http://www.sandia.gov/ess/publications/SAND2015-3976.pdf

Bender, D., & Byrne, R. a. (2015). *ARRA Energy Storage Demonstration Projects: Lessons Learned and Recommendations.* Obtenido de http://www.sandia.gov/ess/publications/SAND2015-5242.pdf

Bender, D., Byrne, R., & Borneo, D. (2015). *ARRA Energy Storage Demonstration Projects: Lessons Learned and Recommendations.*Obtenido de http://www.sandia.gov/ess/publications/SAND2015-5242.pdf

Brancucci, C. (2013). *Electricity Without Borders. The need for cross-border transmission investment in Europe.* PhD Thesis (JRC). Obtenido de http://ses.jrc.ec.europa.eu/electricity-without-borders

Broussely, M., & Pistoia, G. (2007). *Industrial Applications of Batteries. From Cars to Aerospace and Energy Storage.* Amsterdam: Elsevier B.V.

Catherino, H., Feres, F., & Trinidad, F. (2004). Sulfation in lead–acid batteries. *Journal of Power Sources, 129*, 113-120.

CEN-CENELEC-ETSI. (2014). *Smart grid set of standards (version 3.1). CEN-CENELEC-ETSI smart grid coordination group.*

Chakraborty, A., Musunuri, S., Srivastava, A., & al., e. (2012). Integrating STATCOM and battery energy storage system for power system transient stability: a review and application . *Advances in power electronics*, 1-12.

Comisión Europea. (2014). *Directiva 2014/94/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 22 de octubre de 2014 relativa a la implantación de una infraestructura para los combustibles alternativos.* Obtenido de http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:32014L0094

Daimler Benz. (1997). *The A-class electric vehicle. Powered by the ZEBRA battery system.*

Denholm, P., Jorgenson, J., Hummon, M., & al., e. (2013). *The value of energy storage for grid applications.* NREL, Colorado.

Díaz-González. (2013). *Contributions of flywheel systems in wind power plants.*Barcelona. Obtenido de http://www.tdx.cat/handle/10803/129688

Díaz-González, F. (2013). *Contributions of flywheel systems in wind power plants.*Obtenido de http://www.tdx.cat/handle/10803/129688

Díaz-González, F., & Cruz-Zambrano, M. (2015). Barriers to the Development of Energy Storage Systems. En J. Yan, *Handbook of Clean Energy Systems* (págs. 1-13). John Wiley & Sons. doi:10.1002/9781118991978.hces211

Díaz-González, F., Hau, M., Sumper, A., & Gomis-Bellmunt, O. (2014). Participation of wind power plants in system frequency control: Review of grid code requirements and control methods. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 34*, 551-564.

Díaz-González, F., Sumper, A., Gomis-Bellmunt, O., & Villafáfila-Robles, R. (2012). A review of energy storage technologies for wind power applications. *Renewable and Sustainable Energy Reviews, 16*, 2154-2171.

DOE. (2015). *DOE Global Energy Storage Database*. Obtenido de http://www.energystorageexchange.org/

DOE-EERE. (2015). *Office of Energy Efficiency & Renewable Energy of the U.S. Department of Energy*. Obtenido de http://energy.gov/eere/fuelcells/fuel-cells

EASE - European Association for Storage of Energy. (2013). *EASE input to the methodology defining a cost-benefit analysis for energy storage.*Obtenido de http://www.store-project.eu/en_GB/external-documents

EASE/EERA. (2013). Joint EASE/EERA recommendations for a european energy storage technology development roadmap towards 2030., (pág. 108). Obtenido de http://www.ease-storage.eu/Technical_Documents.html

East Penn. (2015). *East Penn Manufacturing Company website*. Obtenido de http://www.eastpennmanufacturing.com/

EBRA. (2010). *Press release.* Obtenido de http://www.ebra-recycling.org/sites/default/files/EBRA%20PR-%20BatteryStatistics_year2010_0.pdf

EBRA. (2011). *Press release.* Obtenido de http://www.ebra-recycling.org/sites/default/files/EBRA%20PR-%20BatteryStatistics_year2011_0.pdf

EBRA. (2012). *Press release.* Obtenido de http://www.ebra-recycling.org/sites/default/files/EBRA%20PR-%20BatteryStatistics_year2012_0.pdf

EBRA. (2015). *European Battery Recycling Association*. Obtenido de http://www.ebra-recycling.org/

Edwards, R., Larivé, J.-F., Rickeard, D., & Weindorf, W. (2014). *Well-to-tank report version 4.a. JEC well-to-wheels analysis - JRC technical report.*

EIA. (2015). *U.S Energy Information Agency database*. Obtenido de http://www.eia.gov/

EirGrid and SONI. (2010). *All island tso facilitation of renewables studies.* Obtenido de http://www.eirgrid.com

EMPOWER. (2015). *H2020 EMPOWER Project - Local electricity retail markets for prosumer smart grid power services* . Obtenido de http://empowerh2020.eu/

ENDESA-STORE. (2014). *Endesa - Proyecto Store*. Obtenido de http://www.endesa.com/EN/SALADEPRENSA/NOTICIAS/energy-storage-plants-STORE-Project

EnerDel. (2015). *EnerDel Inc. website*. Obtenido de http://www.enerdel.com/

Energía y sociedad. (2015). *El mercado mayorista*. Obtenido de http://www.energiaysociedad.es/ficha/6-5-mecanismos-de-ajuste-de-demanda-y-produccion

Engel, S., Soltau, N., Stagge, H., & De-Doncker, R. (2013). Dynamic and Balanced Control of Three-Phase High-Power Dual-Active Bridge DC–DC Converters in DC-Grid Applications. *IEEE Transactions on Power Electronics, 28*(4), 1880-1889.

Ensani, M., Gao, Y., & Emadi, A. (2014). *Modern Electric, Hybrid Electric, and Fuel Cell Vehicles. Fundamentals, Theory and Design.* Boca Raton, FL: CRC Press, Taylor and Francis Group.

ENTSO-E (b). (2012). *ENTSO-E ten year network development plan 2012.*

ENTSO-E. (2011). *ENTSO-E NTC matrix.* Obtenido de https://www. entsoe.eu/resources/ntc-values/ntc-matrix/

ENTSO-E Network Code. (2015). *ENTSO-E network code on requirements for grid connection applicable to all generators (RfG).*Obtenido de https://www.entsoe.eu/major-projects/network-code-development/requirements-for-generators/Pages/default.aspx

ETT. (2014). *AEP Presidio NaS energy storage system*. Obtenido de http://www.energystorageexchange.org/projects/80

Eurelectric. (2015). *The Union of the Electricity Industry*. Obtenido de http://www.eurelectric.org/

European Commission - SETIS. (2015). *Strategic Energy Technologies Information System - SETIS*. Obtenido de https://setis.ec.europa.eu/technologies/fuel-cells-and-hydrogen

European Commission. (2006). *Directive 2006/66/EC of the European Parliament and of the Council of 6 September 2006 on batteries and accumulators and waste batteries and accumulators and repeling Directives 91/157/EEC.*

European Commission. (2011). *Commission staff working paper. Materials roadmap enabling low carbon energy technologies.*Obtenido de https://setis.ec.europa.eu/activities/materials-roadmap/Materials_Roadmap_EN.pdf/view

European Parliament. (2015). *Energy storage: Which market designs and regulatory incentives are needed?*Obtenido de http://www.europarl.europa.eu/RegData/etudes/STUD/2015/563469/IPOL_STU(2015)563469_EN.pdf

European Technology Platform for the Electricity Networks of the Future. (2010). *Strategic Deployment Document for Europe's electricity networks of the future* .Recuperado el 3 de Septiembre de 2015, de http://www.smartgrids.eu/ETP_Documents

Eurostat. (2011). *Eurostat. Gas prices for industrial consumers - bi-annual data*. Obtenido de http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Energy_price_statistics

Exide - GNB. (2015). *High rate flooded batteries.*Obtenido de http://www.exide.com/Media/files/Downloads/IndustAmer/Section%2035_50%202013-09%20GNB%20Flooded%20Classic%20High%20Rate%20Flooded%20Batteries%20Specs.pdf

Exide Technologies. (2015). *Productos y soluciones - Exide Technologies*. Obtenido de http://www.exide.com/es/es/product-solutions/

Fergus, J. (2010). Ceramic and polymeric solid electrolytes for lithium-ion batteries. *Journal of Power Sources, 195*(15), 4554-4569.

Fiamm. (2015). *Fiamm S.p.A - Reserve power solutions*. Obtenido de http://www.fiamm.com/en/europe/industrial-batteries/technologies.aspx

First Hydro Company. (2015). *First Hydro Company*. Obtenido de http://www.fhc.co.uk/pumped storage.htm

Frutschy, K., Chatwin, T., & Bull, R. (2015). Cell overcharge testing inside sodium metal halide battery. *Journal of Power Sources, 291*, 117-125.

GE Grid Solutions. (2013). *General Electric - Multi-megawatt battery storage substations.*Obtenido de http://www.gegridsolutions.com/alstomenergy/grid/Global/Grid/Resources/Documents/Smart%20Grid/TG_11_EN_04-BESS.pdf

General Electric - RE. (2015). *GE Wind energy technology - Integrated storage*. Obtenido de https://renewables.gepower.com/wind-energy/technology/integrated-storage.html

Germany Trade & Invest. (2012). *National Platform for Electric Mobility.*Obtenido de http://www.gtai.de/GTAI/Navigation/EN/Invest/Industries/Smarter-business/Smart-mobility/national-electric-mobility-platform-npe.html

Gimenez, P., & Fereres, S. (2015). Effect of heating rates and composition on the thermal decomposition of nitrate based molten salts. *Energy Procedia, 69*, 654-662.

Gimeno-Gutiérrez, M., & Lacal-Arántegui, R. (2013). *Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage.*JRC Scientific and Policy Reports. Recuperado el 3 de Septiembre de 2015

Green Emotion Project. (2015). *Deliverable 9.1. Consumers' preferences and attitudes to, demand for, and use of electric vehicles (EV).*Obtenido de http://www.greenemotion-project.eu/upload/pdf/deliverables/D9_1-Consumers-preferences-and-attitudes_public.pdf

GRS Batterien. (2015). *GRS Batterien - Gemeinsames Rücknahme System*. Obtenido de http://www.grs-batterien.de/

Gualous, H., Bouquain, D., & Berthon, A. (2003). Experimental study of supercapacitor serial resistance and capacitance variations with temperature. *Journal of Power Sources, 123*, 86-8.

GVEA. (2003). *GVEA - Battery energy storage system*. Obtenido de http://www.gvea.com/energy/bess

Hall, P., & Bain, E. (2008). Energy-storage technologies and electricity generation. *Energy Policy, 36*, 4352-4.

Hanisch, C., Loellhoeffel, J., Diekmann, K., & al., e. (2015). Recycling of lithium-ion batteries: a novel method to separate coating and foil of electrodes. *Journal of Cleaner Production, 108*, 301-311.

Hanke, C., Hüelsmann, M., & Fornahl, D. (2013). Socio-economic aspects of electric vehicles: A literature review. En M. Hüelsmann, & D. Fornahl, *Evolutionary paths towards the mobility patterns of the future* (págs. 13-36). Springer.

Harding Energy. (2004). *Harding battery handbook for Quest rechargeable cells and battery packs.*

Holttinen, H., Kiviluoma, J., Robitaille, A., & al., e. (2013). *Design and operation of power systems with large amounts of wind power.*IEA Wind. Obtenido de URL: http://www.vtt.fi/publications/index.jsp

IDE4L. (2015). *FP7 Project: Ideal Grid for All*. Obtenido de http://ide4l.eu/

IEA - International Energy Agency. (2014). *Energy Storage Technology Roadmap.*Recuperado el 3 de Septiembre de 2015, de https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/technology-roadmap-energy-storage-.html

IEA - International Energy Agency. (2014). *Energy Storage Technology Roadmap. Technology Annex.* Recuperado el 3 de Septiembre de 2015, de https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/technology-roadmap-energy-storage-.html

IEC - SG3. (2010). *IEC smart grid standardization roadmap. SMB smart grid strategic group (SG3).*

IEEE Power & Energy Society. (2010). *IEEE Recommended Practice for the Characterization and Evaluation of Emerging Energy Storage Technologies in Stationary Applications.* IEEE.

INEA. (2015). *European Commission - Innovation and Networks Executive Agency. CEF Transport*. Obtenido de https://ec.europa.eu/inea/en/connecting-europe-facility/cef-transport

Infineon. (2015). *Infineon. (H)EV - AC/DC (Battery Charger)*. Obtenido de http://www.infineon.com/cms/en/applications/emobility/product-solutions-hev-ev/ac-dc-battery-charger/

Ingeteam. (2015). *Ingeteam wind power energy - converters*. Obtenido de http://www.ingeteam.com/us/en-us/power-electronics/wind-power-energy/pc28_3_22/converters.aspx

IRENA. (2013). Thermal energy storage. Technology brief. 1-24. Obtenido de http://www.irena.org/Publications

IRENA. (2015). *Renewables and electricity storage. A technology roadmap for REmap 2030.*

ISO 15118. (2013). *ISO 15118-1:2013 - Road vehicles. Vehicle to grid communication interface. Part 1: General information and use-case definition.* Obtenido de http://www.iso.org/iso/catalogue_detail.htm?csnumber=55365

J-Power. (2015). *Electric Power Development Co. Ltd*. Obtenido de http://www.jpower.co.jp/english/

Kim, A.-R., Seo, H.-R., Kim, G., & otros. (2010). Operating characteristic analysis of HTS SMES for frequency stabilization of dispersed power generation system. *IEEE Transactions on Applied Superconductivity, 20*, 1334-1339.

L'Abbate, A. (2011). *RSE transmission interconnections database.*

Liang, B., Liu, Y., & Xu, Y. (2014). Silicon-based materials as high capacity anodes for next generation lithium ion batteries. *Journal of Power Sources, 267*(1), 469-490.

LithoRec. (2009). *LithoRec - Recycling von Lithium-Ionen-Batterien*. Obtenido de http://www.lithorec.de/#

Liu, Y., Tang, Y., & Xu, Y. (2015). Status evaluation method for SMES used in power grid. *IEEE Transactions on Applied Superconductivity, 25*(5). doi:10.1109/TASC.2015.2456106

Lu, X., Li, G., & Kim, J. (2012). The effects of temperature on the electrochemical performance of sodium-nickel chloride batteries. *Journal of Power Sources, 215*, 288-295.

M5BAT. (2015). *M5BAT project website*. Obtenido de http://m5bat.de/de-de/Projekt

Mali, A., & Petric, A. (2011). Fabrication of a thin walled beta alumina electrolyte cells. *Journal of Power Sources, 196*, 5191–5196.

Maxwell. (2015). *White paper. Ultracapacitor applications for uninterruptible power supplies (UPS).*Obtenido de https://www.maxwell.com/images/documents/white-paper_application_for_ups.pdf

Maxwell Inc. (2015). *Datasheet 16V small cell module. Maxwell Inc.* Obtenido de http://www.maxwell.com/images/documents/datasheet_16v_small_cell_module.pdf

Melhorn, A., & Flynn, D. (2015). Cycling and flexibility concerns revealed in high variability systems employing sub-hourly UC., (págs. 1-5).

Mikkonen, R. (2002). Highlights of SC power applications in Europe. *IEEE Transactions on Applied Superconductivity, 12*(2), 782-787.

MIT. (2015). *MIT Technology review. Why don't have battery breakthroughs*. Obtenido de http://www.technologyreview.com/review/534866/why-we-dont-have-battery-breakthroughs/

Morante, J. (2014). *El almacenamiento de la electricidad.* Barcelona: Fundación Gas Natural Fenosa.

Neubauer, J., & Pesaran, A. (2011). The ability of battery second use strategies to impact plug-in electric vehicle prices and serve utility energy storage applications. *Journal of Power Sources, 196*(23), 351-358.

Nexeon. (2015). *Nexeon Limited website*. Obtenido de http://www.nexeon.co.uk/

NGK. (2015). *Sodium sulfur battery - NGK Insulators Ltd.* Obtenido de https://www.ngk.co.jp/nas/specs/

Nidec ASI. (2015). *Nidec ASI webpage*. Obtenido de http://www.nidec-asi.com/english/battery_energy_storage_solutions.php

NIST. (2012). *NIST framework and roadmap for smart grid interoperability standards, release 2.0. National Institute of Standards and Technology. U.S. Dept. of Commerce, Office of the National Coordinator for Smart Grid Interoperability.*

Nitta, N., Wu, F., Lee, J., & Yushin, G. (2015). Li-ion battery materials: present and future. *Materials Today, 18*(5), 252-264.

NREL. (2006). *Advanced power electronic interfaces for distributed energy systems.* Sacramento, California.

Olsen, J., Paasch, K., Lassen, B., & Veje, C. (2015). A new principle for underground pumped hydroelectric storage. *Journal of Energy Storage, 2*, 54-63.

Palacín, M. (2009). Recent advances in rechargeable battery materials: a chemist's perspective. *Chemical Society Reviews, 38*, 2565-2575.

Panasonic. (2006). *Chapter 1 - overview.* Obtenido de http://industrial.panasonic.com/lecs/www-data/pdf/AAA4000/AAA4000PE12.pdf

Parker Hannifin Corp. (2015). *Parker Hannifin Corp. website*. Obtenido de http://www.parker.com/portal/site/PARKER/menuitem.b90576e27a4d71ae-1bfcc510237ad1ca/?vgnextoid=c38888b5b-d16e010VgnVCM1000000308a8c0RCRD&vgnextfmt=-default

Piller Power Systems. (2015). *Piller Website*. Obtenido de http://www.piller.com/

Power Sonic - NiMH. (2015). *NiCd & NiMH Batteries and Chargers*. Obtenido de http://www.power-sonic.com/nickel_cadmium_n_nimh.php

Power Sonic. (2015). *Sealed lead acid batteries catalog.* Obtenido de http://www.rosebatteries.com/pdfs/GeneralCatalog.pdf

Poÿry Management Consulting. (2014). *Storage business models in the GB market. A report to Elexon.*

Prudent Energy. (2015). *Prudent Energy - VRB systems*. Obtenido de http://www.pdenergy.com/vrb-energy-storage-systems.php

Rafik, F., Gualous, H., & Gallay, R. (2007). Frequency thermal and voltage supercapacitor characterization and modeling. *Journal of Power Sources, 165*, 928-7.

Ramoni, M., & Zhang, H.-C. (2013). End-of-life (EOL) issues and options for electric vehicle batteries. *Clean Technologies and Environmental Policy, 15*(6), 881-891.

RealiseGrid. (2011). *EU FP7 RealiseGrid project.*Obtenido de http://realisegrid.rse-web.it/

Redflow Limited. (2015). *Redflow Limited - advanced energy storage*. Obtenido de http://redflow.com/

Riba Romeva, C. (2011). *Recursos energètics i crisi. La fi de 200 anys irrepetibles.* Barcelona: Iniciativa Digital Politècnica. Obtenido de http://www.cdei.upc.edu/es/recursos-energetics-i-crisi

Richa, K., Babbitt, C., Nenadic, N., & Gaustad, G. (2015). Environmental trade-offs across cascading lithium-ion battery life cycles. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 1-16.

Rijssenbeek, J., Wiegman, H., Hall, D., & al., e. (2011). *Sodium-metal halide batteries in diesel-battery hybrid telecom applications.*Obtenido de https://renewables.gepower.com/content/dam/gepower-renewables/global/en_US/documents/RijssenbeekSodiummetalhalidebatteries.pdf

RWTH. (2015). *RWTH Aachen University. Research project on high power dc/dc converter*. Obtenido de https://www.pgs.eonerc.rwth-aachen.de/go/id/fbyu/lidx/1

Saft. (2015). *Saft Intensium Max datasheet.*Obtenido de http://www.saftbatteries.com/battery-search/intensium%C2%AE-max

Sander, M., Brighenti, F., & Gehring, R. (2014). LIQHYSMES - Liquid H2 and SMES for renewable energy applications. *International Journal of Hydrogen Energy, 39*, 12007-12017.

Schmalensee, R., Bulovic, V., Armstrong, R., & al., e. (2015). *The future of solar energy. An interdisciplinary MIT study.* Obtenido de https://mitei.mit.edu/futureofsolar

Schneider Electric. (2012). *R&D funded collaborative projects. FerroSmartGrid*. Obtenido de http://www2.schneider-electric.com/sites/corporate/en/products-services/energy-distribution/r-d-projects/ferro-smart-grid.page

Schoenung, S., & Hassenzahl, W. (2003). *Long- vs. Short-term Energy Storage Technologies Analysis. Sandia National Laboratories Report SAND2003-2783.* Obtenido de http://prod.sandia.gov/techlib/access-control.cgi/2003/032783.pdf

Schulte, R., Critelli, N., Holst, K., & Huff, G. (2012). *SAND2012-0388: Lessons from Iowa: Development of a 270 Megawatt Compressed Air Energy Storage Project in Midwest Independent System Operator.*Recuperado el 3 de Septiembre de 2015, de http://www.store-project.eu/en_GB/external-documents

Shin, S.-H., Kim, Y., Yun, S.-H., & al., e. (2015). Influence of membrane structure on the operating current densities of non-aqueous redox flow batteries: organic - inorganic composite membranes based on a semi-interpenetrating polymer network. *Journal of Power Sources, 296*, 245-254.

Siemens. (2015). *Siemens Siestorage product description*. Obtenido de http://w3.siemens.com/powerdistribution/global/en/mv/power-supply-solutions/siestorage/pages/siestorage.aspx

signumBOX. (2011). *Lithium industry: outlook and perspectives.*Obtenido de http://www.globalxfunds.com/commodities/lithiumetf/whitepaper/Lithium%20Presentation%2004-23-12.pdf

Silicon Labs. (2015). *Silicon Labs. On Board Charger (OBC)*. Obtenido de https://www.silabs.com/applications/automotive/Pages/Automotive-On-Board-Charger.aspx

Sioshansi, R., Denholm, P., & Jenkin, T. (2012). Market and policy barriers to deployment of energy storage. *Economics of Energy and Environmental Policy, 1*(2).

SKF. (2015). *Rodamientos magnéticos*. Obtenido de http://www.skf.com/es/industry-solutions/medical-health-care/products/magnetic-bearings/index.html

Smart Rural Grid. (2015). *Smart Rural Grid FP7 Project*. Obtenido de http://smartruralgrid.eu/

Smith, W. (2000). The role of fuel cells in energy storage. *Journal of Power Sources, 86*, 74-84.

Song, M., Shi, J., Liu, Y., & otros. (2015). 100 kJ/50 kW HTS SMES for micro-grid. *IEEE Transactions on Applied Superconductivity, 25*(3). doi:10.1109/TASC.2014.2386345

Song, T., & Lehn, P. (2014). Evaluation of emerging modular multilevel converters for BESS applications. *IEEE Transactions on Power Delivery, 29*(5), 2086-2094.

Stevens, J., & Corey, G. (1996). A study of lead-acid battery efficiency near top-of-charge and the impact on PV system design. *Photovoltaic Specialists Conference, 1996., Conference Record of the Twenty Fifth IEEE*, (págs. 1485-1488). Washington, DC. Obtenido de http://www.otherpower.com/images/scimages/7427/Lead_Acid_Battery_Efficiency.pdf

stoRE project. (2015). Obtenido de stoRE project website: http://www.store-project.eu/

Strbac, G., Aunedi, G., & Pudjianto, D. (2012). *Strategic Assessment of the Role and Value of Energy Storage Systems in the UK Low Carbon Energy Future.*Obtenido de http://www.store-project.eu/en_GB/external-documents

Strombank. (2015). *University of Stuttgart. Strombank Project*. Obtenido de http://www.zirius.eu/projects_e/strombank.htm

Sudworth, J. (2001). The sodium/nickel chloride (ZEBRA) battery. *Journal of Power Sources, 100*, 149-163.

Sullivan, J., Gaines, L., & Systems, E. (2010). *A review of battery life-cycle analysis: state of knowledge and critical needs.*Argonne National Laboratory (ANL). Obtenido de http://www.osti.gov/scitech/biblio/1000659

SuperPower Inc. (2010). Recuperado el 3 de Septiembre de 2015, de Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) Project: http://www.superpower-inc.com/content/superconducting-magnetic-energy-storage-smes

SuperPower Inc. (2015). *Superconducting Magnetic Energy Storage (SMES) Project*. Obtenido de http://www.superpower-inc.com/content/superconducting-magnetic-energy-energy-storage-smes

SusPlan. (2011). *EU FP7 SusPlan project.* Obtenido de http://www.susplan.eu/

Targray. (2015). *Targray Technology - Li-ion battery cathode materials*. Obtenido de http://www.targray.com/li-ion-battery/cathode-materials/

Taylor, P., Bolton, R., Stone, D., & al., e. (2012). *Centre for low carbon futures. Pathways for energy storage in the UK.* Obtenido de http://www.lowcarbonfutures.org/sites/default/files/Pathways%20for%20Energy%20Storage%20in%20the%20UK.pdf

Thackeray, M., Wolverton, C., & Isaacs, E. (2012). Electrical energy storage for transportation --approaching the limits of, and going beyond, lithium-ion batteries. *Energy and Environmental Science, 5*, 7854-7863.

Therminol. (2015). *Therminol VP-1 Heat Transfer Fluid* . Obtenido de https://www.therminol.com/products/Therminol-VP1

Thien, T., Alexen, H., Merten, M., & al., e. (2015). Planning of grid-scale battery energy storage systems: Lessons learned from a 5 MW hybrid battery storage project in Germany. *Battcon*, (págs. 1-10). Orlando, FL.

UltraBattery. (2015). *UltraBattery energy storage: the new dimension in lead acid battery technology*. Obtenido de http://www.ultrabattery.com/

UPSW. (2015). *Unterflur-Pumpspeicherwerke. Regionale Speicher für regenerative Energien*. Obtenido de http://www.upsw.de/index.php/en/home-190.html

USGS. (2015). *Mineral commodity summaries. U.S. Department of the Interior. U.S. Geological Survey.* Obtenido de http://minerals.usgs.gov/minerals/pubs/mcs/

Valence Technology. (2015). *Valence Technology Inc - Advanced energy storage solutions*. Obtenido de https://www.valence.com/

Volvo. (2015). *Volvo cars of North America*. Obtenido de https://www.media.volvocars.com/us/en-us

Wade, N., Taylor, P., Lang, P., & Svensson, J. (2009). Energy storage for power flow management and voltage control on an 11 kV UK distribution network. *20th International Conference on Electricity Distribution.*

Wang, J. (2015). Barriers of scaling-up fuel cells: Cost, durability and reliability. *Energy, 80*, 509-521.

Wang, Y., Chen, K., Mishler, J., Cho, S., & Cordobes-Adroher, X. (2011). A review of polymer electrolyte membrane fuel cells: Technology, applications, and needs of fundamental research. *Applied Energy, 88*, 981-1007.

Wen, Z., Cao, J., Gu, Z., & al., e. (2008). Research on sodium sulfur battery for energy storage. *Solid State Ionics, 179*, 1697-5.

Williams, D., Gole, A., & Wachal, R. (2011). Repurposed battery for energy storage in applications of renewable energy for grid applications. *24th Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, (págs. 446-450).

Wu, S., Ge, R., Lu, M., & al., e. (2015). Graphene-based nano-materials for lithium-sulfur battery and sodium-ion battery. *Nano Energy, 15*, 379-405.

Yang, J., Yang, H., Ra, H., & al., e. (2015). Effect of a surface active agent on performance of zinc/bromine redox flow batteries: Improvement in current efficiency and system stability. *Journal of Power Sources, 275*, 294-297.

Zhang, H., Liu, W., Dong, Y., & al., e. (2014). A method for pre-determining the optimal remanufacturing point of lithium ion batteries. *21st CIRP Conference on Life Cycle Engineering*, *15*, págs. 218-222.

Zucker, A., Hinchliffe, T., & Spisto, A. (2013). *Assessing storage value in electricity markets. JRC scientific and policy reports.* Obtenido de https://setis.ec.europa.eu/sites/default/files/reports/power-storage-report.pdf

La Real Academia de Ingeniería ha realizado todos los esfuerzos posibles por identificar a los propietarios de los derechos de las imágenes incluidas en esta publicación y por conseguir los permisos de reproducción necesarios. Si inadvertidamente se ha producido alguna omisión, el propietario de los derechos afectados o su representante puede dirigirse a la Real Academia de Ingeniería.

Real Academia de Ingeniería
Don Pedro, 10, 28005 Madrid. Tel.: 91 528 20 01
E-mail: secretaria@raing.es
www.raing.es

REAL ACADEMIA
DE INGENIERÍA

endesa

ISBN 978-84-9566-256-9

GOBIERNO DE ESPAÑA

MINISTERIO DE EDUCACIÓN, CULTURA Y DEPORTE