



Reducció Energètica i Flexibilitat en Edificis en Rehabilitació

Informe de modelos de reutilización de baterías

Lázaro V. Cremades
Beatriz Amante García
Lluc Canals Casals

Proyecto	REFER	Código de proyecto	COMRDI15-1-0036
Entregable	4.3.1	Fecha	31/05/2017
Persona de contacto	Lázaro V. Cremades	Organización	Universitat Politècnica de Catalunya
E-Mail	Lazaro.cremades@upc.edu	Diseminación:	Pública

Histórico			
Versión	Fecha	Cambios	Autor
0.0	22/05/2017		Lázaro V. Cremades
0.1	25/05/2017	Aporta fotografías de las baterías	Baltasar López
0.2	29/05/2017	Revisa el documento	Beatriz Amante García
0.3	30/05/2017	Finaliza el documento	Lluc Canals Casals

Nota: Los nombres de los archivos tienen que ser completos

“Refer_D4.3.1_a0.3_UPC.pdf”

Contenido

1	Introducción	4
1.1.	Sumario (resumen)	4
1.2.	Objetivos	5
1.3.	Socios implicados	5
2	Estudio de baterías existentes en el mercado para aplicaciones a gran escala	6
2.1	Baterías de plomo-ácido	9
2.2	Baterías de Níquel-Cadmio	10
2.3	Baterías de Níquel Metal Hidruro (NiMH).....	11
2.4	Baterías de Litio-ión	12
2.5	Baterías de Sodio-Azufre	14
2.6	Baterías de Flujo	15
2.7	Comparación de características técnicas.....	17
2.8	Referencias bibliográficas	20
3	Estado del arte sobre la reutilización de baterías	23
3.1	Artículos	23
3.2	Proyectos	25
3.3	Referencias bibliográficas	31
4	Estrategias para la reutilización de baterías	37
4.1	La recepción de las baterías	37
4.2	Estrategias de reutilización de las baterías.....	40
4.3	¿Son las baterías de VE las únicas a reutilizar?.....	45
4.4	Referencias bibliográficas	46
5	Sectores emergentes para la reutilización de baterías.....	48
5.1	Costes de la reutilización	49
5.2	Posibles negocios	51
5.3	El caso particular del proyecto REFER: La biblioteca Tirant lo Blanc de Montgat....	58
5.4	Referencias bibliográficas	62
6	Conclusiones	66

Listado de Acrónimos

BMS	Battery Management System o Sistema de gestión de la batería
CAES	Compressed Air Energy Storage o Almacenamiento de aire comprimido
DOD	Profundidad de descarga
EMS	Energy Management System o Sistema de gestión energética
EoL	End of Life o Fin de vida
GWP	Global Warming Potential o Potencial de calentamiento global
HEV	Vehículo Híbrido
PHEV	Plug-in Hybrid Electric Vehicle o Vehículo Híbrido Enchufable
RUL	Rest of Useful Life o Resto de Vida Útil
SAE	Sistemas de Almacenamiento de Energía
SOC	State of Charge o Estado de carga
SOH	State of Health o Estado de salud
VE	Vehículo Eléctrico

1 Introducción

El proyecto *Reducció Energètica i Flexibilitat en Edificis en Rehabilitació (REFER)*¹ es fruto de la participación de 14 socios (empresas, centros de investigación, universidades y administraciones públicas) para afrontar los grandes retos energéticos y ambientales del sector de la edificación que tiene que revertir en nuestra sociedad para reducir tanto como sea posible el impacto del hombre en la tierra.



Fig 1.1. Logotipo del Proyecto.

Teniendo presente que pretendemos mejorar la eficiencia energética de edificios existentes, el proyecto REFER toma dos enfoques: Uno centrado en la rehabilitación energética y flexible de edificaciones residenciales y otro más centrado en edificios terciarios.

Este entregable forma parte del paquete de trabajo 4, que incluye la investigación y el desarrollo de sistemas y tecnologías transversales que pueden aportar servicios en edificios terciarios como en residenciales y en particular, analiza la reutilización de baterías de vehículos eléctricos para su uso en aplicaciones estacionarias.

1.1. Sumario (resumen)

Este trabajo presenta un barrido de distintos sistemas de almacenamiento de energía (SAE), focalizando la atención en sistemas modulares, que pueden llegar a tener dimensiones relativamente pequeñas, al estar pensadas para aplicaciones en edificios. En particular, se hace un análisis de los diferentes tipos de baterías existentes y sus características técnicas, a partir de las cuales se podrá determinar su aplicación.

¹ <https://refer.upc.edu/ca>

Posteriormente, presenta de forma breve las líneas de investigación y los proyectos más relevantes que utilizan baterías, mencionando específicamente, aquellos que reutilizan baterías de vehículo eléctrico, dándoles una segunda vida en aplicaciones estacionarias de almacenamiento.

Seguidamente, el estudio analiza las distintas estrategias a seguir para la reutilización de las baterías y presenta los resultados de este estudio, publicado en una revista científica en el marco del proyecto REFER. En este artículo se fomenta la reutilización como estrategia a seguir, pensando en la economía circular y dónde tendría más sentido colocar una empresa de recuperación de baterías.

Finalmente, analizaremos qué ámbitos son los más interesantes económicamente para la reutilización de baterías y presentaremos los criterios a seguir para el caso específico del proyecto REFER en la biblioteca de Montgat.

1.2. Objetivos

Estudio técnico-económico de modelos de reutilización de baterías.

Identificación y análisis de los modelos de reutilización de baterías con un análisis técnico-económico de los casos aplicables al proyecto.

1.3. Socios implicados

Socios y Contribución	
Nombre	Contribución
Universitat Politècnica de Catalunya	Todo el documento
EURECAT	Aportación de fotografías e información de la batería de segunda vida que diseñarán en el WP 4.3.3

2 Estudio de baterías existentes en el mercado para aplicaciones a gran escala

La humanidad lleva haciendo uso del almacenaje de la energía desde hace tiempo. Buen ejemplo de ello son los embalses que se construyeron inicialmente para almacenar agua, pero que servían también para mover norias. Actualmente, las plantas de generación hidráulica producen la mayor parte de la energía renovable en el mundo (Reinhard et al., 2011) y también hay sistemas de bombeo hidráulico que retornan el agua hacia el lago o embalse situado en una cota superior durante horas valle para tener un pulmón energético y generar electricidad durante las horas pico.

La aparición de otros sistemas, técnicas y tecnologías de almacenamiento de energía, tales como volantes de inercia, sistemas de aire comprimido (más conocidos por sus siglas en inglés, CAES), baterías, etc. proporcionan un amplio rango de alternativas para acumular energía para un uso posterior (Dunn et al., 2011). Sin embargo, dado que cada tecnología tiene sus ventajas e inconvenientes, la elección de una u otra alternativa depende fuertemente del uso final que se le dé a la energía almacenada.

Dos variables definen principalmente la mayoría de las necesidades energéticas: potencia y duración. En base a ellas, el Electric Power Research Institut (Rastler, 2010) ha establecido un cuadro para hacer una primera selección de alternativas (Fig. 2.1). Puede verse que los condensadores, supercondensadores y volantes de inercia ofrecen una respuesta rápida, mientras que las tecnologías de CAES y de bombeo hidráulico están más orientadas a servicios con alta demanda de potencia durante largos periodos, pero sin necesidad de una respuesta rápida. Entre ambos, se encuentran las baterías, siendo las de ion litio las que ofrecen un mayor rango de posibilidades.

Debido a sus características tecnológicas favorables y al potencial de reducción de costes, las baterías electroquímicas están recibiendo cada vez más atención en el mundo académico y en la industria en los últimos años. Su rápida respuesta, escalabilidad y modularidad les permite servir tanto en aplicaciones de suministro como de almacenaje de energía eléctrica. Como resultado, existe una actividad importante en este sector y se pueden encontrar un gran número de instalaciones de baterías desplegadas en numerosos países (Navigant Research, 2014).

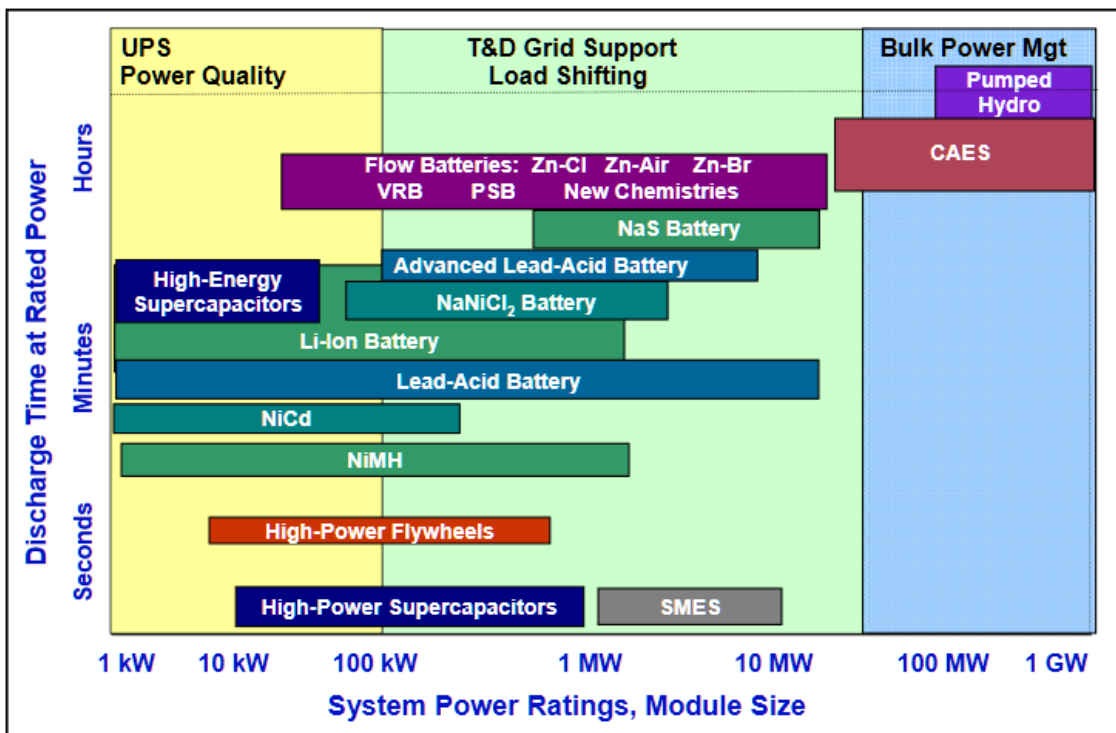


Fig. 2.1. Situación de las tecnologías de almacenaje de energía (Rastler, 2010)

Aunque, debido a su coste, las baterías tradicionalmente no se han usado mucho para el almacenamiento de energía a gran escala, desde hace unos años su uso está aumentando (Broussely y Pistoia, 2007). Las aplicaciones energéticas implican la descarga del sistema de almacenamiento durante períodos de horas (normalmente un ciclo de descarga por día) con largos períodos de recarga (Zhu et al., 2011). En comparación, las aplicaciones de energía eléctrica implican cortos períodos de descarga (segundos a minutos), períodos cortos de recarga y a menudo requieren muchos ciclos por día. Las baterías secundarias, tales como las de plomo-ácido y las baterías de ion litio pueden ser empleadas para almacenar energía, pero requieren cierta reingeniería para usarlas en aplicaciones de redes (Divya y Ostergaard, 2009).

Para la estabilización de redes o para soporte de la red, los sistemas de almacenamiento de energía consisten actualmente en grandes instalaciones de baterías de plomo-ácido como tecnología estándar (Purvins et al., 2013). La función principal del soporte de red es proporcionar una reserva de energía en caso de fallo de la planta o del equipo de la línea de transmisión, especialmente en el caso de sistemas energéticos aislados. Otras aplicaciones de servicio a la red son los de la mejora de la calidad de los servicios. Estos sistemas pueden tomar energía de la red cuando la frecuencia o el voltaje es demasiado alto y devolver esa energía a la red cuando la frecuencia o el

voltaje empieza a caer (Leadbetter y Swan, 2012). La implementación actual puede proporcionar unos pocos minutos de energía, pero la gestión general de la red, incluyendo el desplazamiento de las cargas pico y el apoyo a las fuentes de energía renovable, requiere mayores duraciones de almacenamiento y por lo tanto reingeniería de los sistemas de almacenamiento para manejar mayores ratios de energía/potencia (Daniel et al., 2010).

Sin embargo, los inversores y los responsables políticos aún requieren tener un conocimiento profundo de los casos de uso viables aplicando estas tecnologías (Zucker et al., 2013). A medida que las tecnologías de baterías se vuelven más maduras, surge la cuestión de cómo las aplicaciones pueden maximizar el valor creado por las instalaciones de baterías para hacerlas económicamente viables en contextos reales (Akhil et al., 2013; Fitzgerald et al., 2015).

Para poder valorar los distintos sistemas de almacenamiento y de baterías en particular, es importante conocer los parámetros que permiten su comparación y que sirven para poder elegir la mejor opción según la aplicación a realizar. Estas características son: La densidad energética (Wh/kg), entendida como la cantidad de energía o capacidad nominal por unidad de peso; la potencia específica (W/kg), entendida como la potencia nominal por unidad de peso; la eficiencia (%), que compara la energía entregada por la batería en relación a la energía necesaria para su carga; el número de ciclos de vida o ciclos de carga/descarga hasta perder el 20% de su capacidad inicial; la autodescarga (%SOC/mes), que mide las pérdidas energéticas de la batería durante los períodos de no utilización; el precio (€/kWh) y el impacto ambiental, que se mide distintamente según las categorías ambientales a valorar.

A continuación, se presenta un estado actual de la técnica referente a las tecnologías de baterías existentes para su uso en aplicaciones de almacenaje de energía a gran escala. Esta información está básicamente basada en las revisiones realizadas por Poullikkas (2013) y Malhotra et al. (2016).

Todas las baterías que se usan en los SAE a gran escala consisten en celdas electroquímicas, aunque no hay un único tipo de celda para todas las aplicaciones (Divya y Ostergaard, 2009; Ali et al., 2010). Los tipos de baterías usados son: plomo-ácido, ion-litio, níquel-cadmio, níquel metal-hidruro, sodio-azufre y baterías de flujo.

2.1 Baterías de plomo-ácido

Se inventaron en 1859 y son el tipo de batería recargable más antiguo. Utilizan un líquido como electrolito. Su tecnología es sencilla y sus costes de fabricación son bajos, que es la razón por la que han sido elegidas en muchas aplicaciones estacionarias hasta la fecha. Sin embargo, estas baterías tienen una carga lenta, no pueden ser descargadas por completo y tienen un número relativamente corto de ciclos de carga/descarga. Pero principalmente tienen bajos ratios energía/peso y energía/volumen (Parker, 2001). Además, el plomo y ácido sulfúrico que usan son muy tóxicos y dañinos para el medio ambiente.

La Fig. 2.2 muestra un ejemplo típico del interior de una batería de plomo ácido.

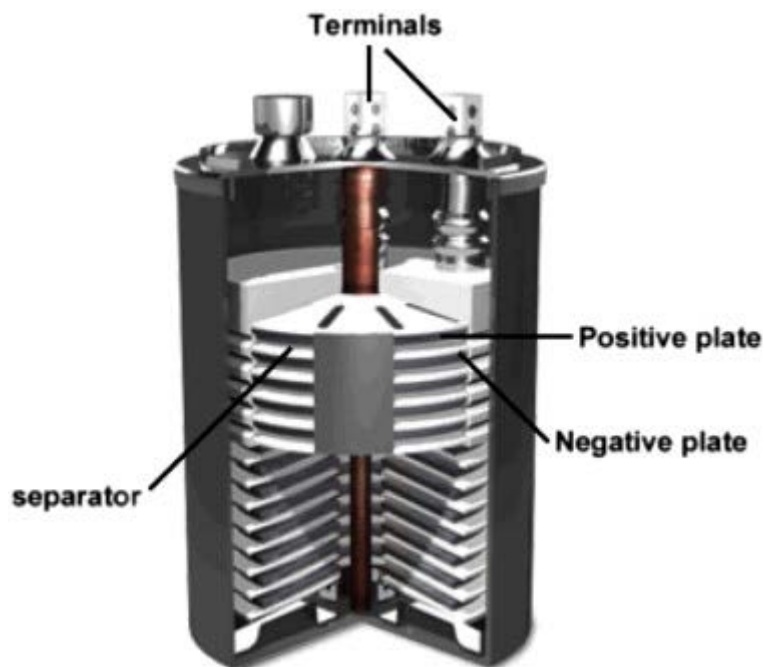


Fig. 2.2. Esquema típico de una batería de plomo ácido (Poullikkas, 2013)

Para usarse en aplicaciones de almacenaje de energía para redes, se empezó a modificar la química de la batería plomo-ácido cambiando la estructura de los electrodos. La investigación sobre los electrodos de plomo-carbono se dirigió a aumentar la duración de vida del ciclo y la potencia específica (Cole, 1995). El carbono añadido a los electrodos negativos no cambiaba la naturaleza de las reacciones de transferencia de carga, pero aumentaba la potencia específica y reducía la sulfatación durante los ciclos de carga, que es uno de los principales problemas de las baterías de plomo-ácido (Parker, 2001). En estas aplicaciones, se requiere tener descargas relativamente profundas con una larga vida. Con la evolución de electrodos negativos dopados con carbono en baterías de plomo-ácido regulados por válvula (VRLA), la vida puede aumen-

tar hasta un factor 10 (Daniel et al., 2010). Estas mejoras en las baterías, por el contrario, conllevan un aumento substancial del precio de las mismas.

En aplicaciones de apoyo a energías renovables, las baterías de plomo-ácido de múltiples ciclos profundos (DCLA), que suministran una corriente estacionaria durante un periodo largo de tiempo, se pueden conectar entre sí para formar un conjunto de baterías. Así, se encuentran conjuntos de hasta 1 MW de baterías plomo-ácido para estabilizar la generación de energía eléctrica en parques eólicos.

2.2 Baterías de Níquel-Cadmio

Estas baterías tienen un electrodo positivo con oxihidróxido de níquel (NiOx) como material activo y un electrodo negativo compuesto de cadmio metálico, separados por un divisor de nailon (Shukla et al., 2001). El electrolito es una solución acuosa de hidróxido potásico y no sufre cambios significativos durante el funcionamiento. En la descarga, el NiOx reacciona con el agua y produce hidróxido de níquel (NiOH) y un ion hidróxido (OH⁻). Mientras, se produce hidróxido de cadmio (CdOH) en el electrodo negativo (Zelinsky, 2010). Un esquema de la batería de este tipo se muestra en la Fig. 2.3. Para cargar la batería, el proceso es reversible. Sin embargo, durante la carga, se puede producir oxígeno en el electrodo positivo e hidrógeno en el negativo. Por lo tanto, es necesario ventilar y añadir agua, aunque menos que en una batería de plomo-ácido. Uno de sus principales puntos débiles era el efecto memoria, que es una caída importante del voltaje (y por ende pérdida de potencia) después de muchas cargas parciales seguidas de una carga total.

Existen dos diseños de baterías níquel-cadmio: uno sellado y otro ventilado. El primero es el más común. Se utilizaba en productos electrónicos comerciales tales como linternas, controles remotos, etc. Estas baterías no desprenden gases, a menos que sean defectuosas. Las baterías ventiladas operan de la misma forma que las selladas, pero los gases pueden liberarse a través de una válvula de escape de baja presión, si se produce una sobrecarga o una descarga rápida. Estas baterías son más seguras, ligeras, económicas y robustas que las baterías selladas. Se empleaban en arrancadores de motores diésel y en aeronáutica, en los que tener una ratio de elevada energía por unidad de peso y volumen es crítico (Wakihara, 2001).

Las baterías de níquel-cadmio se han empleado como almacenaje de energía solar dado que pueden resistir altas temperaturas. Sin embargo, no funcionan muy bien en

aplicaciones que requieran nivelado de picos de carga y por lo tanto no se suelen usar en sistemas de gestión de energía (Connolly et al., 2011).

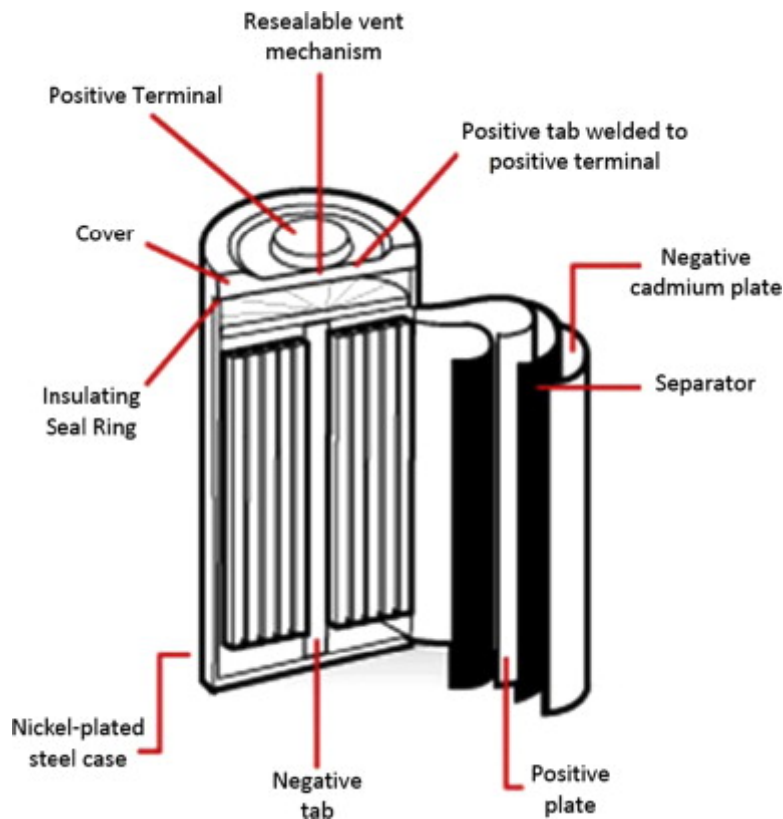


Fig. 2.3. Esquema de una batería de Níquel Cadmio (Poullikkas, 2013)

Desgraciadamente, al contener cadmio, su impacto ambiental es muy alto y, poco a poco, han sido sustituidas por otras tecnologías, entre ellas su sustituto natural, las baterías de níquel metal hidruro.

2.3 Baterías de Níquel Metal Hidruro (NiMH)

Estas baterías comenzaron a ser comercializadas a mitad de la década de los 90. Su coste es similar al de las baterías de níquel-cadmio pero el efecto memoria es menor igual que su autodescarga. Su curva de descarga es muy plana, lo que dificulta valorar el estado de carga en cualquier momento y su eficiencia no es óptima a bajas temperaturas.

Estas baterías gozaron de gran aceptación en su momento en aparatos electrónicos portátiles, en aplicaciones de potencia de soporte en caso de cortes de suministro de corta duración (tipo SAI) y en las primeras versiones de vehículos eléctricos e Híbridos. No hay informaciones respecto a proyectos de servicios de soporte a la red con este tipo de tecnología.

Paulatinamente las baterías de litio han ido apropiándose de su mercado siendo cada vez menos habituales.

2.4 Baterías de Litio-ión

Las baterías de ion-litio (Fig. 2.14), que han logrado una penetración significativa en los mercados de electrónica de consumo portátil, están posibilitando su aplicación en los vehículos híbridos y eléctricos y también tienen oportunidades en el almacenaje en redes eléctricas (Du et al., 2003; Dillon y Sun, 2012). Esta extensa aplicabilidad en los años recientes se ha conseguido gracias a las reducciones de coste, que entre 2006 y 2014 ha pasado de 1300 \$/kWh a unos 400 \$/kWh, y se espera llegue a reducirse hasta unos 150 \$/kWh en 2030 (Nykvist y Nilsson, 2015) (Fig. 2.5). Además, ofrecen mayor densidad de energía y vida útil que otros sistemas de baterías recargables (Tarascon y Armand, 2001; Deng, 2015). La densidad de energía volumétrica era de 200 Wh/l en 2011 y se estima que se alcanzará los 600 Wh/l en 2022 y casi no sufren de autodescarga.

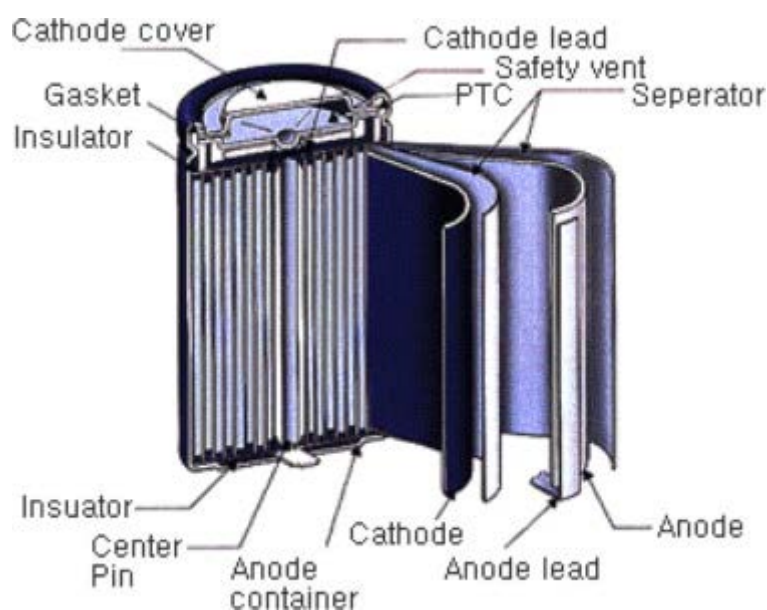


Fig. 2.4. Esquema de una celda cilíndrica de litio (Poullikkas, 2013)

Los fabricantes están buscando menores costes de mantenimiento y operación, proporcionar mayores eficiencias, y garantizar el control de grandes conjuntos de baterías (Adachi et al., 2003). Una reducción en el coste y mejoras en la vida y el estado de carga (en inglés, SOC) de estas baterías serán críticas para extender su uso a las aplicaciones de redes (Daniel et al., 2010).

Hay varios tipos de baterías de ion-litio en uso comercial según el dopaje de los materiales usados en el ánodo y cátodo. Así se clasifican en baterías de: cobalto (LCO), manganeso (NMC), aluminio (NCA), titanio (LTO) y fosfato de hierro (LFP) (Zaghib et al., 2011; Waag et al., 2013) aunque puede haber variaciones entre ellas.

El uso de un elemento u otro influye en las prestaciones de la batería final. El uso de titanio o fosfato de hierro conduce a mayor estabilidad, más seguridad y longevidad, pero la batería final tiene también menor densidad energética y de potencia. Por el contrario, las baterías de cobalto son las que tienen mayor densidad de potencia, pero también las más inestables, cosa que propició su no utilización en aplicaciones críticas por la ocurrencia de distintos accidentes (aviación, vehículo eléctrico, etc.). Finalmente, en un estadio intermedio están las NCA y NMC, siendo estas últimas las que están siendo más ampliamente utilizadas por los principales fabricantes del sector de la automoción del vehículo eléctrico comercial.

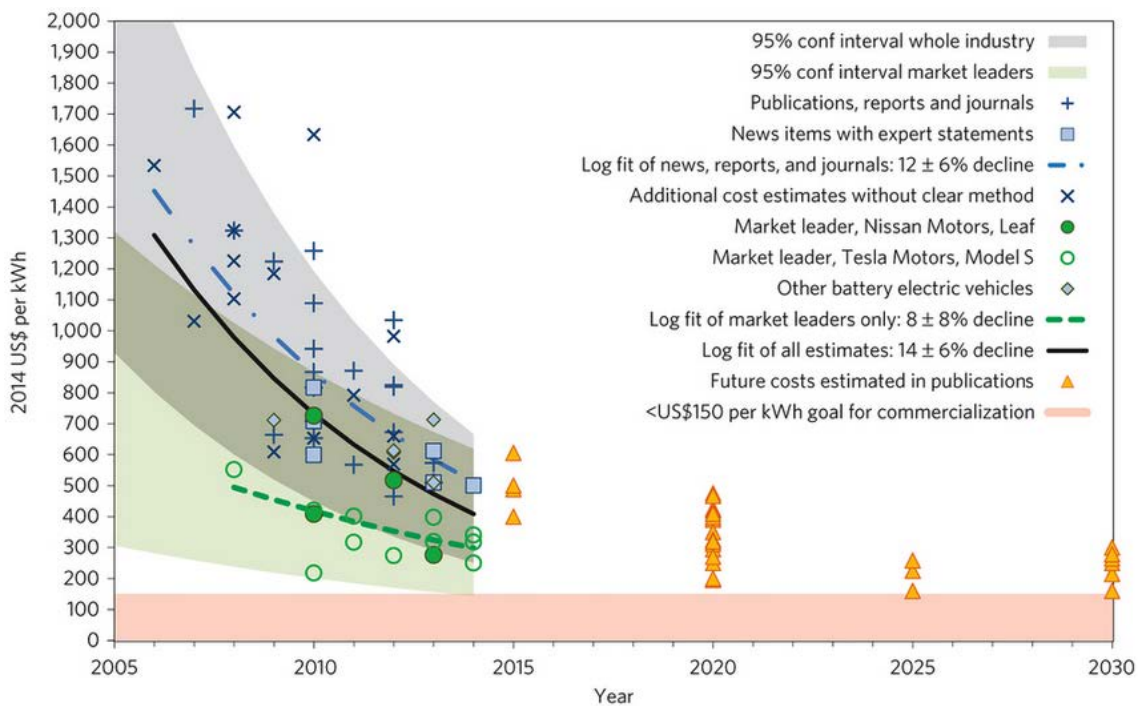


Fig. 2.5. Coste de las baterías de ion-litio en VE (Nykqvist y Nilsson, 2015)

Todas las baterías requieren de un sistema de control para asegurar un correcto uso y maximizar sus prestaciones, pero las baterías de litio, al tener elementos altamente reactivos (como el litio que les da el nombre, aunque solamente tenga un 2% de dicho material) y una reacción exotérmica no controlable si se sobrepasan los límites de trabajo (como la sobretemperatura) requieren de un sistema de control robusto y con mu-

chos distintos sistemas de seguridad. A este sistema de gestión de la batería se le llama BMS y es uno de los elementos que encarece el empacado final.

2.5 Baterías de Sodio-Azufre

Son baterías recargables diseñadas para trabajar a altas temperaturas que utilizan sodio metálico y ofrecen una solución atractiva para muchas aplicaciones de almacenaje de energía eléctrica a gran escala, tales como nivelado de cargas o calidad de potencia, así como gestión de energías renovables. Este tipo de baterías tiene una alta densidad energética, elevada eficiencia de carga/descarga (75-86%), larga vida, y se fabrica a partir de materiales económicos (Kawakami et al., 2010). Sin embargo, dadas las temperaturas de operación de 300-350 °C y la naturaleza altamente corrosiva de los productos de descarga (polisulfuro de sodio), estas baterías son sólo adecuadas para aplicaciones estacionarias a gran escala, como almacenaje de energía para redes. La Fig. 2.6 presenta un ejemplo de batería de Sodio-Azufre.

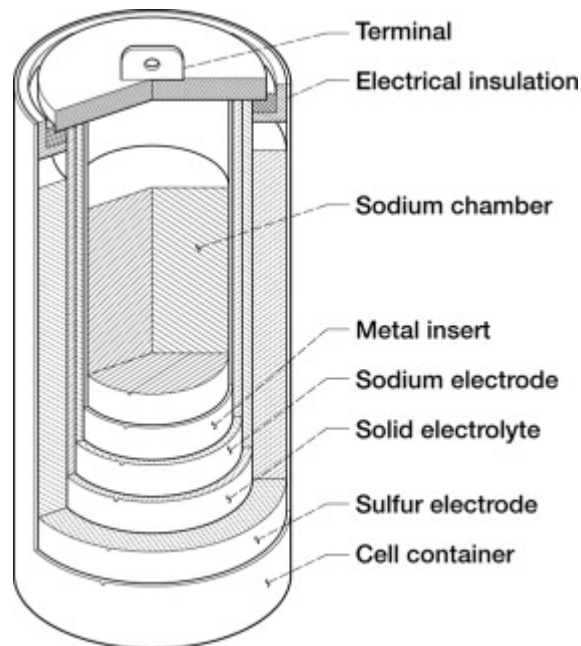


Fig. 2.6. Ejemplo de un esquema batería de Sodio-Azufre (Poullikkas, 2013)

La β'' -alúmina de sodio se usa como separador en varios tipos de celdas electroquímicas de sales fundidas. Su principal desventaja es que se requiere controlar la temperatura para mantener la integridad del sellado de la celda y el separador cerámico. A mediados de los 80, se desarrolló el sistema sodio/cloruro. Esta tecnología ofrecía soluciones simples a algunos problemas que tenían los sistemas sodio/azufre (Wen et al., 2008). Las celdas de sodio/cloruro, denominadas ZEBRA (ZEolite Battery Research África), también operan a altas temperaturas, usan un electrodo negativo compuesto de sodio líquido y un electrolito cerámico para separar este electrodo del elec-

trodo positivo. Pero, a diferencia de las de sodio/azufre, tienen un segundo electrolito de tetracloroaluminato de sodio fundido (NaAlCl_4) en la sección del electrodo positivo, y un cloruro de metal de transición insoluble (FeCl_2 o NiCl_2) o una mezcla de ambos cloruros, como electrodo positivo. Las ventajas son que estas celdas tienen mayor voltaje, mayor rango de temperaturas de operación, menos productos corrosivos y más seguros.

Desde su invención hasta mediados de los 90, se creía que estas dos tecnologías eran las principales candidatas de satisfacer las necesidades de las aplicaciones emergentes de almacenaje de energía. Actualmente, las baterías de sodio-azufre se fabrican por solo una empresa, NGK Insulators Limited (Nagoya, Japón), con una capacidad de producción anual de 90 MW (Daniel et al., 2010).

2.6 Baterías de Flujo

Una batería de flujo es una forma de batería recargable en la que el electrolito que contiene uno o más flujos de especies electroactivas disueltas fluyen a través de una celda electroquímica que convierte la energía química directamente en electricidad. Una reserva de electrolito almacenado externamente en tanques se bombea a través de la celda del reactor, aunque también puede fluir por gravedad (Tomoo Yamamura et al., 2011). Estas baterías se pueden recargar rápidamente reemplazando el electrolito líquido, mientras se retira el material gastado que será recargado en un etapa posterior (Daniel et al., 2010).

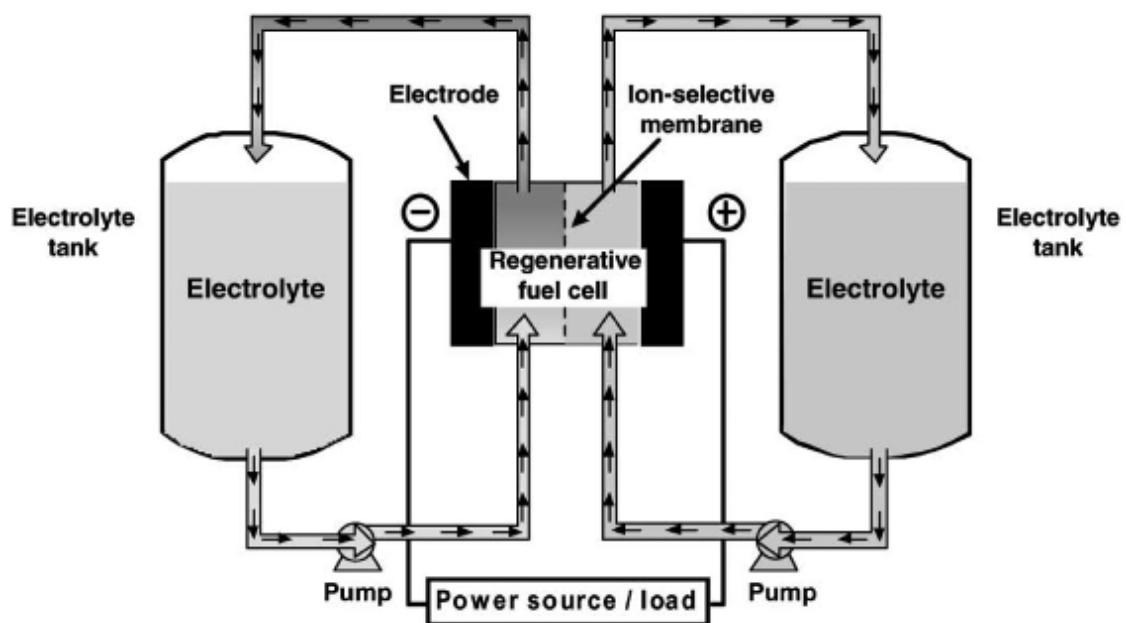


Fig. 2.7. Estructura de una batería de flujo redox de vanadio (Poullikkas, 2013)

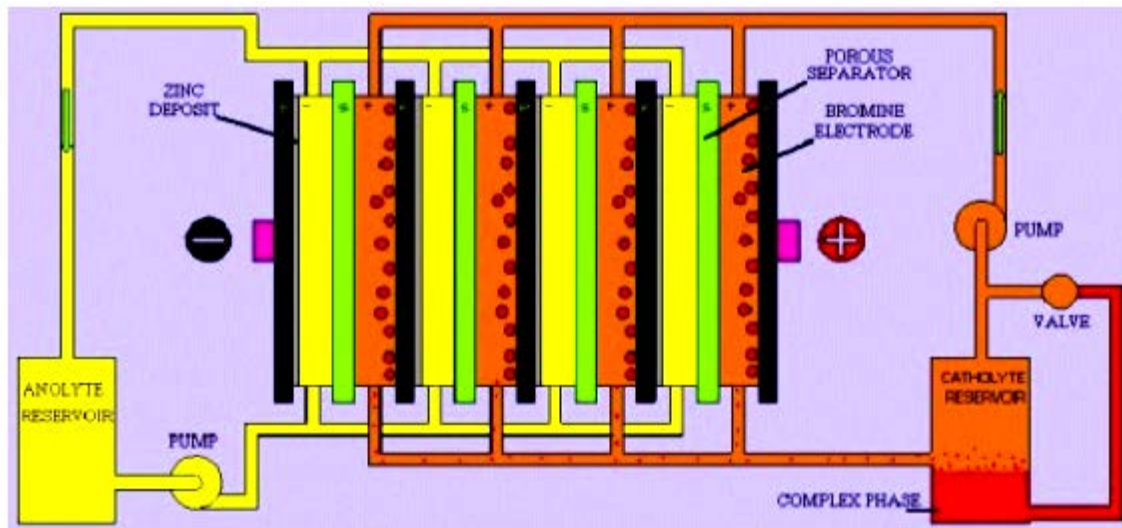


Fig. 2.8. Estructura de una batería de flujo híbrido de zinc-bromo (Poullikkas, 2013)

Hay dos tipos de baterías de flujo: la de flujo redox (reducción-oxidación) y la de flujo híbrido. En la redox todos los componentes electroactivos están disueltos en el electrolito. En la de flujo híbrido, uno o más componentes electroactivos se deposita como una capa sólida, es decir, la celda electroquímica contiene un electrodo de batería y un electrodo de célula de combustible. La principal diferencia entre estos dos tipos de baterías de flujo es que la energía de la redox está completamente desacoplada de la potencia, porque la energía está relacionada con el volumen del electrodo, es decir, con el tamaño del tanque, mientras que la potencia lo está con el área del electrodo, es decir, con el tamaño del reactor (Baker, 2008). Un ejemplo de baterías de flujo redox es la de vanadio (Fig. 2.7), mientras que un ejemplo de batería de flujo híbrido es la de zinc-bromo (Fig. 2.8) (Parasuraman et al., 2012).

Las baterías redox de vanadio aprovechan la capacidad del vanadio de existir en solución en cuatro estados de oxidación diferentes, y usan esta propiedad para que las baterías tenga un solo elemento electroactivo en vez de dos. Su tecnología es limpia y con una vida larga. La densidad de energía es baja, unos 40 Wh/kg. Se está investigando en mejorar su eficiencia reduciendo las pérdidas por autodescarga y en reducir los costes de los electrodos. La autodescarga se corrige bombeando electrolito en las celdas electroquímicas cuando es necesario (Daniel et al., 2010).

Por su parte, las baterías de zinc-bromo pueden verse como una máquina de “electroplating”. El electrolito es una solución acuosa de bromuro de zinc. Durante la carga el zinc es electropated en los electrodos negativos mientras que se está formando bromo en los positivos. Este bromo se almacena de forma segura como un complejo orgánico

en el tanque de electrolito. En la descarga, ocurre el proceso inverso: el zinc metálico que recubre los electrodos negativos se disuelve en el electrolito y está disponible para ser depositado de nuevo en el próximo ciclo de carga. Se puede descargar completamente e indefinidamente sin sufrir daños (Mahmoud, 2004). Su densidad de energía oscila entre 34 y 54 Wh/kg.

Las baterías de flujo redox, y en menor medida las de flujo híbrido, tienen las ventajas siguientes: a) un esquema flexible dada la separación de los componente de potencia y energía; b) una vida más larga porque no hay cambios de fase sólido-sólido; c) tiempos de respuesta rápidos, no hay necesidad de igualar cargas ya que la sobrecarga de la batería garantiza que todas las celdas tienen la misma carga, y d) no producen emisiones peligrosas. Algunos tipos también permiten una fácil determinación de la SOC, bajo mantenimiento y tolerancia a la sobrecarga y/o a la sobredescarga. Como desventajas, estas baterías son más complejas que las baterías estándar ya que requieren bombas, sensores, unidades de control y tanques contenedores auxiliares. Las densidades de energía varían considerablemente, pero, en general, bastante menos en comparación con las baterías portátiles, tales como las de ion-litio. También tienen una elevada tasa inicial de autodescarga.

2.7 Comparación de características técnicas

Viendo la Fig. 2.9 se puede concluir que las baterías de litio son las que parecen tener mejores prestaciones si se consigue mantener un control sobre la seguridad de su funcionamiento. Es por ello que están, aun con sus costes más elevados, poco a poco entrando en todos los mercados.

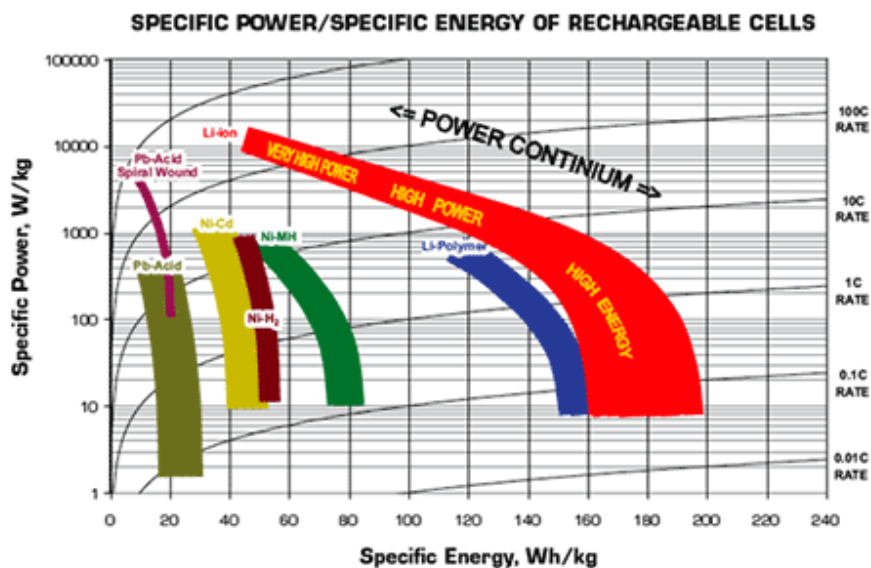


Fig. 2.9. Densidad de potencia y energía de distintas tecnologías de baterías (Saft).

Asimismo, la Tabla 2.1 muestra las características técnicas de cada sistema de almacenamiento de energía, mientras que la Tabla 2.2 muestra de forma resumida las ventajas y desventajas de cada sistema, así como su rendimiento en aplicaciones de energía y potencia de un modo algo generalista. Los detalles de proyectos funcionantes con distintos sistemas de almacenamiento, sus funciones y dimensiones se exponen en el capítulo 3.

Tabla 2.1. Características técnicas de los sistemas de almacenamiento de energía a gran escala (Poullikkas, 2013)

Tecnología	Densidad potencia (W/kg)	Duración de descarga	Tiempo de respuesta	Eficiencia (%)	Vida (Ciclos)
Plomo-ácido	73-300	1 min – 8 h	< ¼ ciclo	70 – 85	1000
ión-litio	150-315	5 min – 24h	ms	85 – 95	1000-10.000
Níquel-cadmio	130 – 300	1 min – 8 h	---	60 – 70	2500
NiMH	< 350	< 8 h	---	75 – 86	3000
Sodio-azufre	< 350	< 8 h	---	75 – 86	4500
Flujo redox de vanadio	---	< 10 h	---	70 – 85	10.000
Flujo híbrido de zinc-bromo	---	< 4 h	< ¼ ciclo	75	2000
Volantes de inercia	< 1.65	3 – 120 s	< 1 ciclo	90	20 años
Sistemas hidráulicos	---	4 – 12 h	s – min	70 - 85	Hasta 50 años
CAES	---	6 – 20 h	s – min	64	30 años

Puede observarse que las baterías ion-litio y las de sodio-azufre tienen elevadas densidades de potencia y energía, y alta eficiencia, pero también elevados costes de producción. Los sistemas de bombeo hidráulico y de aire comprimido tienen alta capacidad, pero requieren condiciones especiales en el sitio de implantación. Excepto los sistemas de bombeo hidráulico y de aire comprimido, todos los demás sistemas de almacenamiento de energía son capaces y adecuados para suministrar potencia muy rápidamente en el sistema eléctrico (Ribeiro et al., 2001). En cuanto a aplicaciones energéticas, las baterías de sodio-azufre, las baterías de flujo, los sistemas de bombeo hidráulico y los de aire comprimido son capaces y adecuados para suministrar energía muy rápidamente en el sistema eléctrico, de forma más práctica y económica que el resto (Faias et al., 2008).

Tabla 2.2. Comparación de sistemas de almacenaje de energía a gran escala (Poullikkas, 2013)

Tecnología	Ventajas	Desventajas	Aplicabilidad en potencia	Aplicabilidad en energía
Baterías plomo-ácido	Baja densidad de potencia y bajo coste de inversión	Vida limitada cuando se descarga profundamente	Capaz	Factible pero no es práctica ni económica
Baterías ion-litio	Altas densidades de potencia y energía, alta eficiencia	Alto coste de producción, requiere circuito especial de carga	Capaz	Viable pero no es económica
Baterías NiCd	Relativamente económicas y con larga longevidad	Muy contaminantes y con efecto memoria.	Capaz	Factible pero no es práctica
Baterías NiMH	Relativamente mejores que las de NiCd	Efecto memoria	Capaz	Viable pero no es práctica
Baterías sodio-azufre	Altas densidades de potencia y energía, alta eficiencia	Coste de producción, problemas de seguridad	Adecuada	Adecuada
Baterías de flujo	Potencia y energía independientes	Baja eficiencia y muchos elementos externos	Adecuada	Adecuada
Volantes de inercia	Alta densidad de potencia y alta eficiencia	Baja densidad de energía	Adecuada	Factible pero no es práctica ni económica
Bombeo hidráulico	Alta capacidad	Requisitos especiales del sitio de instalación	No es viable ni técnica ni económicamente	Adecuada
CAES	Alta capacidad, bajo coste	Requisitos especiales del sitio de instalación, necesita combustible	No es viable ni técnica ni económicamente	Adecuada

2.8 Referencias bibliográficas

- Adachi K, Tajima H, Hashimoto T (2003). Development of 16 kWh power storage system applying Li-ion batteries. *Journal of Power Sources*, 11:119-21.
- Akhil AA, Huff G, Currier AB, Kaun BC, Rastler DM, Chen SB, et al. (2013). DOE/EPRI 2013 Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA. Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico.
- Ali MH, Wu B, Dougal RA (2010). An overview of SMES applications in power and energy systems. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 1:38-47.
- Baker J (2008). New technology and possible advances in energy storage. *Energy Policy*, 36:4368-73.
- Broussely M, Pistoia G (2007). Industrial applications of batteries. From cars to aerospace and energy storage. Elsevier B.V.
- Cole JF (1995). Battery energy-storage systems – an emerging market for lead/acid batteries. *Journal of Power Sources*, 53:239-43.
- Connolly D, Lund H, Mathiesen BV, Leahy M (2011). The first step towards a 100% renewable energy-system for Ireland. *Applied Energy*, 88:502-7.
- Daniel HD, Paul CB, Abbas AA, Nancy HC, John DB (2010). Batteries for large-scale stationary electrical energy storage. *The Electrochemical Society Interface*, 49-53.
- Deng D (2015). Li-ion batteries: basics, progress, and challenges. *Energy Science & Engineering*, 3(5): 385–418.
- Dillon SJ, Sun K (2012). Microstructural design considerations for Li-ion battery systems. *Current Opinion in Solid State and Materials Science*, 16:153-62.
- Divya KC, Ostergaard J (2009). Battery energy storage technology for power systems – an overview. *Electric Power Systems Research*, 79:511-20.
- Dunn B, Kamath H, Tarascon JM (2011). Electrical energy storage for the grid: a battery of choices. *Science (NY)*, 334(6508):928-35.
- Du-Pasquier A, Plitz I, Menocal S, Amatucci G (2003). A comparative study of Li-ion battery, supercapacitor and nonaqueous asymmetric hybrid devices for auto-motive applications. *Journal of Power Sources*, 115:171-8.
- Faias S, Santos P, Sousa J, Castro R (2008). An overview on short and long-term response energy storage devices for power systems applications. In: International conference on renewable energies and power quality.
- Fitzgerald G, Mandel J, Morris J, Touati H. (2015). *The Economics of Battery Energy Storage*. Rocky Mountain Institute, Boulder.

-
- Kawakami N, Iijima Y, Sakanaka Y, Fukuhara M, Ogawa K, Bando M (2010). Development and field experiences of stabilization system using 34 MW NAS batteries for a 51 MW wind farm. In: IEEE international symposium on industrial electronics (ISIE).
- Leadbetter J, Swan L (2012). Battery storage system for residential electricity peak demand shaving. *Energy and Buildings*, 55:685-92.
- Mahmoud MM (2004). On the storage batteries used in solar electric power systems and development of an algorithm for determining their ampere-hour capacity. *Electric Power Systems Research*, 71:85-9.
- Malhotra A, Battke B, Beuse M, Stephan A, Schmidt T (2016). Use cases for stationary battery technologies: A review of the literature and existing projects. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 56, April 2016, Pages 705-721
- Navigant Research (2014). *Advanced Batteries for Utility-Scale Energy Storage*. Navigant Research, Chicago, IL.
- Nykvist B, Nilsson M (2015). Rapidly falling costs of battery packs for electric vehicles. *Nature Climate Change*, 5: 329-332.
- Parasuraman A, Lim TM, Menictas C, Skyllas-Kazacos M (2012). Review of material research and development for vanadium redox flow battery applications. *Electrochimica Acta* 2012. <http://dx.doi.org/10.1016/j.electacta.2012.09.067>
- Parker CD (2001). Lead-acid battery energy-storage systems for electricity supply networks. *Journal of Power Sources*, 100:18-28.
- Poullikkas A (2013). A comparative overview of large-scale battery systems for electricity storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 27, Pages 778-788
- Purvins A, Papaioannou IT, Debarberis L (2013). Application of battery-based storage systems in household-demand smoothening in electricity-distribution grids. *Energy Conversion and Management*, 65:272-84.
- Rastler D (2010). *Electricity Energy Storage Technology Options*. Technical report, Electric Power Research Institute. <http://large.stanford.edu/courses/2012/ph240/doshay1/docs/EPRI.pdf>
- Reinhard H, Panzer C, Resch G, Ragwitz M, Reece G, Held A (2011). A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(2): 1003-1034.
- Ribeiro PF, Johnson BK, Crow ML, Arsoy A, Liu Y (2001). Energy storage systems for advanced power applications. *Proceedings of the IEEE*, 89:1744-56.
- Shukla AK, Venugopalan S, Hariprakash B (2001). Nickel-based rechargeable batteries. *Journal of Power Sources*, 100:125-48.
- Tarascon J-M, Armand M (2001). Issues and challenges facing rechargeable lithium batteries. *Nature*, 414: 359-367.
-

-
- Tomoo Yamamura T, Wu X, Ohta S, Shirasaki K, Sakuraba H, Satoh I (2011). Vanadium solid-salt battery: solid state with two redox couples. *Journal of Power Sources*, 196:4003-11.
- Waag W, Käbitz S, Sauer DU (2013). Experimental investigation of the lithium-ion battery impedance characteristic at various conditions and aging states and its influence on the application. *Applied Energy*, 102:885-97.
- Wakihara M (2001). Recent developments in lithium ion batteries. *Materials Science and Engineering*, 33:109-34.
- Wen Z, Cao J, Gu Z, Xu X, Zhang F, Lin Z (2008). Research on sodium sulfur battery for energy storage. *Solid State Ionics*, 179:1697-1701.
- Wikipedia (2016). Flow battery, https://en.wikipedia.org/wiki/Flow_battery [consulta 03.01.2016].
- Zaghib K, Dontignya M, Guerfi A, Charest P, Rodrigues I, Mauger A (2011). Safe and fast-charging Li-ion battery with long shelf life for power applications. *Journal of Power Sources*, 196:3949-54.
- Zelinsky O (2010). Storage-integrated PV systems using advanced NiMH battery technology. In: Fifth international renewable energy storage conference (IRES 2010). Berlin, Germany.
- Zucker A, Hinchliffe A, Spisto A. (2013). Assessing Storage Value in Electricity Markets: A Literature Review. European Commission, Joint Research Centre, Institute for Energy and Transport, Petten.
- Zhu WH, Zhu Y, Tatarchuk BJ (2011). A simplified equivalent circuit model for simulation of Pb-acid batteries at load for energy storage application. *Energy Conversion and Management*, 52:2794-9.

3 Estado del arte sobre la reutilización de baterías

Este capítulo del análisis del estado del arte sobre la reutilización de baterías se divide en dos, una centrada en la revisión de artículos científicos y otra más centrada en los proyectos o iniciativas existentes sobre la reutilización de baterías

3.1 Artículos

Las baterías de los vehículos eléctricos (VE) se consideran útiles para la tracción de VE hasta que se han degradado tras perder alrededor del 20% de su capacidad. Sin embargo, estas baterías aún conservan alrededor del 70-80% de su capacidad inicial. La literatura científica está de acuerdo en que es necesario estudiar aplicaciones de segundo uso en sistemas de almacenamiento de energía (SAE) para baterías de tracción más allá de su vida automovilística (Cready et al., 2003; Wolfs, 2010; Gaines y Sullivan, 2010; Neubauer y Pesaran, 2011; Ramoni y Zhang, 2013; Manzetti y Mariasiu, 2015; Timmermans et al., 2016). De acuerdo con varios estudios (Gaines y Sullivan, 2010; Neubauer y Pesaran, 2011; Standridge y Corneal, 2014; Arghandeh et al., 2014; Mwasilu et al., 2014; Debnath et al., 2016; Saez de Ibarra et al., 2016; Abdel-Monem et al., 2016; Sujitha y Krithiga, 2016; Freehall et al., 2016), las aplicaciones de segundo uso de baterías de VE beneficiosas a nivel ambiental y/o económicas van dirigidas a usos industriales y residenciales, incluyendo las aplicaciones de almacenaje de energía en redes eléctricas, tal como se presentan en la Fig. 3.1.

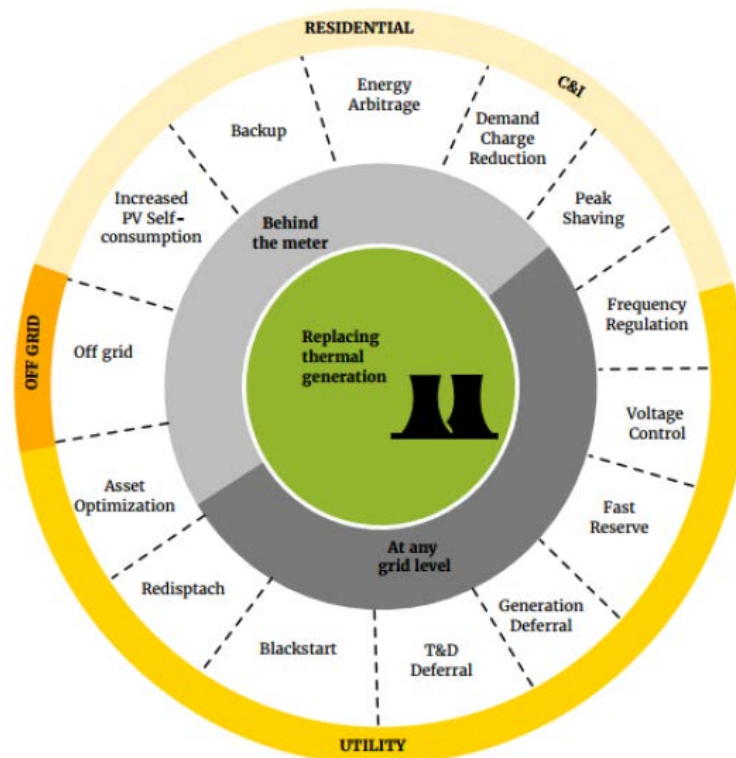


Fig. 3.1. Aplicaciones de baterías en la gestión de redes eléctricas (Reid y Julve, 2016)

Diversos estudios reportan que el uso de baterías de VE degradadas para SAE fijos, como soporte a redes, representa una opción económica y ambientalmente factible, ya que al alargar el tiempo de vida de la batería aumenta su rendimiento gracias a esas aplicaciones de segundo uso y disminuye el coste inicial de la batería (las inversiones en materiales energéticos compensan el costo inicial de la batería) (Cready et al., 2003; Neubauer y Pesaran, 2011; Narula et al., 2011; Beer et al., 2012; Lidicker et al., 2012; Heymans et al., 2014; Jiao y Evans, 2016a). Otros estudios sugieren que el segundo uso de baterías de VE en SAE fijos ofrece un ingreso a bajo costo para los mercados de energía y mejora el servicio (Williams y Lipman, 2010, Beer et al., 2012). Un estudio realizado por Gaines y Cuenca (2000) encontró que un SAE exitoso basado en baterías VE de segunda vida podría venderse por 50 - 150 \$/kWh, siendo por lo tanto competitivo en precio respecto a los SAE actuales. Esta es la razón por la que la industria del automóvil está actualmente interesada en estas vías de ingresos alternativos. El dinero que puedan recuperar por esta segunda aplicación podría compensar, en cierto modo, el alto costo de un nuevo VE ya que la fabricación de baterías empleadas en vehículos eléctricos representa actualmente entre el 30% y el 40% del precio de venta final (Casals et al., 2015). Además, otros estudios (Cready et al., 2003; Gaines y Sullivan, 2010; Neubauer y Pesaran, 2011; Lih et al., 2012; Neubauer et al., 2012) han demostrado que la segunda vida de las baterías de VE puede ofrecerse a costes bajos. Con el aumento masivo de las cuotas de mercado de VE pronto esta industria en evolución puede ofrecer soluciones rentables a los actualmente caros SAE.

Aparte de estas oportunidades económicas, existen también varios beneficios ambientales, ya que la aplicación de segundo uso extiende la vida total de la batería de VE y, por tanto, tanto los fabricantes de VE como de baterías pueden disminuir el impacto ambiental de la batería conectada al VE (Jiao y Evans, 2016b; Peters et al., 2017).

En la literatura científica, la herramienta de análisis del ciclo de vida (ACV) se ha aplicado ampliamente para comprender los compromisos ambientales de cada aplicación utilizando una variedad de parámetros tecnológicos y metodológicos (Richa et al., 2015). Diversos estudios de ACV encontraron que con respecto a las emisiones de gases de efecto invernadero, la fase de uso del VE representa la fase más crítica. Pero estos estudios se limitan a la fase de producción y uso de baterías de VE y no tienen en cuenta el potencial de segunda vida de las baterías de VE degradadas (Zackrisson et al., 2010; Notter et al., 2010; Majeau-Bettez et al., 2011; Hawkins et al., 2013; Ellingsen et al., 2014). Por lo tanto, si el segundo uso de baterías de VE se convierte en una práctica comercial común en el futuro, es importante incluir esta segunda vida en los estudios de ACV para abarcar todo el impacto ambiental de la batería y del VE. Los estudios de ACV sobre baterías de VE concluyen que durante

los procesos de producción de las baterías de VE los niveles de emisiones de gases de efecto invernadero (CO₂ y otros contaminantes atmosféricos) representan una cantidad sustancial (30 - 50%) de las emisiones totales de un VE. Por lo que un segundo uso de una batería de VE degradada disminuirá la demanda de producción de material, que provoca la mayor parte de la contaminación ambiental (Zackrisson et al., 2010; Gaines et al., 2011; Dunn et al., 2012). Otros estudios sugieren que la segunda vida de VE puede lograr reducciones netas sustanciales de las emisiones de CO₂ debido a su potencial para ser usado en un SAE fijo (Cicconi et al., 2012; Genikomsakis et al., 2013; Ahmadi et al., 2014).

Estudios recientes realizados por Casals et al. (2015) y Canals-Casals et al. (2016) aplicaron el indicador ambiental del Potencial de Calentamiento Global (GWP, Global Warming Potential) en su ACV (utilizando el enfoque metodológico LCCO₂) para VE (y sus baterías). Se determinó que el tiempo de duración de la batería varía entre 8 y 20 años y que las baterías conectadas a la red eléctrica para la gestión de la energía mostraron el mayor impacto ambiental por kilowatio-hora proporcionado, por lo que las aplicaciones de segunda vida de baterías conectadas a fuentes de energías renovables presentan muchos beneficios ambientales (por ejemplo, el tiempo de duración de la batería) (Casals et al., 2015). Con respecto al GWP durante las condiciones de conducción de VE en comparación con los vehículos de combustión interna en Europa, se encontró que la combinación actual de la generación de electricidad en los países europeos que más VE venden es muy adecuada para una penetración en el mercado de VE, pero también se observó que algunos países siguen siendo muy dependientes de los combustibles fósiles, y, por lo tanto, las reducciones de GWP a través de una futura aceptación del mercado de VE no se lograrían, ya que la participación de las energías renovables y la penetración en el mercado de VE están directamente correlacionadas (Canals-Casals et al., 2016).

3.2 Proyectos

El uso de SAE para aplicaciones estacionarias ha sido sujeto de muchísimos proyectos demostrativos y a gran escala. La Tabla 3.1 presenta los resultados de la exhaustiva revisión bibliográfica (Malhotra et al., 2016) realizada para identificar casos recientes que utilizan baterías en aplicaciones fijas (SAE). En dicha tabla se muestran los casos identificados y la tecnología de baterías (u otros sistemas de almacenamiento de energía) utilizada en cada uno. Por otro lado, en la Tabla 3.2 puede verse una lista de proyectos de SAE ya operativos y a gran escala, que emplean baterías a nivel mundial (Poullikkas, 2013).

Tabla 3.1. Referencias recientes sobre casos de uso de baterías (Malhotra et al., 2016)

Referencia	Tecnología	Aplicaciones	Resultados
Fitzgerald et al. (2015) EE.UU.	Ion-litio	Gestión de demanda-carga; diferimiento de actualización de la distribución; autoconsumo solar	Al combinar un servicio primario con un paquete de otros servicios, las baterías se tornan en una inversión viable. El diferimiento de actualización de la distribución es el único caso de uso sin resultados económicos positivos
Battke y Schmidt (2015) Alemania	Flujo redox de vanadio	Arbitraje mayorista; regulación de zona y frecuencia; arbitraje de consumidor final; confiabilidad de consumidor final; aumento del autoconsumo	El flujo redox de vanadio no es rentable en ninguna aplicación. La regulación de zona y frecuencia es la que tiene mayor valor, seguido por el aumento del autoconsumo, y fiabilidad de potencia en consumidor final y arbitraje mayorista.
Fürstenwerth y Waldmann (2014) Alemania	Acido-plomo, ion-litio, sodio-azufre y baterías de flujo	Regulación de zona y frecuencia; capacidad de reserva; aumento del autoconsumo	Las baterías pueden ser mejores que el uso de generación convencional para la regulación de zona y frecuencia, y son rentables en el aumento del autoconsumo
Bradbury et al. (2014) EE.UU.	Todas	Arbitraje mayorista	Es posible obtener TIR>10%
Bronski et al. (2014) EE.UU.	Ion-litio	Aplicación de fuera de red con placas fotovoltaicas más baterías en la estación central, similar a un aumento del autoconsumo	Para emplazamientos comerciales: rentable en Hawaii en 2015 en todos los escenarios, en Nueva York para el año 2020 en todos menos el escenario de caso base y en California en dos escenarios. Para usos residenciales: rentable en Hawaii en 2015 en 2 escenarios y en Nueva York y California en 2020 en el escenario de mejora combinada
Denholm et al. (2013) EE.UU.	Dispositivo de almacenaje genérico	Arbitraje de energía, regulación de frecuencia, reservas de energía (<i>spinning</i>)	Las reservas de regulación tienen el mayor valor (109,8 \$ / kW-año), seguido por las reservas de <i>spinning</i> (65.2 \$ / kW-año) (calculados para un dispositivo de 100 MW) y de arbitraje (34,9 \$/ kW-año para un dispositivo de 300 MW). La rentabilidad no se ha calculado, pero los costos de inversión son más altos que los típicos reportados en la literatura
Akhil et al. (2013) EE.UU.	Todas	18 aplicaciones en 5 grupos de servicios: energía en general, auxiliares, infraestructura de transmisión, infraestructura de distribución, gestión de energía de los clientes	El coste instalado (\$/kW instalado), coste energético nivelado (LCOE) por kilovatio-hora (\$/kWh) de energía entregada y por kW de capacidad de descarga (\$/kW-año) se calculan para diferentes tecnologías y aplicaciones
Sigrist et al. (2013) EE.UU.	Sistema de almacenaje de energía no especificado	Regulación de frecuencia y nivelado de picos	El uso de almacenamiento de energía se estima alcanzar una TIR de 8% a lo largo de una vida de 15 años en uno de los casos analizados.
Lal y Raturi (2012)	Acido-plomo y ion-litio	Cambio temporal de energía renovable	El LCOE de la solución híbrida óptima

EE.UU.			resulta 761 \$ de Fiji / MWh. Sin embargo, no se compara con la línea base para esa configuración óptima
Chen et al. (2011) EE.UU.	Acido-plomo y baterías redox de vanadio	Cambio temporal de energía renovable	Las baterías de ácido plomo de tamaño óptimo tienen un VAN de 30.11 \$, mientras que el VAN para las baterías de vanadio es de 13708 \$ para el mismo sistema
EPRI (2010) EE.UU.	Hidrobombeo, CAES, sodio-azufre, ácido-plomo, zinc-bromo, redox vanadio, hierro-cromo, ion-litio, volante de inercia	Venta al por mayor de servicios de energía, integración de renovables, soporte de transmisión-distribución (T&D), SAE distribuidos, sistemas agregados de la compañía de servicios energéticos, calidad y fiabilidad de potencia para comercio e industria, gestión de energía para comercio e industria, gestión de energía doméstica reserva de seguridad energía doméstica	Las únicas aplicaciones donde los beneficios pueden exceder los costos son las de soporte de transmisión-distribución, y también la regulación del servicio o las aplicaciones de fiabilidad comercial en los que se valore mucho la fiabilidad del servicio (por ejemplo, centros de datos)
Eyer y Corey (2010) EE.UU.	Esquema neutro	Cambio temporal de energía eléctrica, capacidad del suministro eléctrico, regulación de zona, apoyo de tensión, soporte de transmisión, alivio de la congestión en transmisión, diferir la actualización de T&D, potencia de subestación, gestión del coste de energía de tiempo de uso, gestión de cargas de demanda, fiabilidad del servicio eléctrico, calidad de potencia del servicio eléctrico, cambios temporales de energías renovables, integración en red de generación eólica	Beneficios calculados para aplicaciones que usan suposiciones tecnológicamente neutras, siendo el mayor beneficio para la regulación de zona (785-2010 \$/kW), seguido por el cambio temporal de energía eléctrica (150-1000 \$/kW) y diferir la actualización de T&D (\$ 481-1155 / kW por un año).
Kaldellis et al. (2010) EE.UU.	Acido-plomo, sodio-azufre, células de combustible, baterías de flujo, volantes de inercia	Cambio temporal de energía renovable	El almacenaje por hidrobombeo y las baterías de sodio-azufre son las tecnologías más competitivas, con un LCOE de sólo 0.19 €/kWh, comparado con el coste de generación convencional de 0.31 €/kWh

Tabla 3.2. Proyectos de SAE a gran escala en operación utilizando baterías a nivel mundial (Poullikkas, 2013)

Proyecto	Lugar	Dimensión		SAE	Servicios	Aplicación
		MW	MWh			
Amplex Group	United Arab Emirates	350	N/A	Sodium-sulfur	Servicios auxiliares	Estabilización de red, Regulación de frecuencia, Soporte al voltaje, Calidad de potencia, Balance energético y compra-venta
Tokyo Electric Power Company	Japan	200	N/A	Sodium-sulfur	N/A	N/A
Other Japanese Electric Companies	Japan	60	N/A	Sodium-sulfur	N/A	N/A
Abu Dhabi Water and Electricity Authority	United Arab Emirates	48	N/A	Sodium-sulfur	N/A	N/A
Japan Wind Development Co.	Japan	34	238	Sodium-sulfur	Integración Eólica	N/A
Laurel Mountain	West Virginia, USA	32	8	Lithium-ion	Integración Eólica	Regulación de frecuencia y soporte a la eólica
Golden Valley Electric Association	Alaska, USA	27	14.6	Nickel-Cadmium	Servicios auxiliares	Regulación de frecuencia y estabilización de potencia
Zhangbei	China	20	36	Lithium-ion	Integración solar y Eólica	Estabilización de red, calidad de red y soporte a las renovables
AES Westcover coal fired power station	New York, USA	20	N/A	N/A	Servicios auxiliares	Regulación de frecuencia
AES Gener new power plant installation	Northern Chile	20	N/A	N/A	Servicios auxiliares	N/A
Puerto Rico Electric Power Authority Battery System	Puerto Rico	20	14	Lead-acid	Servicios auxiliares	Regulación primaria y secundaria
Kahuku-kahuku wind power project	Hawaii, USA	15	10	N/A	Integración Eólica	Calidad de red y control de rampa
Southern California Edison Chino Battery Storage Project	California, USA	14	40	Lead-acid	Servicios auxiliares	Balance energético, estabilidad de transmisión, control de voltaje y soporte al arranque en vacío
AES Gener Los Andes substation	Chile	12	N/A	Lithium-ion	Servicios auxiliares	Regulación primaria y secundaria
American Electric Power	West Virginia, USA	11	N/A	Sodium-sulfur	N/A	N/A
KWP II Kaheawa wind power II project	Hawaii, USA	10	20	N/A	Integración Eólica	SAI
Berliner Kraft und Licht Battery System	Germany	8.5	14	Lead-acid	Servicios auxiliares	Regulación primaria y secundaria
Pacific Gas and Electric Company	California, USA	6	N/A	Sodium-sulfur	N/A	N/A
Sumitomo Densetsu Office Battery System	Japan	3	0.8	Vanadium redox flow	Servicios auxiliares	Recorte de picos de demanda
Project Sano	California, USA	2	N/A	N/A	Servicios auxiliares	Regulación de frecuencia
Project Carina	Indiana, USA	2	N/A	N/A	Servicios auxiliares	Regulación de frecuencia
Brockway Standard Lithography Plant	Georgia, USA	2	0.055	Lead-acid	Servicios auxiliares	Calidad de potencia y SAI
Kauai Island utility Co-op	Hawaii, USA	1.5	1	N/A	Integración solar	Servicios a la red
Maui Kaheawa wind power project	Hawaii, USA	1.5	1	N/A	Integración Eólica	Calidad de red y control de rampa

Xcel solar technology acceleration center	Colorado, USA	1.5	1	N/A	Integración solar	Calidad y servicios de red y control de rampa
UPS system	Japan	1.5	N/A	Vanadium redox flow	Servicios auxiliares	N/A
Hokkaidou Electric Power Company	Japan	1.5	N/A	Sodium-sulfur	N/A	N/A
Long Island, New York Bus Terminal Energy Storage System	New York, USA	1.2	6.5	Sodium-sulfur	Servicios auxiliares	Control de la demanda
Lanai la Ola solar farm project	Hawaii, USA	1.125	0.5	N/A	Integración solar	Calidad y servicios de red y control de rampa
Project Barbados	Pennsylvania, USA	1	N/A	N/A	Servicios auxiliares	Regulación de frecuencia
Project Redstone	Texas, USA	1	N/A	N/A	Servicios auxiliares	Estabilidad de red
New York Power Company	New York, USA	1	N/A	Sodium-sulfur	N/A	N/A
Xcel	Minnesota, USA	1	N/A	Sodium-sulfur	N/A	N/A
Yunicos	Germany	1	N/A	Sodium-sulfur	N/A	N/A
Matlakatla Power and Light Battery System	Alaska, USA	1	1.4	Lead-acid	Servicios auxiliares	Regulación de voltaje y sustitución de un generador diésel
AEP Sodium Sulfur Distributed Energy Storage System	West Virginia, USA	1	7.2	Sodium-sulfur	Servicios auxiliares	Mejora de una subestación
EDF	France	1	N/A	Sodium-sulfur	N/A	N/A
Enercon	Germany	0.8	N/A	Sodium-sulfur	N/A	N/A
Ford Michigan assembly plant	Michigan, USA	0.75	2	N/A	Usuario Final	Recorte de picos y control de la demanda
South Pole Telescope project	Antarctica	0.5	0.1	N/A	Servicios auxiliares	Recorte de picos y control de la demanda
Crescent Electric Membership Cooperative	North Carolina, USA	0.5	0.5	Lead-acid	Servicios auxiliares	Recorte de picos
Tomari Wind Hills of Hokkaido	Japan	0.275	N/A	Vanadium redox flow	Integración Eólica	Soporte a la eólica
Pacificorp Castle Valley Battery System	Utah, USA	0.25	2	Vanadium redox flow	Servicios auxiliares	Mejora de la línea de distribución (Transmission Deferral)
Huxley Hill Wind Farm	Tasmania	0.2	0.8	Vanadium redox flow	Integración Eólica	Soporte a la eólica
Southern California at Tehachapi	California, USA	N/A	32	Lithium-ion	Integración Eólica	Estabilización de red, reducción de las pérdidas y congestión de transmisión, y soporte a las renovables.
Smart grid integration demonstration with DTE Energy	Michigan, USA	N/A	0.25	N/A	Red inteligente e integración solar	Soporte a la energía solar

Por lo que respecta a la reutilización de baterías, los fabricantes de VE, en asociación con las compañías eléctricas, están desarrollando actualmente modelos de negocio factibles de SAE para baterías de VE degradadas, como se ve en la Tabla 3.3. Un estudio de Jaffe y Adamson (2014) predice que el negocio de baterías de segunda vida se acelerará, de 16 M\$

en 2014 a 3000 M\$ en 2035. De hecho, desde octubre de 2016, algunos proyectos piloto han progresado hasta nivel comercial. El fabricante de automóviles Daimler acaba de terminar en diciembre de 2016 la construcción de un SAE fijo de 13 MWh con un total de 1000 módulos de batería de segunda vida del VE Smart Fort Two, con las primeras unidades de potencia ya en la red (Daimler, 2016). Estos proyectos piloto evidencian que una nueva industria en torno a los SAE con baterías degradadas de VE va a evolucionar en un futuro próximo una vez que los VE hayan penetrado en el mercado mundial ya que se dispondrá de un mayor volumen de baterías degradadas.

Tabla 3.3. Ejemplos de proyectos piloto de uso de baterías degradadas de VE

Fabricante de VE	Compañía eléctrica	Proyecto piloto	Referencia
Nissan	Sumitomo	Sistema (400-600 kWh): 16 baterías de Nissan Leaf regulan la energía de una planta solar en Osaka, Japón	Sumitomo (2011)
General Motors	ABB	5 baterías de Chevrolet Volt usadas en una matriz solar 74 kW + dos turbinas eólicas 2 kW para un edificio de oficinas de GM	ABB (2012)
Lotus	Department for Energy and Climate Change / Circontrol / Goodwolfe / EValu8-TI	Proyecto EVEREST (Electric Vehicle Embedded Renewable Energy Storage and Transmission): primer proyecto de demostración de uso de baterías de ion-litio de VE de segunda vida para recarga rápida de VE, en Reino Unido	Connected Energy (2013)
BMW	Vattenfall/Bosch	Sistema con 100 baterías ion-litio de modelos BMW ActiveE y i3, en Hamburgo (Alemania)	Bosch (2016)
PSA / Mitsubishi	Electricité de France/Forsee Power	Uso de baterías retiradas de Peugeot iON, Citroën C-Zero y Mitsubishi i-MiEV, cerca de París (Francia)	EDF (2015)
Daimler	GETEC/The Mobility House Remondis/EnBW	Construyen el SAE más grande del mundo con baterías de segunda vida con una capacidad total de 13 MWh a partir de baterías degradadas de VE de Daimler, en Lünen (Alemania)	Daimler (2016)
SEAT (VW)	ENDESA	4 baterías de VE híbridos enchufables instaladas en un contenedor marítimo portátil que suministran 30-40 kWh (Proyecto Sunbatt), en Barcelona (España)	Canals-Casals (2016)

Un estudio de Mock y Yang (2014) sobre los mercados globales clave de VE en Estados Unidos, UE y Asia demostró que las políticas públicas financiadas por la administración conducen a una mayor tasa de adopción de VE. A nivel de la UE, desde octubre de 2016, 21 Estados miembros han introducido algún tipo de incentivo gubernamental en forma de incentivos fiscales o de compra de vehículos eléctricos. Así, Alemania ha anunciado un incentivo de compra de VE de 4,000 € (límite de 60.000 vehículos) (ACEA, 2016). Noruega tiene la mayor cuota de mercado de baterías de VE como resultado de incentivos políticos (impuestos bajos, alto costo del combustible, bajos precios de la electricidad) y los Países Bajos experimentan el mercado de crecimiento más rápido de VE híbridos enchufables debido a incentivos públicos más efectivos que en otros países (Mock y Yang, 2014).

3.3 Referencias bibliográficas

- ABB (2012). GM and ABB demonstrate Chevrolet Volt Battery Reuse. <http://www.abb.es/cawp/seitp202/c2e73824456831b8c1257ab60040a3b0.aspx> [Consulta: 23.12.2016].
- Abdel-Monem M., Hegazy O., Omar N., Trad K., De Breucker S., Van Den Bossche P., Van Mierlo J. (2016). Design and Analysis of Generic Energy Management Strategy for Controlling Second-Life Battery Systems in Stationary Applications. *Energies*, 9(11), 889
- ACEA: European Automobile Manufacturers Association (2016). Overview of purchase and tax incentives for electric vehicles in the EU. [online]. http://www.acea.be/uploads/publications/Electric_vehicles_overview_2016.pdf [Consulta: 01.10.2016].
- Akhil A.A., Huff G., Currier A.B., Kaun B.C., Rastler D.M., Chen S.B., et al. (2013). DOE/EPRI Electricity Storage Handbook in Collaboration with NRECA. Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico.
- Arghandeh R., Woyak J., Onen A., Jung J., Broadwater R.P. (2014). Economic Optimal Operation of Community Energy Storage Systems in Competitive Energy Markets. *Applied Energy*, <http://arxiv.org/pdf/1407.0433>
- Ahmadi L., Yip A., Fowler M., Young, S.B., Fraser R.A. (2014). Environmental feasibility of reuse of electric vehicle batteries. *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, 6, 64–74.
- Battke B., Schmidt T.S. (2015). Cost-efficient demand-pull policies for multi-purpose technologies – The case of stationary electricity storage. *Appl. Energy*, 155, 334–48.

-
- Beer S., Gómez T., Dallinger D., Momber I., Marnay C., Stadler M., Lai J. (2012). An economic analysis of used electric vehicle batteries integrated into commercial building microgrids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(1), 517–525.
- Bosch (2016). A second life for used batteries. <http://www.bosch-press.de/pressportal/de/en/a-second-life-for-used-batteries-64192.html> [Consulta: 23.12.2016]
- Bradbury K., Pratson L., Patiño-Echeverri D. (2014). Economic viability of energy storage systems based on price arbitrage potential in real-time U.S. electricity markets. *Appl. Energy*, 114, 512–9.
- Bronski P., Creyts J., Guccione L., Madrazo M., Mandel J., Rader B. et al. (2014). The Economics of Grid Defection: When and Where Distributed Solar Generation Plus Storage Competes with Traditional Utility Service. Rocky Mountain Institute, CohnReznick Think Energy, and HOMER Energy.
- Canals-Casals L. (2016). Modelling Li-ion battery aging for second life business models. Tesis Doctoral, UPC, Barcelona.
- Canals-Casals L., Amante-García B., Castellà-Dagà S. (2016). El envejecimiento de las baterías de un vehículo eléctrico y cómo lo percibe el conductor. *Dyna (Spain)*, 91(2), 188–195.
- Casals L.C., García B.A., Aguesse F., Iturrondobeitia A. (2015). Second life of electric vehicle batteries: relation between materials degradation and environmental impact. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 1–12.
- Chen C., Duan S., Cai T., Liu B., Hu G. (2011). Optimal Allocation and Economic Analysis of Energy Storage System in Microgrids. *IEEE Trans Power Electron.*, 26, 2762–73.
- Cicconi P., Landi D., Morbidoni A., Germani M. (2012). Feasibility analysis of second life applications for Li-Ion cells used in electric powertrain using environmental indicators. 2012 IEEE International Energy Conference and Exhibition (ENERGYCON), 985–990.
- Connected Energy (2013). EVEREST Project. http://www.c-e-int.com/pages/everest_237745.cfm [Consulta: 23.12.2016]
- Cready E., Lippert J., Pihl J., Weinstock I., Symons P. (2003). Technical and Economic Feasibility of Applying Used EV Batteries in Stationary Applications. Albuquerque.
- Daimler (2016). World's largest 2nd-use battery storage is starting up. [online]. <http://media.daimler.com/marsMediaSite/en/instance/ko/Worlds-largest-2nd-use-battery-storage-is-starting-up.xhtml?oid=13634457> [Consulta: 13.10.2016].
- Debnath U.K., Ahmad I., Habibi D. (2016). Gridable vehicles and second life batteries for generation side asset management in the Smart Grid. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 82, 114–123.
-

-
- Denholm P., Jorgenson J., Jenkin T., Palchak D., Kirby B., Malley M.O. (2013). The Value of Energy Storage for Grid Applications. National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO.
- Dunn J.B., Gaines L., Sullivan J., Wang M.Q. (2012). Impact of recycling on cradle-to-gate energy consumption and greenhouse gas emissions of automotive lithium-ion batteries. *Environmental Science and Technology*, 46(22), 12704–12710.
- Ellingsen L.A.W., Majeau-Bettez G., Singh B., Srivastava A.K., Valøen L.O., Strømman A.H. (2014). Life Cycle Assessment of a Lithium-Ion Battery Vehicle Pack. *Journal of Industrial Ecology*, 18(1), 113–124.
- EDF (2015). Battery second life project. <https://www.edf.fr/en/edf/battery-second-life-project> [Consulta: 23.12.2016].
- EPRI (2010). Electricity Energy Storage Technology Options - A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits. Electric Power Research Institute (EPRI), Palo Alto, CA.
- Eyer J., Corey G. (2010). Energy Storage for the Electricity Grid: Benefits and Market Potential Assessment Guide. Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico.
- Feehall T., Forsyth A.J., Todd R., Foster M.P., Gladwin D.T., Stone D.A., Strickland D. (2016). Battery energy storage systems for the electricity grid: UK research facilities. The 8th IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives (PEMD). IET Power Electronics, Machines and Drives, 19 – 21 April 2016, Glasgow, UK.
- Fitzgerald G., Mandel J., Morris J., Touati H. (2015). The Economics of Battery Energy Storage. Rocky Mountain Institute, Boulder.
- Fürstenwerth D., Waldmann L. (2014). Stromspeicher in der Energiewende-Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Agora Energiewende, Berlin.
- Gaines L., Cuenca R. (2000). Costs of Lithium-Ion Batteries for Vehicles. *Energy*, 48(3), 73.
- Gaines L., Sullivan J. (2010). A Review of Battery Life-Cycle Analysis : State of Knowledge and Critical Needs. Lemont: Argonne National Laboratory.
- Genikomsakis K.N., Ioakimidis C.S., Murillo A., Trifonova A., Simic D. (2013). A Life Cycle Assessment of a Li-ion urban electric vehicle battery Parameters Settings for EVs in. EVS27 International Battery, Hybrid and Fuel Cell Electric Vehicle Symposium, 1–11.
- Hawkins T.R., Singh B., Majeau-Bettez G., Strømman A.H. (2013). Comparative Environmental Life Cycle Assessment of Conventional and Electric Vehicles. *Journal of Industrial Ecology*, 17(1), 53–64.

-
- Heymans C., Walker S.B., Young S.B., Fowler M. (2014). Economic analysis of second use electric vehicle batteries for residential energy storage and load-levelling. *Energy Policy*, 71, 22–30.
- Jaffe S., Adamson K. (2014). *Second-Life Batteries : From PEVs to Stationary Applications*. [online]. <http://www.navigantresearch.com/wp-content/uploads/2014/01/RB-SLB-14-Executive-Summary.pdf> [Consulta: 15.09.2016].
- Jiao N., Evans S. (2016a). Secondary use of Electric Vehicle Batteries and Potential Impacts on Business Models. *Journal of Industrial and Production Engineering*, 33(5), 348-354.
- Jiao N., Evans S. (2016b). Business Models for Sustainability: The Case of Second-life Electric Vehicle Batteries. 13th Global Conference on Sustainable Manufacturing – Decoupling Growth from Resource Use. *Procedia CIRP*, 40, 250-255.
- Kaldellis J.K., Zafirakis D., Kondili E. (2010). Optimum sizing of photovoltaic-energy storage systems for autonomous small islands. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, 32, 24–36.
- Lal S., Raturi A. (2012). Techno-economic analysis of a hybrid mini-grid system for Fiji islands. *Int. J. Energy Environ. Eng.*, 3, 10.
- Lidicker J., Lipman T., Williams B. (2012). Business model for subscription service for electric vehicles including battery swapping, for San Francisco Bay Area, California. *Transportation Research Record: Journal of the Transportation Research Board*, 2252(1), 83–90.
- Lih W.-C., Yen J.-H., Shieh F.-H., Liao Y.-M. (2012). Second-use Applications of Lithium-ion Batteries Retired from Electric Vehicles: Challenges, Repurposing Process, Cost Analysis and Optimal Business Model. *International Journal of Advancements in Computing Technology*, 4(22), 518–527.
- Majeau-Bettez G., Hawkins T.R., Stromman A.H. (2011). Life cycle environmental assessment of lithium-ion and nickel metal hydride batteries for plug-in hybrid and battery electric vehicles. *Environmental Science and Technology*, 45(10), 4548–4554.
- Manzetti, S. Mariasiu, F. (2015). Electric vehicle battery technologies: From present state to future systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 51, 1004–1012.
- Mock P., Yang Z. (2014). Driving Electrification: a global comparison of fiscal incentive policy for electric vehicles. ICCT - The International Council on Clean Transportation. [online]. http://www.theicct.org/sites/default/files/publications/ICCT_EV-fiscal-incentives_20140506.pdf [Consulta:01.05.2016].
- Mwasilu F., Justo J.J., Kim E.K., Do T.D., Jung J.W. (2014). Electric vehicles and smart grid interaction: A review on vehicle to grid and renewable energy sources integration. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 34, 501–516

-
- Narula C.K., Martinez R., Onar O., Starke M.R., Andrews G. (2011). Economic Analysis of Deploying Used Batteries in Power Systems. Oak Ridge National Laboratory, Oak Ridge, TN.
- 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), 10351–10358.
- Neubauer J.S., Pesaran A., Williams B., Ferry M., Eyer J. (2012). A techno-economic analysis of PEV battery second use: Repurposed-battery selling price and commercial and industrial end-user value. *SAE Technical Papers*.
- Notter D.A., Gauch M., Widmer R., Wäger P., Stamp A., Zah R., Althaus H.J. (2010). Contribution of Li-ion batteries to the environmental impact of electric vehicles. *Environmental Science and Technology*, 44(17), 6550–6556.
- Peters J.F., Baumann M., Zimmermann B., Braun J., Weil M. (2017). The environmental impact of Li-Ion batteries and the role of key parameters – A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 67, 491–506.
- Poullikkas A (2013). A comparative overview of large-scale battery systems for electricity storage. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 27, 778–788.
- Ramoni M.O., Zhang H.C. (2013). End-of-life (EOL) issues and options for electric vehicle batteries. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 15(6), 881–891.
- Reid G., Julve J. (2016). Second Life-Batteries As Flexible Storage For Renewables Energies. http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/201604_Second_Life-Batterien_als_flexible_Speicher.pdf [Consulta: 16.06.2016].
- Richa K., Babbitt C.W., Nenadic N.G., Gaustad G. (2015). Environmental trade-offs across cascading lithium-ion battery life cycles. *The International Journal of Life Cycle Assessment*, 20(8), 1–16.
- Saez-de-Ibarra A., Martinez-Laserna E., Stroe D.-I., Swierczynski M., Rodriguez P. (2016). Sizing Study of Second Life Li-ion Batteries for Enhancing Renewable Energy Grid Integration. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 52(6), 4999 – 5008.
- Sigrist L., Lobato E., Rouco L. (2013). Energy storage systems providing primary reserve and peak shaving in small isolated power systems: An economic assessment. *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, 53, 675–83.
- Standridge C.R., Corneal L. (2014). Remanufacturing, repurposing, and recycling of post-vehicle-application lithium-ion batteries. San José (CA): Mineta National Transit Research Consortium; 2014. 58 p. Report No.: CA-MNTRC-14-1137.
- Sujitha N., Krithiga S. (2016). RES based EV battery charging system: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, available online 14 November 2016, <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.078>
-

-
- Sumitomo (2011). Aiming to initiate second-life business for Electric car batteries. <http://www.sumitomocorp.co.jp/english/business/article/id=263> [Consulta: 23.12.2016].
- Timmermans J.M., Nikolian A., De Hoog J., Gopalakrishnan R., Goutam S., Omar N., Coosemans T., Van Mierlo J., Warnecke A., Sauer D.U., Swierczynski M.J., Stroe D.L., Martinez-Laserna E., Sarasketa-Zabala E., Gastelurrutia J., Nieto N. (2016). Batteries 2020 — Lithium-ion battery first and second life ageing, validated battery models, lifetime modelling and ageing assessment of thermal parameters. 18th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'16 ECCE Europe), 5-9 Sept. 2016, doi: 10.1109/EPE.2016.7695698
- Williams B., Lipman T. (2010). Strategy for Overcoming Cost Hurdles of Plug-In-Hybrid Battery in California. *Transportation Research Record*, 2191(1), 59–66.
- Wolfs P. (2010) An economic assessment of 'second use' lithium-ion batteries for grid support. In *Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 2010 20th Australasian. 5-8 December 2010, Christchurch: New Zealand, pp. 1–6.
- Zackrisson M., Avellán L., Orlenius J. (2010). Life cycle assessment of lithium-ion batteries for plug-in hybrid electric vehicles – Critical issues. *Journal of Cleaner Production*, 18(15), 1519–1529.

4 Estrategias para la reutilización de baterías

Este capítulo analiza y compara las distintas estrategias que existen para la reutilización de baterías, analizando las ventajas e inconvenientes para cada una de ellas.

Asimismo, presenta los resultados más relevantes del artículo presentado a la revista *Journal of Industrial Engineering and Management* titulado *Electric vehicle battery reuse: Preparing for a second life* y publicado en mayo 2017 fruto del trabajo dentro de este proyecto. Este estudio analiza la mejor ubicación de una planta para la reutilización de baterías basado en criterios de ventas, fabricación de VE e impacto ambiental de la red eléctrica.

4.1 La recepción de las baterías

A diferencia de lo que ocurre con la recepción de materia prima para la fabricación de productos nuevos, dónde hay una planificación y hay cierta flexibilidad para aumentar o reducir la demanda, la recepción de baterías para su reutilización depende casi exclusivamente de la frecuencia en la que los VE se den de baja. Es decir, la disponibilidad está ligada a la tasa de reposición de VE y al aumento de la cuota de mercado o parque automovilístico que aunque en constante aumento (Fig. 4.1) que siendo muy bajo tanto a nivel Español como Europeo, con algunas excepciones como Noruega, que ha apostado muy fuertemente para la incorporación de este tipo de vehículos (Sierzchula et al., 2014). Esto es importante a la hora de evaluar los procesos productivos y programar la producción.

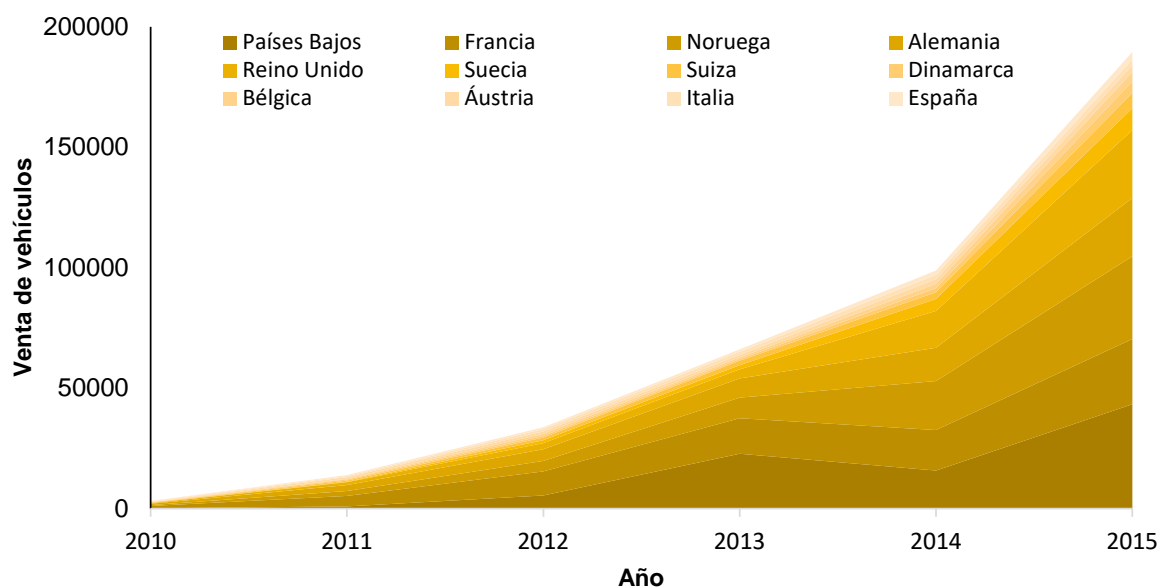


Fig. 4.1: Evolución de la venta de los VE en Europa. Fuente: European Automobile Manufacturers Association (ECEA)

El primer punto a tener en cuenta en cuanto a la recepción de las baterías es la gran variedad de modelos de VE que existen en el mercado. De hecho, en 2015 había más de 25 modelos distintos de VE circulando solamente en España (Canals et al., 2016). Sabiendo que cada fabricante utiliza una configuración distinta de baterías e incluso en los distintos modelos de un mismo fabricante usan también diferentes tipo de baterías, esto provoca que exista una grandísima variabilidad de baterías a reutilizar (Anderman, 2014), tal y como muestra la Fig. 4.2.

Canals y Amante (2016) hacen una propuesta de aspectos relacionados con la diversidad de las baterías que debemos tener en cuenta para la reutilización de baterías, como son:

- La química de la celda base: Tal y como indicamos en la descripción de las baterías de litio en el capítulo 2, existen muchos elementos para dopar el ánodo y cátodo que tienen efecto sobre las prestaciones de la batería final.
- Las características i/o limitaciones funcionales: Cada fabricante de baterías y de VE, para ofrecer distinto tipo de prestaciones y garantías puede modificar los límites de trabajo de las celdas.
- Tipo de celdas: La celda base de una batería de litio puede tener forma cilíndrica, prismática y de sobre de café (o *pouch* en inglés) y distintos tamaños.
- Características del módulo: Las celdas se agrupan en módulos. Cada modelo de vehículo tiene su propia configuración de módulos.
- Potencia y capacidad: Conectando los módulos en serie y/o paralelo se obtienen los niveles de capacidad y voltaje específicos para cada batería.
- Sistema de refrigeración: Cada batería tiene su sistema particular de refrigeración, habiendo baterías con complicadísimos circuitos que utilizan una mezcla de agua con glicol hasta modelos que no utilizan sistema alguno.
- BMS: Cada fabricante programa su BMS al gusto, de forma distinta a todos los demás.
- Comunicaciones: Los mensajes enviados desde la batería al resto del coche son distintos, y muchos de ellos no deben (por secreto industrial) poder ser accesibles.
- Forma de la batería final (o *battery pack*): Al final, la batería se tiene que acoplar a la forma y espacio disponible en cada vehículo, lo que propicia una infinidad de combinaciones.
- SOH: El último aspecto que cabe tener en cuenta es el SOH al final de la vida del vehículo. No todos los propietarios de VE van a considerar que el vehículo no les es

de utilidad en el mismo estado de salud, algunos lo harán a un 80% SOH mientras que otros capaz que lo utilizan hasta mucho más allá (Saxena et al., 2015).

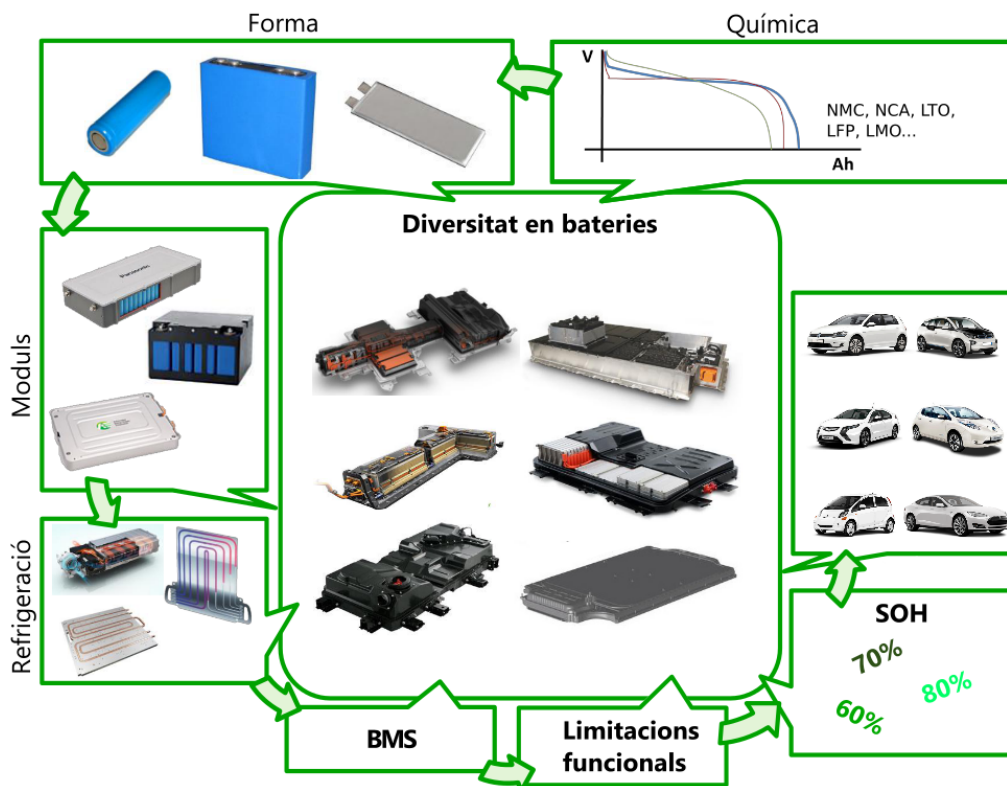


Fig. 4.2: Esquema de la variabilidad de los componentes y formas de baterías de VE

A toda esta variabilidad debemos añadirle los múltiples actores que pueden participar en el nuevo paradigma de la reutilización. Según Braüer et al. (2014) además de los fabricantes de coches y los centros de tratamiento de vehículos fuera de uso, debemos tener en cuenta a los fabricantes de las baterías, los GIT o gestores integrales de tratamiento, las empresas encargadas del reciclaje de baterías, los fabricantes de los inversores, los transportistas, las empresas de subcomponentes y componentes electrónicos y las administraciones públicas entre otros. De una forma más visual, Bauer et al. (2017) presentaron el ciclo de vida de un producto remanufacturado (Fig. 4.3.), que acaba mostrando más o menos los mismos actores.

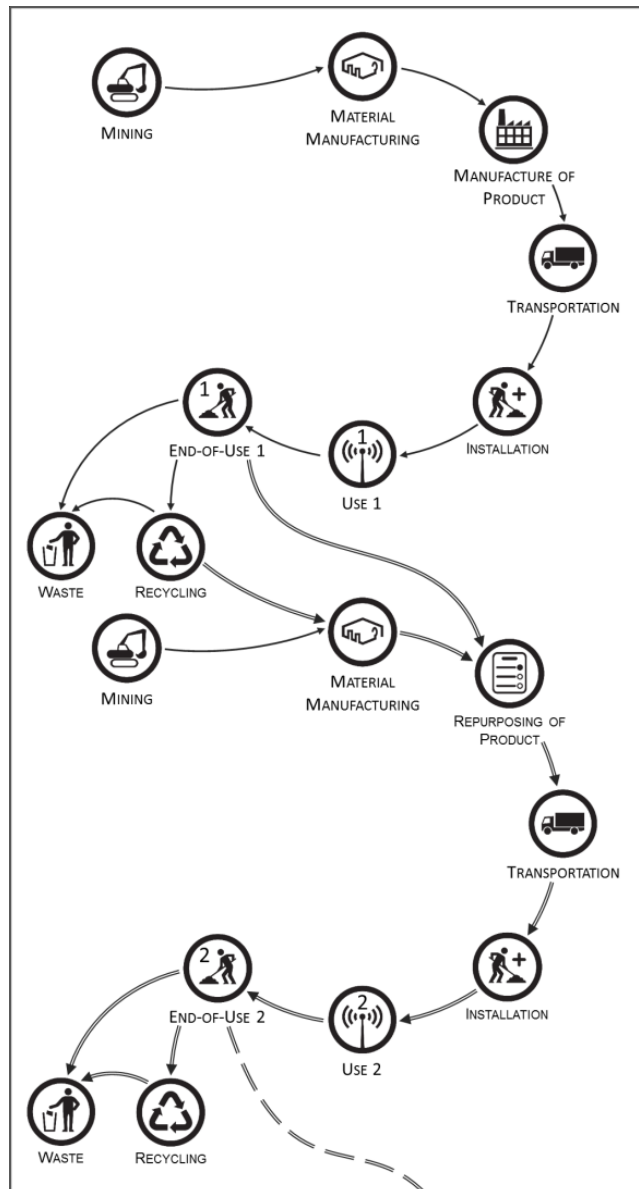


Fig.4.3. Ciclo de vida de un producto remanufacturado. (Bauer et al., 2017)

4.2 Estrategias de reutilización de las baterías

Esta gran variabilidad pone sobre la mesa tres estrategias de reutilización: La más ambiciosa es la de hacer una propuestas con toda la diversidad de las baterías posibles, después existe la selección de unas pocas de ellas y finalmente hay la completa especialización. La complejidad anteriormente mencionada ha provocado que, en general, la mayoría de los proyectos vayan de la mano del fabricante del VE. Esto limita la cantidad de baterías a reutilizar a las provenientes del fabricante en cuestión, pero facilita enormemente el proceso de reutilización.

Por otro lado, existen distintas maneras de afrontar la reutilización para cada una de estas estrategias: La más sencilla y económica, a priori, es la reutilización directa de la batería tal y como viene del vehículo eléctrico, como es el caso presentado por Gohla et al. (2015) y cambiando solamente aquellos componentes dañados o en estado límite. Siguiendo esta estrategia, con una verificación del SOH y del funcionamiento de la batería sería suficiente. El gran inconveniente que tiene este sistema es la rigidez del producto final, tanto en forma como en potencia y capacidad. Es cierto que, como indica Burke (2009), la capacidad de las baterías de VE y PHEV es similar a las requeridas para sistemas instalados en hogares, pero no parece que este sea, a día de hoy, el mayor mercado de negocio, como se verá en el capítulo 5. Es más, actualmente, muchas de las baterías de VE tienen un voltaje de entre 260 y 400V, mientras que los convertidores o reguladores de aplicaciones estacionarias en hogar y renovables no superan los 48V y las enfocadas a servicios de red, con altos valores de potencia y capacidad, superan con creces los 400V, así que su reutilización directa va ligada al desarrollo de reguladores que trabajen en este rango de tensión.

La segunda opción para la reutilización de baterías concibe el desmontaje de la misma, aprovechando los módulos para realizar nuevas configuraciones más adaptadas a la realidad de cada aplicación (Cready et al. 2003). Efectivamente, esta opción es mucho más flexible y manejable, pero sus costes son mayores a los resultantes en la reutilización directa (Canals 2016), reduciendo su margen de beneficio y competitividad.

Finalmente, la última opción utiliza directamente la unidad base: las celdas. Esta estrategia (Tong, 2013 y 2014) permite optimizar el pack, al seleccionar y agrupar las celdas según su SOH, pues no todas las celdas envejecen a la misma velocidad (Leijen, 2014), asegurando que no se pierde capacidad útil al ser las celdas más desgastadas las que, en general, marcan el límite de la capacidad de la batería. Esta estrategia puede resultar extremadamente cara, al tener los costes de montaje de una batería nueva más los costes de desmontar una batería utilizada, aun así, hay una empresa australiana de nueva creación² que apuesta por ello, utilizando celdas de ordenador que son más sencillas de recoger y que está ganando premios a la innovación.

Así pues, aparecen diferentes alternativas casi todas válidas para la reutilización de baterías. En el trabajo realizado durante este período inicial del proyecto (Canals et al., 2017), se concluyó que el tipo de reuso podría ir definido por el estado de salud propio de la batería en el momento de la recepción. Así, la Fig. 4.4 muestra como las baterías con un SOH mayor al

² <http://www.relectrify.com/> 6

88% (1) podrían volver a ser utilizadas directamente por el sector de la automoción, las baterías con un SOH entre el 88 y el 75% (2) seguirían una reutilización directa para aplicaciones tanto estacionarias como de movilidad menos exigentes. Aquellas baterías que tuvieran un SOH inferior al 65% pero superior al 75% podrían ser desmanteladas (3), utilizando los módulos o incluso las celdas si fuera el caso, para aplicaciones de menores prestaciones. Finalmente, aquellas con un SOH menor al 65% serían directamente enviadas a reciclar.

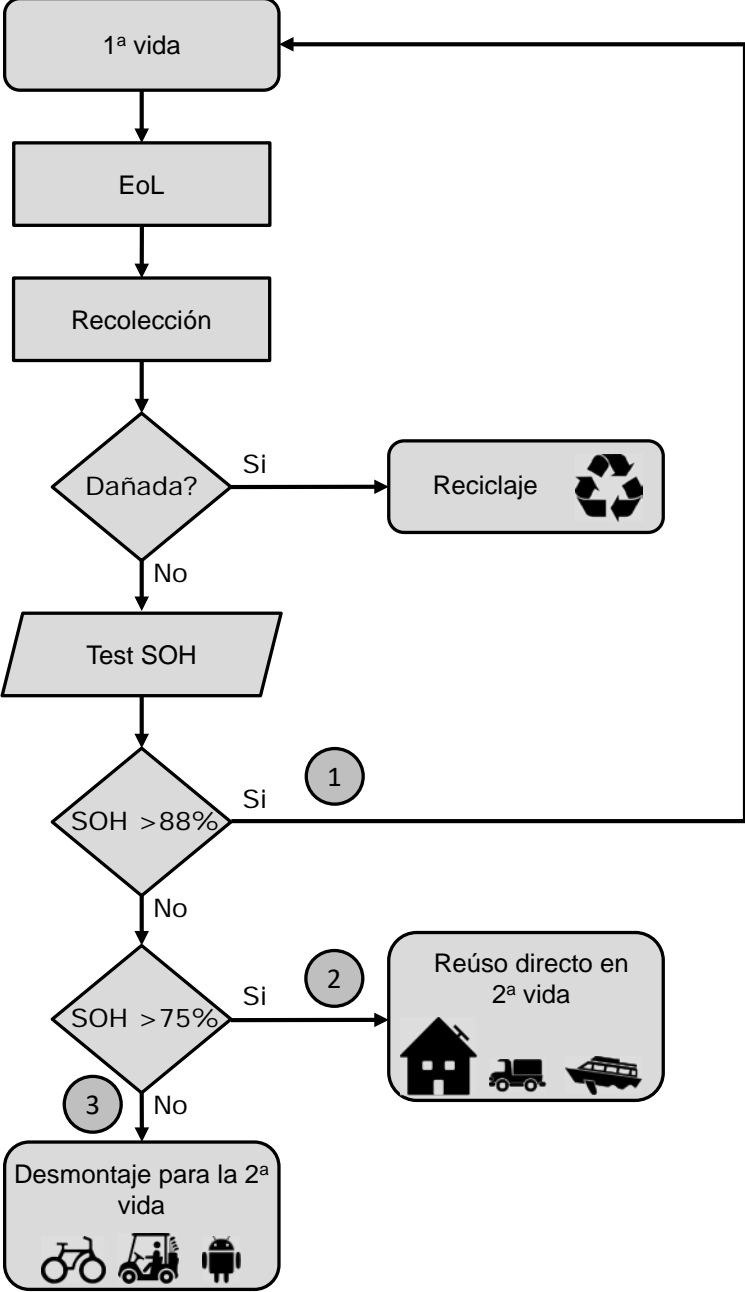


Fig 4.4. Esquema del proceso de evaluación y selección de alternativas para la reutilización de baterías (Canals et al., 2017).

Asimismo, tal y como ya se ha mencionado anteriormente, la entrada del VE es aún incipiente y los primeros modelos comerciales se remontan al 2010. A día de hoy aún no se han

desmantelado gran cantidad de VE, con lo que no hay suficientes datos para valorar con certeza cuál será su tasa de reposición. Por ello, en el estudio se supuso que el valor de SOH de las baterías de VE desmantelados seguiría una función normal centrada en el 80% SOH con unos límites del 95% percentil al 90% SOH, es decir, con una desviación estándar de 6.06. Con estos datos, el estudio pudo calcular (Fig. 4.5.), que ratio de baterías seguirían una u otra estrategia de reutilización y los distintos usos que tendrían en segunda vida.

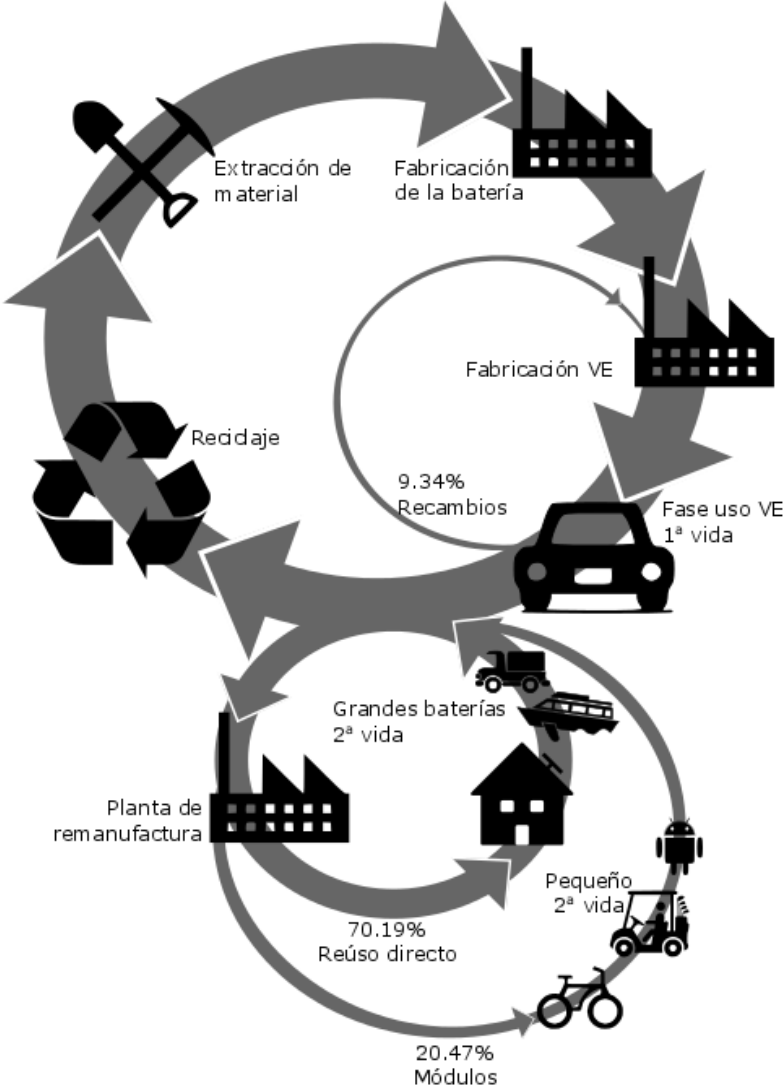


Fig.4.5: Repartición de las baterías para las segundas vidas (Canals et al., 2017)

Se puede observar en la Fig. 4.5. que, efectivamente, la mayor parte de las baterías tendería a seguir el reuso directo para aplicaciones con gran demanda de capacidad y potencia, mientras que menos de un 10% volvería a ser usada en VE y un 20% sería reutilizada siguiendo la estrategia del desmantelado en módulos.

El estudio concluye, como se puede observar en la Fig. 4.6., que el centro-oeste de Alemania es la mejor ubicación para colocar una fábrica de remanufactura de baterías teniendo en cuenta los principales países fabricantes de VE en Europa (Alemania, Francia y Reino Unido), los países con más ventas de VE (encabezados por los Países Bajos, Francia, Noruega, Alemania y, también el Reino Unido, que juntos representan cerca del 80% de las ventas totales de VE en Europa en los últimos años) y los países con mayor impacto ambiental debido a la generación de electricidad (con los Países Bajos, Reino Unido y Alemania al frente), que son aquellos países que deberán invertir más en mejorar las infraestructuras de la red eléctrica si quieren reducir las emisiones y cumplir con el acuerdo de París por el Medio Ambiente.

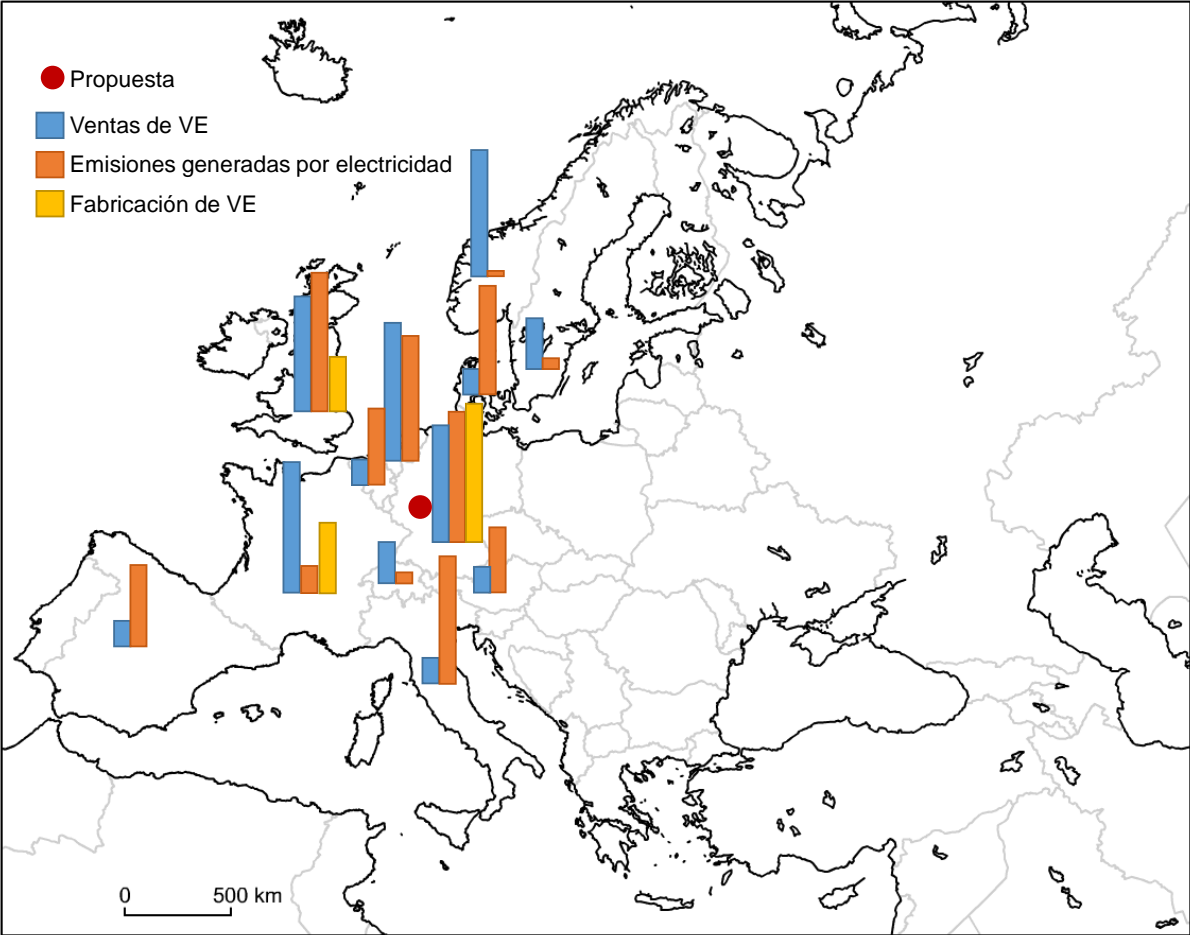


Fig 4.6. Localización óptima de la fábrica de remanufactura de baterías según criterios de fabricación y ventas de VE y del impacto ambiental de la generación de energía eléctrica. (Canals et al., 2017)

4.3 ¿Son las baterías de VE las únicas a reutilizar?

Aunque hasta el momento solamente se hayan discutido las baterías de VE para su reutilización, por las expectativas que el sector despierta, estas no son las únicas candidatas a seguir este proceso. De hecho, Eurecat (socio del mismo proyecto REFER³ del que forma parte este entregable) está preparando una batería prototipo en el WP 4.3.3 partiendo de celdas y módulos de motocicleta especialmente diseñados incorporando la idea de un segundo uso desde la fase de diseño y fabricación, cosa que facilitará aún más el proceso y etapas de reutilización.

En particular, las celdas que utilizará EURECAT para el desarrollo del modelo prototipo de batería de segunda vida serán celdas cilíndricas según el estándar 18650, que define las dimensiones más habituales de este tipo de celdas. La Fig. 4.7 muestra un par de fotografías de una de dichas celdas preparada para empezar con los ensayos de caracterización y envejecimiento. Se pueden observar los conectores soldados en el polo positivo y negativo.



Fig 4.7. Fotografías de una de las celdas cilíndricas 18650 lista para empezar con los ensayos de caracterización y envejecimiento y que formaran parte del prototipo desarrollado.

Las baterías de las motocicletas envejecen de un modo similar al que ocurre con todas las baterías de litio. En una motocicleta, igual que ocurre con los coches, la pérdida de capacidad de la batería es mucho crítica, al reducir notablemente la potencia y el kilometraje que permite recorrer una moto con una batería envejecida. En cambio, la pérdida de capacidad de baterías para portátiles, móviles o tablets, es mucho menos crítica que en coches o mo-

³ <https://refer.upc.edu/ca>

tocicletas ya que pueden usarse enchufadas o enchufarse en casi cualquier lugar para recargarlas y que, por tanto, el SOH al fin de su vida útil puede ser sorprendentemente bajo.

De este modo, cuando una batería de motocicleta ha perdido igualmente entre un 20 o 30% de capacidad, tiene sentido plantearse la reutilización de dichas baterías, que, además, son más simples que las de los VE y que, por tanto, facilitan su proceso de reutilización.

4.4 Referencias bibliográficas

- Anderman, M. (2014). Assessing the Future of Hybrid and Electric Vehicles: The xEV Industry Insider Report. Retrieved from <http://www.advancedautobat.com/industry-reports/2014-xEV-Industry-Report/Executive-Summary-Selections.pdf>
- Bauer, T., Zwolinski, P., Mandil, G., & Monnier, É. (2017). Conception de batteries repurposées: Quels paramètres de conception et comment les définir? In 15e Colloque National AIP-Prim_eca. La Plagne, France. <https://doi.org/10.1117/1.5118693>
- Bräuer, S., Monhof, M., Klör, B., Plenter, F., Siemen, C., & Beverungen, D. (2016). Residential Energy Storage from Repurposed Electric Vehicle Batteries - Market Overview and Development of a Service-Centered Business Model. In Proceedings of the IEEE Conference on Business Informatics (CBI 2016) (pp. 143–152). <http://doi.org/10.1109/CBI.2016.24>
- Burke, Andrew. (2009). Performance, charging and second use considerations for lithium batteries for plug-in electric vehicles. In The electricity storage association meeting, session on transportation and grid. Institute of Transportation Studies. Retrieved from <http://escholarship.org/uc/item/2xf263qp#page-1>
- Canals Casals, L., Amante García, B., & V. Cremades, L. (2017). Electric vehicle battery reuse: Preparing for a second life. *Journal of Industrial Engineering and Management*, 10 (2), 266-285. <http://dx.doi.org/10.3926/jiem.2009>
- Canals Casals, L., Amante García, B., & González Benítez, M. (2016). A Cost Analysis of Electric Vehicle Batteries Second Life Businesses. In J. L. A. M. Capuz-Rizo, J. L. Yagüe Blanco, & F. Salvador (Eds.), *Lecture Notes in Management and Industrial Engineering, Project Management and Engineering Research, 2014* (pp. 129–141). Springer International Publishing. <http://doi.org/10.1007/978-3-319-26459-2>
- Canals Casals, L., & Amante García, B. (2016). Assessing electric vehicles battery second life remanufacture and management. *Journal of Green Engineering*, 6(1), 77–98. <http://doi.org/10.13052/jge1904-4720.614>

-
- Cready, E., Lippert, J., Pihl, J., Weinstock, I., Symons, P., & Jungst, R. G. (2003). Technical and Economic Feasibility of Applying Used EV Batteries in Stationary Applications A Study for the DOE Energy Storage Systems Program. Albuquerque
- Gohla-Neudecker, B., Bowler, M., & Mohr, S. (2015). Battery 2nd life: Leveraging the sustainability potential of EVs and renewable energy grid integration. In 5th International Conference on Clean Electrical Power: Renewable Energy Resources Impact, ICCEP 2015 (pp. 311–318). <http://doi.org/10.1109/ICCEP.2015.7177641>
- Leijen, P. (2014). Real World Battery Diagnostics Model Based and Prius Case Study. In IEEE 23rd International Symposium on Industrial Electronics (ISIE) (pp. 2457–2462). <http://doi.org/10.1109/ISIE.2014.6865005>
- Saxena, S., Le Floch, C., Macdonald, J., & Moura, S. (2015). Quantifying EV battery end-of-life through analysis of travel needs with vehicle powertrain models. *Journal of Power Sources*, 282, 265–276. <http://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2015.01.072>
- Sierzchula, W., Bakker, S., Maat, K., & Van Wee, B. (2014). The influence of financial incentives and other socio-economic factors on electric vehicle adoption. *Energy Policy*, 68, 183–194. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.01.043>
- Tong, S. J., Same, A., Kootstra, M. a., & Park, J. W. (2013). Off-grid photovoltaic vehicle charge using second life lithium batteries: An experimental and numerical investigation. *Applied Energy*, 104, 740–750. <http://doi.org/10.1016/j.apenergy.2012.11.046>
- Tong, S., & Klein, M. (2014). Second Life Battery Pack as Stationary Energy Storage for Smart Grid. In SAE 2014 World Congress & Exhibition. <http://doi.org/10.4271/2014-01-0342>

5 Sectores emergentes para la reutilización de baterías

Según el GTM Research y el Energy Storage Association's U.S y tal como muestra la Fig. 5.1., el uso de sistemas de almacenamiento en aplicaciones estacionarias tiene una clara perspectiva de aumento en los próximos años. Esto provoca que tanto empresas como centros de investigación busquen cuál de las opciones parece ser la más interesante y en qué ámbitos parecen tener mejor aceptación.

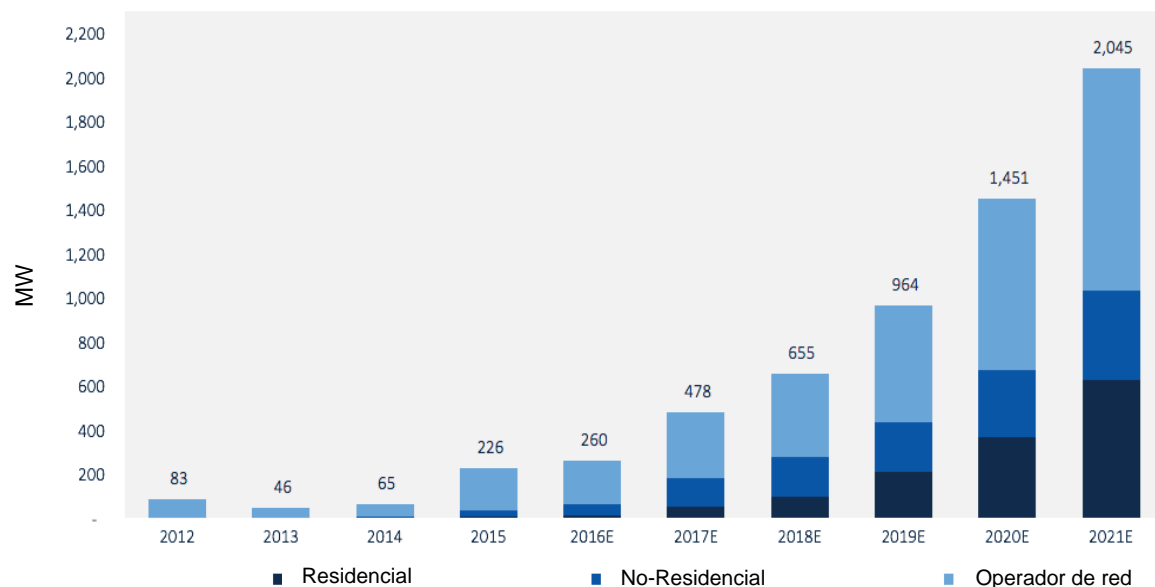


Fig. 5.1: Evolución esperada de la potencia instalada en los Estados Unidos de América.

Fuente: Q1 2017 U.S. Energy storage monitor

Hace ya 10 años el estudio de Walawalkar et al. (2007) indicaba que los SAE podrían ser interesantes en servicios de arbitraje energético, de regulación y de desplazamiento de las inversiones utilizando tecnologías más evolucionadas que las baterías de plomo-ácido, en particular, utilizando volantes de inercia o baterías de Sodio. Con el tiempo, nuevas tecnologías han ido ganando terreno y, aunque aún les queda bastante recorrido para alcanzar los máximos teóricos de densidad de energía (Wadia et al., 2011), las baterías de litio encabezan todos los rankings de baterías en lo que a prestaciones se refiere.

Como ya hemos mencionado en el capítulo 3, la mayor parte de los modelos de negocios aspiran a tener un precio de adquisición de baterías cercano o por debajo de los 150 €/kWh, pero un estudio reciente (Zakeri & Syri, 2015) comparó el coste a lo largo de la vida de los distintos SAE y sigue indicando que, a día de hoy, las baterías de litio están muy por encima de este umbral, siendo la solución más cara.

Al analizar en detalle la distribución de costes de la fabricación de una batería de litio, se aprecia que la producción de una celda es lo que encierra la mayor parte de los costes, representando cerca del 70% del coste total (Fig. 5.2.). Esto es precisamente la base que ofrece la segunda vida de las baterías, una gran cantidad de celdas, agrupadas en módulos. De ahí pues el interés que despierta la reutilización de baterías de VE para aplicaciones estacionarias, pues parece que es la solución al problema actual del alto precio de las baterías de litio.

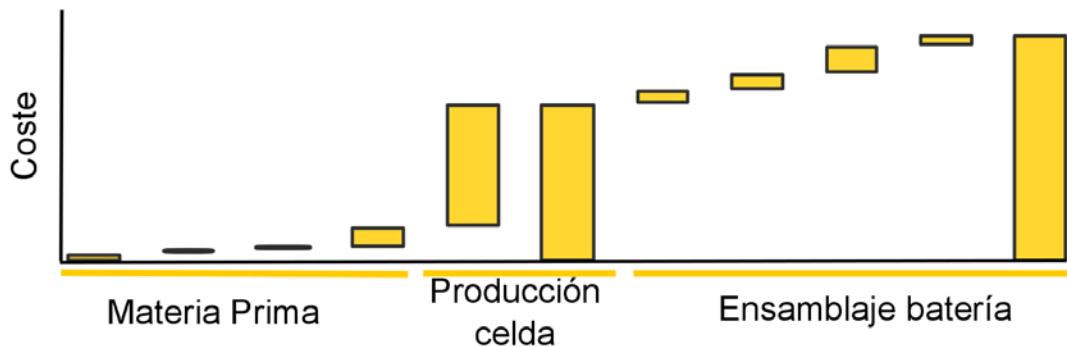


Fig. 5.2: Relación de costes de la producción de una celda de litio nueva (Törkler, 2014)

5.1 Costes de la reutilización

En el capítulo 4 se analizaron las estrategias de la reutilización. En esta sección se valoran los costes de la reutilización de baterías en base a un análisis bibliográfico a partir de su aparición conológica, lo que ayuda a entender las evoluciones de los resultados.

Los primeros estudios de reutilización de baterías, de hace más de 15 años atrás, trataron baterías de NiMH y apostaban por la reutilización en módulos. Los costes de este estudio apuntaban a valores cercanos a los 150 \$/kWh (Cready et al., 2003) aunque pecaban de optimistas en lo que al aprovisionamiento de baterías se refiere. Este estudio consideraba que la adquisición de las baterías representaba el 55% del coste total.

Neubauer y Pesaran (2011) calcularon el rendimiento económico del reuso de baterías de litio en distintas aplicaciones estacionarias. El cálculo lo hicieron estimando muy favorablemente para sus intereses la duración de las baterías, pero contaron con un coste de remanufactura más conservador, de cerca de 250 \$/kWh. Este coste lo obtuvieron partiendo de rendimientos financieros y considerando distintos parámetros de devaluación del precio de la batería según su coste inicial. Es decir, el coste de remanufactura utilizado era una suposición más que un cálculo derivado de un plan de negocio.

Al año siguiente, estos mismos autores (Neubauer et al., 2012) presentaron un análisis de coste más preciso, con un rango de costes al reutilizar las baterías que iba desde 38 \$/kWh, para el caso más optimista, hasta los 147 \$/kWh del caso menos favorable. Precio que tomaron como referencia otros estudios para los cálculos del rendimiento económico (Elkind, 2014; Heymans et al., 2014; Ambrose et al., 2014; Assunção et al., 2016).

El mismo 2012, el estudio de Lih et al. (2012) buscó el momento óptimo para el cambio de baterías considerando una vida total esperada de 15 años sin considerar los costes propios de la remanufactura. En este caso, concluyeron que el mejor momento para realizar dicho cambio era después del tercer año, pudiendo recuperar el 54% del precio de la batería.

El análisis económico de la reutilización de baterías realizado por Foster et al. (2014) siguió la misma tendencia de precios. Este estudio indicaba que la reutilización de baterías podría suponer un ahorro de hasta el 60% en comparación a los costes de baterías nuevas. Así, consideraban que la reutilización tendría unos costes de 114 \$/kWh y descartaban la posibilidad de sacar rendimientos a la reutilización de baterías desmontándolas a nivel de celdas.

Presentado inicialmente en el XIX CIDIP (2014) y publicado posteriormente en 2016 en el libro *Lecture notes in Management and Industrial Engineering*, un estudio basado en la reutilización de baterías en España, con unas suposiciones bastante conservadoras en lo que a tiempos de testeo y optimización del proceso productivo se refiere, indicaba que los costes de reutilización directa de baterías de EV y PHEV estarían entre los 80 y los 120 €/kWh, mientras que la reutilización mediante la remanufactura en módulos doblaría estos valores, llegando a los 237 €/kWh (Canals et al., 2016). Estos valores son relativamente altos en comparación con los resultados presentados por los estudios precedentes, pero siguen estando dentro del mismo rango.

Finalmente, con unas suposiciones más ambiciosas a nivel productivo, Reid & Julve (2016) asumieron que el coste de baterías reutilizadas para el mercado alemán no sobrepasaría los 150€/kWh. De hecho, fueron un poco más allá y predijeron que el mercado mundial de baterías en segunda vida empezaría a repuntar en el año 2022, creciendo de manera exponencial hasta alcanzar el total de vehículos eléctricos vendidos en 2030 tal y como muestra la Fig. 5.3. Esta figura debe entenderse como el potencial de mercado de las baterías en segunda vida, pues tal y como está presentada es imposible que ocurra como señalan ya que siempre debe haber un decalaje de al menos 10 años entre las ventas del VE y su uso en segunda vida, es decir el número acumulado de VE vendidos no puede coincidir con el número de baterías en segunda vida.

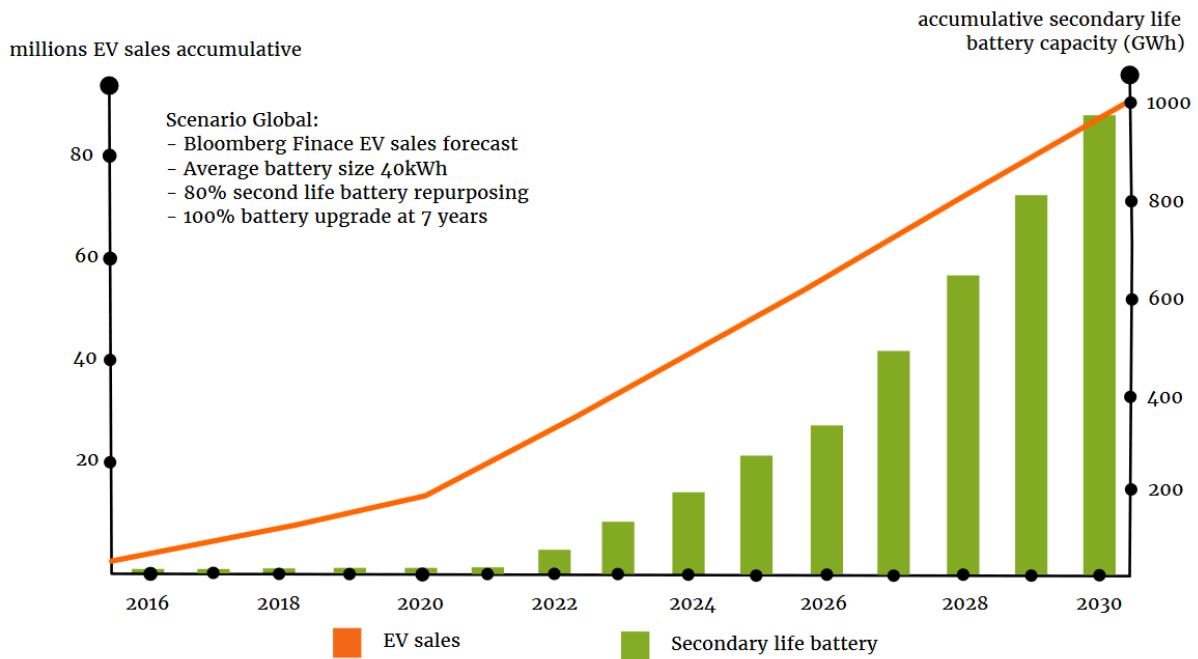


Fig 5.3: Estimación de ventas acumuladas de VE y de baterías en segunda vida.

Viendo los distintos estudios y los resultados estimados, parece que hay bastante consenso en que el precio de las baterías de segunda vida está dentro del rango de precios que se estiman oportunos para los modelos de negocio de SAE en aplicaciones estacionarias, es decir entre 50 y 150 €/kWh.

5.2 Posibles negocios

Hasta el momento hemos comentado repetidamente que existe un interés por parte del sector eléctrico en utilizar SAEs, pues hay muchos estudios que discuten, anuncian y promocionan sus beneficios (Lane et al. 2008; Culver, 2010; Rastler, 2010; Akhil et al., 2013; Gyuk et al., 2013; Lympelopoulos, 2014; Zakeri & Syri, 2015; Popper & Hove, 2016): aprovechar las baterías, pero sin entrar en detalle sobre las distintas aplicaciones y características.

Aunque, según explica Burke (2009), las características típicas de las baterías de VE encajan mejor con aplicaciones de baja/media capacidad (6-30 kWh), como por ejemplo en viviendas o como soporte a pequeñas empresas, las distintas estrategias de reutilización de las baterías permiten una reconfiguración tal que éstas pueden incrementar o reducir estos valores de capacidad, pudiendo llegar hasta el rango de MWh. La Fig 5.4 muestra unos ejemplos de aplicaciones y los valores orientativos de capacidad al que deberían ajustarse las baterías reutilizadas para ofrecer los respectivos servicios.

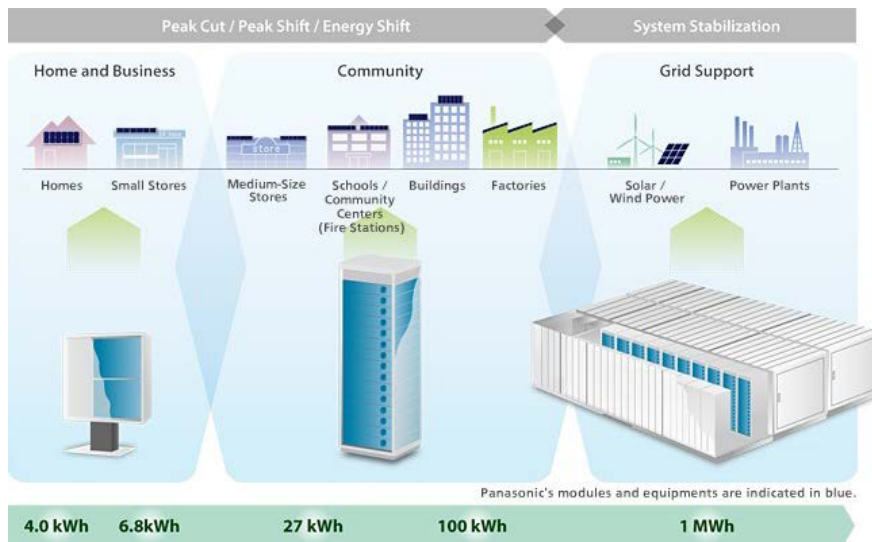
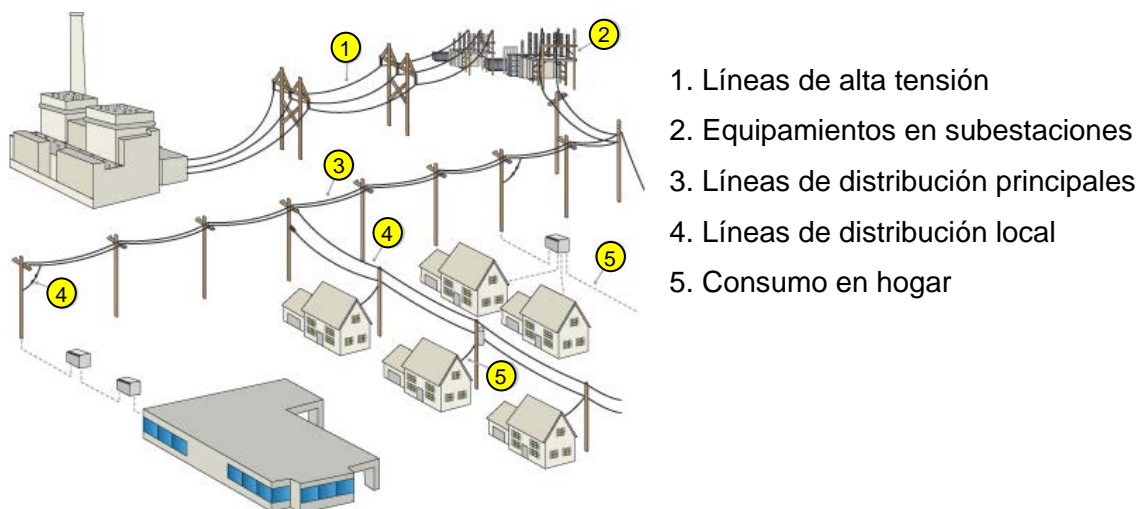


Fig. 5.4: Valores orientativos de capacidad según el tipo de edificio o función a desarrollar.

Fuente: (Bowler, 2014)

Se puede asumir que las baterías pueden ser instaladas en casi cualquier ubicación a lo largo de toda la cadena de generación, transporte, distribución y consumo de energía ofreciendo distintos servicios (Chen et al., 2009), tal y como muestra la Fig. 5.5.



1. Líneas de alta tensión
2. Equipamientos en subestaciones
3. Líneas de distribución principales
4. Líneas de distribución local
5. Consumo en hogar

Fig 5.5: Cadena de generación, transporte, distribución y consumo de energía donde las baterías pueden ofrecer servicios de almacenamiento⁴.

De todos modos, como ya se intuye de la Fig. 5.4, no todas las aplicaciones tienen sentido en todos los entornos dónde colocar baterías (Roberts & Sandberg, 2011). De hecho, Günter & Marinopoulos (2016) describieron y agruparon aquellos servicios que tenían sentido en unas u otras ubicaciones o entornos de trabajo y que se muestran en la Tabla 5.1.

⁴ <https://es.pinterest.com/jnwashburn227/lineman/>

Tabla 5.1. Agrupación de los servicios que pueden ofrecer los SAE según su ubicación.

Ubicación o entorno	Servicio	Descripción
Generación	(gran escala) Desplazamiento carga	transferir energía eléctrica de un período a otro participación en mercado: cargar en horas valle, descargar en pico
	Recorte de picos	reducir el pico máximo de consumo Sustituir plantas de suministro de potencia
	Reservas o regulación de área primaria, secundaria y terciaria.	Inyectar o absorber energía de desviaciones producción/demanda Respuesta rápida a cambios a corto plazo (segundos) entre producción y demanda
	Regulación de frecuencia	Balance de desviaciones esperadas a corto plazo Seguimiento de los señales de regulación (regulación de área)
	Black-start	Re-energizar la red después de una caída total. Aportar potencia para restablecer otros sistemas generadores
	Seguimiento de la carga	Mantener el balance del sistema reaccionando a las fluctuaciones de la generación y demanda Seguir la carga durante los períodos de aumento y reducción de la demanda (mañana y tarde)
Transmisión y Distribución	Suavizado de la carga	suavizado o nivelado de la curva de carga cargar durante las horas valle y usar la energía en horas pico
	T&D reducción de la congestión y desplazamiento de inversiones	SAE instalados en transformadores locales o en zonas donde la red está sobrecargada reducir altas demandas en equipos existentes alargando su vida reducir el estrés de equipos T&D suavizando su uso en horas pico
	Soporte al voltaje	gestión de la reactancia de equipos inductivos capacitivos inyectar o absorber potencia reactiva a o de la red
	Calidad de potencia	monitorización continua de la calidad de potencia aportando un suavizado de potencia y balancear las variaciones de voltaje, frecuencia, armónicos, etc.
Consumidor final	Asegurar el servicio eléctrico	Asegurar el suministro en caso de caída total de la red Como SAI: Operar en modo aislado en cuando hay variaciones bruscas de la calidad de servicio.
	Factor de potencia	Limitar la potencia tomada de la red Descargar durante picos de carga
	Cambio del tiempo de uso (TOU)	Almacenar energía durante horas valle para usar en horas pico Almacenar energía cuando es barata y usarla cuando es cara
Integración de energías renovables	Refuerzo de la capacidad	Producir una cantidad casi constante de potencia, absorbiendo picos y eliminando valles Eliminar recortes de potencia por picos de generación inesperados
	Controla de rampa de carga	Limitar la pendiente, cargar/descargar durante rampas abruptas Absorber energía renovable barata para usarla cuando es cara
	RE cambio tiempo	Eliminar recortes de picos, aumentar el autoconsumo y beneficio

La Tabla 5.1 muestra 4 grandes entornos:

- Por una parte hay las aplicaciones que dan servicio a la generación de energía. Estas aplicaciones pueden ir desde el almacenamiento de grandes cantidades de energía (del orden de MWh) para desplazar los consumos y tener un consumo de red nivelado a lo largo del día hasta el soporte a los arranques de sistemas y rampas de carga. Hay incluso un caso poco habitual y que prácticamente no ha presentado interés en términos de estudios, que es el “black-start” o arrancada en vacío, para volver a activar los generadores caídos. En este entorno están también la regulación de área o regulaciones primarias, secundarias y terciarias, que están pensadas para ajustar en muy cortos (segundos), cortos (minutos) y medio-largo plazo (horas) los desajustes entre la generación y la demanda de energía.
- En segundo lugar, están las aplicaciones relacionadas con la transmisión y distribución. La primera de las aplicaciones, suavizado de carga, es muy similar a la primera aplicación del entorno de la generación a nivel de balance energético, pues ambas tratan de nivelar la curva de demanda. La diferencia está en el origen del beneficio, mientras en el caso de la generación se hace por los beneficios de la venta de energía en horarios más caros, la otra lo hace para reducir las pérdidas energéticas debido a la transmisión de energía a intensidades mayores en horas de mayor consumo. Similarmente, el desplazamiento de la transmisión permite que los transformadores locales trabajen con menos stress y puedan alargar su vida útil. Y finalmente, están las aplicaciones de calidad del servicio de la red en voltaje y potencia.
- De cara al consumidor final se pueden encontrar todos los casos pero a menor escala: asegurar el suministro de potencia, reducir el factor de potencia (con el impacto directo en la factura) mediante el desplazamiento de las cargas que se superponen a períodos con menos consumo, que a su vez puede revertir en beneficios económicos si se dispone de una tarifa horaria y se consume la energía en horas valle con precios más competitivos. Hay otra aplicación, que no se menciona en este punto por estar relacionada también con la generación con energías renovables, y es el soporte al autoconsumo.
- Finalmente, está el entorno de las energías renovables. El refuerzo a la capacidad utiliza las baterías para compensar las caídas de potencia que ocurren en los sistemas de generación eléctrica mediante fuentes renovables como el Sol o el viento por razones climatológicas o ambientales. Así se asegura un funcionamiento pre-establecido y se puede confiar en que el sistema podrá aportar la energía esperada incluso en casos en los que los generadores están por debajo del rendimiento esperado. También existe el control de rampa, para no depender tanto de la fuente de

energía a la hora de arrancar y parar o de subir y bajar la potencia sin tener que recurrir a recortes de la potencia hábil. Finalmente están las aplicaciones de cambio de tiempo de uso, es decir, generamos la energía cuando esta está disponible y la almacenamos para utilizarla cuando podamos sacar más rendimiento o cuando tengamos cargas a las que queremos suministrar energía.

Se puede apreciar que, efectivamente, hay algunas de las aplicaciones que se repiten en distintas ubicaciones, pero aunque tengan el mismo nombre y estén pensadas para lo mismo, no son todas iguales ni seguirán exactamente los mismos perfiles de trabajo. Por ejemplo, no es lo mismo cambiar el tiempo de uso en una pequeña empresa con horario de oficina que hacerlo en una vivienda, ya que esta última consume más justamente cuando la oficina está cerrada.

Además, no todos los sectores tienen el mismo atractivo a día de hoy. Como ya se percibía en la Fig. 5.1, son los operadores eléctricos y los servicios a la red los que, a priori, empezarán a entrar en el mercado y captarán la mayor parte del negocio. Por ello, la mayoría de los proyectos demostrativos expuestos en el Capítulo 3 con baterías reutilizadas se realizan conjuntamente con empresas eléctricas y de automóviles. Posteriormente, arranca el uso de SAE en empresas y es finalmente el sector domiciliario o uso en edificios residenciales el que se interesará en sus posibles servicios. Es en estos dos últimos dónde se centra la investigación del proyecto REFER en el que se enmarca este estudio.

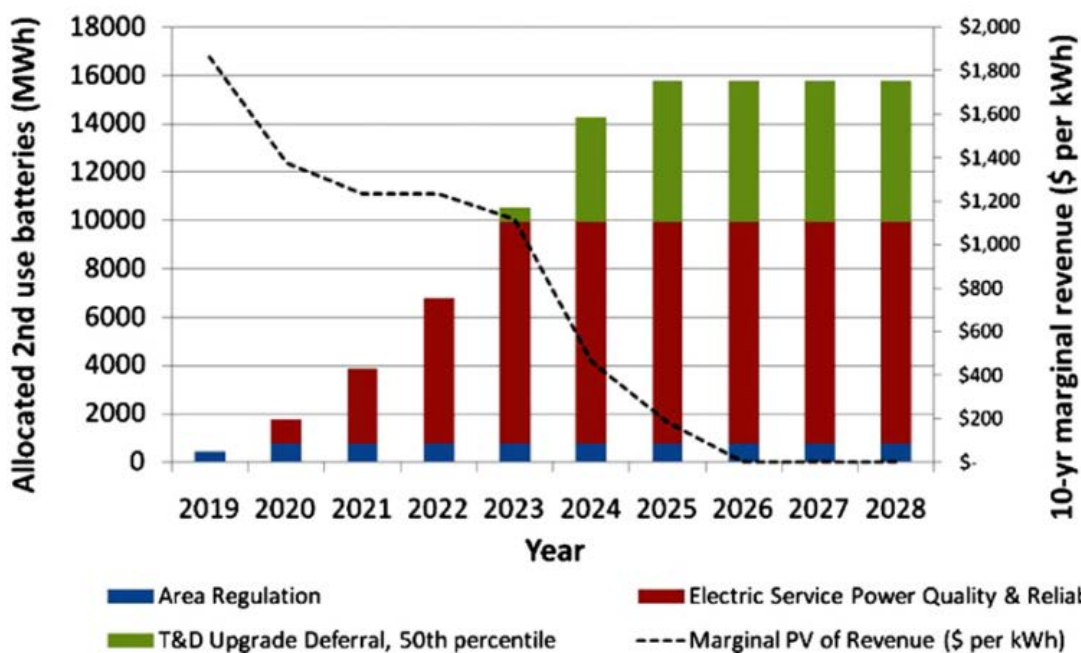


Fig. 5.6: Distribución de baterías según el nicho de mercado (Neubauer & Pesaran, 2011).

Justamente por haberse identificado que son las empresas operadoras de red las que primero se beneficiarán de los servicios que pueden ofrecer los SAE, es donde la mayor parte de los estudios científicos han fijado su atención. La Fig 5.6, extraída del trabajo de Neubauer & Pesaran (2011), muestra cómo se estima que los SAE empezarán con servicios de regulación de área para pasar después a servicios de calidad de la red y, finalmente, apostarán por servicios que permitan el retraso de las inversiones en sistemas de transmisión y distribución de la energía.

El informe realizado por Starke & Andrews (2011) analizaba la distribución de costes de la instalación de SAE mediante el uso de baterías de segunda vida en aplicaciones de potencia, es decir, en grandes instalaciones pensadas para servicios a la red. Identificaron que, incluso utilizando baterías sustancialmente más económicas que las disponibles en el mercado, el coste de adquirir y colocar dichas baterías era, en general, superior al resto de costes del explotación. Así, por ejemplo, para aplicaciones de desplazamiento y seguimiento de carga o para las aplicaciones relacionadas con la distribución y transmisión el coste de las baterías significaba entre un 60 y un 50% del total, para regulación de área y soporte al voltaje (calidad de red), lo estimaban entre un 30 y un 40%, mientras que para usos de recorte de picos, representaban entre un 40 y un 50%.

Estos altos valores del impacto económico del uso de baterías, incluso siendo de segunda vida, evidencian lo importante y significativa que es la inversión inicial en este tipo de aplicaciones. Esto explica el recelo y las dificultades que encuentran los SAE para entrar en el mercado eléctrico para ser utilizadas más allá de aplicaciones de seguridad de funcionamiento y mantenimiento de la información (como en los centros de datos, que no pueden permitir ningún corte de luz, en todas las empresas en dónde hay servidores en red para compartir la información de los ordenadores y en laboratorios dónde la caída de la red puede significar la pérdida de información de meses de trabajo).

Es más, la mayoría de los estudios económicos realizados no utilizan un método preciso para estimar la duración de las baterías. En general asumen que éstas duran cierto número de años o de ciclos independientemente del uso que se les vaya a dar siendo una suposición poco precisa para el peso que tienen las baterías en la inversión inicial. Por otro lado, estudios técnicos especializados analizan independientemente la viabilidad técnica y los beneficios funcionales o la esperanza de vida.

Como ejemplo del primer tipo de estudios técnicos, en los que se analiza la viabilidad y beneficios técnicos del uso de baterías, encontraríamos estudios como el de Brivio et al. (2016), Lian et al. (2014) o Lacey et al. (2013) en referencia a la regulación de área. En estos estudios explican técnicamente cómo el uso de baterías para dar soporte a los sistemas actuales de regulación de área dinamiza y da mayor rapidez y seguridad al sistema general al mismo tiempo que reduce los picos de potencia requeridos a los sistemas principales, suavizando su régimen de trabajo y alargando su vida útil.

Por el otro lado, la esperanza de vida de las baterías en aplicaciones estacionarias, al ser el proceso de envejecimiento de las baterías algo complejo, se ha ido analizando de forma independiente a los cálculos económicos por distintos autores.

Los estudios de envejecimiento acostumbran a utilizar modelos eléctricos equivalentes o modelos electroquímicos de baterías que simulan el funcionamiento y, por ende, del envejecimiento de las mismas teniendo en cuenta distintos factores que afectan a la vida de las baterías. Estos factores que afectan al envejecimiento son principalmente, la temperatura, la profundidad de descarga (DOD), el SOC, la intensidad de corriente y el tiempo (Vetter et al., 2005).

Algunos ejemplos de estudios de envejecimiento de baterías se encuentran en aplicaciones de soporte a sistemas de generación de energía eólica (Stroe et al., 2013; Maciej et al., 2014); el estudio utilizando un modelo propio (BLAST) que analizaba el envejecimiento en la 1ª y la 2ª vida (Neubauer et al., 2015); el estudio que analizaba aplicaciones de TOU en una vivienda y aplicaciones de suavizado de picos en aplicaciones de red (Martinez-Laserna et al., 2016); el estudio preliminar del envejecimiento de baterías en aplicaciones de autoconsumo, SAI, aislado o soporte a la carga rápida de VE (Canals et al., 2017); o el estudio de baterías dando apoyo en funciones de regulación de área a un sistema de turbinas de gas (Canals & Amante, 2017), entre otros.

Se puede observar que los estudios de envejecimiento de baterías son más recientes que los estudios económicos y que, de hecho, se han focalizado en las aplicaciones que los estudios económicos indicaban ser las más sugerentes. Desgraciadamente, no ha ocurrido al revés y hasta la fecha no hay análisis financieros que utilicen los resultados del envejecimiento de baterías calculado de forma precisa.

5.3 El caso particular del proyecto REFER: La biblioteca Tirant lo Blanc de Montgat

En la sección precedente hemos acabado mencionando que los estudios económicos y técnicos han ido, en general, por caminos paralelos. Es preciso entonces empezar a vincular estas dos líneas de investigación, que es precisamente lo que se realizará a lo largo del proyecto REFER.

De hecho, la actividad 4.3.3 y 4.3.4 del proyecto crean un prototipo y realizarán toda una serie de ensayos para poder obtener un modelo de envejecimiento. Paralelamente, el proyecto REFER incorporará todo un conjunto de sistemas (entre ellos baterías) y algoritmos que permitirán una flexibilización de la gestión energética en la biblioteca Tirant lo Blanc de Montgat (Fig. 5.7). De dicha instalación podrán extraerse los perfiles de trabajo de la batería y, con ello, estimar el envejecimiento de la misma que, junto con un análisis tarifario, permitirá conocer la viabilidad de este tipo de instalaciones.



Fig. 5.7: Fachada de la biblioteca dónde se instalaran instalara los sistemas de flexibilidad energética del proyecto REFER para edificios terciarios.

Esta biblioteca cuenta actualmente con un tejado en el que se han instalado 96 paneles fotovoltaicos (Fig. 5.8) capaces, según proyecto, de aportar 28455 kWh/año con una potencia pico de 21312 kW, lo que raramente ocurrirá, con lo que se instalaron 6 inversores con una potencia nominal de 19.8 kW.



Fig. 5.8: Imagen de los paneles solares instalados en el tejado de la biblioteca.

Hay distintas estrategias para dimensionar el sistema de baterías que debe instalarse. Ello depende de lo que se quiera obtener de ellas según los modelos de negocio presentados en la Tabla 5.1. Hay la opción de intentar almacenar toda la energía posible proveniente de la generación solar, una opción intermedia que permita captar solamente los excedentes puntuales de algunos momentos durante el día o la de ir jugando con el precio de la energía.

Cabe mencionar que en el momento de la finalización de este entregable no se disponía de los datos de producción solar del sistema a lo largo del año ni tampoco de los consumos del edificio, así que los resultados son aproximados y serán completados en los siguientes entregables referentes al potencial de las baterías en aplicaciones de soporte al autoconsumo en edificios terciarios.

Lo que sí sabemos es la fluctuación del consumo medio diario extraído de las facturas mensuales de la biblioteca a lo largo de los últimos años y que mostramos en la Fig 5.9. Esta figura ya incluye las reducciones debidas a la producción solar.

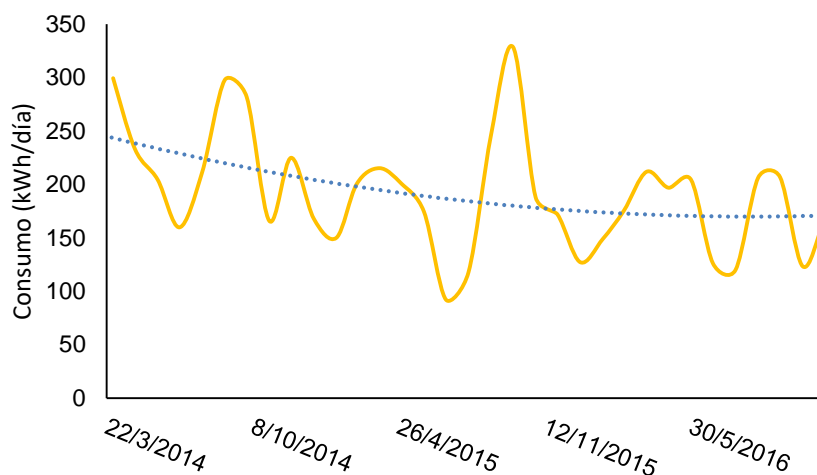


Fig. 5.9: Consumo medio de la biblioteca durante los últimos años

Como hemos comentado, la producción solar máxima generada por los paneles no puede superar los 20 kW . Así, considerando una producción media de 13 kW durante 8 horas de sol, ya que la producción solar sigue una curva de producción creciente durante las primeras horas, que solamente en los meses de máxima irradiación llega al pico máximo de producción posible, que al atardecer desciende hasta su paro y que en períodos invernales ésta puede llegar a ser casi la mitad de lo que se produce a lo largo del día en verano, estaríamos hablando de una cantidad de energía producida de 104 kWh/día.

Sabemos también que la biblioteca solamente cierra los domingos y que en verano está abierta por las mañanas, que es cuando sale el Sol y por tanto se consume directamente. Así, parece que sería absurdo considerar el almacenar la energía solar generada durante los períodos vacacionales, durante las semanas o días en que la biblioteca permanece cerrada.

Partiendo de un coste entre 50 y 150 €/kWh para baterías de segunda vida (según vimos en la sección 5.1), el coste de unas baterías reutilizadas para almacenar la energía producida en domingo (unos 104 kWh como hemos visto anteriormente) estaría entre 5000 y 15000 €, si quisiéramos almacenar la energía de toda una semana este coste aumentaría hasta los 35000 - 105000 €.

La amortización de este coste para conocer el *payback* o el período de recuperación de la inversión inicial contando solamente con la batería tendría que compararse con el ahorro generado por la acumulación de estos 104 kWh de energía almacenados durante los 52 domingos al año (1 domingo a la semana) que sería equivalente a 5408 kWh/año. Pero a

estos valores de producción hace falta añadirle las pérdidas debidas a las eficiencias de los inversores y la propia batería, quedando en unos 4637 kWh/año. A un coste de la energía de 0.12 €/kWh, obtenemos un ahorro anual de casi 650 €/año, lo que indica que tardaremos recuperar las inversiones de solamente las baterías entre 9 y 27 años según el rango de precios estimado.

Pero a estos costes debemos añadirle los costes de la instalación, pues las instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo cuentan con unos inversores que toman la electricidad (en continua) generada por los paneles y la transmiten a la red de la biblioteca (alterna). Al añadir sistemas de baterías, la instalación se vuelve más compleja y debemos añadir como mínimo un inversor más. Si se utilizan inversores bidireccionales como los de los esquemas de la Fig. 5.10, o dos inversores en el caso que sean unidireccionales, en el que un inversor se encargaría de cargar la batería y el otro de descargarla, en la instalación deberíamos añadirle unos 20000 € en concepto de inversores para poder absorber y devolver los 20 kW de potencia pico que aporta la instalación solar.

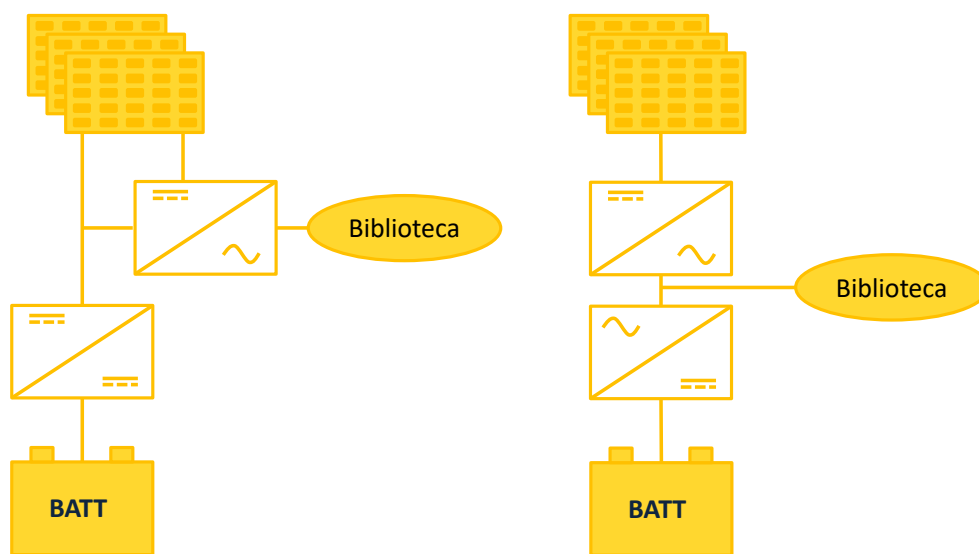


Fig. 5.10: Esquemas básicos para la implementación de baterías en edificios con paneles solares.

Si, por el contrario, se pretenden almacenar los excedentes diarios, la cantidad de energía intercambiada al final del año sería mucho mayor. Además, al trabajar solamente con excedentes y no con todo el potencial máximo que puede aportar la instalación solar. Los inversores conectados a las baterías también podrían ser menos y reducir esta partida de las inversiones iniciales, con lo que el periodo de retorno o *payback* se acortaría sustancialmente.

Aunque en la Fig. 5.9. parece que la generación solar esté siempre por debajo de la demanda del edificio, sabemos que esto no es verdad y que hay algunos momentos a lo largo del día en el que la generación es superior a la demanda. El consumo de esta biblioteca está muy ligado al sistema de climatización y este puede que esté trabajando durante algunos minutos en situación de *stand-by* o con consumos residuales.

Al no disponer de estos datos aún, estos cálculos serán presentados junto con el estudio de envejecimiento de las baterías, que además permitirá valorar si los períodos de recuperación de las inversiones son menores o mayores que la esperanza de vida de las baterías en aplicaciones de autoconsumo en edificios terciarios.

En cualquier caso, para el demostrador de la biblioteca Tirant lo Blanc de Montgat se instalará una batería de segunda vida de VE de 24kWh de capacidad y cerca de 60kW de potencia instantánea con la que actualmente está trabajando el Institut de Recerca en Energia de Catalunya (IREC, que también es socio del proyecto REFER). La incorporación de esta batería permitirá utilizar la energía según mejor convenga en cada momento maximizando los beneficios, es decir, para almacenar excedentes, absorber energía de la red a bajo coste... y con ello obtener todos los datos necesarios para realizar los cálculos anteriormente mencionados.

5.4 Referencias bibliográficas

- Akhil, A. A., Huff, G., Currier, A. B., Kaun, B. C., Rastler, D. M., Chen, S. B., ... Gauntlett, W. D. (2013). Electricity storage handbook. Report SAND2013-5131. Retrieved from <http://www.emnrd.state.nm.us/ECMD/RenewableEnergy/documents/SNL-ElectricityStorageHandbook2013.pdf>
- Ambrose, H., Gershenson, D., Gershenson, A., & Kammen, D. (2014). Driving rural energy access: a second-life application for electric-vehicle batteries. *Environmental Research Letters*, 9(9), 94004. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/9/9/094004>
- Assunção, A., Moura, P. S., & de Almeida, A. T. (2016). Technical and economic assessment of the secondary use of repurposed electric vehicle batteries in the residential sector to support solar energy. *Applied Energy*, 181, 120–131. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.056>
- Bowler, M. (2014). Battery Second Use : A Framework for Evaluating the Combination of Two Value Chains. Retrieved from: http://tigerprints.clemson.edu/all_dissertations/1378

-
- Bräuer, S., Monhof, M., Klör, B., Plenter, F., Siemen, C., & Beverungen, D. (2016). Residential Energy Storage from Repurposed Electric Vehicle Batteries - Market Overview and Development of a Service-Centered Business Model. In Proceedings of the IEEE Conference on Business Informatics (CBI 2016) (pp. 143–152). <http://doi.org/10.1109/CBI.2016.24>
- Brivio, C., Mandelli, S., & Merlo, M. (2016). Battery energy storage system for primary control reserve and energy arbitrage. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 6, 152–165. <http://doi.org/10.1016/j.segan.2016.03.004>
- Burke, Andrew. (2009). Performance, charging and second use considerations for lithium batteries for plug-in electric vehicles. In The electricity storage association meeting, session on transportation and grid. Institute of Transportation Studies. Retrieved from <http://escholarship.org/uc/item/2xf263qp#page-1>
- Canals Casals, L., Amante García, B., & González Benítez, M. (2016). A Cost Analysis of Electric Vehicle Batteries Second Life Businesses. In J. L. A. M. Capuz-Rizo, J. L. Yagüe Blanco, & F. Salvador (Eds.), *Lecture Notes in Management and Industrial Engineering, Project Management and Engineering Research, 2014* (pp. 129–141). Springer International Publishing. <http://doi.org/10.1007/978-3-319-26459-2>
- Canals Casals, L., Amante García, B., & González Benítez, M. (2017). Aging Model for Re-used Electric Vehicle Batteries in Second Life Stationary Applications. In *Lecture Notes in Management and Industrial Engineering* (pp. 139–151). Springer International Publishing. http://doi.org/10.1007/978-3-319-51859-6_10
- Canals Casals, L., & Amante García, B. (2017). Second-Life Batteries on a Gas Turbine Power Plant to Provide Area Regulation Services. *Batteries*, 3(1), 10. doi:10.3390/batteries3010010
- Cready, E., Lippert, J., Pihl, J., Weinstock, I., Symons, P., & Jungst, R. G. (2003). Technical and Economic Feasibility of Applying Used EV Batteries in Stationary Applications A Study for the DOE Energy Storage Systems Program. Albuquerque
- Elkind E. Reuse and repower – how to save money and clean the grid with second-life electric vehicle batteries. UCLA School of Law; 2014. https://www.law.berkeley.edu/files/ccelp/Reuse_and_Repower_--_Web_Copy.pdf
- Foster, M., Isely, P., Standridge, C. R., & Hasan, M. M. (2014). Feasibility assessment of remanufacturing, repurposing, and recycling of end of vehicle application lithium-ion batteries. *Journal of Industrial Engineering and Management*, 7(3), 698–715. <http://doi.org/10.3926/jiem.939>
- Günter, N., & Marinopoulos, A. (2016). Energy storage for grid services and applications: Classification, market review, metrics, and methodology for evaluation of deployment

-
- cases. *Journal of Energy Storage*, 8, 226–234. <http://doi.org/10.1016/j.est.2016.08.011>
- Gyuk, I., Jonson, M., Vetrano, J., Lynn, K., Parks, W., Handa, R., ... Braccio, R. (2013). Grid Energy Storage.
- Heymans, C., Walker, S. B., Young, S. B., & Fowler, M. (2014). Economic analysis of second use electric vehicle batteries for residential energy storage and load-levelling. *Energy Policy*, 71, 22–30. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2014.04.016>
- Lacey, G., Putrus, G., & Salim, A. (2013). The use of second life electric vehicle batteries for grid support. *IEEE EuroCon 2013*. <http://doi.org/10.1109/EUROCON.2013.6625141>
- Lane, H., Deblasio, R., & Tom, C. (2008). Standards for the Smart Grid. In *IEEE Energy 2030*. Atlanta, Georgia, USA.
- Lian, B., Yu, D., Wang, C., Le Blond, S., & Dunn, R. W. (2014). Investigation of energy storage and open cycle gas turbine for load frequency regulation. In *49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)* (pp. 1–6). <http://doi.org/10.1109/UPEC.2014.6934664>
- Lih, W.-C., Yen, J.-H., Shieh, F.-H., & Liao, Y.-M. (2012). Second Use of Retired Lithium-ion Battery Packs from Electric Vehicles: Technological Challenges, Cost Analysis and Optimal Business Model. In *2012 International Symposium on Computer, Consumer and Control* (pp. 381–384). Ieee. <https://doi.org/10.1109/IS3C.2012.103>
- Lymperopoulos, N. (2014). Commercialization of Energy Storage in Europe. Retrieved from <http://www.energystorageforum.com/europe/free-white-paper>
- Maciej, Ś., Stroe, D. I., Member, S., Stan, A., Teodorescu, R., & Sauer, D. U. (2014). Selection and Performance-Degradation Modeling of LiMO / Li Ti O and LiFePO / C Battery Cells as Suitable Energy Storage Systems for Grid Integration With Wind Power Plants : An Example for the Primary Frequency Regulation Service. *TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY*, 5(1), 90–101. <http://doi.org/10.1109/TSTE.2013.2273989>
- Martinez-Laserna, E., Sarasketa-Zabala, E., Stroe, D., Swierczynski, M., Warnecke, A., Timmermans, J. M., ... Rodriguez, P. (2016). Evaluation of Lithium-ion Battery Second Life Performance and Degradation. In *IEEE Energy Conversion Congress and Expo. Milwaukee*. DOI: 10.1109/ECCE.2016.7855090
- 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), 10351–10358. <https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2011.06.053>
- Neubauer, J., Pesaran, A., Williams, B., Ferry, M., & Eyer, J. (2012). A Techno-economic analysis of PEV battery second use_ repurposed battery selling price and commercial
-

-
- and industrial end_user value. In SAE World Congress and Exhibition. Detroit.
<https://doi.org/10.4271/2012-01-0349>
- Neubauer, J. S., Wood, E., & Pesaran, A. (2015). A Second Life for Electric Vehicle Batteries: Answering Questions on Battery Degradation and Value. *SAE International Journal of Materials and Manufacturing*, 8(2), 21–23. <http://doi.org/10.4271/2015-01-1306>
- Popper, K., & Hove, A. (2016). Energy Storage World markets Report.
- Rastler, D. (2010). Electricity Energy Storage Technology Options.
- Reid G., & Julve J. (2016). Second Life-Batteries As Flexible Storage For Renewables Energies. http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/201604_Second_Life-Batterien_als_flexible_Speicher.pdf [Consulta: 16.06.2016].
- Roberts, B. P., & Sandberg, C. (2011). The Role of Energy Storage in Development of Smart Grids. *Proceedings of the IEEE*, 99(6), 1139–1144.
<http://doi.org/10.1109/JPROC.2011.2116752>
- Starke, M. R., & Andrews, G. (2011). Final Report Economic Analysis of Deploying Used Batteries in Power Systems (AOK Ridge). UT-Battelle for the department of energy
- Stroe, D., Swierczynski, M., Stan, A.-I., & Teodorescu, R. (2013). Accelerated lifetime testing methodology for lifetime estimation of Lithium-ion batteries used in augmented wind power plants. 2013 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition, 690–698.
<http://doi.org/10.1109/ECCE.2013.6646769>
- Törkler, A. (2014). Batteries Refurbishing & Reuse. Retrieved from the project ELIBAMA at <https://elibama.files.wordpress.com/2014/10/v-c-batteries-reuse.pdf>
- Vetter, J., Nov, P., Wagner, M. R. R., Veit, C., Novák, P., Möller, K.-C., ... Hammouche, A. (2005). Ageing mechanisms in lithium-ion batteries. *Journal of Power Sources*, 147(1–2), 269–281. <http://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2005.01.006>
- Wadia, C., Albertus, P., & Srinivasan, V. (2011). Resource constraints on the battery energy storage potential for grid and transportation applications. *Journal of Power Sources*, 196(3), 1593–1598. <http://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2010.08.056>
- Walawalkar, R., Apt, J., & Mancini, R. (2007). Economics of electric energy storage for energy arbitrage and regulation in New York. *Energy Policy*, 35(4), 2558–2568.
<http://doi.org/10.1016/j.enpol.2006.09.005>
- Zakeri, B., & Syri, S. (2015). Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 42, 569–596.
<http://doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.011>

6 Conclusiones

El sistema eléctrico, y las empresas distribuidoras en particular, están valorando los beneficios técnicos, de calidad y económicos que les pueden aportar los sistemas de almacenamiento de energía. Esto lo demuestra la gran cantidad de proyectos y artículos de investigación que hay y de los que hemos presentado los más significativos en la sección 3.

Resulta que no hay una sola tecnología que permita el almacenamiento de energía. Existen sistemas que aprovechan la energía cinética (volantes de inercia), otros que utilizan la energía potencia (Bombeo hidráulico y CAES) y finalmente están los sistemas basados en el almacenaje por reacción química o baterías, que son el foco de este estudio. En la sección 2 se presentaron más en detalle las distintas baterías que están actualmente en funcionamiento, mostrando los puntos fuertes y débiles de cada una de ellas. Este estudio concluye que las baterías de litio son las que actualmente tienen mejores prestaciones, pero también son las más caras, cosa que las deja fuera de muchos mercados.

Una reducción de precio de estas baterías es lo que están esperando impacientes las empresas del sector energético para llevarlas a aplicaciones estacionarias. De hecho consideran que sus negocios tendrían sentido si los costes de las baterías desciende hasta niveles por debajo de los 150 €/kWh. Y esto es justamente lo que ofrece la segunda vida de baterías de vehículo eléctrico: ¡baterías de litio económicas!

Por este motivo, este estudio presenta en el capítulo 4 distintas estrategias para afrontar la reutilización de las baterías, destacando que, efectivamente, los costes estimados para el tratamiento y distribución de las mismas estaría dentro del rango de 50-150 €/kWh almacenado. Asimismo, este capítulo presenta los resultados de un estudio que indica el lugar dónde más sentido tendría implantar una planta de remanufactura de baterías teniendo en cuenta las ventas de VE y demografía en Europa, los lugares de fabricación y la necesidad de mejorar el impacto ambiental de la red de generación y distribución eléctrica de los países. Los alrededores de Frankfurt, en Alemania, parecen ser lugares propicios para ello.

Finalmente, el capítulo 5 muestra los distintos sectores dónde la implantación de SAE tiene sentido y cuáles son los servicios que pueden ofrecer en cada uno de ellos. Así, parece que la regulación de área es el sector que primero incorporaría baterías, seguido de sistemas para la mejora de la transformación y distribución y por los sistemas de soporte a la generación de electricidad mediante energías renovables.

De este trabajo se extrae que, el sector de la construcción de edificios tanto terciarios como residenciales, tardaran algo más en poder sacar beneficios de estos sistemas, pero hace falta empezar a valorar ya su potencial y esto es justamente lo que realiza el proyecto REFER con la implementación de una batería de segunda vida de VE junto con otros sistemas de monitorización y gestión de la energía en la biblioteca de Tirant lo Blanc en Montgat.

Además, los beneficios de la reutilización de baterías puede aportar otros beneficios medioambientales al no utilizar nuevos materiales para la fabricación de baterías nuevas para el sector energético. Por tanto, el camino de la reutilización de baterías de VE no ha hecho más que empezar.

