

Speichertechnologien in dezentralen Versorgungsstrukturen

Storage technologies for decentralised power supply infrastructures

Prof. Dr. Dirk Uwe Sauer, RWTH Aachen, Juniorprofessur für Elektrochemische Energiewandlung und Speichersystemtechnik, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe (ISEA), RWTH Aachen, Aachen, Deutschland, email: sr@isea.rwth-aachen.de

Dr. Martin Kleimaier, Consultant, Deutschland, email: martin.kleimaier@t-online.de

Kurzfassung

Energiespeicher spielen in zukünftigen Energieversorgungsstrukturen eine immer größere Rolle. Druckluftspeicher, Wasserstoffspeichersysteme und Pumpspeicherkraftwerke sind geeignete Technologien für Anlagen im Bereich 100MW bis 1GW, die aber an geeignete geologische Formationen gebunden sind. Diverse Batteriespeichertechnologien werden aus kleinen Einheiten modular aufgebaut und können in kleineren, verteilten Einheiten gut eingesetzt werden. Die Betriebskosten von Speicheranlagen werden bestimmt durch die Investitionskosten, den nutzbaren Speicherbereich und die Lebensdauer in Abhängigkeit der Belastungszyklen aber auch dem Wirkungsgrad der Anlage. Untersuchungen zeigen, dass je nach Anwendungsfall und Technologie auch nach Massenherstellung 3 bis 8ct Kosten pro ins Netz eingespeister kWh entstehen werden. Von großer Bedeutung für die Entwicklung des Speichermarktes werden die Anwendungen sein, in denen aus anderen Gründen als der Netzstützung Speicher eingesetzt werden, gleichzeitig aber auch für das Netz Speicherdienstleistungen erbringen können. Dazu gehören Elektrofahrzeuge und Plug-in Hybride aber auch Speicher in netzgekoppelten PV-Anlagen zur Minimierung des Strombezugs aus dem Netz.

Abstract

Energy storage systems are important components in future energy supply systems. Compressed air, hydrogen storage systems and pumped hydro are well suited technologies for the range from 100MW to 1GW. But they are restricted to areas which are geographically suited. Various electrochemical storage systems can be built from small and distributed units. The costs of storage systems are determined by the investment costs, the usable storage volume and the lifetime depending on the operation profile but also the efficiency. Studies show costs of 3 to 8ct even after large scale production depending on the storage application and technology. A major challenge in the near future to the storage market occurs from applications such as electric vehicles or plug-in hybrids and grid-coupled PV systems with batteries, which will be used because of the application and not primarily to support the grid. However this can be done by these systems as well but at lower costs.

1 Einleitung

Die Speicherung elektrischer Energie gewinnt mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien im Netz größere Bedeutung. Auch wenn gezeigt wird, dass durch die Kombination von Windkraftanlagen, Photovoltaik-Anlagen und Biomassekraftwerken ein stabiler Netzbetrieb erreicht werden kann, so können solche Anlagen keine Überschussenergie in Zeiten hoher Einstrahlung oder starker Winde aufnehmen. Zudem ist umstritten, welchen Anteil an der Energieversorgung die Biomasse übernehmen kann, zumal die Biomasse in vielen Szenarien insbesondere auch für den Mobilitätssektor von großer Bedeutung ist. Speicher mit sehr schneller Reaktionszeit sind auch notwendig, um primäre Regelenergie bereit zu stellen, die heute von den thermischen Kraftwerken mit ihren rotierenden Turbinen und Generatoren bereitgestellt wird. Mit abnehmender Zahl thermischer Kraftwerke muss hier Ersatz geschaffen werden. Insbesondere können Pumpspeicherkraftwerke diese Aufgabe wegen der zu langsamen Reaktionszeit nicht erfüllen, woraus sich direkt die Notwendigkeit von Hochleistungsspeichern mit Gesamtleis-

tungen im GW-Bereich auf Basis elektrochemischer Speicher (Batterien, etc.), elektrischer Speicher (Kondensatoren, Spulen) oder Schwungrädern sowie für Hochenergiespeicher für viele 100 GWh zur Aufnahme von Überschussenergie und Überbrückung von erzeugungsarmen Zeiten ergibt.

Betrachtet man die vorhandenen Technologien, sieht man schnell, dass technische Lösungen für die Speicherung elektrischer Energien in allen Energie- und Leistungsreichen grundsätzlich zur Verfügung stehen. Angestoßen durch die aktuelle Debatte der CO₂-Reduktion in allen Gebieten und insbesondere auch dem Verkehrssektor stellt sich aber die Frage, ob es in einer zukünftigen Versorgungsstruktur eher zentrale Großspeicher oder verteilte Speicher in einem Konzept virtueller Großspeicher geben wird. Speicher in Fahrzeugen, die während der Parkphasen ans Netz angeschlossen sind, stellen Speicherleistung und Energie in großem Umfang zur Verfügung, die leicht ausreichend um alle Regelprobleme innerhalb eines Tages elegant und effizient auszugleichen. Allerdings kann auf diese Weise nicht Energie für mehrere Tagen oder gar Wochen gespeichert werden, was notwendig wäre, wenn z.B. länge-

re Windflautenperioden überbrückt oder saisonaler Ausgleich erreicht werden soll. Nach gegenwärtigem Stand kämen hier nur Wasserstoffspeicher in Kavernen oder sehr große Wasserspeicher in Frage. Für die Wasserspeicher müssten vorhandene Speicherkraftwerke zu Pumpspeicherkraftwerken umgerüstet werden.

Generell sollte bei den Überlegungen und Planungen von Speichersystemen immer erst überlegt werden, in welcher Weise überschüssige elektrische Energie über Netze direkt zu Verbrauchern geleitet werden kann. Die Speicherung von elektrischer Energie ist je nach Größe, Betriebsstrategie und Technologie immer mit Kosten von mindestens 3 bis 5 ct/kWh in sehr großen Speichereinrichtungen verbunden. Elektrochemische Speicher haben das Potential in den Bereich von 5 bis 7 ct/kWh zu gelangen.

2 Technologien zur Speicherung von elektrischer Energie

Die Speicherung elektrischer Energie kann in verschiedener Weise erfolgen. Unterschieden wird die Speicherung in Form von mechanischer Energie (potentielle Energie oder kinetische Energie), in elektrischen Feldern (elektromagnetische oder elektro-statische Felder) oder in chemischer Bindungsenergie (Umwandlung durch elektrochemische Prozesse).

Des Weiteren können die verschiedenen Speichertechnologien unterschieden werden in „Hochleistungsspeicher“ und in „Hochenergiespeicher“. Während die Hochleistungsspeicher nur für sehr kurze Zeit Energie abgeben können, dies aber bei sehr hohen Leistungen, stellen die Hochenergiespeicher Energie über lange Zeiträume (viele Minuten bis wenige Tage) zur Verfügung. Dabei kann die Grenze zwischen „Hochleistungs-“ und „Hochenergiespeicher“ entsprechend Bild 1 in etwa bei einer installierten Leistung von 100 kW pro installierter kWh gezogen werden. Dies entspricht Entladezeiten von unter einer Minute.

Als Hochenergiespeicher stehen Druckluftspeicher, Pumpspeicherkraftwerke, Wasserstoffspeichersysteme sowie Batterietypen unterschiedlicher Technologie zur Verfügung. Als Hochleistungsspeicher werden Schwungräder, Elektrochemische Doppelschichtkondensatoren (SuperCaps), supraleitende Spulen sowie einige Batterietypen eingesetzt. Bild 1 zeigt den typischen Einsatzbereich verschiedener Speichertechnologien.

Wichtige Parameter sind dabei die Größe des eigentlichen Speichers (x-Achse) und die typische Entladedauer während eines Einsatzzyklus (y-Achse). Beide Achsen besitzen einen logarithmischen Maßstab. Daraus ergeben sich ausgehend von symmetrischen Lade- und Entladezeiten die installierte Lade-/Entladeleistung (durchgezogene Diagonallinien) und das Verhältnis zwischen installierter Leistung und gespeicherter Energie (horizontale gestrichelte Linien).

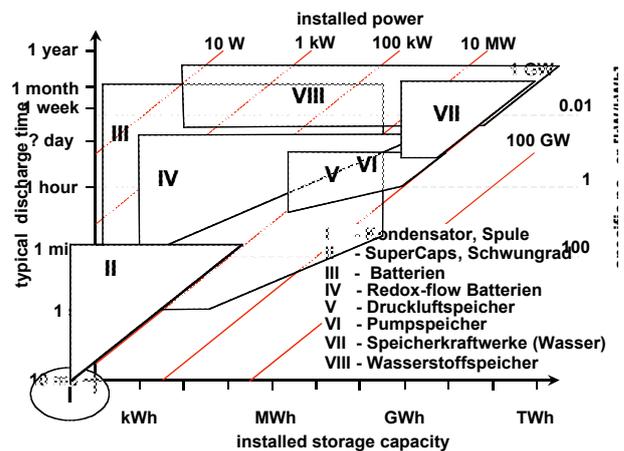


Bild 1: Typische Systemgrößen für verschiedene Speichertechnologien als Funktion der installierten Speicherkapazität (Energie) und der typischen Entladedauer. Installierte Leistung und spezifische Leistungen ergeben sich daraus.

Im Folgenden werden die verschiedenen Technologien kurz vorgestellt. Berücksichtigt werden nur solche Technologien, die zumindest in Demonstrationsanlagen ihre technische Machbarkeit und Zuverlässigkeit nachgewiesen haben. Alle aufgeführten Technologien können gekauft und betrieben werden, auch wenn für den Einsatz im großen Stil durchweg noch Weiterentwicklungen in Bezug auf Kosten, Lebensdauer, Effizienz, Sicherheit und Materialien notwendig sind. Bei den meisten Technologien lassen sich mangels einer echten Serienproduktion heute auch nur geschätzte Preise angeben. Ziel der nachfolgenden Aufzählung ist das Aufzeigen der technologischen Optionen. Für jeden Leistungs- und Energiebereich stehen Speichertechnologien für elektrische Energie zur Verfügung, deren technische Realisierung auch bereits heute möglich ist.

In **Druckluftspeichern** (Kategorie V in Bild 1) wird Luft mit Hilfe von Kompressoren unter Verwendung von Strom komprimiert und eingelagert. Im Bedarfsfall kann die komprimierte Luft bei der Expansion Arbeit zum Antrieb einer Turbine verrichten. Wird ein Speichersystem nach diesem Konzept betrieben (diabatische Druckluftspeichereinrichtung), werden Wirkungsgrade von maximal 55 % erreicht, da insbesondere bei der Kompression der Luft erhebliche Mengen an Wärmeenergie anfallen. Da bei der Expansion der Luft wieder Wärme zugesetzt werden muss, um eine Vereisung der Turbinen zu vermeiden, wird heute ein Konzept aus kombiniertem Druckluftspeicher und Gasturbinenkraftwerk verwendet. Die Abwärme aus dem Gasturbinenprozess kann zur Erwärmung der Luft eingesetzt werden. Für die Speicherung der Druckluft werden bevorzugt unterirdische geologische Formationen wie ausgehöhlte Salzstöcke verwendet, wie sie z. B. auch für die Lagerung der nationalen strategischen Gas- und Ölreserven genutzt werden. Dadurch sind Druckluftspeicher aber ebenso wie Pumpspeicherkraftwerke an geologisch geeignete Standorte gebunden. An der deutschen Nordseeküste gibt es aber eine größere Zahl von Salzstöcken, die ausgespült werden könnten. Es ist aber umstritten, wie viele

davon für eine Nutzung in Druckluftspeicheranlagen tatsächlich zur Verfügung stehen. Dies wird aktuell in Studien untersucht. Sicher ist auf jeden Fall, dass durch den erheblichen Zubau von Erdgasspeichern eine erhebliche Konkurrenzsituation entstanden ist.

Aktuelle Forschungen zielen auf die Errichtung von adibatischen Druckluftspeicheranlagen, bei denen die bei der Kompression anfallende Wärme in thermischen Hochtemperaturspeichern gespeichert wird. Bei der Entladung des Druckluftspeichers wird die Wärmeenergie wieder zuge-
setzt. Dadurch werden insgesamt höhere Wirkungsgrade bis zu 70% erreicht und auf eine Gasbefuerung kann verzichtet werden. Allerdings muss dafür zusätzlich ein thermischer Speicher installiert werden.

Pumpspeicherkraftwerke (Kategorie VI in Bild 1) bilden heute das Rückgrat der großen Stromversorgungsnetze und sind die wichtigsten aktiven Energiespeicher für Leistung, die nach wenigen Minuten bereitstehen muss. Die Oberwasser sind Speicherseen, die in einigen Fällen auch ohne natürlichen Zufluss angelegt werden. Solche künstlichen Seen sind meist für einen Turbinenbetrieb unter Volllast für typischerweise 8 Stunden ausgelegt. Während bei älteren Anlagen die Turbinenleistung in weiten Bereichen geregelt werden kann, ist die Pumpleistung eines einzelnen Pumpsatzes nicht regelbar. Der Einsatz moderner Antriebstechnik und Leistungselektronik ermöglicht es nun aber, auch voll regelbare Pumpsätze zu bauen. Je nach Betriebsweise werden Kreislaufwirkungsgrade über 85% erreicht.

Typischerweise werden die Pumpspeicherkraftwerke zum Ausgleich der Differenz zwischen dem vorhergesagten und dem realen Lastprofil sowie zum Stromhandel eingesetzt. Pumpspeicherkraftwerke mit einem Wasservorrat für etwa 8 Stunden sind aber nicht geeignet, um z.B. mehrtägige Windflauten auszugleichen. Dies kann nur erreicht werden, wenn große vorhandene Speicherseen mit natürlichen Zuflüssen als Pumpspeicherkraftwerke nachgerüstet werden (Kategorie VII in Bild 1). Seitens der Druckstollen und der notwendigen Maschinenhäuser und Maschinensätze stellt dies kein wirkliches Problem dar, allerdings fehlen an vielen Stellen geeignete Unterwasser, aus denen die notwendigen Wassermengen ohne Eingriffe in die Natur entnommen werden können. Hier müssen die Optionen im Detail untersucht werden. Umfassende Potentialstudien, die für Europa zeigen, wie viel Speicherkapazität zu welchen Kosten zugebaut werden könnten, sind nicht bekannt.

Die Nutzung von **Wasserstoff** (Kategorie VIII in Bild 1) als Energiespeicher für elektrische Energie ist durch zwei wesentliche Eigenschaften geprägt: ein geringer Kreislaufwirkungsgrad von 25 bis 40 % (Strom in Strom) einerseits und sehr geringen Kosten für die eigentliche Speicherung des Wasserstoffs in Salzkavernen bei mittleren Drücken andererseits. Die Kosten für die Speicherung berechnen sich vor allem aus den Kosten für das Aushöhlen von Salzkavernen, die in der Größenordnung von 40 €/m³ liegen. Erhebliche Schwankungen dieses Wertes für verschiedene Standorte in Folge unterschiedlicher geologi-

scher Verhältnis sind selbstverständlich. Geht man von einem Wasserstoffdruck von 100 bar im vollgeladenen Zustand und 50 bar für das Kissengas im entladenen Zustand aus, ergeben sich bei einem Energiegehalt von Wasserstoffgas bei Normalbedingungen von 3,5 kWh/Nm³ spezifische Speicherkosten von weniger als 25 ct/kWh. Verglichen mit allen elektrochemischen Systemen, von denen keines unter 100 €/kWh liegt, ist das ein sehr kleiner Betrag. Der schlechte Wirkungsgrad wiederum führt dazu, dass etwa 3 kWh Strom eingekauft werden müssen, um eine kWh wieder abgeben zu können. Die Betriebskosten des Speichers ergeben sich also vor allem aus den Einkaufspreisen für den Strom bei der Aufladung des Speichers. Beim heutigen Anteil fluktuierender Stromerzeugung aus Wind und Sonne ist dies noch unattraktiv. Steigt aber der Gesamtanteil, wird es Zeiten geben, in denen mehr Strom erzeugt wird, als überhaupt verbraucht bzw. im Netz untergebracht werden kann. Dann müssten Windgeneratoren oder Solaranlagen abgestellt werden. Die Energiedichte von Wasserstoff in Salzkavernen ist vergleichsweise groß. So könnten unter den oben genannten Annahmen in den Kavernen des Druckluftkraftwerks Huntorf mit 300.000 m³ Speichervolumen über 50 GWh Energie in Form von Wasserstoff eingelagert werden. Bei Anrechnung eines entsprechenden Wirkungsgrades für die Wandlung in Strom reicht diese Energie, um für 30 Minuten bei mittlerer Last ganz Deutschland mit Strom zu versorgen oder um den Ausfall eines Kraftwerksblocks mit 1 GW für mehr als einen Tag auszugleichen. Für ein einzelnes Speichersystem sind das beeindruckende Werte. Die Erzeugung des Wasserstoffs muss mit Elektrolyseuren aus elektrischem Strom erfolgen. Dafür stehen verschiedene Technologien zur Verfügung, die sich alle durch einen modularen Aufbau auszeichnen. Dadurch können hohe Leistungen durch den parallelen Betrieb vieler Einheiten erreicht werden. Die installierte Elektrolyseurleistung definiert die Leistung, mit der der Wasserstoffspeicher gefüllt werden kann. Für die Rückwandlung von Wasserstoff in Strom stehen verschiedene Optionen zur Verfügung. Brennstoffzellen sind aufgrund der hohen Wirkungsgrade eine interessante Option, modifizierte Gasturbinen weisen dagegen eine lange Entwicklungshistorie auf und erreichen zuverlässig lange Lebensdauern und als GuD-Anlagen ähnlich hohe Wirkungsgrade wie Brennstoffzellen. Die installierte Leistung der „Wasserstoff-in-Strom“-Wandler definiert die Entladeleistung. Bei Elektrolyseuren insbesondere aber bei Brennstoffzellen besteht noch erheblicher Entwicklungsbedarf, um die Kosten zu senken und die Lebensdauer zu steigern. Es gibt allerdings große Elektrolyseuranlagen auf Basis von alkalischen Elektrolyseuren mit Leistungen über 100MW (aufgebaut aus mehreren kleineren Einheiten). Lade- und Entladeleistung sowie die Speicherkapazität können bei derartigen Systemen unabhängig voneinander entsprechend des energiewirtschaftlichen Bedarfs dimensioniert werden. Auch eine anderweitige Nutzung des Wasserstoffs (z. B. Beimengung zur Gasversorgung, Verwendung im Verkehrssektor) ist möglich, so dass die Elektrolyseure quasi als steuerbare Last laufen

und negative Regelleistung bereitstellen können. Für eine Nutzung von Wasserstoff im Verkehr muss der Druck noch weiter erhöht werden (350 bis 700 bar) oder verflüssigt werden (bei ca. 20 K oder -253 °C). Beide Prozesse reduzieren den Wirkungsgrad weiter und benötigen spezialisierte Infrastrukturen zur Verteilung des Wasserstoffs, die nicht vorhanden sind.

Bei **Redox-Flow-Batterien** (Kategorie IV in Bild 1) besteht das aktive Material aus in einem flüssigen Elektrolyten gelösten Salzen. Der Elektrolyt wird in Tanks gelagert und bei Bedarf einer zentralen Reaktionseinheit für den Lade- oder Entladeprozess mittels Pumpen zugeführt. Da die Löslichkeit der Salze in den Elektrolyten typischerweise nicht sehr hoch ist, werden Energiedichten im Bereich der Bleibatterie erreicht. Die zentrale Reaktionseinheit besteht aus Elektroden, Verteilplatten für die Flüssigkeiten und einer Membran und arbeitet ganz ähnlich wie eine Wasserstoffbrennstoffzelle bzw. ein Elektrolyseur. Die Tankgröße bestimmt den Energieinhalt der Batterie, die Größe der Reaktionseinheit die Leistung der Batterie. Wichtige Kombinationen von Salzen, die erprobt werden, sind u.a. Fe/Cr, Br_2/Cr , Vanadium/Vanadium und $\text{NaBr}^+\text{Na}_2\text{S}_4/\text{Na}_2\text{S}_2+\text{NaBr}_3$ (Regenesys).

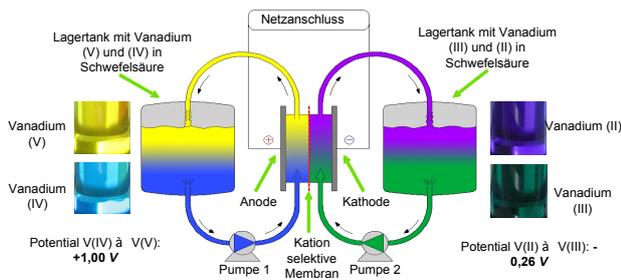


Bild 2: Schematischer Aufbau und Funktionsweise einer Vanadium-Redox-Flow-Batterie

Dabei ist die Vanadium-Redox-Batterie eine besonders interessante Variante, da Vanadium in vier verschiedenen Wertigkeiten stabil ist und in beiden Elektroden Vanadium verwendet werden kann (Bild 2). Daher kommt es nicht zu einer Verunreinigung durch den Durchtritt von Ionen durch die Membran. Allerdings ist bei Vanadium-Batterien das Grundmaterial relativ teuer. Andere Materialkombinationen eröffnen ein deutlich höheres Kostensenkungspotential. Grundsätzlich eignet sich diese Batterietechnologie sehr gut für einen großtechnischen Einsatz, da der Bau großer Tanks sehr einfach und effektiv gemacht werden kann. Lebensdauern über 10.000 Zyklen wurden gezeigt. Neben einer Reihe von Demonstrationsanlagen beginnt derzeit der kommerzielle Vertrieb von Vanadium-Redox-Flow-Batterien auch außerhalb Japans, wo es schon länger Anlagen gibt. Systemwirkungsgrade von 75 % sind realistisch.

Die wichtigste elektrochemische Speichertechnologie bezogen auf die installierte Batteriekapazität ist der **Blei-Säure-Akkumulator** (Teil der Kategorie III in Bild 1). Die wichtigsten Eigenschaften, der hauptsächlich aus den Materialien Blei, Schwefelsäure und Kunststoff aufgebauten Bleibatterien, sind Energiedichten um 35 Wh/kg (gravimetrisch) und 100 Wh/l (volumetrisch) bei Wirkungs-

graden von 80 – 90 %. Stationäre Bleibatterien hoher Qualität erreichen Lebensdauern von 6 – 12 Jahren bei Zyklenlebensdauern um 2000 Zyklen, in Ausnahmen bis zu 7000 Zyklen im teilzyklischen Betrieb. Die Kosten für die Batterie liegen je nach Qualität und zu erwartender Lebensdauer zwischen 100 und 300 Euro/kWh. Bei Massenproduktion einer Standardzelle sind deutliche Kostensenkungen möglich. In Starterbatterien liegen die Kosten pro kWh bei nur etwa 30 €/kWh. Eingesetzt werden verschlossene Batterien mit interner Gasrekombination (Gel- oder Vlies-Technologie) und geschlossene Batterien mit flüssigem Elektrolyt. Während die verschlossenen Batterien einen deutlich geringeren Wartungsaufwand aufweisen und geringere Ausgasung verminderte Anforderungen an die Batterieraumbelüftung stellen, werden mit geschlossenen Batterien in stationären Anwendungen längere Lebensdauern erreicht. Batteriespeicheranlagen auf Basis von Bleibatterien wurden und werden in der ganzen Welt gebaut, um lokale Probleme in der Energieversorgung zu lösen. Dazu gehören Anlagen zur Stabilisierung von Netzausläufern und zur Aufrechterhaltung von Frequenz- und Spannungsstabilität. Die größte bislang in Deutschland errichtete Anlage war eine 17 MW-Anlage, die 1986 in Berlin zur Frequenz- und Spannungsstabilisierung des damals noch als Inselnetz betriebenen Westberliner Stromnetzes eingesetzt wurde. Die Speicherkapazität von 14 MWh wurde im Schnitt dreimal am Tag mit kleinen Zyklentiefen vollständig durchgesetzt. Die Anlage erreichte mit insgesamt 7000 Nennladungsumsätzen eine für Bleibatterien sehr gute Lebensdauer.

Natrium-Nickel-Chlorid- (NaNiCl, auch Zebra-Batterie genannt) und Natrium-Schwefel-(NaS)-Batterien (Teil der Kategorie III in Bild 1) zeichnen sich durch flüssige Aktivmassen und einen festen keramischen Elektrolyten aus. Um eine ausreichende Leistungsfähigkeit zu erreichen und die Aktivmassen in flüssigen Zustand zu versetzen, ist eine Betriebstemperatur im Bereich von 350 °C notwendig. Bei Abkühlung der Batterie ist ein Laden oder Entladen nicht mehr möglich und es besteht die Gefahr des Bruchs des keramischen Elektrolyten durch thermische Spannungen. Bei täglicher Nutzung der Batterien kann bei entsprechend dimensionierter Isolierung die Temperatur der Batterien durch die eigene Reaktionswärme aufrechterhalten werden. Dadurch qualifizieren sich diese Batterien für Anwendungen mit täglicher Zyklisierung, sind aber ungeeignet für Anwendungen in unterbrechungsfreien Stromversorgungen mit den langen Stand- und Wartezeiten. NaS-Batterien werden vor allem in Japan intensiv für ihren Einsatz als Speicher in Netzen erforscht und eingesetzt. So wird seit einigen Jahren von der Tokyo Electric Power Company u. a. eine Anlage mit 48 MWh Energiespeicher und 6 MW Leistung betrieben. Zebra-Batterien werden aktuell verstärkt in Elektrofahrzeugprojekten eingesetzt. Grundsätzlich bietet die Technologie das Potential zu geringen Kosten und hohen Zyklenlebensdauern. Technische Herausforderungen bestehen insbesondere bei der Produktion der Festkörperelektrolyte, der Dichtungen und den Sicherheitssystemen.

Lithium-Ionen-(LiIon)Batterien (Teil der Kategorie III in Bild 1) haben sich im Bereich portabler Anwendungen (z. B. Laptop, Handy) innerhalb weniger Jahre als wichtigste Speichertechnologie durchgesetzt. Im Verhältnis zu Blei- oder NiCd-Batterien sehr hohe gravimetrische Energiedichten von 150 bis 200 Wh/kg stellen in diesem Marktsegment einen entscheidenden Wettbewerbsvorteil dar, so dass auch die bis heute noch hohen spezifischen Kosten durchgesetzt werden können. Lithium-Batterietechnologien stellen kein einheitliches Materialkonzept wie z.B. bei Blei- und NiCd-Batterien dar. Es gibt eine hohe Zahl von Elektrolyten und Kombinationen von Elektrodenmaterialien, die jeweils zu unterschiedlichen Eigenschaften z. B. bzgl. der Lebensdauer, der elektrischen Leistungsfähigkeit oder der Sicherheit führen. Durch die große Zahl der möglichen Materialkombinationen gibt es auch nach wie vor hohe Entwicklungsanstrengungen und es ist bis heute nicht klar, welches der Konzepte die besten Eigenschaften für den Einsatz im Bereich von großen Speichersystemen, wie sie im Netz- oder auch im Elektrotraktionsbereich notwendig sind, haben wird. Die heute noch hohen Kosten und Fragen der Sicherheit stehen einer breiten Einführung in stationären und automobilen Anwendungen noch im Wege. Eine deutliche Absenkung der Kosten in den Bereich von unter 300 €/kWh ist für stationäre Batterien in den kommenden Jahren zu erwarten. Es kann davon ausgegangen werden, dass die Lithium-Batterietechnologie in den kommenden Jahrzehnten eine zentrale Rolle in vielen Bereichen der elektrischen Energiespeicherung einnehmen wird. LiIon-Batterien werden in den Produktlinien „Hochenergiebatterie“ für Entladezeiten im Bereich von Stunden und „Hochleistungsbatterie“ für den hochdynamischen Betrieb z. B. in Hybridfahrzeugen hergestellt.

Nickel-Metall-Hydrid-Batterien sind zunächst vor allem als Ersatztechnologie für **NiCd-Batterien** entwickelt worden (Teil der Kategorie III in Bild 1). Allerdings konnten mit NiMH-Batterien deutlich bessere gravimetrische Energiedichten als mit NiCd-Batterien erreicht werden, so dass NiMH-Batterien eine Zeit lang einen sehr hohen Marktanteil bei den portablen Anwendungen hatten. Heute wird dieser Markt deutlich von LiIon-Batterien dominiert. Allerdings werden in den heute am Markt erhältlichen Hybridfahrzeugen fast ausschließlich NiMH-Batterien eingesetzt, da diese robust sind und ein geringeres Risiko als Lithium-Batterien darstellen. Der Wirkungsgrad liegt auch aufgrund der geringen Zellspannung von nur 1,2 V nur bei etwa 70 % (gegenüber 90 bis 95 % bei LiIon-Batterien und 80 bis 90 % bei Blei-Batterien). Die Kosten liegen derzeit im Bereich der LiIon-Batterien. Allgemein wird den Lithium-Batterien aber das größere Kostenreduktionspotential zugeschrieben. Nickel-Cadmium-Batterien sind aus technischer Sicht ein sehr erfolgreiches Batterieprodukt. Basierend auf NiCd-Zellen sind ähnliche Großbatterien in Betrieb, wie sie für Bleibatterien beschrieben worden sind. Gegenüber Bleibatterien werden bei höheren Kosten (Faktor 2 bis 3), geringerem Wirkungsgrad (ähnlich wie bei NiMH-Batterien) deutlich längere Zyklenlebensdauern

und eine bessere Ausnutzung bei hohen Strömen und tiefen Temperaturen erreicht. Kritisch ist der Einsatz von Cadmium und daher steht die Technologie bei der EU auf der Prüfliste, die einem möglichen Verbot vorausgeht.

Elektrochemische Doppelschichtkondensatoren (EDLC, Kategorie II in Bild 1) sind eine Speichertechnologie, die die Lücke zwischen den klassischen Kondensatoren, die in der Elektronik eingesetzt werden, mit ihrer nahezu unbegrenzten Zyklenfestigkeit sowie extrem hoher Leistungsfähigkeit einerseits und den Sekundärbatterien mit ihrer um viele Größenordnungen größeren Energiespeicherfähigkeit andererseits füllen. Umgangssprachlich werden Doppelschichtkondensatoren häufig SuperCaps genannt. Die Speicherung der elektrischen Energie erfolgt ohne einen elektrochemischen Reaktionsschritt, woraus die typischerweise mit über 500.000 Zyklen angegebene Lebensdauer resultiert. Die im Verhältnis zu konventionellen Kondensatoren sehr hohe Kapazität im Bereich bis zu 5kF/l ergibt sich aus dem hochporösen Elektrodenmaterial mit einer sehr hohen effektiven Oberfläche. Die Energie wird in dem elektrischen Feld zwischen den Ladungsträgern auf den Elektroden und den Ionen des Elektrolyten mit sehr geringen räumlichen Abständen von etwa 10 nm gespeichert. Die Energiedichte liegt zwischen 2 und 5 Wh/l, die Leistungsdichte bei über 10 kW/kg. Die Kosten pro kWh sind heute mit deutlich über 10.000 Euro noch sehr hoch, es wird aber mit einer Kostenreduktion bei einsetzender Massenfertigung z. B. für den Automobilmarkt gerechnet. Supercaps eignen sich aufgrund ihrer Eigenschaften vor allem für Einsatzbereiche mit einer hohen Anzahl kurzer Lade-/Entladezyklen und Lade-/Entladedauern kleiner als eine Minute.

In **Schwungrädern** (Teil der Kategorie II in Bild 1) wird Energie als kinetische Energie gespeichert. Die gespeicherte Energie ist dabei abhängig vom Trägheitsmoment und von der Rotationsgeschwindigkeit des Rotationskörpers. Die Zugfestigkeit der eingesetzten Materialien begrenzt die realisierbare Umfangsgeschwindigkeit. Die heute verfügbaren Materialien (bei den mittelschnellen und schnellen Schwungrädern typischerweise Kompositmaterialien, wie sie auch im Flugzeugbau verwendet werden) können nur begrenzte Fliehkräfte aufnehmen und bestimmen somit die Bauform. Schwungräder sind ebenfalls typische Hochleistungsspeicher, die über kurze Zeit sehr viel Leistung abgeben oder aufnehmen können. Im Prinzip wird die Leistungsfähigkeit nur begrenzt durch die Leistungselektronik und den installierten Elektromotor/Generator. Lebensdauern werden von Herstellern mit Zyklenzahlen im Bereich von mehreren Millionen angegeben. Ein Nachteil von Schwungrädern ist die hohe „Selbstentladung“. Wird das Schwungrad nicht weiter beschleunigt, nimmt die Rotationsgeschwindigkeit in Folge von Reibungsverlusten schnell ab. Je nach Technologie kann das Schwungrad innerhalb eines Tages zum Stillstand kommen. Wenn aber häufige Lade-/Entladezyklen gefahren werden (z.B. jede Minute), dann sind diese Verluste vernachlässigbar.

Neben elektrischer Energie können auch Wärme und Gase gespeichert werden. Gase können in den Pipelinesystemen, Gasspeichern und Kavernen bei mittleren Drücken gespeichert werden. Alle Techniken werden heute bereits eingesetzt. Wärme kann z.B. in Wasser- oder Feststoffspeichern oder auch Phasenwechselmaterialien gespeichert werden. Von besonderem Interesse sind Hochtemperaturwärmespeicher, die eine Speicherung bei mehreren 100 °C erlauben. Insbesondere an Phasenwechselmaterialien mit hoher Energiedichte in allen Temperaturbereichen wird intensiv geforscht.

3 Wirtschaftliche Betrachtung

Um verschiedene Speichertechnologien miteinander zu vergleichen, müssen Referenzfälle für technische Anforderungen an Speichersysteme bzgl. deren Leistung, Energieinhalt, Zeit bis Vollast aber auch wirtschaftliche Randbedingungen wie Kapitalkosten oder Strombezugskosten definiert werden. Für jede Speichertechnologie kann dann eine Systemkonfiguration gewählt werden, die die technischen Randbedingungen erfüllt. Drei Referenzfälle von Speicheranwendungen werden nachstehend diskutiert [1]:

A) Langzeitspeicher (500 MW, 100 GWh, 200 h Lade- oder Entladedauer, ~1,5 Zyklen pro Monat)

B) Load-Levelling (1 GW, 8 GWh, 8 h Lade- oder Entladedauer, 1 Zyklus pro Tag)

C) Peak-Shaving im Verteilnetz (10 MW; 40 MWh, 4 h Lade- oder Entladedauer, 2 Zyklen pro Tag)

Weitere Referenzfälle wurden in einer umfangreichen Studie untersucht [2]. Bei den Referenzfällen wird jeweils nur eine Anwendung vorgesehen. Eine Mehrnutzung, also z.B. Stromhandel an der Börse und Primärreserve-Bereitstellung, wurde nicht diskutiert.

Lebensdauerkostenanalysen wurden für die Referenzfälle für unterschiedliche Speichertechnologien durchgeführt. Dabei sind die Referenzfälle definiert durch die geforderte Lade- und Entladeleistung, die netto verfügbare Energie, die Zahl der Zyklen am Tag und die geforderte Gesamtbetriebsdauer für die Speicheranlage. Dabei können Komponenten während der Betriebsdauer beliebig oft ausgetauscht werden. Die Kosten dafür werden eingerechnet. Die Bruttogröße des Speichers ergibt sich aus der Nettogröße durch Berücksichtigung der zulässigen Entladetiefe und dem Wirkungsgrad bei der Entladung des Speichers.

Die Lebensdauerkostenberechnung berücksichtigt die Investitionskosten in das eigentliche Speichermedium, die notwendigen Zusatzelemente und die Leistungsschnittstellen bzw. -wandler zum Netz hin. Die Lebensdauer der Komponenten – bei einigen Speichertechnologien wie z.B. bei Batterien abhängig von der Zyklientiefe – wird ebenso berücksichtigt wie die Preise für den Strom. Dieser Preis wird benötigt, um die durch Wirkungsgradverluste auftretenden Mehrenergie zu monetarisieren, die zwar vom Speicher aufgenommen aber nicht wieder abgegeben werden kann. Alle Berechnungen basieren auf einem Kapital-

zins von 8 %. Für Druckluftspeichersysteme wurde nur die adiabatische Variante gerechnet. Die im Folgenden diskutierten Kosten sind die Einnahmen, die mit jeder ans Netz wieder abgegebenen kWh für den Bau, den Betrieb und die Finanzierung des Speichers verdient werden müssen, um einen kostendeckenden Betrieb zu erreichen. Die Systematik der Kostenberechnung wurde am ISEA entwickelt und in der TaskForce Speichersysteme der ETG abgestimmt und für die Kostenvergleiche eingesetzt [2]. Der Vorteil der Systematik besteht darin, dass dadurch die unterschiedlichen Lebensdauern, Wirkungsgrade und zulässigen Entladetiefen auf einen einzigen monetären Wert abgebildet werden, der einen direkten Vergleich der Technologien ermöglicht. Natürlich kommen bei einer Investitionsentscheidung noch Faktoren dazu, die in dem einen Wert nicht abgebildet sind, wie z.B. die geologische Verfügbarkeit geeigneter Standorte oder ggf. Begrenzungen im Raumangebot.

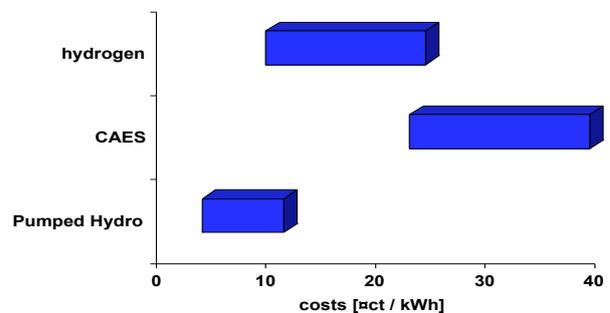


Bild 3: Vergleich der Kosten von Speichersystemen für Langzeitspeicher (ReferenzfallA) [1]

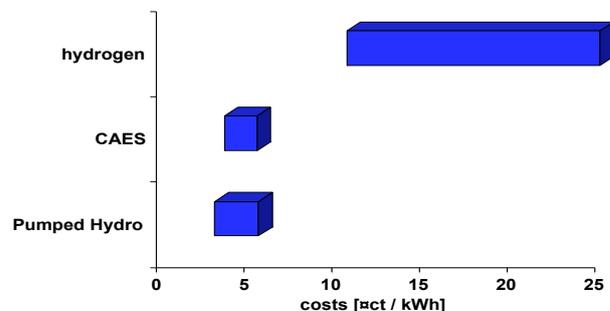


Bild 4: Vergleich der Kosten für Speichersysteme für Load-Levelling-Aufgaben (analog große Pumpspeicherkraftwerke) (ReferenzfallB) [1]

Die Breite der Kostenbalken in den Bildern 3 bis 5 stellt die Bandbreite dar, die sich aus dem "Stand der Technik" (hoher Wert) und den in den kommenden 5 bis 10 Jahren bei entsprechender Großserienproduktion erzielbaren Kosten (tiefer Wert) ergibt. Für die Kostenberechnung wurden Daten aus der Literatur, Studien und von Experten verwendet [1]. Insbesondere Batterien haben ein erhebliches Kostenreduktionspotential, wenn sie in großen Mengen auf automatisierten Produktionslinien gefertigt werden. Für etablierte Technologien ist die Bandbreite geringer als für neue noch nicht am Markt etablierte Technologien.

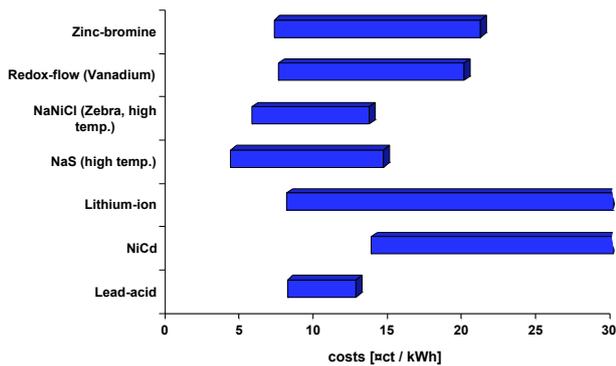


Bild 5: Vergleich der Kosten für Speichersysteme für Peak-Shaving-Anwendungen im Verteilnetz (ReferenzfallC) [1]

Für den Referenzfall A (Bild 3) stellt Wasserstoff die einzige realistische Option dar. Die Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen unter Druck ist in Bezug auf den eigentlichen Speicher sehr günstig und aufgrund der etwa 100 mal höheren Energiespeicherdichte im Vergleich mit Druckluft lässt sich auf diese Weise auch die begrenzte Kapazität an Kavernen effektiv ausnutzen. Pumpspeicherkraftwerke sind zwar deutlich kostengünstiger, allerdings wird davon ausgegangen, dass das verfügbare Potential zum Ausbau der Technologie sehr begrenzt ist.

Referenzfall B ist die klassische Anwendung und Auslegung großer Pumpspeicherkraftwerke wie sie z.B. in Vianen oder Goldisthal in Betrieb sind. Adiabatische Druckluftspeicher sind von den Kosten her vergleichbar. Da aber kein oberirdischer See gebaut werden muss, ist der Eingriff in die Landschaft wesentlich geringer und damit eine realistische Option für den weiteren Ausbau. Wasserstoffspeichersysteme können betriebswirtschaftlich in dieser Referenzklasse nicht mithalten, da durch den geringen Wirkungsgrad hohe Betriebskosten insbesondere zur Kompensation der Energieverluste anfallen. Batterietechnologien können in dieser Klasse eingesetzt werden, wenn man von einem sehr modularen Aufbau ausgeht. Die Kosten pro kWh liegen zwischen 8 und 12 ct/kWh. Batteriespeicher mit 50 MWh sind verschiedentlich gebaut worden und ein 1 GWh Speicher besteht im Prinzip aus 20 parallelen Einheiten dieser Größe. Allerdings werden durch die Größe der Anlagen keine Skaleneffekte bei den Kosten mehr erreicht. Daher können diese Speicher auch dezentral an unterschiedlichen Standorten angeordnet werden. Batterien sind dann im Vorteil, wenn die geologischen Bedingungen für Pumpspeicher- oder Druckluftspeicheranlagen nicht gegeben sind oder wenn die geplante Betriebsdauer weniger als 20 Jahre beträgt. Dann rechnen sich u.U. die hohen Investitionskosten in Druckluft- oder Pumpspeicherkraftwerke mit Lebensdauern von 30 bis 50 Jahren nicht. Batterien können zentral oder dezentral eingesetzt werden und zudem auch Primär- und Sekundärreserve liefern, da die volle Leistung innerhalb von 10 ms zur Verfügung steht.

Für den Referenzfall C (Bild 5) kommen im Kontext intelligenter Netze sowie virtueller Kraftwerke und Speichersysteme eine Reihe verschiedener elektrochemischer Spei-

chertechnologien in Frage. Bei Betrachtung der mittelfristigen Kostenziele zeigt die NaS-Technologie das beste Potential in Bezug auf die Kosten pro umgesetzter kWh. In Japan wurden Speichersysteme bis 50 MWh auf Basis dieser Technologie bereits realisiert. Bleibatterien mit flüssigem Elektrolyt sind nach wie vor wirtschaftlich eine sehr interessante Option, zumal sich die Kostenziele bei Standardisierung der Zellen und Massenproduktion sehr zuverlässig in Richtung des angenommenen „Best case“ bringen lassen. Es bleibt aber festzuhalten, dass die aufgeführten Technologien alle das Potential haben, in den Markt zu kommen und daher ist die weitere Erforschung und Entwicklung aller Technologien sinnvoll und gerechtfertigt. Der Wettbewerb der Technologien wird für die Fortentwicklung ein wesentlicher Treiber sein und damit dem gesamten Segment sehr gut tun.

Elektrofahrzeuge, Plug-in Hybridfahrzeuge aber auch netzgekoppelte PV-Anlage mit Speicher, die den privaten Verbrauch aus der PV-Anlage maximieren bzw. den Bezug vom Netz minimieren wollen, sind eine wichtige Herausforderung für den Markt der Speichertechnologien. Getrieben durch die Anwendung und nicht durch den Bedarf für das Netz, können diese Speichersysteme jedoch auch zusätzliche Aufgaben für das Netz relativ kostengünstig mit übernehmen und damit u. U. andere Speichersysteme mit Zeitkonstanten bis zu einem Tag überflüssig machen. Für die Speicherung sehr großer Energiemengen, mit denen z.B. Energie für windarme Zeiten eingespeichert werden kann, kommen nach dem Stand der Erkenntnis nur Wasserstoffspeicher mit Druckgaskavernen in Frage. Es ist also sehr gut möglich, dass in einigen Jahren die Wasserstofflangzeitspeicher einerseits und die anwendungsorientierten Speicher zusammen mit einem intelligenten Demand-Side-Management andererseits alle Aufgaben der Netzstabilisierung auch bei starkem Ausbau erneuerbarer Energien übernehmen werden.

4 Literatur

- [1] M. Kleimaier, U. Buenger, F. Crotagino, Ch. Gatzel, W. Glaunsinger, S. Hübner, M. Könemund, H. Landinger, T. Lebioda, W. Leonhard, D. U. Sauer, H. Weber, A. Wenzel, E. Wolf, W. Woyke, S. Zunft, „Energy storage for improved operation of future energy supply systems“, CIGRE 2008, Paper C6-301
- [2] ETG-Studie zu Speichertechnologien, Veröffentlichung voraussichtlich bis Ende 2008, Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), www.vde.com/VDE/Fachgesellschaften/ETG