

Bericht

des Ausschusses für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung (18. Ausschuss) gemäß § 56a der Geschäftsordnung

Technikfolgenabschätzung (TA)

Energiespeicher – Stand und Perspektiven

Sachstandsbericht zum Monitoring „Nachhaltige Energieversorgung“

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Vorwort des Ausschusses	3
Zusammenfassung	4
I. Einleitung	10
II. Neue Anforderungen an die Energiespeicherung	12
III. Technische Möglichkeiten der Energiespeicherung	15
1. Mechanische Speicher	15
1.1 Druckluftspeicher	15
1.2 Pumpspeicherkraftwerke	17
1.3 Schwungräder	18
1.4 Stationäre Speicher für stoffliche Energieträger	19
1.5 Mobile Speicher für stoffliche Energieträger	20
2. Thermische Speicher	22
2.1 Kapazitive (sensible) Wärmespeicher	22
2.2 Latentwärmespeicher	25
3. Chemische Energiespeicher	27
3.1 Elektrochemische Speicher (Akkumulatoren)	27
3.2 Stoffliche Energieträger	36
3.3 Chemische Speicher für Wasserstoff	39
3.4 Thermochemische Speicher	41
4. Elektrische/elektromagnetische Speicher	43
4.1 Elektrochemische Kondensatoren	43
4.2 Supraleitende magnetische Energiespeicher	47

	Seite
IV. Einsatzfelder von Energiespeichern im Anwendungskontext . . .	48
1. Überblick	48
2. Netzunterstützung bei hohen Anteilen an erneuerbaren Energien . . .	51
3. Stromerzeugung im Sonnengürtel	54
4. Speicher in Fahrzeugen	57
5. Abschließende Betrachtung	59
V. Internationale Forschungsschwerpunkte	60
1. Deutschland	60
2. Europäische Kommission	62
3. USA	63
4. Japan	65
5. Korea	66
6. Abschließende Betrachtung	68
VI. Schlussfolgerungen, offene Fragen, Handlungsfelder und FuE-Bedarf	69
Literatur	73
1. In Auftrag gegebene Gutachten	73
2. Weitere Literatur	73
Anhang	81

Vorwort des Ausschusses

Energiespeicher sind bereits heute fester Bestandteil unseres Energieversorgungssystems. Es ist aber auch ein Bedarf an weiterentwickelten Energiespeichertechnologien festzustellen. Dieser speist sich aus einer Vielzahl von neuen Herausforderungen, die sich aus der Zielsetzung einer effizienten, sicheren und umweltverträglichen Stromversorgung ergeben. So werden sich in der Folge wachsender Anteile erneuerbarer Energieträger die Anforderungen an eine „Zwischenspeicherung“ von Energie eher erhöhen. Beispielsweise wären an Offshore-Küstenstandorten weitaus größere Speicherkapazitäten gefragt, als sie bisher – mit Ausnahme von Pumpspeicherkraftwerken – verfügbar sind. Auch wird das politische Ziel der EU, den Anteil erneuerbarer Energien am Verbrauch bis zum Jahr 2020 auf 20 Prozent zu erhöhen, nur erreicht werden, wenn es gelingt, moderne Speichertechnologien sowohl im stationären als auch im mobilen Bereich weiter zu entwickeln und zu etablieren.

Angesichts dieser Situation sowie steigender bzw. stark schwankender Preise an den Rohstoffmärkten hat der Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung eine Untersuchung zum Thema „Energiespeicher“ durch das Büro für Technikfolgen-Abschätzung veranlasst. Es sollte der augenblickliche Stand und die Bandbreite heute bereits verfügbarer Speichermöglichkeiten dargestellt werden. Auch sollten neue Speicherlösungen, z. B. via virtueller Kraftwerke oder Plug-In-Systeme in Fahrzeugen, die heute mithilfe moderner IuK-Technologien umsetzbar sind, in die Analyse integriert werden. Mit dieser Zielsetzung verband der Ausschuss die Erwartung, die zukünftige Rolle von Energiespeichern neu bewerten zu können.

Der vom TAB vorgelegte Bericht liefert hierzu eine Fülle von Informationen und wertvolle Anregungen für die Beratungen im Deutschen Bundestag.

Berlin, den 3. Juli 2008

Der Ausschuss für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung

Ulla Burchardt, MdB

Vorsitzende

Axel E. Fischer, MdB

Berichterstatter

Uwe Barth, MdB

Berichterstatter

Hans-Josef Fell, MdB

Berichterstatter

Sven Schulz, MdB

Berichterstatter

Dr. Petra Sitte, MdB

Berichterstatterin

Zusammenfassung

Die Energieversorgung steht vor einer Reihe neuer Herausforderungen. Die zunehmende Liberalisierung und Globalisierung der Energiemärkte setzt nicht nur neue Rahmenbedingungen, sondern stellt auch neue Anforderungen an die Energieversorgungssysteme der Zukunft. Zentral ist dabei die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie bei v. a. zunehmenden Anteilen fluktuierender Energieträger sowie veränderten Bezugsbedingungen für fossile Rohstoffe. Auch spielen die Vermeidung weiterer Klimaveränderungen und Umweltbelastungen durch die Energieversorgung eine wichtige Rolle. Energiespeicher sind heute ein fester Bestandteil unseres Energieversorgungssystems. Dennoch wird ihre Rolle – außerhalb der technischen Ebene – kaum wahrgenommen. Der TAB-Bericht gibt vor diesem Hintergrund einen Überblick über den aktuellen technischen Stand verfügbarer Energiespeichersysteme und innovativer Speicherkonzepte im stationären wie auch im mobilen Bereich.

Die Energiespeicherung ist ein Forschungs- und Wissensgebiet mit einer relativ langen Tradition, denn grundlegende Konzepte wurden bereits Ende des vorletzten Jahrhunderts entdeckt. Durchbrüche in der Speicherforschung sind aber in den letzten Jahrzehnten ausgeblieben, sodass sich – abgesehen von dem vor einigen Jahren wahrnehmbaren Hype um erreichbare Speicherdichten von Wasserstoff auf Kohlenstoffnanoröhrchen, der mittlerweile relativiert worden ist – nicht „viel Spektakuläres“ getan hat. Diese Wahrnehmung verdeckt aber eine Vielzahl von Entwicklungsschritten, die – teilweise unter Nutzung nanoskaliger Effekte – in den letzten Jahren zu deutlichen Fortschritten bei Energiespeichern geführt haben.

Die Suche nach effizienten Energiespeichern hat sich in den letzten Jahren insbesondere für den Verkehrsbereich als ein kritischer Punkt für zukünftige Mobilitätskonzepte herauskristallisiert. Hier haben Arbeiten zur Speicherung von Wasserstoff und von elektrischer Energie für neue Antriebe eine hohe Priorität. Andererseits ist der Bedarf an neuen bzw. weiterentwickelten Energiespeichern im stationären Bereich in Deutschland lange Zeit nicht sehr deutlich ausgeprägt gewesen. Zum einen, weil die Kraftwerksdichte ebenso hoch ist wie die daraus resultierende Versorgungssicherheit – inkl. der Netze. Auch sorgt das europäische Verbundnetz in gewissem Rahmen für einen Ausgleich bei Stromangebot und -nachfrage. Zum anderen wurde „überschüssige Energie“ bisher großtechnisch, z. B. in Pumpspeicherkraftwerken, zwischengespeichert. Bisher hat dies ausgereicht. Zukünftig könnten jedoch auch in Deutschland größere Energiemengen anfallen, bei denen es Sinn macht, diese zwischenzuspeichern.

Der neue Bedarf

Seit einiger Zeit nehmen die Anteile an fluktuierenden Energieträgern (Sonne, Wind) zu, wobei diese – entsprechend den Vorgaben der Bundesregierung – bis 2020 noch signifikant weiter steigen sollen. Mittlerweile haben die damit erreichbaren Strommengen eine Größenordnung erreicht, bei der es zukünftig zu Situationen kom-

men kann, in denen die „eingepflanzten Anteile“ dieser Energieträger in unserer Stromversorgung entweder nicht oder im Überfluss vorhanden sind: Beispielsweise wäre Windenergie bei Flaute oder Sturmabschaltungen gar nicht, bei günstigen Offshorstandorten aber zeitweise im Überangebot verfügbar. Ab einer bestimmten Energiemenge ist dies relevant für den Ausgleich in den Versorgungsnetzen. Dann muss nämlich im Fall einer Flaute entsprechende Regelleistung im Stromnetz vorgehalten werden. Sogenannte Schattenkraftwerke, heute meist konventioneller Art, müssen dafür über längere Zeiträume in Teillast gefahren werden. Dies ist emissions- und wirkungsgradseitig eher ungünstig. Ein eventuelles Überangebot müsste zunächst im lokalen Netz aufgenommen werden, wobei ein Teil auch europaweit verteilt werden könnte. Allerdings ist dies nur zu einem bestimmten Anteil technisch möglich, um das aus Gründen der Netzstabilität für die Frequenz- und Spannungshaltung notwendige Gleichgewicht von Einspeisungen und Entnahmen aus dem Stromnetz aufrechtzuerhalten.

Eine Option, dieses Dilemma zu lösen und mit dem zeitweisen Überhang an elektrischer Energie sinnvoll umzugehen, wäre die Speicherung. Hierzu wären an bestimmten Standorten jedoch größere Speicherkapazitäten gefragt, als sie bisher – mit Ausnahme der Pumpspeicherkraftwerke (PSW) – verfügbar sind. Die Errichtung von PSW stellt allerdings einen erheblichen Eingriff in die Umwelt dar. Die Erfahrungen mit anderen Speichertechnologien beschränken sich bislang jedoch meist auf kleinere Dimensionen, z. B. zur Absicherung der unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) bei sensiblen Verbrauchern wie Krankenhäusern.

Die technischen Möglichkeiten

Die Palette technischer Speichermöglichkeiten ist breit. Dadurch kann zwar das ganze Spektrum benötigter Leistungen prinzipiell abgedeckt werden, aber es gibt nach wie vor keinen „Universalspeicher“, mit dem ein Großteil des Speicherbedarfes zufriedenstellend bedient werden kann. Da die direkte Speicherung von elektrischer Energie nur in Kondensatoren und in Spulen möglich ist, wird zumeist ein indirekter Weg gegangen. Zunächst erfolgt eine Umwandlung in eine andere Energieform mit anschließender Speicherung, um bei Bedarf wieder elektrische Energie zu erzeugen. Dies ist immer mit zusätzlichem Energieaufwand und Umwandlungsverlusten verbunden.

Naturwissenschaftliche Gesetzmäßigkeiten begrenzen die erreichbaren Energiedichten. Auch wenn keine neuen Speicherkonzepte in Sicht sind, gibt es eine Reihe von Weiterentwicklungen etwa bei materialtechnischen Komponenten. So rücken auch etablierte Konzepte wieder neu in das Blickfeld. Erkennbar ist bei vielen Weiterentwicklungen aber ein Spagat zwischen angestrebter hoher Leistungsdichte sowie hohem Wirkungsgrad auf der einen Seite und Anforderungen der Handhabbarkeit wie Robustheit sowie Zyklusbeständigkeit auf der anderen Seite. Verbesserungen bei einzelnen Eigenschaften gehen zumeist mit „Rückschritten“ bei anderen Eigenschaften ein-

her: So stehen höhere Leistungsdichten von Lithium-Ionen-Akkumulatoren einer abnehmenden Robustheit und zunehmenden Kosten gegenüber.

Im Folgenden wird – ohne Anspruch auf Vollständigkeit – ein Überblick über die technischen Möglichkeiten der Energiespeicherung gegeben.

Mechanische Speicher

Zu den wohl bekanntesten Speichersystemen großtechnischer Art gehören Pumpspeicherkraftwerke (PSW), also Wasserkraftwerke, deren Speichervorrat an Wasser bei Stromüberschuss in ein höher liegendes Becken gepumpt wird. PSW können ihre gesamte Leistung zu Spitzenlastzeiten nach etwa einer Minute zur Verfügung stellen, und das bei Wirkungsgraden zwischen 70 und 80 Prozent. Der Schwerpunkt künftiger Entwicklungen liegt auf einer technischen Verbesserung bestehender Anlagen. Eine Option für den Bau neuer PSW bestünde eventuell darin, zukünftig unterirdische Anlagen zu installieren, was sich auf das Unterbecken beziehen würde. Alternativ sind neben Süß- auch Salzwasserstandorte denkbar. In Japan gibt es bereits eine Salzwasseranlage, um technische und umweltrelevante Aspekte zu untersuchen.

In Druckluftspeicherkraftwerken wird die zu speichernde elektrische Energie zum Komprimieren von (Umgebungs-)Luft verwendet, die in unterirdischen Kavernen gespeichert wird. Rückgewonnen wird diese durch das Verbrennen der komprimierten Luft zusammen mit Erdgas in einer Gasturbine. Vorteilhaft ist auch hier, dass die Anlagen schon nach einer relativ kurzen Zeit die gespeicherte Energie zur Verfügung stellen können, allerdings bei vergleichsweise moderatem Wirkungsgrad von etwa 50 Prozent. Zur Wirkungsgradverbesserung werden adiabatische Druckluftspeicher entwickelt. Bei diesen werden Wirkungsgradverluste dadurch vermieden, dass die Druckluftspeicherung ohne Wärmeaustausch mit der Umgebung erfolgt. Dazu wird die bei der Luftkompression entstehende Wärme zwischengespeichert und dann später zur Lufterwärmung wieder genutzt. Angestrebt wird damit ein Gesamtwirkungsgrad von ca. 70 Prozent. Aus technischer Sicht erfordert die Umsetzung eines adiabatischen Druckluftspeichers aber noch die Entwicklung entsprechender Systemkomponenten. Druckluftspeicherkraftwerke stehen in letzter Zeit verstärkt im Fokus, weil sie sich für eine dezentrale, offshorenahe Speicherung für Windenergie anbieten. Entlang der norddeutschen Küste gibt es zahlreiche Salzformationen, die als Druckluftenergiespeicher für Windkraftanlagen genutzt werden könnten. Hier könnte es zu Nutzungskonkurrenzen mit unterirdischen Erdgasspeichern kommen, jedoch kaum zur unterirdischen CO₂-Speicherung, weil diese in größeren Tiefen erfolgt (etwa 800 m und mehr).

Auch bei Schwungrädern – also rotierenden Körpern – liegt ein wesentlicher Vorteil in den extrem kurzen Zugriffzeiten, die im Millisekundenbereich liegen. Für die Kurzzeitspeicherung werden dann Wirkungsgrade von 90 bis 95 Prozent erreicht, aber die Ruheverluste sind relativ hoch. Diskutiert wird deren Nutzung zum Ausgleich von Schwankungen bei der Einspeisung von Windkraft

ins Stromnetz. Zur Stabilisierung von Netzen wird die Installation von Systemen im Megawattbereich mit mehreren Schwungrädern erwogen, die in transportablen Containern angeordnet sind. Bisher existiert eine Demonstrationsanlage. Schwungradspeicher sind zudem für Weltraumanwendungen (kleine Satelliten, Raumfahrzeuge) interessant. Auch bekommt deren Nutzung in elektrischen Fahrzeugen durch die Entwicklung leichter Schwungradspeicher aus Verbundwerkstoffen neue Impulse.

Bereits lange etabliert ist das direkte Speichern stofflicher Energieträger wie Erdgas, Flüssigkraftstoff und Wasserstoff. Für Erdgas werden dafür ausgeforderte Erdgas- bzw. Erdöllagerstätten, Aquiferstrukturen und künstlich ausgesolte Hohlräume in Salzstöcken genutzt. Aber auch stillgelegte Bergwerke kommen in Betracht. Die Nutzung von Untertageerdgasspeichern wird ausgebaut. Für Kraftstoffe sind mobile Speicher üblich. Am bekanntesten sind Flüssigkraftstofftanks für Benzin und Diesel, aber auch für alternative Kraftstoffe wie Biodiesel. Bei diesen geht der Trend zu emissionsdichten Kunststoffausführungen mit speziellen Beschichtungen. Erdgastanks an Fahrzeugen (Stahlflaschen für einen Druck bis zu 600 bar) sollen durch den Einsatz von Aluminium- oder von Faserverbundwerkstoffkernen um bis zu 75 Prozent leichter werden, wobei die neuen Materialien relativ teuer sind. Gasförmiger Wasserstoff kann unter hohem Druck komprimiert und in herkömmlichen Druckgasflaschen (max. 200 bar) gespeichert werden. Zur Gewichtsreduktion werden auch hier anstelle von Stahl zunehmend leichtere Hochdruckbehälter aus Kohlefaserverbundwerkstoffen eingesetzt. Die Kompression ist allerdings relativ energieaufwendig. Die Alternative – Kryospeicherung von tiefkaltem, verflüssigtem Wasserstoff bei -253 °C – weist zwar eine weitaus höhere Energiedichte als die Druckgaspeicherung auf, aber die niedrigen Temperaturen stellen eine enorme technische Herausforderung bei Speicherauslegung, Betankung und Isolierung dar. Der hierfür notwendige Energieaufwand entspricht ca. einem Drittel der gespeicherten Energie.

Thermische Speicher

Zur Speicherung von Wärme und Kälte sind sog. sensible Wärmespeicher etabliert, bei denen bei Wärmezufuhr das Speichermedium seine „fühlbare Temperatur“ verändert. Sensible Wärmespeicher sind „Klassiker“ insbesondere mit Wasser als Speichermedium im Gebäudebereich. Dampfspeicher – mit überhitztem Wasserdampf beladen – werden als Kurzzeitspeicher für Prozesswärme in der Industrie genutzt. Zudem können sie in der elektrischen Energieversorgung als Pufferspeicher zur Abdeckung von Leistungsspitzen eingesetzt werden. Neben Druckwasser werden auch Thermoöle oder Flüssigsalze zur Bereitstellung industrieller Prozesswärme genutzt (sog. Fluid- bzw. Feststoffspeicher). Flüssigsalze sind bei über 300 °C in solarthermischen Kraftwerken einsetzbar. Während für Fluidspeicher umfangreiche Betriebserfahrung im industriellen Bereich und in Solarkraftwerken vorliegt, sind Feststoffspeicher noch nicht kommerziell verfügbar; sie werden jedoch derzeit praxisnah erprobt.

Soll die Wärme in Langzeitheißwasserspeichern über längere Zeit gespeichert werden, werden deutlich größere Speichervolumina benötigt (mehrere Tausend m³). Der kältere Teil des Speichers wird dabei teilweise ins Erdreich eingelassen, unter Einsatz von Spezialbeton. Kies-Wasser-Wärmespeicher sind als pyramidenstumpfförmig gestaltete Gruben beschreibbar, die wasserdicht mit Kunststoffolie ausgekleidet und mit einem Kies-Wasser-Gemisch gefüllt sind. Der Wärmeaustausch erfolgt entweder direkt durch Wasser oder indirekt über Rohrschlangen. Sie stellen eine kostengünstige Alternative zu den relativ aufwendigen Betonkonstruktionen der Heißwasserwärmespeicher dar. Auch in Erdsondenwärmespeichern wird die Wärme direkt im Erdreich bzw. in Gesteinsschichten gespeichert. Sie werden bei Solaranlagen im Gebäudebereich genutzt, um jahreszeitliche Unterschiede im Heizbedarf auszugleichen. Vorteilhaft sind der geringe Bauaufwand sowie die einfache Erweiterbarkeit je nach Siedlungsgröße. Allerdings wird der zum wirtschaftlichen Betrieb notwendige eingeschwungene Zustand im Erdreich erst nach etwa drei bis fünf Jahren erreicht. Nach Abklingen der Einschwingphase wird damit gerechnet, dass rund 60 bis 70 Prozent der eingespeicherten Wärmemenge nutzbar gemacht werden können.

In Latentwärmespeichern wird die gespeicherte Wärme von einem Material dadurch aufgenommen, dass es seinen Aggregatzustand verändert. Dieses als Phasenwechselmaterial (Phase Change Material, PCM) bezeichnete Speichermedium ermöglicht die Aufnahme von relativ großen Wärme- bzw. Kältemengen sowie hohe Energiedichten – und das bei weitgehend konstanter Betriebstemperatur. Im Vergleich zu sensiblen Speichern sind damit 10- bis 20-fach höhere Wärmespeicherdichten erzielbar. Aufgrund der relativ niedrigen Wärmeleitfähigkeit des Speichermediums benötigt man aber sehr große spezifische Oberflächen, die u. a. durch Mikroverkapselung der Speichermedien oder auch durch neue Verbundmaterialien möglich werden soll. PCM sind nach Temperaturbereichen differenzierbar. Mit Latentwärmespeichern können Temperaturschwankungen innerhalb eines Systems geglättet, Temperaturspitzen verhindert und industrielle Prozesswärme bereitgestellt werden. In den letzten Jahren haben zahlreiche PCM-Produkte ihre Marktreife erreicht. Zukünftig werden Phasenwechselfluide (Phase Change Slurries, PCS) einsetzbar sein, die noch weitaus größere Energiemengen pro Volumen speichern und damit kompaktere Speicher realisierbar machen.

Chemische Speicher

Wiederaufladbare Batterien gehören mit zu den geläufigsten Energiespeichern. Am bekanntesten sind die Blei-Säure-Akkumulatoren – technisch ausgereift, zuverlässig und preisgünstig. Trotz einer vergleichsweise geringen Energiedichte werden diese bis heute umfangreich genutzt. Sie weisen eine relativ geringe Selbstentladung und keinen Memoryeffekt auf, sind jedoch nicht zum Schnellladen geeignet und vertragen keine Tiefentladungen. Blei-Säure-Akkumulatoren erreichen heute Lebensdauern von zehn bis zwölf Jahren. Ihre Einsatzgrößen reichen von kleinen Batterien zur Speicherung von Solarstrom im

Inselbetrieb bis hin zu Großanlagen zur Aufrechterhaltung von Frequenz- und Spannungsstabilität mit einer installierten Leistung von 17 MW.

Die wesentlich leichteren Nickel-Cadmium-Batterien (Ni-Cd-Batterien) sind heute ebenso technisch ausgereift, effizient, robust und weisen auch keinen Memoryeffekt mehr auf. Verglichen mit dem Blei-Säure-Akku haben sie zwar eine höhere – jedoch eingeordnet in das gesamte Speicherspektrum eine vergleichsweise geringe – Energiedichte. Daher werden sie zunehmend durch Nickel-Metallhydrid-Akkumulatoren ersetzt. Diese erreichen gegenüber Ni-Cd-Systemen 30 bis 50 Prozent höhere Energiedichten, sind cadmiumfrei und schnell be- und entladbar, reagieren allerdings empfindlicher auf Überladung und Überhitzung. Hinzu kommt eine höhere Selbstentladung (50 Prozent und mehr). Ein Einsatz erfolgte bisher in Elektro- und Hybridfahrzeugen.

Eine Weiterentwicklung ist die Nickel-Zink-Batterie, die sich im Vergleich zum Ni-Cd-Akku auch durch höhere Leistungs- und Energiedichten, niedrigere Kosten und dem Fehlen toxischer Bestandteile auszeichnet. Die Markteinführung soll in Kürze erfolgen. Erste Anwendungen sollen im Bereich elektronischer Kleingeräte und zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) in der Telekommunikation liegen. Zudem soll sie zukünftig in Elektrofahrzeugen, aber auch im militärischen Bereich eingesetzt werden.

Der Lithium-Ionen-Akku weist mit die höchsten Energiedichten auf, wenngleich er deutlich weniger robust als die vorgenannten Akkumulatoren ist. Im Vergleich zu den ausgereiften Konzepten von Blei-Säure- oder Ni-Cd-Akkumulatoren stehen die Li-Ionen-Akkus entwicklungs-technisch noch in ihrer Anfangsphase. Sie stellen aktuell einen Schwerpunkt in der internationalen Batterieforschung dar, wobei signifikante Fortschritte mithilfe der Nanotechnologie erreicht werden konnten. Die Nano-Phosphat-Lithium-Ionen-Hochleistungszellen lassen sich laut amerikanischem Hersteller häufiger und innerhalb von fünf Minuten laden und wären zukünftig so auch für Elektrofahrzeuge mit hohem Leistungsbedarf attraktiv. Eine Weiterentwicklung ist der Lithium-Ion-Polymer-Akkumulator, der sich trotz der etwas höheren Energiedichten bisher nur in Nischen durchsetzen konnte. Ein Einsatz als Prototyp zusammen mit einem Elektromotor in Elektro- und Hybridfahrzeugen wird derzeit getestet. Eine andere Weiterentwicklung ist der Lithium-Titanat-Akku.

Hochtemperaturbatterien

Der markante Unterschied zu den zuvor genannten Konzepten besteht darin, dass – aufgrund der hohen Temperaturen von über 300 °C – die Elektroden flüssig sind und der Elektrolyt fest ist. Damit treten kaum Nebenreaktionen auf, was zu einem vergleichsweise hohen Wirkungsgrad und zu einer vernachlässigbaren elektrochemischen Alterung führt. Allerdings muss bei ruhendem Betrieb zusätzlich beheizt werden, womit die Anforderungen an die Temperaturregelung relativ hoch einzustufen sind. Am bekanntesten ist die Natrium-Nickelchlorid-Batterie (sog. ZEBRA-Batterie). Diese wurde zunächst für Traktions-

anwendungen entwickelt, ist aber ebenfalls für stationäre Anwendungen geeignet.

Erste Prototypen gibt es von den Natrium-Schwefel-Batterien (NaS-Batterien), die derzeit nur im stationären Bereich eingesetzt werden, aber prinzipiell auch für den mobilen Bereich geeignet sind. Sie weisen eine vergleichsweise hohe Energiedichte auf, benötigen allerdings auch ca. 350 °C an Arbeitstemperatur. NaS-Batterien eignen sich für Stromerzeugungsanlagen zum Fluktuationsausgleich für erneuerbare Energien. Daneben sind sie zur Reduzierung elektrischer Spitzenleistung (peak shaving), zur unterbrechungsfreien Stromversorgung und zur Notstromversorgung einsetzbar. Eine 6-MW-Anlage steht in Japan. Grundsätzlich bietet die NaS-Technologie das Potenzial geringer Kosten (heute noch nicht erreicht) verbunden mit einer hohen Lebensdauer.

Der Vorteil von Redox-Flow-Batterien liegt darin, dass das energiespeichernde Material – eine chemische Verbindung – außerhalb der Zelle gelagert wird. Dies macht die gespeicherten Energiemengen unabhängig von der Zellengröße und zudem jederzeit kapazitativ ausbaubar. Die externen Elektrolyttanks können manuell via Tanklaster befüllt werden. Der Charme dieses Konzepts liegt im Wegfall der „modularen Grenzen“ beim Speichern, da die Speichermenge i. W. vom Tankinhalt der Elektrolyten abhängt. Weitere Vorteile sind fehlender Memoryeffekt, keine nennenswerte Selbstentladung und Unempfindlichkeit gegenüber Tiefentladung. Als eine besonders interessante Variante haben sich Vanadium-Redox-Batterien herausgestellt, die bereits relativ weitentwickelt, verschiedentlich im stationären Einsatz und von allen Redox-Flow-Batterien am weitesten verbreitet sind. Realisiert wurden stationäre Anlagen zur Lastnivellierung vor allem in Japan, aber auch in den USA. Insgesamt gilt die Technologie jedoch als noch nicht ausgereift.

Metalle mit einer hohen Energiedichte, wie Zink, Aluminium oder Magnesium, können in Metall-Luft-Batterien eingesetzt werden. Mit ihren hohen Energiedichten können diese Li-Ionen-Akkus Konkurrenz machen. Sie sind zudem kompakt und kostengünstig herstellbar. Andererseits haben sie eine vergleichsweise moderate Leistung sowie eine hohe Sensitivität bei extremen Temperaturen und hoher Luftfeuchte. Am bekanntesten ist die Zink-Luft-Batterie, die zunächst als mechanisch aufladbare Variante am Markt verfügbar sein wird. Geplant sind wieder aufladbare „High power batteries“ für Traktionsanwendungen und für Notstromaggregate.

Chemische Speicher für Wasserstoff

Wasserstoff wird im Zusammenhang mit Netzstabilitätsproblemen aus der Einspeisung fluktuierender Energieträger als eine Option zur Stabilisierung diskutiert, der bei Stromüberangebot mittels Elektrolyse erzeugt und in Hochlastzeiten über Brennstoffzellen, Gasturbinen oder auch Verbrennungsmotoren rückverstromt werden kann. Gegenüber der direkten Weiterleitung von Strom über kurze Entfernungen als auch gegenüber Batteriesystemen weist diese Option aber einen deutlich schlechteren Wirkungsgrad auf. Weiterhin führt die Speicherung des Was-

serstoffs in komprimierter oder flüssiger Form zu einem weiteren Energieverlust.

Alternativ kann Wasserstoff chemisch in einem Trägermedium – also speziellen Metalllegierungen, Kohlenstoffnanostrukturen oder Salzen – eingelagert werden. Dies ist vor allem für Traktions- aber auch für tragbare Anwendungen interessant, da bisher weder Druck- noch Kryospeicher eine ausreichende Menge Wasserstoff bei akzeptablem Gewicht, Aufwand und Tankvolumen aufnehmen können. Metallhydridspeicher für Wasserstoff sind bereits realisiert, finden aber aufgrund der hohen Kosten und der niedrigen gravimetrischen Speicherdichte meist nur in Nischen (z. B. Gabelstapler, U-Boote) Verwendung; Prototypen für den Pkw-Bereich existieren ebenfalls. Vorteile liegen in dem „frei“ wählbaren, relativ niedrigen Speicherdruck und der hohen volumetrischen Speicherdichte. Nachteilig war bisher das hohe Gewicht des Speichermediums Metall, die relativ niedrige gewichtsbezogene Speicherdichte und die zumeist lange Beladedauer.

Die Nanotechnologie spielt bei der Wasserstoffspeicherung nach wie vor eine wichtige Rolle. Ein neuer Speicher für Wasserstoff sind sog. Nanocubes. Hierbei handelt es sich nicht um die bekannten nanostrukturierten Kohlenstoffe (Carbonnanotubes), sondern um eine metallorganische Verbindung. Das Material weist eine riesige innere Oberfläche auf. Zielanwendungen sind Speicherkartuschen für mobile Geräte, aber auch Miniaturbrennstoffzellen, um auf atomarer Ebene gezielt die gewünschten Strukturen zu erzeugen.

Thermochemische Speicher

Zu Wärme- wie auch zu Kühlzwecken können Sorptionspeicher eingesetzt werden, mit denen sich vergleichsweise hohe Energiedichten erzielen lassen. Eine Anwendung sind Heizgeräte für Einfamilienhäuser. Diskutiert wird auch ihre Nutzung als mobile Wärmespeicher, um z. B. Abwärme von Blockheizkraftwerken oder Müllverbrennungsanlagen zum jeweiligen Nutzer zu transportieren. Als Sorptionsmaterialien werden in der Praxis Zeolithe (Alumosilikate) und Silikagele (poröse Form von Siliziumdioxid) eingesetzt, aber auch Metallhydride sind geeignet.

Elektrochemische und -magnetische Speicher

Elektrochemische Kondensatoren sind Hochleistungsenergiespeicher; sie besitzen eine Energieeffizienz von über 90 Prozent. Der hohen Leistungsdichte und der Schnellladefähigkeit stehen eine geringe Energiedichte und Selbstentladungseffekte gegenüber. Die Kapazität lässt sich erhöhen, wenn die Porengröße unter ein Nanometer verkleinert wird. Daher werden in Doppelschichtkondensatoren (sog. Superkondensatoren) hochporöse Kohlenstoffnanofasern, Aerogele, Nanoröhren bzw. Fullerene eingesetzt. In Ultrakondensatoren eingesetzte Metalloxide, Keramiken oder leitfähige Polymere führen zu noch höheren spezifischen Kapazitäten, aber auch zu einer kürzeren Lebensdauer. Auch hier werden Keramiken

eingesetzt, die aus Nanopulvern hergestellt wurden. Eine besondere Bauform stellen die Hybridkondensatoren dar, wobei sich durch den Einsatz einer batterieähnlichen Elektrode die Gesamtkapazität und damit die Energie- und Leistungsdichte deutlich steigern lässt. Ein klassisches Anwendungsgebiet für elektrochemische Kondensatoren ist die Automobilbranche im Bereich der Antriebssysteme als auch für Bord- und Betriebssysteme. Inzwischen existieren auch erste Elektrofahrzeuge, bei denen die elektrische Energie ausschließlich in elektrochemischen Kondensatoren gespeichert wird. Ein Einsatz ist auch in elektrisch betriebenen Eisen-, Straßen- und U-Bahnen möglich. Des Weiteren können diese beim Ausgleich von Leistungsschwankungen unterstützend wirken. Sie eignen sich ebenfalls zur Kurzzeitspeicherung bei der photovoltaischen Einspeisung ins Niederspannungsnetz. Zur Überbrückung kurzfristiger Ausfälle, vor allem für Industrie und Telekommunikation, finden elektrochemische Kondensatoren allein oder in Kombination mit anderen Energiespeichern Einsatz. Eine Ausweitung des Marktes für diese Kondensatoren bedürfte einer weiteren Kostenreduktion.

In supraleitenden magnetischen Energiespeichern (Superconducting Magnetic Energy Storage, SMES) wird das elektromagnetische Feld einer supraleitenden Spule genutzt. Der Effekt der Supraleitung beruht darauf, dass einige Materialien bei Unterschreiten einer bestimmten Temperatur ihren elektrischen Widerstand verlieren und dann den elektrischen Strom verlustlos leiten. Sie können dann Wirkungsgrade von 90 bis 95 Prozent erreichen. Die extrem tiefen Temperaturen erfordern jedoch eine hohe Kühlleistung. Im Gegensatz zu Tieftemperatur- werden daher sog. Hochtemperatursupraleiter entwickelt, die mit flüssigem Stickstoff gekühlt werden können. Inwieweit sich diese auf breiter Basis durchsetzen werden, hängt stark von der Entwicklung der Kosten ab.

Optionen zur Netzunterstützung

Bei dem vonseiten der Bundesregierung weiter angestrebten signifikanten Ausbau des Anteils an erneuerbaren Energien am Stromverbrauch wird die Nutzung der Windenergie einen erheblichen Beitrag leisten, u. a. durch den Ausbau von Offshoreanlagen. Daraus resultiert eine Konzentration von verfügbarer Windenergieleistung in Norddeutschland, die in einer Region mit eher geringer Stromnachfrage in das Netz eingespeist werden muss. Zusammen mit den nur bedingt prognostizierbaren zeitlichen Schwankungen ergeben sich daraus neue Anforderungen an den gesamten Kraftwerkspark und die Versorgungsnetze in Deutschland. Hierzu sind an bestimmten Standorten möglicherweise größere Speicherkapazitäten gefragt, als sie bisher – mit Ausnahme der PSW – verfügbar sind. Neben Schwankungen der Last, Prognosefehlern und Kraftwerksausfällen müssen Schwankungen und Prognosefehler der Stromeinspeisung auf Basis von fluktuierenden Energieträgern zusätzlich in der Kraftwerkeinsatzplanung als auch in der Netzeinspeisung Berücksichtigung finden. Energiespeicher könnten hierbei helfen, diese Anforderungen an den hiesigen Kraftwerkspark als auch an das Netzmanagement zu reduzieren.

Großbatterien

Eine Option ist der Einsatz von Megabatterien. Einer der Vorreiter ist Japan, wo bereits eine Riesenbatterie in Betrieb genommen worden ist, die als sog. Hochtemperaturbatterie betrieben wird, um in der regenerativen Stromerzeugung Fluktuationen zu kompensieren. Die 6-MW-Anlage der Tokyo Electric Power Company wird nachts mit günstigem Strom beladen und gibt diesen zu Spitzenlastzeiten ins Netz wieder ab (Load-Levelling-Betrieb). Die weitere Entwicklung dieses Batterietyps wird allerdings u. a. davon abhängen, inwieweit die Technologie verbessert wird und bei steigender Nachfrage die Kommerzialisierung voranschreiten kann. Momentan gibt es solche Systeme in Deutschland noch nicht. Eine weitere Möglichkeit stellen sog. Redox-Flow-Systeme dar, also wieder aufladbare Batterien, bei denen das energiespeichernde Material außerhalb der Zelle gelagert wird. Dies ist eine interessante Technik für die Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energien, weil die Speicherkapazität jederzeit beliebig kapazitiv ausbaubar ist. Die externen Elektrolyttanks können zudem per Tanklaster manuell befüllt werden. In Irland soll in einem Windpark eine erste Großbatterie dieser Art installiert werden.

Druckluftspeicherkraftwerke

Neben den „Megabatterien“ stehen als Alternative zu den PSW insbesondere Druckluftspeicher zur Diskussion. Kommerziell werden bisher aber nur zwei Anlagen – eine in Huntorf bei Bremen und eine in Alabama (USA) – betrieben. Aktuell ist ein weiteres, moderneres Druckluftspeicherkraftwerk ebenfalls in Niedersachsen in der Planung, um das Problem der fluktuierenden Einspeisung von Windstrom konkret anzugehen. Dieses soll zunächst wie Huntorf mit Gasbefeuerung betrieben und in einer zweiten Phase adiabatisch nachgerüstet werden. Eine Inbetriebnahme der neuen Anlage ist für 2011 geplant, allerdings ist noch eine Reihe technischer Probleme zu lösen. Auch sind Standort und Dimensionierung des gesamten Kraftwerks noch offen (voraussichtlich zwischen 150 und 600 MW). Inwieweit Druckluftspeicherkraftwerke eine breiter einsetzbare Technik darstellen, ist momentan noch offen.

Virtuelle Kraftwerke

Als „virtuelles Großkraftwerk“ wird eine Zusammenschaltung von regional verteilten (dezentralen), kleinen Anlagen, wie Wind-, Solar-, Biogasanlagen, Kleinwasserkraftwerken, Brennstoffzellen, Blockheizkraftwerke, bezeichnet, die zentral gesteuert werden. Auch Speicher können Bestandteil eines virtuellen Kraftwerks sein. Bisher wurde diese Option relativ wenig genutzt und zumeist ohne eine Anbindung an den wettbewerblichen Strommarkt. Heute anvisierte Konzepte des virtuellen Kraftwerks zielen darauf ab, die Betreiber der dezentralen Erzeugungsanlagen am wirtschaftlichen Erfolg zu beteiligen. Um mehrere Einzelanlagen effizient zu einem virtuellen Kraftwerk zusammenzuschließen, bedarf es jedoch modernster Informations- und Kommunikationstechnik (IuK). Virtuelle Kraftwerke können einen

wichtigen Beitrag zur Systemstabilität sowie zur Spitzenlastdeckung leisten.

Kapazitätsverschiebung

Eine weitere Option, das Netz zu unterstützen, besteht darin, den Bedarf an Regelleistung durch Verlagerung von Lastspitzen auf Lasttäler deutlich zu verringern. Diese Option geht von der Annahme aus, dass die Speicherung elektrischer Energie vergleichsweise kostspielig ist im Vergleich zur Speicherung von thermischer Energie. Damit liegt es nahe, die thermische Energiespeicherung der elektrischen überall dort vorzuziehen, wo sich eine Verlagerung der elektrischen Last erreichen lässt. Solche Möglichkeiten einer „Flexibilisierung von Last“ bestehen darin, anfallende elektrische Lasten auf bereits vorhandene, nichtelektrische Speicher zu verteilen. Dies sind etwa dezentrale Speicheranlagen wie (Nacht-)Speicherheizungen, Kühlgeräte oder Warmwasserheizungen, die dann eben nicht nachts, sondern irgendwann im Laufe des Tages z. B. bei Stromüberschuss aus Windenergie beladen werden könnten. Diese technischen Systeme „tragen sich über eine gewisse Zeit selber“: Zum Beispiel könnte die Stromzufuhr für Kühllhäuser so geregelt werden, dass Stromniedrigpreisphasen genutzt werden, ohne dass die Ware auftaut. Dabei erhöht sich zwar der regelungstechnische Aufwand, jedoch sind damit in der Summe nicht unerhebliche Speicherpotenziale erschließbar. Dies träfe auch auf die Kraft-Wärme-Kopplung zu, bei der Strom und Wärme gleichzeitig generiert, über thermische Speicher die Nutzung beider Produkte jedoch zeitlich entkoppelt werden könnte. Die Lastverschiebung ist ein innovatives Feld an Möglichkeiten, das zwar nicht neu ist, jedoch unter dem Blickwinkel der verstärkten Integration fluktuierender Energieträger eine neue Dynamik gewonnen hat. Zentral ist dabei ein ausgefeiltes IuK-System zum Lastmanagement. Forschungsbedarf besteht noch z. B. hinsichtlich verschiedener Auslegungsvarianten sowie umwelt- und kostenseitiger Restriktionen.

Stromerzeugung im Sonnengürtel

Die höchste Sonneneinstrahlung ist in Ländern in Äquatornähe – im sog. „Sonnengürtel“ – zu verzeichnen. Daher liegt es nahe, immer wieder über Speicherung und Transport von dort erzeugtem Solarstrom nach Europa bzw. Deutschland nachzudenken. Neue Konzepte hierzu sind zurzeit nicht in der Diskussion. Von den betrachteten Möglichkeiten weist die Übertragung der solarerzeugten elektrischen Energie mittels Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung (HGÜ) die geringsten Transport- und Gesamtkosten auf. Die Transportkosten von Flüssigwasserstoff sind höher, und infolge notwendiger Umwandlungsschritte ergibt sich ein niedriger Gesamtwirkungsgrad (ca. 30 Prozent). Flüssigwasserstoff wäre jedoch auch in einem zukünftigen Verkehrssektor nutzbar. Die Transportkosten bei der Nutzung von Zink-Luft-Batterien per Schiff sind in diesem Vergleich am höchsten ausgefallen (3,16 Euro/kWh), wenngleich der Transportwirkungsgrad hoch ist (90 Prozent). Sowohl die Übertragung per HGÜ als auch der Transport von Flüssigwasserstoff

haben kurz- bzw. mittelfristig das Potenzial, zur Energieübertragung in Betracht gezogen zu werden, da sie technisch als weitgehend ausgereift angesehen werden können.

Speicher in Fahrzeugen

Als Reaktion auf die sich ändernde Rohstoffsituation werden verschiedene Wege verfolgt, wie die Optimierung der verfügbaren klassischen Motorenkonzepte und die Entwicklung alternativer Kraftstoffe. Eine weitere Richtung ist die Entwicklung alternativer Fahrzeugkonzepte wie Hybrid- oder reine Elektrofahrzeuge, die auf (elektrische) Energiespeicher angewiesen sind. Für den Fahrzeugbetrieb werden zumeist Batterien, aber auch Doppelschichtkondensatoren eingesetzt.

Batterien

Elektrische Speicher werden für den Betrieb der Elektromotoren von Elektro- oder Hybridfahrzeugen, in der Bordnetzversorgung aber auch als Starterbatterien eingesetzt. Während die Tauglichkeit der Nickel-Metallhydrid-Batterie in Hybridfahrzeugen bereits unter Beweis gestellt wurde, ist ein Einsatz in Elektrofahrzeugen nur eingeschränkt möglich. Der Einsatz von Lithium-Ionen- bzw. Lithium-Polymer-Batterien hängt von der Weiterentwicklung bei Sicherheitseigenschaften, Robustheit und den Kosten ab. Sie sind zwar für Hybrid- und Elektrofahrzeuge geeignet, befinden sich allerdings noch im Prototypstadium. Bleiakkumulatoren sind als Massenprodukt verfügbar, zudem robust und prinzipiell auch in Elektrofahrzeugen einsetzbar, werden jedoch aufgrund ihres Gewichts nicht bevorzugt dafür eingesetzt. Treibende Ziele für die Entwicklung neuer Speichersysteme bzw. die Weiterentwicklung bestehender Systeme sind höhere spezifische Energiedichten, eine Steigerung der spezifischen Leistung sowie eine notwendige Kostenreduktion.

Das Plug-in-Konzept

Elektro- oder Hybridfahrzeuge können mit einem bidirektionalen Speicher und einem Netzteil ausgestattet werden, sodass sie „via Steckdose“ beim Parken geladen werden können. Sogenannte Plug-in-Hybridfahrzeuge beziehen ihre Energie vorwiegend aus dem elektrischen Netz. Die Hybridauslegung (Batterie und Verbrennungsmotor) garantiert eine Funktionsfähigkeit auch bei nichtgeladener Batterie. Ein Vollhybrid kann hingegen nicht extern geladen werden, sondern nur durch den Verbrennungsmotor. Primär dient der Speicher in Plug-in-Hybridfahrzeugen zwar zur mobilen Bereitstellung von elektrischer Energie, aber während der Ladezeiten können die im Fahrzeug eingebauten Speicher als stationäre Speicher im elektrischen Netz genutzt werden. Da zumeist mehr Zeit zum Laden zur Verfügung steht, als dafür eigentlich notwendig ist, können die am Netz angeschlossenen Fahrzeugspeicher als steuerbare Last eingesetzt werden. Somit stellt eine Flotte von Plug-in-Hybridfahrzeugen im Ruhezustand „einen größeren Speicher“ – im Grunde genommen ein virtuelles Speicherkraftwerk – dar, der bei erhöh-

tem Energiebedarf netzseitig genutzt werden könnte. Möglich soll dies durch eine entsprechende Regelung und Steuerung werden. Diese stellt auch aus IuK-Sicht eine enorme Herausforderung dar. Im Ergebnis hätte man einen relativ großen „Bereich regelbarer Verbraucher“, der auch für Energieversorgungsunternehmen eine interessante Größe darstellen könnte. Um dieses Potenzial auch auszuschöpfen, sind – neben einer breiten Einführung von Plug-in-Hybrid- bzw. Elektrofahrzeugen – entsprechende Infrastrukturmaßnahmen erforderlich.

Schlussfolgerungen und Ausblick

Energiespeicher nehmen in Energieversorgungssystemen eine Schlüsselstellung ein. Sie erleichtern es, ein zeitlich und räumlich variables Energieangebot mit der zeitlich und räumlich variablen Energienachfrage in Einklang zu bringen sowie eine unterbrechungsfreie Stromversorgung zu ermöglichen. Nicht nur für die Integration höherer Anteile fluktuierender Energieträger ist es daher notwendig, sich verstärkt mit optimierten Speichertechniken zu befassen. Zukünftig wird vermutlich einem ausgeklügelten Energiespeichersystem – nicht nur in Bezug auf eine verstärkte Integration fluktuierender Energieträger – gekoppelt mit einem effizienten Informationsmanagement zur Abstimmung von Angebot und Nachfrage und unter Einsatz von IuK-Technologien eine höhere Priorität eingeräumt werden, als dies heute der Fall ist. Damit würde sich auch auf technischer Ebene der Regelenergiebedarf im Netz teilweise steuern lassen.

In der Forschung zu Energiespeicherung steht das Ausschöpfen der technischen Möglichkeiten – mit hohen Speicherdichten und geringen Verlusten – im Vordergrund. Für den heute bestehenden Bedarf z. B. von großen Speichern im stationären Bereich gibt es jedoch kaum Pilotanlagen. Viele der genannten Speichertechniken befinden sich noch in der Entwicklung. Auch wenn keine neuen Durchbrüche zu verzeichnen sind, gibt es dennoch eine Reihe von Möglichkeiten, dem neuen Bedarf an Speichern auch einen anderen Stellenwert im FuE-Bereich zu geben:

- in der Grundlagenforschung in großer thematischer Breite vorgehen, jedoch Schwerpunktsetzung in Bezug auf konkrete Anwendungen strategisch ausrichten;
- materialtechnische Aspekte weiterentwickeln, insbesondere unter Einschluss der Nanotechnologie;
- Netzunterstützung (Sicherung der Stabilität) mit Energiespeichern systemisch analysieren und den entsprechenden Speicherbedarf konkretisieren;
- Einsatzerfahrungen mit Großspeichern analysieren und auf hiesige Verhältnisse übertragen;
- Wärmespeichern stärkere Beachtung schenken;
- Möglichkeiten der Kapazitätsverschiebung analysieren;
- internationale Entwicklung verfolgen.

Im internationalen Vergleich orientieren sich die übergeordneten energie- und forschungspolitischen Handlungsstrategien an der Trias Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wettbewerbsfähigkeit. Sie werden jedoch teils mit unterschiedlichen Konzepten verfolgt, was Konsequenzen für den Bedarf an Energiespeichern hat. So setzen die USA auf einen verstärkten Wasserstoffeinsatz, während in Europa primär Energieeffizienz und erneuerbare Energien im Fokus stehen. Im Mobilitätsbereich wird zu Wasserstoffspeichern und Batterien mit weitgehend deckungsgleichen Zielen geforscht. Im Zusammenhang mit Stromnetzen sind dagegen Unterschiede in der Schwerpunktsetzung zu verzeichnen: So zielt der Speichereinsatz in den USA eher auf die Verbesserung der Versorgungsqualität insgesamt, während in Europa und in Japan Speichertechnologien im Systemzusammenhang – Einbindung von erneuerbaren und dezentralen Energiequellen – untersucht werden. Die Wärme-Kälte-Speicherung ist in Europa und in Deutschland Gegenstand umfangreicher Forschungsaktivitäten (Gebäudebereich und Nahwärmesysteme), während dieses Forschungsfeld in den USA auf nationaler Ebene nicht mehr gefördert wird. Insgesamt zeigte sich auch auf internationaler Ebene, dass innerhalb der Energieforschung die Energiespeicher zumeist ein Randthema darstellen.

Die veränderte Situation auf dem Energiemarkt erfordert einen neuen Blick auf die Möglichkeiten der Energiespeicherung. In zukünftig zu erwartenden Gesamtenergiekonzepten mit hohen Anteilen fluktuierender Energieträger werden sich die Anforderungen an eine Zwischenspeicherung von Energie eher verschärfen. Energiespeicher verdienen daher steigende gesellschaftliche, ökonomische und politische Aufmerksamkeit.

I. Einleitung

Die Energiespeicherung ist ein Forschungs- und Wissensgebiet mit einer relativ langen Tradition und einer hohen wirtschaftlichen als auch strategischen Bedeutung für eine zuverlässige Energieversorgung. Dennoch ist es ein bis heute bestehendes technisches Problem, elektrische und thermische Energie in größeren Mengen und über längere Zeiträume verlustarm zu speichern.

Im Grunde genommen geht es bei dieser Thematik um die „Lagerhaltung von Energie“. Da Energie zwar grundsätzlich – wenn auch nicht verlustfrei – in verschiedene Energieformen umwandelbar ist, bestehen verschiedene Möglichkeiten, diese zu „lagern“ und bei Bedarf abzurufen. Dazu steht eine große Bandbreite an technischen Möglichkeiten zur Verfügung. Dennoch gibt es limitierende Aspekte der Energiespeicherung, die sich beispielsweise im Vergleich fossil-regenerativ betrachten lassen: Fossile Energieträger, wie Kohle oder Erdöl, sind bereits in ihren Lagerstätten in einer Form gespeichert, die nach ihrer Förderung relativ problemlos (und fast verlustfrei) bis zur Nutzung ihres Energieinhaltes zwischengespeichert werden können (in Tanks, Pipelines etc.). Im Gegensatz dazu sind fluktuierende Energieträger (Sonne, Wind) zumeist temporär, teilweise kurzzeitig auch „im Überfluss“ verfügbar, dann aber nicht direkt speicherbar.

Das heißt, zur „Reservehaltung fluktuierender Energieträger“ müssen diese in eine speicherbare Energieform umgewandelt werden – und das zu den jeweiligen Dargebotszeiten (z. B. bei hoher Sonneneinstrahlung). Energieangebot und -nachfrage fallen dabei zeitlich auseinander.

Das politisch definierte und verfolgte Ziel, den Anteil erneuerbarer Energieträger zu erhöhen und die Nutzung fossiler Ressourcen zurückzufahren, bringt Fragen der Energiespeicherung mit auf die Agenda. Die Motivation, sich mit der Speicherung von Energie zu beschäftigen, ist differenziert nach Anwendungen zu betrachten. Beispielsweise sind Schwerpunkte in der stationären Energieversorgung, die Integration zunehmender Anteile fluktuierender Energieträger zu bewerkstelligen, die oft dezentral und zudem regional konzentriert auftreten, oder der Ausgleich kostenintensiver Lastspitzen etwa im Tageslastgang. Im mobilen Bereich steht der Einsatz neuer Antriebstechnologien im Vordergrund, etwa um die Reduktion von Schadstoffemissionen in Ballungsräumen zu realisieren. Im Gebäudebereich wiederum geht es mehr um Wärme- bzw. Kältespeicherung (Klimatisierung).

Die Ausgangslage für diese Studie lässt sich auch dadurch beschreiben, dass es einen Mangel an preisgünstigen, effizienten und leistungsstarken Stromspeichern für größere Energiemengen gibt. Denn aus fluktuierenden Energieträgern gibt es ein immenses Angebot an elektrischer Energie, deren Anteile zukünftig noch deutlich steigen werden, aber deren Dargebotszeiten versetzt zur Energienachfrage liegen. Zudem tauchen in diesem Zusammenhang immer wieder Hinweise auf, dass eine Netzeinbindung des fluktuierenden Energieangebots ab einem bestimmten Anteil problematisch für die Netzstabilität sein könnte. Ein stärkerer Einsatz von Energiespeichern könnte sich positiv auf die Versorgungssicherheit auswirken. Nicht zuletzt spielt hier die Liberalisierung der Energiemärkte eine entscheidende Rolle, die Konsequenzen auf Netzebene und bei den Energiepreisen mit sich bringt, sodass Speichermöglichkeiten derzeit eine höhere Relevanz als bisher eingeräumt wird.

Energiespeicher sind bereits heute ein fester Bestandteil unseres Energieversorgungssystems. Dennoch wird ihre Rolle – außerhalb der technischen Ebene – bislang kaum wahrgenommen. Auch in der aktuellen Diskussion um die Ausgestaltung zukünftiger Energieversorgung hat Energiespeicherung allenfalls einen marginalen Platz. Energiespeichertechnologien kommen als Querschnittstechnologien in Energieszenarien im Regelfall kaum explizit vor, was nicht zuletzt auf heute erreichbare Speichermengen bei einzelnen Technologien zurückzuführen ist. Auch Gründe der Wirtschaftlichkeit spielen hier eine Rolle: Viele Projekte der Energiespeicherung, die im letzten Jahrhundert beforscht wurden, wurden teilweise auch wegen mangelnder Wirtschaftlichkeit ein- bzw. zurückgestellt, zumeist aufgrund niedriger oder sogar fallender Energiepreise. Heute jedoch lassen steigende bzw. deutlich schwankende Preise an den Rohstoffmärkten einen neuen Blick auf die Möglichkeiten der Energiespeicherung zu. Somit wird dieses Thema von Politik, Wirtschaft und Wissenschaft in letzter Zeit wieder aufgegriffen.

Auch wenn die naturwissenschaftlichen Grenzen der Energiespeicherung nicht zu umgehen sind, ist doch heute eine enorme Bandbreite an Speichermöglichkeiten verfügbar. Diese Vielfalt aufzuzeigen ist ein Ziel dieses Monitoringberichts. Inwieweit Speicherbedarf und verfügbare technische Möglichkeiten derzeit zusammenpassen, soll anhand ausgewählter Beispiele für den stationären sowie den mobilen Einsatz (Verkehr) aufgezeigt werden.

Gegenstand und Aufbau des Berichts

Gegenstand des Berichts ist die Speicherung von Strom und Wärme (bzw. Kälte), aber auch die von Kraftstoffen, um erkennbare Synergien und/oder Konkurrenzen dieser Felder auszuloten. Die Untersuchungen fokussieren auf Einsatzbereiche mit einer hohen energiewirtschaftlichen Relevanz. In dieser Studie werden unter Energiespeichern technische Systeme zur Speicherung von Sekundärenergie verstanden, die der räumlichen und/oder zeitlichen Entkopplung von Energieverfügbarkeit und Energiebedarf dienen und eine hohe energiewirtschaftliche Relevanz aufweisen, d. h. die für Strom- und Wärmeversorgung sowie als Energiespeicher für Kraftfahrzeuge von Bedeutung sind. Die Produktion von sekundären stofflichen Energieträgern¹ und dazugehörige Speicher werden nur selektiv behandelt. Der Bericht gliedert sich wie folgt:

- In Kapitel II stehen neue Anforderungen an die Energiespeicherung im Vordergrund. Hier geht es um den anstehenden Speicherbedarf und um Besonderheiten dieses Themenfeldes im Kontext einer nachhaltigen Energieversorgung.
- In Kapitel III wird ein strukturierter Gesamtüberblick über aktuelle und zukünftig absehbare Möglichkeiten der Energiespeicherung gegeben, um die Bandbreite der verfügbaren technischen Möglichkeiten und Entwicklungsoptionen aufzuzeigen. Dazu erfolgt eine Kurzcharakterisierung der verschiedenen Systeme, wobei die jeweiligen Speichereigenschaften mit ihren Vor- und Nachteilen und der jeweils heute erreichte Entwicklungsstand im Vordergrund stehen.
- In Kapitel IV werden ausgewählte Anwendungsbereiche (Netzunterstützung bei hohen Anteilen an erneuerbaren Energien, Stromerzeugung im Sonnengürtel, Speicher in Fahrzeugen) in ihren Besonderheiten hinsichtlich der Speicherung von Energie – auch mit Blick auf weiterführende Speicherkonzepte – dargestellt. Hier wird der Frage nachgegangen, inwieweit Bedarf und technische Möglichkeiten heute bereits zu-

¹ Insbesondere zu Energieträgern ist eine sinnvolle Abgrenzung zu finden. Denn letztendlich sind auch stoffliche Energieträger Energiespeicher: Zum Beispiel fossile Brennstoffe oder auch Biomasse speichern Sonnenenergie, Biokraftstoffe speichern wiederum Biomasse etc. Auch Speicher von stofflichen Energieträgern wie Kohlehalden, unterirdische Erdgasspeicher oder auch Flüssiggasflaschen in Fahrzeugen gehören im weitesten Sinne dazu. Im Rahmen dieses Berichts wird nach Relevanzkriterien eher nachgeordnet auf die stoffliche Speicherung eingegangen.

sammengehen und welche Optionen für zukünftige Konzepte derzeit existieren. Dabei spielen auch Möglichkeiten zur Kapazitätsverschiebung sowie der intensiveren Nutzung von IuK-Technologien eine Rolle.

- In Kapitel V werden wesentliche internationale Forschungsschwerpunkte bzw. -aspekte im Zusammenhang mit Energiespeichern für ausgewählte Länder und Regionen (D, EU, USA, JP, KP) dargestellt.
- In Kapitel VI wird abschließend auf offene Fragen und – soweit möglich – auf mögliche Handlungsfelder und Forschungsbedarf eingegangen.

In Auftrag gegebene Gutachten

Folgende Gutachten wurden im Rahmen dieses Projekts vergeben und sind in diesen Bericht eingeflossen:

- Aktuelle und zukünftige Möglichkeiten der Energiespeicherung. (Autoren: Ulrik Neupert, Thomas Euting, Thomas Kretschmer, Claudia Notthoff, Klaus Ruhlig, Birgit Weimert; Fraunhofer Institut Naturwissenschaftlich-Technische Trendanalysen, INT, Euskirchen)
- Energiespeicher – Stand und Perspektiven. (Autoren: Wolfgang Mauch, Ulrich Wagner, Michael Baitsch, Tobias Blank, Klaus Höpler; Forschungsstelle für Energiewirtschaft, FfE, München)
- Energiespeicher – Stand und Perspektiven Themenfeld 3: Forschung und Entwicklung – Internationale Einordnung. (Autoren: Michael Knoll, Volker Handke, Wolfram Jörß, Christian Kamburow, Timon Wehnert; Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung, IZT, Berlin)

Den Gutachterinnen und Gutachtern sei an dieser Stelle ganz herzlich für ihre Arbeit gedankt. Sie bildet das Fundament für viele der in diesem Bericht getroffenen Einschätzungen. Im Text wird jeweils darauf verwiesen, welche Passagen auf welche Gutachten Bezug nehmen.

Ein besonderer Dank geht an Herrn Prof. Dr. Armin Grunwald für die kritische Durchsicht und konstruktive Kommentierung des Berichts sowie für zahlreiche Verbesserungsvorschläge und nicht zuletzt an Ulrike Goelsdorf und Gaby Rastätter für die Unterstützung bei der Erstellung des Endlayouts.

II. Neue Anforderungen an die Energiespeicherung

Die Energieversorgung ist heute und auch zukünftig durch eine Reihe von neuen Herausforderungen gekennzeichnet. Die zunehmende Liberalisierung und Globalisierung der Energiemärkte setzt nicht nur neue Rahmenbedingungen, sondern stellt auch neue Anforderungen an die Energieversorgungssysteme der Zukunft. Zentral ist dabei die Aufrechterhaltung der gewohnten Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie bei v. a. zunehmenden Anteilen fluktuierender Energieträger sowie veränderten Bezugsbedingungen für fossile Rohstoffe (Wahrnehmung der Reichweiten, Kostenseite, politische Veränderungen

etc.). Auch spielt die Vermeidung weiterer Klimaveränderungen und Umweltbelastungen durch die Energieversorgung eine wichtige Rolle. Dies hat Folgen für einen „neuen Bedarf“ an Energiespeichern.

Der Klimawandel

In den letzten Jahrzehnten hat das Umweltbewusstsein in Politik und Gesellschaft deutlich zugenommen. Mit der Einsicht in die begrenzte Ressourcenlage an fossilen Energieträgern und in die potenziellen Folgen des Treibhauseffekts ist ein effektiver Umgang mit verfügbaren Energiemengen geboten. Dies gilt auch unabhängig von der verwendeten Energiequelle. Der anthropogene Anteil an den klimarelevanten Emissionen wird heute mit Reduktionszielen fixiert. So hatten sich im Rahmen des Kyoto-Abkommens² die beteiligten Industrieländer (in der ersten Etappe bis 2012) verpflichtet, ihre Treibhausgasemissionen um 5,2 Prozent gegenüber dem Basisjahr 1990 zu reduzieren. Die Europäische Union hat sich für diesen Zeitraum eine Minderung von 8 Prozent zum Ziel gesetzt. Deutschland – innerhalb der EU das Land mit den höchsten Werten für Pro-Kopf-Treibhausgasemissionen – hatte sich im Rahmen der Lastenverteilung zu einer Reduktion um 21 Prozent verpflichtet (Kemfert 2006). Die gesamten CO₂-Emissionen sind in Deutschland im Jahre 2006 erneut gestiegen und zwar auf 879 Mio. t (0,7 Prozent höher als 2005) (Ziesing 2007). Der Anstieg der energiebedingten Emissionen, die mit einem Anteil von ca. 90 Prozent an den Gesamtemissionen beteiligt sind, verlief moderater um 0,3 Prozent. Damit wurde das nationale Ziel der Bundesregierung, bis 2005 die CO₂-Emissionen um 25 Prozent zu reduzieren (gegenüber 1990) um fast 100 Mio. t CO₂ verfehlt (Ziesing 2007). Das weniger ambitionierte, aber völkerrechtsverbindlich eingegangene Ziel einer Minderung der Treibhausgasemissionen bis 2008/2012 um 21 Prozent erscheint momentan noch erreichbar.

Die anvisierten Maßnahmenpakete zur notwendigen Senkung des Energieverbrauchs (und der CO₂-Emissionen) bei diversifizierter und gewohnt stabiler Energieversorgung sind umfangreich und komplex zugleich. Dazu gehören die Effizienzverbesserung herkömmlicher Kraftwerke, die CO₂-Abtrennung und Lagerung³, Energiesparmaßnahmen in Industrie und Haushalten, der verstärkte Einsatz regenerativer Energieträger sowie neue Mobilitätskonzepte. Um die Nachhaltigkeit der elektrischen Energieversorgung zu gewährleisten, kommt u. a. dem Einsatz von Energiespeichern insbesondere bei der intensiveren Nutzung fluktuierender regenerativer Energien eine hohe Bedeutung zu, aber auch bei der Optimierung von Energieeinspar- und Effizienzsteigerungsmaßnahmen (z. B. kombinierte Speicherung verschiedener Energieformen).

² CO₂ ist mit einem Anteil von fast 87 Prozent das mit Abstand wichtigste Treibhausgas (Ziesing 2007). In das Kyoto-Protokoll werden fünf weitere Treibhausgase integriert.

³ Zur CO₂-Abscheidung und -Lagerung bei Kraftwerken ist ein TAB-Arbeitsbericht (TAB 2007) erschienen.

Konventioneller Kraftwerkspark

Ein Ausgangspunkt in der Betrachtung ist der, dass es bis heute keine wirtschaftlich darstellbare Technologie zur Langzeitspeicherung von elektrischer Energie gibt. Das grundsätzliche „Problem der Speicherung von Strom“ ist zudem in den letzten Jahren durch zwei gegenläufige Entwicklungen verschärft worden: Einerseits resultiert aus der Liberalisierung der Energiemärkte ein zunehmender Kostendruck, der bei vielen Unternehmen tendenziell zu einem Abbau von Reservekapazitäten führt. Andererseits erfordert der deutliche Anstieg der fluktuierenden Stromerzeugung vor allem durch Windkraft zusätzliche Reservekapazitäten.

Die Nutzung der „nichtlagerbaren Ware Strom“ erfolgt zyklisch im Tages-, Wochen-, aber auch im jahreszeitlich saisonalen Ablauf. Für die Abdeckung der jeweils höchsten Auslastung müssen ausreichend Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung stehen. Hier steht ein Mix aus verschiedenen Erzeugungstechnologien zur Verfügung, die für Grund-, Mittel- und Spitzenlast ausgelegt sind.

Der Einsatz von Kraftwerken, die sich technologiebedingt in ihrer Fahrweise⁴ unterscheiden, wird umfangreich geplant (Kraftwerkseinsatzpläne). Jedoch müssen für Fehler in der Planungsprognose als auch für unvorhersehbare Ausfälle Anpassungsmöglichkeiten verfügbar sein, um das für die Frequenz- und Spannungshaltung notwendige Gleichgewicht von Einspeisungen und Entnahmen aus dem Stromnetz aufrechtzuerhalten. Zumeist werden derzeit dafür Gasturbinen- oder Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt. Alternativ können auch in Teillast gefahrene Kraftwerke dafür vorgehalten werden, was jedoch suboptimal ist, weil diese dann über längere Zeiten mit geringerem Wirkungsgrad, bei höherem Brennstoffverbrauch und – insbesondere bei Kohle- und Gaskraftwerken – mit höheren Emissionen gefahren werden müssen als bei Volllast.

Die Speicherung von Energie (z. B. in Pumpspeicherkraftwerken) erfolgt üblicherweise zu Zeitpunkten hoher Energiebereitstellung bei gleichzeitig geringer Nachfrage. Das Ausspeichern kann nach Bedarf erfolgen, wobei die „Ökonomie der Speicherung“ u. a. durch die Differenz der Energiepreise bei Ein- und Ausspeicherung, aber auch durch Investitionen und die Zyklenanzahl bestimmt wird. Vor der Liberalisierung der Energiemärkte – und im Grunde genommen fast bis heute – war die Energiespeicherung in Europa kein wichtiges Thema (verglichen beispielsweise mit Amerika) (Sauer 2007). Die Regelreserve ließ sich bisher problemlos bereitstellen, sodass sich der Bedarf an Energiespeichern in Grenzen hielt. Das erklärt zumindest ansatzweise, warum in Deutschland z. B. „bisher nur ein“ Druckluftspeicherkraftwerk realisiert worden ist, obwohl geeignete Kavernen verfügbar sind. Dabei spielen aber auch technische Aspekte (z. B. relativ gerin-

⁴ Unter der Fahrweise von Kraftwerken wird die Gesamtheit der technischen Rahmenbedingungen verstanden, die den Wirkungsgrad der Strombereitstellung beeinflussen. Dazu gehören Fragen der Auslastung (Voll- bzw. Teillast), Anfahrzeiten, Leistungsprofil, Mindestbetrieb etc.

ger Wirkungsgrad bisheriger Anlagen [Kap. III.1.2]) eine Rolle.

Verstärkte Nutzung erneuerbarer Energieträger

Die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energieträger schlägt sich in konkreten Zielvorgaben nieder. So hat die Bundesregierung im Rahmen des Koalitionsvertrags vereinbart, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung bis 2010 auf mindestens 12,5 Prozent zu steigern. Darüber hinaus hat die EU-Kommission vorgeschlagen, als verbindliches Ausbauziel für die erneuerbaren Energien bis 2020 festzulegen, dass im europäischen Durchschnitt bis dahin 20 Prozent der Primärenergie aus erneuerbaren Quellen stammen sollen.

In Deutschland wurden im Jahr 2006 durch regenerative Energieträger ca. 70 TWh elektrische Energie erzeugt, davon 30,5 TWh durch Windkraft (BMWi 2007). Die Einspeisung von Windstrom erfolgt vorrangig, wobei im Stromnetz Ungleichgewichte von Angebot und Nachfrage nach elektrischer Energie generell – im Sinne einer Netzstabilität und Gewährung der Versorgungssicherheit – durch den Einsatz von sog. Regelleistung⁵ erreicht wird. Beispielsweise werden als Primärregelleistung⁶ in Deutschland 3 000 MW vorgehalten, die kurzzeitige Netzschwankungen und Kraftwerksausfälle kompensieren (FFE 2007). Übertragen auf die Windenergie heißt dies, dass in den Fällen von wenig Wind oder von Sturmabschaltungen (z. B. offshore) die bereits „eingepflanzte Energie“ anderweitig bereitgestellt werden muss. Übertragungsnetzbetreiber sind gesetzlich verpflichtet, elektrische Energie aus regenerativer Erzeugung in das Stromnetz einzuspeisen (Erneuerbare-Energien-Gesetz). Durch den o. g. anvisierten weiteren Ausbau regenerativer Energien kann es zu einem erhöhten Bedarf an Regelleistung- und Regelenergie kommen. Eine durch Energiespeicher unterstützte Kapazitätsverschiebung (Zeitverzug zwischen Einspeisung und Nutzung) kann die Integration der erneuerbaren Energien in die vorhandene Infrastruktur erleichtern.

Die Nutzung der Windenergie leistet mit über 4 Prozent (Ende 2005 ca. 18 420 MW) den größten Beitrag zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland. Strom aus Windenergie trägt vor allem zur Mittellast bei. Entwicklungen gehen hier in zwei Richtungen: Optimierung der mittlerweile begrenzten Onshorestandorte (z. B. durch Repowering) und zunehmende Nutzung des Potenzials im Offshorebereich. In beiden Fällen soll mehr Windenergie verfügbar gemacht werden. Aber: Insbesondere bei letzterem (Offshoreausbau) kommt das re-

⁵ Zur Ausregelung von Ungleichgewichten aufgrund von erzeugungs- und/oder verbrauchsseitigen Abweichungen von den geplanten/prognostizierten Entnahme- und Einspeisewerten muss als Reserve sog. Regelleistung vorgehalten werden. Diese ist im Bedarfsfall für die Frequenzhaltung und zur Aufrechterhaltung einer ausgeglichenen Leistungsbilanz kurzfristig abrufbar.

⁶ Der praktische Ausgleich erfolgt über ein komplexes System von Regeln, für die der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber zuständig ist. Hierbei wird nach Primär- und Sekundärregelleistung sowie Minutenreserve unterschieden.

gional verfügbare Stromnetz im Küstenbereich an kapazitive Grenzen, sodass entweder ein Ausbau oder eine Zwischenspeicherung (evtl. auch kombiniert) notwendig erscheint. Bei einem weiteren Ausbau der Offshorekapazitäten müsse für windarme Zeitperioden als auch für Windfluktuationen Reservekapazität (Regelleistung) vorgehalten werden. Hier könnten Energiespeicher „als Zwischenpuffer“ eine wichtige Rolle spielen.

Kurzfristige Schwankungen im Sekundenbereich werden durch die große Anzahl von Einzelanlagen und deren weite räumliche Verteilung in der Gesamtheit ausgeglichen und haben keinen Einfluss auf die Stabilität des UCTE-Netzes⁷ (Dany 2000). Starkwindabschaltungen bedingen zwar heutzutage vereinzelt einen raschen Rückgang der Windenergieeinspeisung ins Netz, stellen aber in Zukunft weniger ein Problem dar, da viele neue Anlagen in einem Bereich von 25 bis 30 m/s geregelt heruntergefahren werden können. Demgegenüber wirken sich wetterbedingte, mittelfristige Windschwankungen und damit Leistungsänderungen der Windkraftanlagen im Zeitraum von Viertelstunden bzw. einigen Stunden auf den Bedarf an Minuten- und Stundenreserve aus. Wie im Rahmen der DENA-Netzstudie festgestellt wurde, besteht nach dem heutigen Stand der Technik je 6 GW installierter WEA-Kapazität ein zusätzlicher Bedarf an positiver Regelleistung von bis zu 1 000 MWh (DENA 2005). Langfristige Schwankungen des Winddargebots über das Jahr bzw. über mehrere Jahre sind nur analog den Prognosen zur Energienachfrage in die Kraftwerkseinsatzplanung integrierbar. Speichersysteme zur verbesserten Integration von Windenergieanlagen im Offshorebereich versprechen einen hohen Nutzen, wenn sie auf den Ausgleich von Schwankungen im Stundenbereich ausgelegt sind (FfE 2007).

Die Wasserkraft hat weltweit momentan den höchsten Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung. Ungenutzte Potenziale gibt es vor allem in Asien, Südamerika und Afrika (INT 2006a). In Deutschland deckt das zum größeren Teil erschlossene Potenzial der Wasserkraft ca. 3,5 Prozent (in 2004) des Strombedarfs. Laufwasserkraftwerke erzeugen Grundlast. Pumpspeicherkraftwerke zur Speicherung elektrischer Energie dienen zur Deckung von Spitzenlast. Gezeitenkraftwerke an Küsten mit besonders hohem Tidenhub werden außerhalb Deutschlands (z. B. französische Atlantikküste, Golf von Maine/Kanada) betrieben. Im Prototypenstadium befindet sich ein Meeresströmungskraftwerk, das aus der natürlichen Gezeitenströmung oder auch beständigen starken Meeresströmungen mit Unterwasserrotoren Elektrizität erzeugt. Weitere Konzepte sind schwingende Wassersäulen, die Knickbewegungen schwimmender Konstruktionen oder den Fluss des Wassers in elektrischen Strom umsetzen. Gemeinsam ist allen Ansätzen, dass die

⁷ UCTE = Union für die Koordinierung der Erzeugung und des Transports elektrischer Energie. Die Länder Belgien, Deutschland, Frankreich, Griechenland, Italien, das Gebiet des ehemaligen Jugoslawiens, Luxemburg, die Niederlande, Österreich, Portugal, die Schweiz und Spanien arbeiten auf den Gebieten Erzeugung und Verteilung elektrischer Energie eng zusammen.

Stromabgabe ungleichmäßig erfolgen würde, sodass Speicherkonzepte zur Ergänzung nötig werden könnten.

Zur geothermischen Stromerzeugung gibt es bereits Pilotprojekte. Durch eine gleichmäßige Stromabgabe ist geothermisch erzeugter Strom grundlastfähig (TAB 2003). Anwendungspotenzial für Stromspeicher wird momentan nicht gesehen, lediglich Wärmespeicher könnten zur Nutzung der Restwärme Bedeutung gewinnen.

Solarthermisch lassen sich Niedertemperaturwärme für Heiz- und Kühlzwecke gewinnen und mit Wärmespeichern Angebot und Nachfrage (Sommer/Winter) ausgleichen. Vielversprechende Konzepte zur solarthermischen Stromproduktion sind etwa in äquatornahen Regionen wie Nordafrika angesiedelt. Hier gäbe es Bedarf für preisgünstige Wärmespeicher zum Ausgleich zwischen Tag und Nacht, um kontinuierlich Strom produzieren zu können (INT 2006a). Neben einem Transport des Stroms via Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) nach Europa wird auch wieder die Nutzung chemischer Energiespeicher diskutiert. Ein nennenswerter Anteil der Photovoltaik (direkte Umwandlung der Sonnenstrahlung in elektrische bzw. chemische Energie) an der Stromerzeugung scheint mittelfristig nicht in Sicht. Im Inselbetrieb – etwa in Regionen ohne Anbindung an das Stromnetz – sind Photovoltaikanlagen besonders interessant, kommen dort aber nicht ohne elektrische Energiespeicher aus. Selbiges gilt auch für den Inselbetrieb von Windrädern, wo Energiespeicher kurzfristige Schwankungen ausgleichen können (z. B. bis ein Generator die Stromversorgung übernimmt).

Biomasse kann auf verschiedenen Pfaden in Nutzenergie umgewandelt werden. Sie ist damit flexibel einsetzbar zur Wärme- und Stromerzeugung sowie als Kraftstoff. Die Nutzung von Biomasse für Heizzwecke und als Kraftstoff weist in Deutschland deutliche Zuwächse auf. Die Speicherung von Biomasse ist weder in gasförmiger noch in fester Form ein Problem.

Versorgungssicherheit

Strittig ist heute, wo und in welchen Mengen Energie aus fluktuierenden Energieträgern in das Netz eingespeist werden kann, ohne die Versorgungssicherheit, wie sie in Europa üblich ist (n-1-Kriterium⁸) zu gefährden. Hier geht es insbesondere um die Schwankungsbreite (Überschuss oder Ausfall) der fluktuierenden Energiemengen. Der zeitliche Verlauf der Leistung aus fluktuierenden Energieträgern hängt von saisonalen und meteorologischen Einflüssen ab, die nicht mit der Netzlast übereinstimmt und damit unabhängig vom Arbeits- und Lebensrhythmus der Verbraucherseite ist. Somit sind signifikante Abweichungen zwischen der Einspeiseleistung und dem Bedarf des Netzes unvermeidlich.

⁸ Nach dem sog. n-1-Kriterium werden überregional Stromnetze so betrieben, dass zu jeder Zeit ein beliebiges Netzbetriebsmittel (Transformator, Leitung etc.) ausfallen darf, ohne dass es zu einer Versorgungsunterbrechung, Störungsausweitung oder Überlastung des Betriebsmittels kommt.

Dabei ist auch der Ort der Speicherung von Bedeutung, um etwa regionale Überlastungen des Netzes (z. B. durch ungeplanten Transfer in Nachbarnetze) zu vermeiden. Dies ist wichtig, wenn die fluktuierende Energie weitab von den Verbraucherzentren erzeugt wird (etwa offshore) und das angrenzende Netz für die Energieabfuhr verstärkt werden müsste. Experten gehen heute zwar davon aus, dass bis zu einem gewissen Anteil Schwankungen, die durch zunehmende Anteile regenerativer Energien am Versorgungsportfolio ausgelöst werden, ohne größeren technischen Aufwand integriert werden können. Über die Höhe dieser Anteile gibt es jedoch unterschiedliche Ansichten.

Die verstärkte Nutzung erneuerbarer Energien wird voraussichtlich auch davon abhängen, inwieweit es gelingt, technisch und wirtschaftlich attraktive Wärmespeicher in ein Gesamtkonzept zu integrieren. Denn eine intensive Abwärmenutzung sowie ein weiterer Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung werden Bestandteil eines solchen Konzepts sein und zudem den Bedarf an „hochwertiger“ elektrischer Energie vermindern helfen.

Energiespeicher und Mobilität

Die technologischen und wirtschaftlichen Anforderungen an elektrische Speicher sind für den mobilen Bereich andere als für die Stromwirtschaft. Beispielsweise sind für den Einsatz in Elektrofahrzeugen hohe spezifische Speicherkapazitäten bezogen auf Gewicht und Volumen notwendig, während dies in der stationären Energieversorgung eine untergeordnete Rolle spielt.

Um die Emissionen des Individualverkehrs zu verringern und den Kraftstoffverbrauch von Motorfahrzeugen zu senken, wird seit vielen Jahren nach neuen, möglichst umweltfreundlichen Antrieben als Alternative zum Verbrennungsmotor gesucht. Aufgrund des hohen Wirkungsgrades von Elektromotoren bei der Umwandlung von elektrischer in mechanische Energie haben sich Elektrofahrzeuge als ein vielversprechender Ansatz erwiesen. Für den Beschleunigungsvorgang benötigen alle Fahrzeuge eine hohe Leistungsdichte (egal ob Verbrennungsmotor oder Elektroantrieb oder Hybrid). Um die Reichweite dieser Fahrzeuge zu erhöhen und den Verbrauch zu senken, ist zudem eine Wiedergewinnung der Bremsenergie wichtig. Hierfür sind Energiespeicher notwendig, die hohe Leistungsdichten aufnehmen und wieder abgeben können.

III. Technische Möglichkeiten der Energiespeicherung

Die Vielfalt der Möglichkeiten – so ließe sich das folgende Kapitel auch überschreiben. Da die direkte Speicherung von elektrischer Energie nur in Kondensatoren und in Spulen möglich ist, wird zumeist ein indirekter Weg gegangen, indem zunächst andere Energieformen gespeichert werden. Die damit zusammenhängende Bandbreite soll im Folgenden überblicksartig aufgezeigt werden, wobei im Vordergrund die im Wesentlichen ge-

nutzten Speichereigenschaften und der jeweils heute erreichte Entwicklungsstand stehen. Im Sinne der Übersichtlichkeit wird eine für alle Speicher vergleichbare Darstellung gewählt, die vom Grundprinzip der Speicherung ausgeht, Vor-/Nachteile des Speichereinsatzes aufführt und in einem Ausblick endet. Sofern es sinnvoll erscheint, wird auch auf technische Aspekte eingegangen. Grundlage für die folgenden Ausführungen zu einzelnen Speichertechniken ist das Gutachten des INT (2006a).

1. Mechanische Speicher

Mechanische Speicher sind mit die wohl bekanntesten Speichersysteme großtechnischer Art. Dazu gehören neben Pump- und Druckluftspeicherkraftwerken auch Schwungräder sowie stationäre und mobile Speicher für stoffliche Energieträger.

1.1 Druckluftspeicher

Grundprinzip

In Druckluftspeichern (Compressed Air Energy Storage, CAES) wird während des Ladevorgangs elektrische Energie zunächst zum Komprimieren von (Umgebungs-)Luft verwendet (also in kinetische Energie der Luftmoleküle umgewandelt), die in unterirdischen Kavernen bei einem Druck von 50 bis 70 bar gespeichert wird. Die Energie-rückgewinnung (Entladevorgang) erfolgt durch das Verbrennen der (gedrosselten) komprimierten Luft zusammen mit Erdgas in der Brennkammer einer Gasturbine⁹, wobei die heißen Rauchgase in der Gasturbine expandieren und damit einen nachfolgenden Generator antreiben, der wiederum elektrische Energie (meist als Spitzenlaststrom genutzt) erzeugt.

Die Kompressionswärme (mehrere Hundert °C sind möglich) muss weggekühlt werden, da die unterirdischen Speicher diesen hohen Temperaturen nicht standhalten würden. Der zusätzliche Brennstoff (Erdgas) wird benötigt, um bei der Luftentnahme ein Vereisen der Turbinen zu vermeiden (Abkühlungseffekt bei starkem Druckabfall). Als Luftspeicher kommen unterirdische Hohlräume in Betracht, wie z. B. Salzkavernen. Künstlich ausgesolte Hohlräume in Salzformationen können ein Volumen von mehreren 100 000 m³ aufweisen (INT 2006a, S. 116). Weiterhin können Aquiferstrukturen¹⁰, ehemalige Bergwerke oder auch leere Erdöl- bzw. Erdgasfelder genutzt werden.

⁹ Genaugenommen handelt es sich hier nicht um einen „reinen Energiespeicher“, sondern um einen offenen Gasturbinenprozess, bei dem die Schritte Kompression und Entspannung des Arbeitsmediums (Luft bzw. Rauchgas) zeitlich versetzt erfolgen. Man kann dies auch als ein Gasturbinenkraftwerk mit einem integrierten Speicher für Druckluft bezeichnen.

¹⁰ Aquifere sind hochpermeable Gesteinsschichten, die ausreichend durchlässiges Material enthalten, um signifikante Mengen an Wasser zu speichern oder weiterzuleiten. Dabei handelt es sich entweder um hochporöse Sandsteine oder um andere starkgeklüftete oder verkartete Sedimentgesteine (TAB 2003). Sie sind durch undurchlässige Gesteinsschichten begrenzt.

Vorteile/Nachteile

Vorteilhaft ist, dass die Anlagen schon nach einer relativ kurzen Zeitspanne die gespeicherte Energie zur Verfügung stellen können: So kann z. B. nach ca. zehn Minuten bereits die volle Leistung abgerufen werden (Crotogino 2003). Des Weiteren weisen solche Anlagen nur äußerst geringe Leckverluste hinsichtlich der gespeicherten Druckluft auf. Dies gilt insbesondere bei der Verwendung von Salzkavernen als unterirdische Speicher (Gandy 2000). Allerdings ist der Wirkungsgrad vergleichsweise moderat: Er liegt um die 50 Prozent. Bei modernen Druckluftspeicherkraftwerken kann er bis zu ca. 55 Prozent betragen – was bereits eine Vorwärmung der Verbrennungsluft durch die Nutzung der Turbinenabgase voraussetzt (Crotogino 2003). Die Energiedichte im Luftspeicher von CAES liegt bei 1 bis 2 kWh/m³ (Foote et al. 2005); die Investition für CAES liegt in einer Größenordnung von mehreren Hundert Euro pro Kilowatt (Bradshaw 2000 u. Nourai 2002, nach INT 2006a).

Technische Aspekte

Zur Wirkungsgradverbesserung gibt es verschiedene Möglichkeiten: Bei einem adiabatischen Druckluftspeicher (Advanced Adiabatic-CAES, AA-CAES) werden Wirkungsgradverluste dadurch vermieden, da die eigentliche Druckluftspeicherung adiabatisch¹¹ – also ohne Wärmeaustausch mit der Umgebung – erfolgt. Dazu wird die bei der Luftkompression entstehende Wärmeenergie abgeführt, zwischengespeichert und dann bei der Entnahme zur Lufterwärmung wieder genutzt. Bei AA-CAES wird auf diese Weise ein Gesamtwirkungsgrad von ca. 70 Prozent angestrebt (INT 2006b). Sie würden sich damit wirkungsgradseitig den Pumpspeicherkraftwerken annähern. Technisch umsetzbar wäre dies z. B. mit geeigneten Feststoffspeichern aus Keramik oder Naturstein mit einer Porenstruktur (Lange 2007, Zunft/Tamme 2006). Ein 300-MW-Kraftwerk würde jedoch eine thermische Speicherkapazität von bis zu 2,4 Mio. kWh benötigen, um bei Luftaustrittsbedingungen von 650 °C und einem Druck von 100 bar einen achtstündigen Turbinenbetrieb zu gewährleisten (Zunft/Tamme 2006).

Eine neue Speichertechnologie im Bereich der unterbrechungsfreien Stromversorgung setzt auf ein ähnliches Verfahren: Bei der Thermal-and-Compressed-Air-Storage-Technologie (TACAS-Technologie) stammt die zur Erwärmung der komprimierten Luft notwendige Energie aus einem Wärmespeicher (im Unterschied zum CAES, wo dafür Erdgas eingesetzt wird). Als Speichermaterial wird Stahl verwendet, der elektrisch auf die Betriebstemperatur von 700 °C erwärmt und dann auf dieser gehalten wird. Die Luft wird verdichtet und bei etwa 300 bar in herkömmlichen Gasflaschen oder Druckbehältern gespeichert; das System kann so eine Leistung von 80 kW über einen Zeitraum von 15 Minuten erzeugen (Sears 2005,

¹¹ Ein adiabatischer Prozess ist ein thermodynamischer Prozess (idealer Grenzfall), der ohne Wärmeaustausch mit der Umgebung stattfindet. In der Praxis kann er nur näherungsweise realisiert werden, z. B. durch entsprechende Wärmedämmung.

nach INT 2006a). Im Bedarfsfall wird die Luft dann mithilfe des Wärmespeichers erwärmt und via Turbine und Generator Strom erzeugt. Die Anlagen fallen deutlich kleiner aus (Abmessungen im Meterbereich) und werden hauptsächlich zur unterbrechungsfreien Stromversorgung eingesetzt.

Bei einem weiteren alternativen Druckluftspeicherkonzept erfolgt sowohl die Kompression als auch die Expansion der Luft isotherm (isotherme Luftdruckspeicher), d. h. die Temperatur der Luft bleibt während des ganzen Prozesses annähernd konstant. Die bei der Kompression entstehende Wärme wird an die Umgebung abgegeben und bei Expansion von dort wieder aufgenommen. Umgesetzt wird dies mittels Kolbenmaschinen. Die Technologie soll zukünftig ähnliche Energiedichten wie Bleibatterien und einen Wirkungsgrad von über 70 Prozent erreichen können (Rufer/Lemofouet 2006, nach INT 2006a, S. 120).

Ausblick

Druckluftspeicherkraftwerke stehen in letzter Zeit wieder verstärkt im Fokus, weil sie sich z. B. für eine dezentrale, offshorenahe Speicherung für Windenergie anbieten. CAES weisen einen relativ niedrigen Wirkungsgrad auf; AA-CAES existieren zurzeit noch nicht. Kommerziell werden derzeit nur zwei CAES in Huntorf¹² bei Bremen und in Alabama¹³ (USA) betrieben. Verbesserte, z. B. adiabatische Druckluftspeicherkraftwerke werden vermutlich erst um 2015 marktreif werden (Lange 2007). In der Planung befindet sich dennoch eine Anlage in Niedersachsen, die zunächst wie Huntorf mit Gasbefeuerung betrieben und in einer zweiten Phase adiabatisch nachgerüstet werden soll; eine Inbetriebnahme ist für 2011 geplant (Honsel 2006). Dahinter stehen Bestrebungen zur Nutzung von Druckluftspeicherkraftwerken zum Ausgleich der Stromerzeugung durch fluktuierende Energieträger. Weiterhin befinden sich derzeit in den USA mehr als zehn neue Anlagen in der Planung; das bekannteste Projekt soll in Norton, Ohio, unter Ausnutzung einer 700 m tiefen Kalksteinmine mit einem Hohlraumvolumen von 10 Mio. m³ realisiert werden. In der Endausbaustufe soll die Anlage 2 700 MW leisten; die Speicherkapazität soll ca. 2 700 MW über acht Tage betragen (Crotogino 2003).

Aus technischer Sicht erfordert die Verwirklichung eines adiabatischen Druckluftspeichers auch entsprechende Systemkomponenten, u. a. Kompressoren, die hohen Temperaturen von 650 °C bei 100 bis 200 bar standhalten (Bullough et al. 2004). Solche Kompressoren sind derzeit nicht verfügbar (Einzelfertigung, Materialproblematik etc.) (INT 2006a; Sauer 2007). Zudem sind kurze Anlaufzeiten notwendig, um überschüssigen Strom schnell auf-

¹² Die CAES-Anlage Huntorf wurde 1978 als erstes Kraftwerk dieses Typs mit einer Leistung von 290 MW_{el} in Betrieb genommen. Die Druckluft wird in zwei Salzkavernen (je ca. 150 000 m³) in einer Tiefe von ca. 700 m bei 50 bis 70 bar gespeichert (Crotogino 2003).

¹³ Anfang der 1990er Jahre wurde eine zweite CAES-Anlage in McIntosh, Alabama, USA, in Betrieb genommen. Diese Anlage leistet 110 MW_{el} über 26 h; die Luftspeicherung erfolgt in einer Einzelkaverne mit 538 000 m³ (Crotogino 2003).

nehmen zu können. Auch ist die Frage der Zwischenspeicherung der Wärme noch nicht gelöst (für die neue Anlage in Niedersachsen sind momentan Betonwürfel geplant); für passende Wärmespeicher besteht noch Forschungsbedarf. Systemkomponenten der adiabatischen Druckluftspeicherung in verschiedenen Größenordnungen werden aktuell in einem EU-geförderten Projekt untersucht (Bullough et al. 2004).

Entlang der norddeutschen Küste gibt es noch zahlreiche Salzformationen, die auch als Druckluftenergiespeicher für Windkraftanlagen verwendet werden könnten. Inwieweit Engpässe bei unterirdischen Speichermöglichkeiten auch in Bezug auf andere Nutzungsmöglichkeiten auftauchen könnten, wäre noch zu differenzieren. So werden eher keine Nutzungskonkurrenzen zur unterirdischen CO₂-Speicherung erwartet, weil diese in größeren Tiefen erfolgt (etwa 800 m und mehr), und somit im Regelfall unterhalb der Kavernenebene angesiedelt ist.¹⁴ Allerdings wäre die „unterirdische Flächenbelegung“ relativ hoch¹⁵, sodass darüberliegende Kavernen eher nicht mehr genutzt werden würden. Möglicherweise ist mit einer Konkurrenz zu unterirdischen Erdgasspeichern zu rechnen: Neben der bekannten eingelagerten 90-Tage-Reserve sind im Zuge der geplanten deutsch-russischen Pipeline, die ab 2010 Erdgas transportieren soll, in Norddeutschland bis zu 60 neue unterirdische Gasspeicher (Kavernen) geplant (Kautenburger 2006). Auch die unterirdische CO₂-Speicherung fokussiert u. a. auf Bereiche, die auch für die Erdgasspeicherung genutzt werden können (wie ehemalige Erdgaslagerstätten) (Kap. III.1.5). Inwieweit verfügbare Salzstöcke nach entsprechenden Eignungskriterien für verschiedene Anwendungen sortiert werden können, ist offen.

1.2 Pumpspeicherkraftwerke

Grundprinzip

Pumpspeicherkraftwerke (PSW) sind Wasserkraftwerke. Der Speichervorrat an Wasser in einem höher liegenden Becken wird ganz oder teilweise durch Pumpen bereitgestellt,¹⁶ wobei letztlich die dort gespeicherte (potenzielle) Energie des Wassers im Bedarfsfall umgewandelt und genutzt wird. Je höher das Oberbecken liegt und desto größer es ausfällt, desto mehr Energie ist speicherbar. Abhängig vom Standort liegen die Fallhöhen bei deutschen Anlagen zwischen 70 und 600 m (Wagner 2003). In Deutschland gibt es inzwischen 33 Pumpspeicherkraftwerke mit einer Gesamtleistung von etwa 6 610 MW (Wagner 2003).

Die Gewinnung der Energie erfolgt durch die Nutzung der Erdanziehungskraft: Durch eine Druckleitung gelangt Wasser ins untere Staubecken, durchströmt dabei eine

Turbine, die wiederum einen Generator antreibt, wodurch dann elektrische Energie (Spitzenlaststrom) erzeugt wird.

Vorteile/Nachteile

PSW können Regelleistung zur Verfügung stellen. Im Bedarfsfall kann ihre gesamte Leistung nach etwa einer Minute bereitgestellt werden (zu Spitzenlastzeiten oder auch zum Anfahren von Kraftwerke). Auch die Aufnahme des Pumpbetriebes kann innerhalb von Minuten erfolgen (z. B. in den Nachtstunden).

Die Wirkungsgrade liegen zwischen 70 und 80 Prozent, wobei Speicherverluste (durch Verdunstung oder Versickern von Wasser) normalerweise vernachlässigbar gering sind. Verluste treten jedoch beim Befüllen und Entleeren auf. Die erzielten Energiedichten sind verhältnismäßig gering (bis zu 1 kWh/m³) (www.lrst.rwth-aachen.de/skripte/energiewirtschaft/ew_kap_09_speicher.pdf).

Ein Nachteil von PSW liegt in deren Abhängigkeit von topografischen Bedingungen, um die beiden Staubecken und eine hinreichende Wasserfallhöhe zu realisieren. Damit sind Standorte auf bergige Regionen beschränkt, also eher weitab von z. B. küstennah erzeugter Windenergie. Die Errichtung von PSW stellt einen erheblichen Eingriff in die Umwelt dar. Dies schränkt die Wahrscheinlichkeit eines zukünftigen Neubaus solcher Anlagen signifikant ein.

Ausblick

Neben Süß- sind auch Salzwasserstandorte denkbar. In Japan gibt es bereits ein Salzwasser-PSW.¹⁷ Mit dieser Anlage soll u. a. untersucht werden, welche Auswirkungen die Nutzung von Meerwasser auf die eingesetzte Technologie hat und welche Umweltbeeinträchtigungen auftreten können (www.jcold.or.jp/Eng/Sea-water/Seawater.htm). Auch für Salzwasseranlagen sind entsprechende Höhenunterschiede notwendig. In Deutschland reichen die Höhenunterschiede vermutlich nicht aus. Auch sind ökologische Aspekte offen (Flora/Fauna bei Mix von Süß- und Salzwasser) (Sauer 2007).

Da es aus o. g. Gründen derzeit unwahrscheinlich erscheint, dass neue PSW in Deutschland gebaut werden, liegt der Schwerpunkt künftiger Entwicklungen mehr auf einer technischen Verbesserung bestehender Anlagen. Optionen für den Bau neuer PSW bestünden eventuell darin, zukünftig unterirdische Anlagen zu installieren (Abbildung 1). Dabei wäre das Unterbecken unter- und das Oberbecken oberirdisch (als künstlicher bzw. natürlicher See) anlegbar (INT 2006a). Offen ist dabei eine Reihe von Fragen, z. B. inwieweit Salzstöcke hierfür nutzbar wären (Mischung von Salz- und Süßwasser), Nutzbarkeit von Tagebauen, Anzahl geeigneter geologischer Formationen etc.

Darüber hinaus sind PSW auch in deutlich kleineren Maßstäben realisierbar: Zum Beispiel könnte in Form ei-

¹⁴ Zudem erfolgt die CO₂-Speicherung in der Regel überkritisch, sodass auch andere Kriterien an die Dichtheit etc. von entsprechenden Formationen als bei der Druckluftspeicherung angelegt werden.

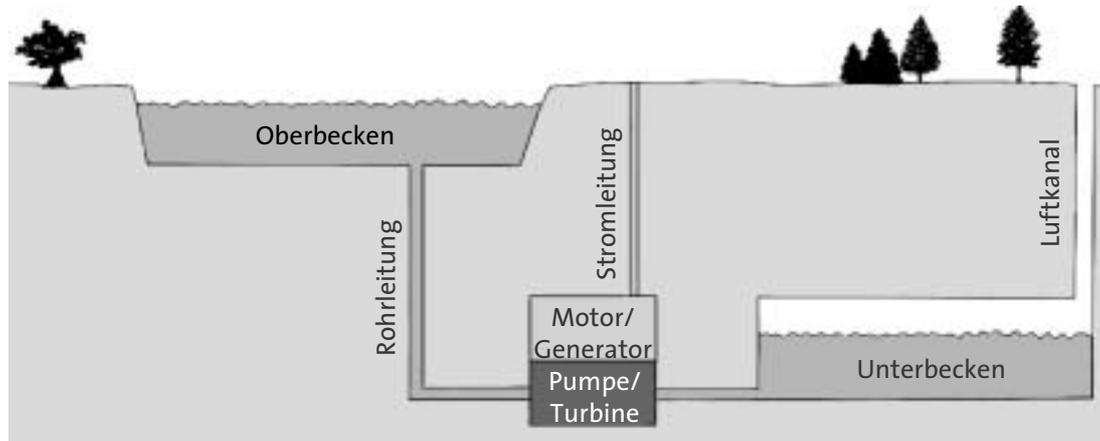
¹⁵ Bei einem mittleren Kraftwerk (200 MW) fallen ca. 1 Mio. t/a CO₂ an (Grünwald 2007).

¹⁶ Teilweise kann der Zulauf im Oberbecken auch natürlich erfolgen. Die Pumpen werden durch Elektromotoren angetrieben, die wiederum Energie verbrauchen.

¹⁷ Das erste Salzwasser-PSW nahm 1999 in Japan (Insel Okinawa) mit 30 MW seinen Betrieb auf. Es nutzt das Meer als Unterbecken. Das Oberbecken befindet sich auf einem Plateau entlang der Steilküste (www.jcold.or.jp/Eng/Seawater/Seawater.htm).

Abbildung 1

Funktionsprinzip eines unterirdischen Pumpspeicherkraftwerks



Quelle: ESEDC 2000

nes 1 000 l Wassertanks, der sich in einer Höhe von 30 m befindet, etwa eine Energie von 80 kWh gespeichert werden (Roscoe 2004). Die Energiedichte fällt mit 0,08 kWh/m³ dann allerdings vergleichsweise gering aus, wobei auf diese Weise der durchschnittliche Bedarf eines Haushalts an elektrischer Energie für mehrere Tage gedeckt werden könnte (INT 2006a, S. 124).

1.3 Schwungräder

Grundprinzip

Bei Schwungrädern (Flywheel Energy Storage System, FESS) wird elektrische Energie in Form von kinetischer Energie eines rotierenden Körpers (Bewegungsenergie) gespeichert. Dazu wird im Ladevorgang das Schwungrad über einen Elektromotor in Bewegung gesetzt. Im Entladevorgang wirkt der Elektromotor als Generator (erzeugt elektrische Energie), der vom Schwungrad angetrieben wird. Um die Reibungsverluste des Schwungrads möglichst gering zu halten, läuft dieses auf Lagern und ist oftmals in einer Vakuumkammer untergebracht. Und um die sich während des Ladens und Entladens ständig ändernde Drehzahl an die konstante Netzfrequenz anzupassen, ist ein Frequenzrichter notwendig.

Vorteile/Nachteile

Ein wesentlicher Vorteil bei Schwungradspeichern liegt in den kurzen Zugriffszeiten, die im Millisekundenbereich liegen (BINE 2005; Hasche et al. 2006a). Sie sind als Kurzzeitspeicher geeignet und erlauben eine gute Tiefentladung, d. h. die gespeicherte Energie kann nahezu vollständig abgegeben werden.

Schwungradspeicher dienen hauptsächlich zur Glättung von kurzzeitigen Last- und Leistungsschwankungen (Sekundenreserve), zur Erzielung hoher Leistungsspitzen (z. B. Anfahrvorgänge von Generatoren), zur Überbrückung von Leistungsunterbrechungen (Notstromversorgung, unterbrechungsfreie Stromversorgung) und zur

Speicherung sonst nichtnutzbarer Energie in mobilen und stationären Systemen (z. B. von Bremsenergie in elektrischen Fahrzeugen des Nahverkehrs).

Als Wirkungsgrade werden für Schwungradspeicher bei Kurzzeitspeicherung von Energie 90 bis 95 Prozent angegeben (Hasche et al. 2006a). Nachteilig sind ihre hohen Ruheverluste (möglicher Leistungsgradient), die bis zu 20 Prozent/Stunde betragen können (BINE 2005, Hasche et al. 2006a). Die Investitionen für Schwungradsysteme liegen derzeit etwa bei 100 bis 300 US-Dollar/kW (FEMP 2003; Lund/Paatero 2006), wobei im unteren Bereich Low-Speed- und im oberen High-Speed-Flywheels¹⁸ vertreten sind. Die Betriebskosten werden dagegen als gering angesehen (INT 2006a).

Unter Umweltaspekten weisen Schwungradspeicher keine toxischen Materialien auf. Aus Sicherheitsgründen – für den Fall des Bruchs von Lagern oder des Berstens des Schwungrads – werden Schwungräder zumeist in einer Schutzummantelung betrieben.

Technische Aspekte

Um eine möglichst hohe Energiemenge zu speichern, ist – aufgrund physikalischer Gesetzmäßigkeiten – eine Erhöhung der Umdrehungszahl effektiver als eine große Masse des Schwungrads. Damit bieten sich Materialien mit hoher Zugfestigkeit und gleichzeitig geringer Dichte an, wie z. B. Verbundwerkstoffe: Somit können Schwungräder aus faserverstärkten Kunststoffen deutlich größere Energiemengen speichern und damit größere Energiedichten als Schwungräder aus Metallen erzielen (Tabelle 1).

¹⁸ Stahlrotoren kommen auf Umdrehungen von 5 000 bis 10 000/min (Low-Speed-Flywheels) und solche aus Verbundmaterialien auf bis zu 100 000 U/min (High-Speed-Flywheels) (INT 2006a, S. 127). Letztere werden ausschließlich in Vakuumkammern (vermeiden der Luftreibung) betrieben, erstere auch an der Luft.

Tabelle 1

Dichte, Zugfestigkeit und Energiedichte verschiedener Materialien

	Dichte (kg/m³)	Zugfestigkeit (MN/m²)	theoretisch maximale Energiedichte (Wh/kg)
Stahl (AISI 4340)	7 800	1 800	32
Al-Mn-Mg-Legierung	2 700	600	31
Titan (TiAl ₆ Zr ₅)	4 500	1 200	37
glasfaserverstärkter Kunststoff	2 000	1 600	111
kohlefaserverstärkter Kunststoff	1 500	2 400	222

Quelle: Ruddell 2003, nach INT 2006a

Ein wichtiger Optimierungsaspekt ist die Auslegung der Lager. Hier werden zumeist konventionelle mechanische Gleit- oder Walzlager eingesetzt. Verbesserungen sind z. B. durch neue Keramiken zu erwarten. Die mechanischen Lager werden jedoch zunehmend durch Magnetlager ersetzt, deren Vorteil in der berührungsfreien Lagerung besteht. Dadurch können die Lagerverluste um den Faktor 5 bis 20 (Steffen 2004) vermindert werden. Ein neuer Ansatz sind supraleitende Magnetlager, mit denen die Verluste noch weiter gesenkt werden können. Um ihre supraleitende Eigenschaft zu behalten, müssen die supraleitenden Spulen jedoch auf einer konstanten Temperatur gehalten werden (erhebliche Kühlleistung notwendig). Interessant sind daher Hochtemperatursupraleiter, die bei einer Temperatur von 77 K (-196 °C) betrieben werden können (Stickstoffkühlung möglich) (INT 2006a, S. 128).

Ausblick

Diskutiert wird die Nutzung von Schwungradspeichern zum Ausgleich von Schwankungen bei der Einspeisung von Windkraft ins Stromnetz. Offen ist dabei, inwieweit Schwungradspeicher längere Flauten ausgleichen können.

Zur Stabilisierung von Netzen wird die Installation von Systemen mit mehreren Schwungrädern erwogen. Solche Schwungradsysteme (sogenannte „Smart Energy Matrix“) werden derzeit von einer amerikanischen Firma entwickelt, wobei als Basiseinheit ein 100-kW-Schwungrad dient. Bis zu zehn solcher Basiseinheiten sollen in transportablen Containern untergebracht werden mit einer Leistung von 1 MW bis hin zu großen Hallen mit bis zu 20 MW Leistung (Lazarewicz 2005 u. 2006). Bisher existiert eine Demonstrationsanlage für dieses Konzept.

Schwungradspeicher sind auch für Weltraumanwendungen (kleine Satelliten, bemannte Raumstationen, Raumfahrzeuge) interessant, weil sie kombiniert sowohl als Energiespeicher als auch zur Lagestabilisierung – wofür bisher schon spezielle Schwungräder (Control Moment Gyros, CMG) genutzt wurden – eingesetzt werden kön-

nen. Diese Anwendung von Schwungrädern wird unter der Bezeichnung „Flywheel-based Integrated Power and Attitude Control Systems“ (IPACS) diskutiert (INT 2006a).

Daneben werden aber auch klassische Anwendungsbereiche weiter eine Rolle spielen: So bekommt die Nutzung von Schwungradsystemen in elektrischen Fahrzeugen neue Impulse, durch die Entwicklung neuer, leichter Schwungradspeicher aus Verbundwerkstoffen.

1.4 Stationäre Speicher für stoffliche Energieträger

Stoffliche Energieträger direkt zu speichern, z. B. in unterirdischen Speicherformationen, ist eine naheliegende Option, die – für die Bevorratung aus Gründen der nationalen Versorgungssicherheit als auch um saisonbedingte Bedarfsschwankungen auszugleichen – bereits lange genutzt wird. In der Regel sind dies Primärenergieträger wie Erdöl oder Erdgas; aber auch Sekundärenergieträger (Raffinerieprodukte, Wasserstoff) können gespeichert werden. Die stationäre Speicherung von Flüssigwasserstoff würde hier auch dazu gehören, wird aber wegen technischer Ähnlichkeiten zusammen mit der mobilen behandelt (Kap. III.1.5).

Grundprinzip

In stationären Speichern erfolgt der Ladevorgang durch Beschicken mit dem stofflichen Energieträger (Speicherung chemischer Energie). Im Bedarfsfall wird der eingelagerte Energieträger direkt genutzt; die Erzeugung elektrischer Energie ist dabei eine Option.

Bei Unterspeichern werden Porenspeicher und Kavernen unterschieden. Porenspeicher nutzen geologische Formationen wie z. B. ausgeförderte Erdgas- oder Erdöllagerstätten oder auch Aquiferstrukturen. Dazu wird das Gas unter Druck (größer als der Lagerstättendruck) eingeleitet und bei Bedarf expansiv entnommen. Porenspeicher können zwischen 100 Mio. m³ und mehreren Mrd. m³

Gas fassen (INT 2006a), wovon etwa die Hälfte als Arbeitsgas zur Verfügung¹⁹ steht.

Kavernen sind künstlich ausgesolte²⁰ Hohlräume in Salzstöcken, die weit unterhalb der Erdoberfläche angesiedelt sind. Sie dienen zur Speicherung von Erdgas und flüssigen Kohlenwasserstoffen (z. B. Rohöl, Mineralölprodukten oder Flüssiggas). Die Beschickung erfolgt durch Einfüllen der Flüssigkeiten (bzw. flüssige Gase wie Propan, Butan, Ethylen) und Abpumpen der Sole. Ihre Entnahme erfolgt durch erneutes Befüllen mit Sole. Aufgrund von Gewichtsunterschieden kann beides getrennt werden. Die Speicherung von Gasen verläuft ähnlich; deren Entnahme erfolgt unter Ausnutzung des bestehenden Überdrucks. Im Gegensatz zum Porenspeicher schwankt der Gasdruck eines derart betriebenen Speichers in Abhängigkeit vom Füllungsgrad. Da die Salzwände auch für Gase undurchlässig sind, treten keine Verluste auf. Der maximale Betriebsdruck ist von der Tiefe des Speichers abhängig.

Auch nicht mehr genutzte Bergwerke können als Untergroundspeicher für Gase dienen, wobei diese in der Regel mit geringem Druckspiel verdichterlos betrieben werden (sog. Atmungsspeicher): Das Gas strömt bei hohem Pipelinedruck in den Speicher und wird bei sinkendem Pipelinedruck wieder von diesem abgegeben (UGS 2007).

Vorteile/Nachteile

Porenspeicher dienen überwiegend zur saisonalen Grundlastabdeckung, verfügen oft über ein großes Aufnahmevermögen und reagieren langsam auf Veränderungen der Förderrate (natürlich vorgegeben durch das Speichergestein). Kavernen werden überwiegend zur Spitzenlastabdeckung sowie zum Ausgleich kurzfristiger Versorgungsengpässe verwendet.

Die unterirdischen Speicher haben – neben geringen Investitionen und Wartungskosten bei großem Fassungsvermögen – gegenüber den oberirdischen Speichern den Vorteil der größtmöglichen Sicherheit gegen fahrlässige und vorsätzliche Beschädigungen sowie gegen eine Gefährdung der Umgebung. Zudem wird durch sie das Landschaftsbild nur geringfügig beeinträchtigt (INT 2006a, S. 132).

Ausblick

Weltweit sind rund 630 Untergroundspeicher in Betrieb, die sich auf die USA und Kanada sowie West- und Mitteleuropa konzentrieren (INT 2006a). Im Jahre 2005 waren in Deutschland insgesamt 44 Untertagegasspeicher in Be-

trieb, deren Speicherkapazität sich auf 23 Poren- und 21 Kavernenspeicher verteilte (entsprach insgesamt etwa 19 Mrd. m³ an nutzbarem Arbeitsgas). Um dem weiter wachsenden Bedarf gerecht zu werden, werden derzeit in Deutschland zehn Untertagegasspeicher weiter ausgebaut und 15 neu gebaut oder geplant (EON 2007, nach INT 2006a). Im weiteren Sinne könnte auch eine Konkurrenz zur unterirdischen CO₂-Speicherung bestehen, wobei Kavernen für die CO₂-Speicherung wohl eher nicht genutzt werden (Dichtheit etc.), aber tiefer liegende Erdgasspeicher dafür infrage kommen.

1.5 Mobile Speicher für stoffliche Energieträger

Mobile Speicher (z. B. Tanks) sind transportable Systeme, bei denen – etwa aufgrund von Gewichtsbeschränkungen – erreichbare Energiedichten eine wesentlich stärkere Rolle spielen, als bei den stationären Speichern. Oft entscheiden diese über die Konkurrenzfähigkeit verschiedener Antriebskonzepte. Die mobile und stationäre Kryo-speicherung von Wasserstoff wird hier unter dem Fokus der Speicherproblematik zusammenhängend behandelt.

Flüssigkraftstoffbehälter

Für konventionelle Flüssigkraftstoffe (Benzin, Diesel), aber auch für alternative Kraftstoffe (Biodiesel) haben sich weltweit ein- oder mehrschichtige Kunststoff-Kraftstoff-Behälter durchgesetzt. Deren Vorteile gegenüber Stahl tanks liegen in hohen geometrischen Freiheitsgraden bei der Formgebung (erhöhtes Füllvolumen durch bessere Raumausnutzung), in ihrer Korrosionsfreiheit sowie einem guten Crashverhalten. Verwendete Werkstoffe wie Polyethylen (HDPE) weisen allerdings als Nachteil auf, dass Kraftstoffbestandteile durch die Tankwand hindurchtreten können. Dies kann durch Barrierschichten verhindert werden: Zum Beispiel ist durch Sulfonieren oder Fluorieren die Diffusion von Kohlenwasserstoffmolekülen bei einschichtigen Kraftstoffbehältern um mehr als 90 Prozent gegenüber einem unbehandelten Tank senkbar (INT 2006a). Amerikanische Standards (z. B. Partial Zero Emission Vehicle, PZEV) können z. B. durch den Einsatz von Mehrschicht tanks eingehalten werden. Dort wird als Barrierekunststoff z. B. Ethylenvinylalkohol (EVOH) eingesetzt, wobei beide Kunststoffe (HDPE und EVOH) durch eine Haftvermittlerschicht verbunden und im „Sandwichpack“ angeordnet²¹ werden.

Bei Flüssigkraftstoff tanks geht der Trend zu emissionsdichteren Kunststoff tanks. Dies umfasst die Vermeidung von Schnittstellen, Designänderungen, Verlagerung aller Systemkomponenten in den Kraftstoffbehälter hinein bis hin zu Konzepten, korrosionsbeständige Aluminiumlegierungen serienmäßig einzusetzen. Auch an speziellen Beschichtungen für Stahl tanks, z. B. aus Zinn-Zink, wird geforscht.

¹⁹ Ein Gasspeicher ist nie ganz entleerbar; ein Mindestvolumen an Gas ist im Speicher erforderlich, um den minimal notwendigen Speicherdruck für eine optimale Ein- und Ausspeicherung zu ermöglichen.

²⁰ Über Bohrungen erfolgt die Einleitung von Wasser bis in tiefliegende Steinsalzsichten und das gelöste Salz wird als Sole an die Erdoberfläche gepumpt. Die Form solcher Salzkavernen ist meist zylindrisch. Mit der heutigen Technik ist es möglich, Tiefen bis zu 3 000 m zu erreichen und Kavernen mit Durchmessern von 60 bis 100 m, Höhen von mehreren Hundert Metern und geometrische Volumina von über 800 000 m³ zu realisieren (www.deep.de/utechnik.html, nach INT 2006a).

²¹ Da EVOH zudem wasserempfindlich und relativ spröde ist, wird er in der Mitte des Verbundes untergebracht (INT 2006a).

Erdgastanks

Erdgastanks werden in Fahrzeugen serienmäßig unter dem Wagenboden bzw. im Kofferraum montiert. Dies ermöglicht sowohl im monovalenten (nur Gas) als auch im bivalenten (Benzin und Gas) Betrieb eine optimale Raumausnutzung. Erdgastanks (Auslegungsdruck 200 bar) sind aus Stahl oder einem Stahlkarbonfasergemisch und für eine Druckbelastung bis zu 600 bar ausgelegt. Stahlflaschen haben einen Gewichtsachteil²² und beanspruchen zudem (aufgrund ihrer zylindrischen Form) viel Raum.

Bei Erdgasstahlflaschen wird versucht, deren Gewicht durch den Einsatz anderer Materialien zu reduzieren (z. B. von Aluminium- oder von Faserverbundwerkstoffkernen). Die Gewichtsreduktion kann bei bis zu 75 Prozent liegen, jedoch sind diese Materialien relativ teuer. Abhilfe könnte die Entwicklung nichtzylindrischer Tanks schaffen. Eine Möglichkeit zur Pack- und Reichweitenverbesserung besteht z. B. darin, an den Schnittstellen der einzelnen zylindrischen Gasbehälter eine Schottwand einzubringen (INT 2006a).

Flüssiggastanks

Für Flüssiggas (Propan, Butan und deren Gemische) werden an Fahrzeugen zumeist zylindrische druckfeste Stahlbehälter (Wandstärke ca. 3,5 mm) eingesetzt. Je nach Größe können sie 35 bis 120 l Flüssiggas aufnehmen, was bei einem Druck von etwa 5 bis 8 bar (abhängig von der Außentemperatur) gespeichert wird (maximaler Betriebsdruck 30 bar) (INT 2006a). Absperr- und Sicherheitseinrichtungen sind z. B. Rohrbruchventile (verschließen Gaszufuhr bei Beschädigung der Gasleitung sofort), Schmelzlotsicherung (für Druckentlastung im Brandfall) oder eine automatische Füllbegrenzungseinrichtung (auf ca. 80 Prozent des Volumens, um unzulässigen Druck im Tank zu vermeiden). Im Unterschied zu Erdgastanks kann die Geometrie von Flüssiggastanks flexibler gestaltet werden. Die Stahlbehälter können innerhalb oder außerhalb des Fahrzeugs montiert werden (innen: im Kofferraum, außen: als Unterbauanlagen).

Wasserstoffdruckgasspeicher

Gasförmiger Wasserstoff – unter hohem Druck komprimiert – wird in herkömmlichen Druckgasflaschen (Auslegungsdruck 200 bar) angeboten. Für mobile Anwendungen (z. B. in Kraftfahrzeugen) werden jedoch bis zu 700 bar angestrebt, was erhebliche Anforderungen an den Behälter stellt. Zur Gewichtsreduktion werden anstelle von Stahltanks zunehmend leichtere Hochdruckbehälter aus Kohlefaserverbundwerkstoffen mit einem Aluminiuminnentank (verhindert die Wasserstoffdiffusion durch die Tankwände) eingesetzt (Auslegungsdruck 350 bar).

Um das Tankgewicht weiter zu reduzieren, sollen zukünftig nahtlose Polymerkerne (mit niedriger Permeationsrate für Wasserstoff) eingesetzt werden, die mit einer Karbonkompositumwicklung (für mechanische Stabilität) und einer weiteren Polymerlage (Schutz des Flaschenkopfes) beschickt sind. Prototypen – für Drücke von 350 bzw. 700 bar ausgelegt – gibt es bereits (INT 2006a). Diese sind jedoch aufgrund der hohen Materialkosten bislang für kommerzielle Anwendungen zu teuer.

Die Kompression von gasförmigem Wasserstoff ist relativ energieaufwendig: Für eine Verdichtung auf 200 bar müssen bereits etwa 15 Prozent des spezifischen Energieinhalts von Wasserstoff aufgebracht werden (INT 2006a).

Mobile und stationäre Kryospeicher

Die Lagerung von tiefkaltem, verflüssigtem Wasserstoff – der eine weitaus höhere Energiedichte als gasförmiger Wasserstoff aufweist – kann stationär als auch mobil erfolgen. Die hierfür notwendigen niedrigen Temperaturen von -253 °C stellen eine enorme technische Herausforderung sowohl bei der Speicherauslegung als auch der Betankung dar. Die stationären Speicher werden als doppelwandige Behälter ausgeführt, wobei zwischen Innen- und Außenwand im evakuierten Raum eine Wärmeisolierung eingebracht wird (z. B. Perlit). Der größte stationäre Lagertank dieser Art befindet sich bei der NASA in Cape Canaveral (INT 2006a). Für kleinere Speicher wird hauptsächlich eine Superisolation verwendet, die aus einer Vielzahl von Folien besteht (z. B. aluminisierte Kunststofffolien).

Eine Schwachstelle der Isolierung ist die Aufhängung des Flüssigkeitsbehälters im Außenbehälter. Im Gegensatz zu den Druckgasspeichern können selbst die modernsten Flüssigspeichersysteme Wasserstoff nur einige Tage verlustfrei bzw. -arm speichern. Grund: sobald sich Wasserstoff minimal erwärmt, geht dieser in den gasförmigen Zustand über, wodurch ein Überdruck entsteht, der abgebaut werden muss. Je nach Art der Isolierung lassen sich tägliche Verluste zwar unter einem Prozent realisieren, aber die Standzeiten von ISO-Containern (z. B. für den Schiffstransport) liegen etwa bei 120 Tagen, wofür Verdampfungsraten von 0,3 Prozent/Tag angegeben werden (INT 2006a, S. 137).

Mobile Kleinspeicher für verflüssigten Wasserstoff bedürfen – aufgrund der extrem niedrigen Temperaturen – einer besonderen Isolierung (z. B. Umkleidung mit bis zu 300 Lagen dünner Isolierfolien). Der Druck wird über ein Abblasventil auf maximal 5 bar begrenzt. Dadurch entstehende Abdampfverluste lassen sich durch spezielle Rückkühlsysteme minimieren, in dem z. B. Umgebungsluft durch die beim Erwärmen des Wasserstoffs abgegebene Energie verflüssigt wird (bei -191 °C) (nach INT 2006a). Diese wirkt isolierend und verzögert somit das Abdampfen. Da das Kühlsystem in der vorhandenen Isolierschicht untergebracht werden kann, wirkt sich dieses kaum auf die Tankgröße aus (www.linde-gas.de/International/Web/LG/DE/likelgde30.nsf/repositorybyalias/wasserstofftag-03_

²² Zum Beispiel wiegt eine 100-l-Flasche – was einem Benzinäquivalent von 25 l entspricht – ca. 100 kg (INT 2006a, S. 140).

exponat_tank/\$file/Wasserstofftag-03_Exponat_Tank.pdf). Zur Verflüssigung von Wasserstoff werden heute im industriellen Maßstab Verfahren angewendet, bei denen der zu verflüssigende Wasserstoff in Wärmetauschern stufenweise abgekühlt wird. Der hierfür notwendige Energieaufwand entspricht ca. einem Drittel der gespeicherten Energie (INT 2006a).

Ausblick

Bei den Kraftstofftanks für den mobilen Bereich sind keine prinzipiell neuen Konzepte zu erwarten. Kennzeichnend ist hier das Nutzen von Optimierungspotenzialen, die wiederum hauptsächlich im materialtechnischen Bereich zu finden sind, um z. B. Gewichtseinsparungen zu realisieren oder Kraftstoffemissionen zu vermindern. Weiterhin geht es darum, den Platzbedarf der Tanks bei gleichzeitiger Steigerung der gespeicherten Energiedichten und damit der Reichweiten der Fahrzeuge weiter zu optimieren.

2. Thermische Speicher

Thermische Speicher dienen der Speicherung von Wärme und Kälte (thermische Energie). Dazu werden sensible

Wärmespeicher (verändern beim Laden und Entladen ihre „fühlbare“ Temperatur), Latentwärmespeicher (die fühlbare Temperatur bleibt zwar konstant, aber der Aggregatzustand des Speichermediums ändert sich) sowie thermochemische Wärmespeicher (speichern durch Wärme aufnehmende und abgebende Reaktionen) unterschieden. Letztere werden in Kapitel III.3.4 behandelt.

2.1 Kapazitive (sensible) Wärmespeicher

Grundprinzip

Im Ladevorgang wird die Wärme einem geeigneten Speichermedium zugeführt, welches daraufhin seine Temperatur erhöht. Im Entladevorgang gibt das Speichermedium seine Energie – unter Temperaturabnahme – wieder ab. Aufgrund der Differenz zur Umgebungstemperatur entstehen Wärmeverluste, die durch eine Isolierung minimiert werden können. Die gespeicherte bzw. abgegebene Wärmemenge verhält sich proportional zur Masse des Speichermediums. Zur Beurteilung von sensiblen Wärmespeichern wird in der Praxis oft auf deren Volumen bezogene Wärmekapazität (stoffspezifisches Maß für das Speichervermögen) herangezogen (Tabelle 2).

Tabelle 2

Volumetrische Wärmekapazitäten verschiedener Wärmespeichermaterialien bei 20 °C sowie der in der Praxis genutzte Temperaturbereich

Medium	Temperaturbereich (°C)	volumetrische Wärmekapazität (kJ/m ³ K)
Wasser	0–100	4 175
Kies, Sand	0–800	1 278–1 420
Granit	0–800	2.062
Beton	0–500	1 672–2 074
Ziegelstein	0–1.000	1 176–1 596
Eisen	0–800	3 655
Wärmeträgeröl	0–400	1 360–1 620
Kies-Wasser-Schüttung (37 Vol.-% Wasser)	0–100	2 904
Salzschmelze (53 KNO ₃ + 40 NaNO ₂ + 7 NaNO ₃)	150–450	1 970–1 725
Natrium	100–800	925–750

Quelle: Fisch et al. 2005

Vorteile/Nachteile

Sensible Wärmespeicher stellen die „Klassiker“ unter den Wärmespeichern dar – insbesondere mit Wasser als Speichermedium etwa zur Beheizung von Gebäuden. Sie sind damit etabliert und werden breit eingesetzt.

Nachteilig sind auftretende Wärmeverluste und die damit notwendige Dämmung des Speichers. Da die Wärmeverluste direkt proportional zur Oberfläche des Wärmespeichers sind, werden Bauformen mit einem möglichst kleinen Oberfläche-Volumen-Verhältnis angestrebt: Dies ist über längere Zeit mit großen Anlagen effizienter erreichbar. Kleine Anlagen weisen oft ein ungünstiges Oberfläche-Volumen-Verhältnis auf, sodass diese als Kurzzeitspeicher eingesetzt werden.

Technische Aspekte

Differenziert wird nach Kurz- und Langzeitspeichern sowie einer Kombination von beiden (Hybridspeicher). Zu den Kurzzeitspeichern gehören für den Temperaturbereich unterhalb 100 °C Heißwasserspeicher und oberhalb 100 °C Dampf-, Fluid- und Feststoffspeicher.

Die Attraktivität etablierter Heißwasserspeicher beruht darauf, das Wasser eine hohe Wärmekapazität besitzt (Tabelle 2), preiswert und breit verfügbar ist. Mit Blick auf eine minimierte Oberfläche wären z. B. kugelförmige Behälter ideal. In der Praxis haben sich zylinderförmige Speicher durchgesetzt, weil diese einfach zu transportieren sind und die Herausbildung stabiler thermischer Schichten begünstigen. Heizquellen sind konventionelle als auch regenerative Hausheizungssysteme, die in vielen Fällen bivalent ausgelegt sind (z. B. Kopplung mit Solarthermie). Technische Verfeinerungen sind z. B. Zweispeichersysteme, die neben dem Brauchwasserspeicher noch einen weiteren, größeren Pufferspeicher besitzen, der die Wärme sonnenreicher Stunden für Heizungszwecke²³ zwischenspeichert (nach INT 2006a).

Dampfspeicher bestehen aus einem oder mehreren druckdichten Stahlkesseln, die mit Wasserdampf beladen werden, welcher im Druckvolumen auskondensiert. Die Wassertemperatur im Speicher entspricht der Siedetemperatur, die – aufgrund des Drucks von bis zu 10 bar (Steinmann et al. 2005) – über 100 °C liegt. Charakteristisch ist eine schnelle Verfügbarkeit der gespeicherten Energie. Dampfspeicher sind bereits zur Bereitstellung von Prozesswärme in der Industrie etabliert (Kurzzeitspeicher). Als Langzeitspeicher sind sie nicht geeignet, da sie keine Wärme auf gleichbleibendem Temperatur- bzw. Druckniveau bereitstellen.

Fluid- bzw. Feststoffspeicher nutzen ein flüssiges bzw. festes Medium zur Wärmespeicherung für die Bereitstel-

lung industrieller Prozesswärme. In Fluidspeichern werden Thermoöle, Druckwasser, aber auch Flüssigsalze verwendet. Bei Thermoölen sind vergleichsweise höhere Investitionen, Sicherheits- und Umweltaspekte zu beachten. Der Einsatz von Flüssigsalz ist auf Temperaturen von über 300 °C z. B. in solarthermischen Kraftwerken ausgelegt (Steinmann et al. 2005). Für Fluidspeicher liegen bereits umfangreiche Betriebserfahrungen im konventionellen Einsatzbereich als auch bei Solarkraftwerken vor. Das Arbeitsmedium von Solarkollektoren kann auch direkt gespeichert werden. Bei Feststoffspeichern liegt der Entwicklungsfokus derzeit auf Hochtemperaturbeton, aber auch Hochtemperaturkeramik²⁴ ist einsetzbar (DLR 2006a). Der Wärmeüberträger, z. B. Rohrleitungen, ist dabei in das Speichermedium integriert. Ein zunehmend wichtiges Anwendungsgebiet für Fluid- und Feststoffspeicher sind solarthermische Kraftwerke. Hier eignen sie sich zur Wärmespeicherung im Temperaturbereich oberhalb von 300 °C. Während für Fluidspeicher umfangreiche Betriebserfahrung im industriellen Bereich und in Solarkraftwerken vorliegt, sind Feststoffspeicher noch nicht kommerziell verfügbar, sie werden jedoch derzeit praxisnah erprobt (INT 2006a).

Zu den Langzeitspeichern gehören neben Heißwasser auch Kies-Wasser-, Erdsonden- und Aquiferwärmespeicher. In Deutschland rückt die Langzeitwärmespeicherung seit Anfang der 1990er Jahre – im Rahmen der stärkeren Nutzung der Sonnenenergie – in den Fokus. Wesentliche Anwendungsfelder von Langzeitspeichern sind zudem die Speicherung industrieller Abwärme bzw. der durch Kraft-Wärme-Kopplung generierten Wärme. Im Rahmen des Programms „Solarthermie 2000“ wurden Pilot- und Demonstrationsanlagen für alle vier genannten Speichertypen errichtet, wobei die technische Machbarkeit des „Konzepts: Solare Nahwärme mit Langzeitspeichern“²⁵ grundsätzlich bestätigt wurde.

Langzeitheißwasserspeicher für Temperaturen unter 100 °C (Einsatztemperaturbereich 30 bis 95 °C [Fisch et al. 2005; Mangold et al. 2001]) können mehrere tausend m³ an Volumen fassen und unabhängig von der geologischen Bodenbeschaffenheit in unterschiedlichen Größen realisiert werden. Die meist zylindrisch ausgeführten

²³ Mit einem derartigen Zweispeichersystem (konventionell/solar) lässt sich beispielsweise ein solarer Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf eines Hauses (Warmwasser und Raumheizung) von etwa 10 bis 20 Prozent erreichen (BINE 2000 u. 2005; Mangold et al. 2001).

²⁴ Beide Materialien sollen bis 400 °C einsetzbar sein. Speicherkapazitäten liegen im Bereich von 20 bis 50 kWh/m³ (DLR 2006a). Investitionen für Fluidspeicher mit Flüssigsalzen werden mit etwa 30 bis 40 Euro/kWh angegeben (Laing/Bahl 2005). Für Hochtemperaturbeton fallen geringere Investitionen an – etwa 15 bis 20 Euro/kWh (DLR 2006a; Laing/Bahl 2005). In der Erprobung befindet sich Hochtemperaturbeton für einen 6-h-Feststoffspeicher (thermische Kapazität von 950 MWh) für ein solarthermisches Kraftwerk (Plataforma Solar de Almeria) mit 50 MW_{el} (DLR 2006).

²⁵ Dabei wird die solargewonnene Wärme zentral im Langzeitspeicher gespeichert und über ein Leitungsnetz an die einzelnen Gebäude abgegeben. Im Winter wird über eine herkömmliche Heizzentrale versorgt. Mit einem Speichervolumen von mehreren Tausend m³ (BINE 2003a) lassen sich solare Deckungsanteile von 30 bis 60 Prozent erzielen; aus wirtschaftlichen Gründen lohnt sich eine derartige Anlage erst ab einer Größe von ca. 100 Wohneinheiten zu je rund 70 m² (BINE 2000; Fisch et al. 2005; Mangold et al. 2001).

Speicher weisen eine Temperaturschichtung auf. Der untere (kältere) Bereich wird oft teilweise (ohne Dämmung) ins Erdreich eingelassen. Für die Dämmung des Deckels sowie der Seitenwände kommen Glas- oder Mineralfasern, Schaumglas bzw. -schotter sowie Blähglasgranulat infrage. Wasserdichtigkeit wurde früher mit einer Edelstahlaukleidung²⁶ erreicht. Für neuere Anlagen wird ein neuartiger wasserdichter Spezialbeton eingesetzt, sodass auf eine zusätzliche Auskleidung verzichtet werden kann (INT 2006a). Die erreichbaren Energiedichten von Langzeitheißwasserspeichern liegen bei 60 bis 80 kWh/m³ (BINE 2005).

Kies-Wasser-Wärmespeicher sind – meist pyramidenstumpfförmig gestaltete – Gruben, wasserdicht mit Kunststoffolie ausgekleidet und einem Kies-Wasser-Gemisch gefüllt. Der Wärmeaustausch erfolgt entweder direkt durch Wasseraustausch oder indirekt über Rohrschlangen. Diese Wärmespeicher stellen eine kostengünstige Alternative zu den relativ aufwendigen Betonkonstruktionen der Heißwasserwärmespeicher dar (INT 2006a, S. 94). Die eingesetzten Kunststoffolien begrenzen die maximale Speichertemperatur derzeit auf etwa 80 bis 90 °C (Fisch et al. 2005; Mangold et al. 2001). Die mit Kies-Wasser-Wärmespeichern erreichbaren Energiedichten liegen im Bereich von 30 bis 50 kWh/m³ (BINE 2005).

In Erdsondenwärmespeichern wird die Wärme direkt im Erdreich bzw. in Gesteinsschichten gespeichert. Sie dienen beispielsweise dazu, bei Solaranlagen im Gebäudebereich die Diskrepanz zwischen einem hohen Strahlungsangebot (mit höherem Wärmeanteil) im Sommer und dem zeitlich versetzten Wärmebedarf zur Raumheizung im Winter auszugleichen.²⁷ Die Wärmeübertragung erfolgt über im Erdboden eingelassene U-förmige Sonden (Bohrlöcher etwa 20 bis 100 m tief mit Durchmessern von ca. 100 bis 200 mm im Abstand von 1,5 bis 3 m [Fisch et al. 2005; Mangold et al. 2001; Schmidt/Müller-Steinhagen 2005]), die zumeist aus Kunststoff (Polyethylen, -propylen, -buten) bestehen. Geeignete Untergründe sind wassergesättigte Tone bzw. Tongesteine – mit einer hohen Wärmekapazität und Dichtheit, um mögliche Grundwasserbewegungen zu unterbinden. Erdsondenwärmespeicher weisen durch die träge Wärmeleitung im Erdreich selbst und zur Sonde hin – im Vergleich zu andern Langzeitwärmespeichern – deutlich längere Zugriffszeiten auf. Vorteilhaft ist der geringe Bauaufwand sowie die einfache Erweiterbarkeit (in Abhängigkeit der Siedlungsgröße).

²⁶ Eine Alternative zur Edelstahlaukleidung können glasfaserverstärkte Kunststoffe (GFK) sein (hoch reißfest und korrosionsbeständig), gedämmt mit Polyurethanhartschaum. In Deutschland wurde 1997 bisher ein 300 m³ großer GFK-Pilotspeicher in Schortetal bei Ilmenau errichtet (BINE 2003a). GFK-Heißwasserspeicher scheinen bis zu einer Speichergröße von etwa 6 000 m³ (BINE 2003a) geeignet zu sein.

²⁷ Ein solches Konzept ist beispielsweise in Crailsheim (Bauer et al. 2007) oder Neckarsulm (Schmidt/Müller-Steinhagen 2005) realisiert.

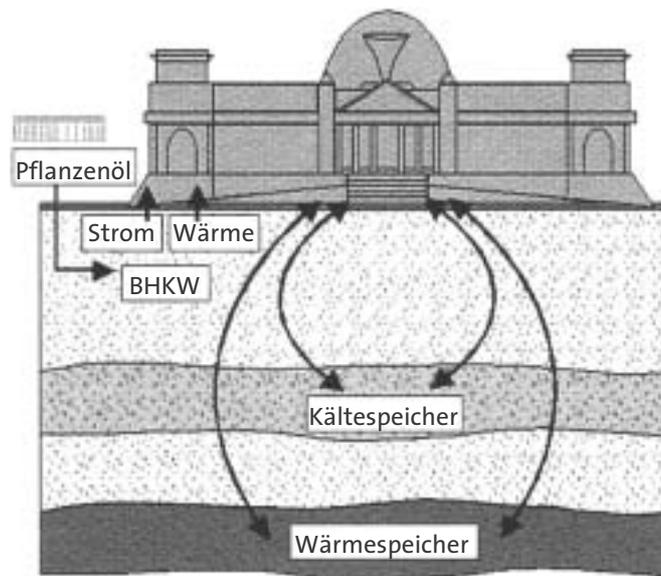
Zu beachten ist dabei, dass der zum wirtschaftlichen Betrieb von Erdsondenwärmespeichern notwendige eingeschwungene Zustand im Erdreich erst nach etwa drei bis fünf Jahren (Mangold et al. 2001; Schmidt/Müller-Steinhagen 2005) erreicht wird. Während dieser Zeit werden Speicher und das umgebende Erdreich auf Betriebstemperatur²⁸ aufgewärmt.

Nach Abklingen der Einschwingphase wird damit gerechnet, dass rund 60 bis 70 Prozent der eingespeicherten Wärmemenge nutzbar gemacht werden kann (Schmidt/Müller-Steinhagen 2005). Nachteilig bei Erdsondenwärmespeichern sind relativ hohe Speicherverluste, da eine Dämmung nur an der Erdoberfläche erfolgen kann. Für eine effiziente Langzeitspeicherung sind daher Speichergrößen von mehr als 50 000 m³ Erdreichvolumen sinnvoll (Fisch et al. 2005; Mangold et al. 2001; Schmidt/Müller-Steinhagen 2005). Die maximale Speichertemperatur liegt bei ca. 80 °C (Fisch et al. 2005; Schmidt/Müller-Steinhagen 2005). Mit Erdsondenwärmespeichern lassen sich Energiedichten im Bereich von 15 bis 30 kWh/m³ erzielen (BINE 2005).

In Aquiferwärmespeichern wird Wärme in natürlich vorkommenden, hydraulisch abgeschlossenen Grundwasserschichten gespeichert. Über eine „kalte Bohrung“ wird Grundwasser entnommen, oberirdisch wird mittels Überträger Wärme aus Kühlprozessen, Solaranlagen, Kraft-Wärme-Kopplung etc. erwärmt und über eine weitere Bohrung („warme Bohrung“) wieder in das Aquifer geleitet (Schmidt/Müller-Steinhagen 2005). Um die gegenseitige thermische Beeinflussung beider Bereiche zu verhindern, werden die Bohrungen im Abstand von 50 bis 300 m ausgebracht. An der „warmen Bohrung“ bildet sich eine sogenannte Wärmeblase, die zur Ausspeicherung – z. B. im Winter – in umgekehrter Strömungsrichtung genutzt wird (Friedrich 2003). Aquiferwärmespeicher stellen hohe Anforderungen an hydrogeologische, hydrochemische und mikrobiologische Randbedingungen. Ähnlich wie Erdsondenwärmespeicher benötigen auch sie – mangels zusätzlicher Wärmedämmung – einige Jahre zum Erreichen eines eingeschwungenen, und dann auch wirtschaftlichen Zustands. Auch hier sind große Speichervolumina sinnvoll (ab etwa 100 000 m³). Für die Wärmespeicherung genutzte Aquifere liegen (außerhalb derjenigen zur Trinkwasserversorgung) in einer Tiefe von ca. 100 m (Mangold et al. 2001). Bei Speichertemperaturen von über 50 °C kann es je nach örtlicher Gegebenheit zu biologischen und geochemischen Veränderungen des Grundwassers kommen (Fisch et al. 2005; Mangold et al. 2001, Schmidt/Müller-Steinhagen 2005). Ein Beispiel für die Anwendung von Aquiferspeichern ist die Speicherung von Überschusswärme beim Berliner Reichstagsgebäude (Abbildung 2).

²⁸ Inwieweit die Erwärmung des Erdreiches bei Erdsondenspeichern Konsequenzen für die Ökologie in bodennahem Erdreich hat, ist offen. Bei Tiefenwärme sind keine ökologischen Auswirkungen bekannt (Sauer 2007).

Abbildung 2

Energiekonzept* des Reichstagsgebäudes (schematisch)

* Versorgt werden neben dem Reichstagsgebäude, das Bundeskanzleramt, das Jakob-Kaiser-, das Paul-Löbe- sowie das Marie-Elisabeth-Lüders-Haus. Stromerzeugung und Warmwasseraufbereitung erfolgen durch zwei Biodieselblockheizkraftwerke (BHKW) (3 200 kW). Der Reststrom (Spitzenlast etc.) kommt vom öffentlichen Netz. Vom BHKW – i. W. im Sommer – produzierte Überschusswärme wird saisonal in einem solesführenden Aquifer in 300 m Tiefe gespeichert. Der Aquiferspeicher wird bei einer Temperatur von etwa 70 °C be- und bei 30 bis 65 °C entladen. Das Verhältnis von genutzter zu eingespeicherter Wärme liegt bei ca. 77 Prozent. Zusätzlich wurde in etwa 50 m Tiefe ein weiterer Aquiferspeicher zur Kältespeicherung erschlossen, der im Winter bei Temperaturen von etwa 5 °C be- und im Sommer entladen wird. Die eingelagerte Kälte wird im Sommer für zwei Hochtemperaturkühlsysteme, die bei 16 bzw. 19 °C operieren, genutzt. Das Verhältnis von genutzter zu eingespeicherter Kälte liegt dabei bei ca. 93 Prozent.

Quelle: Friedrich 2003

Ausblick

Von Interesse sind zukünftig auch sog. Hybridspeicher, die einen Kurz- und einen Langzeitspeicher integrieren. Ein Beispiel dafür ist der in Attenkirchen realisierte Hybridspeicher zur solaren Nahwärmeversorgung (30 Einfamilienhäuser, Sporthalle). Er besteht aus einem Beton-Heißwasser-Wärmespeicher (Kurzzeitspeicher) der von einem Ring mit Erdwärmesonden (Langzeitspeicher) umgeben ist (Schmidt/Müller-Steinhagen 2005). Durch Kombination beider Speicherprinzipien und unterirdische Lagerung des Heißwasserspeichers ist nur eine Wärmedämmung zur Erdoberfläche hin notwendig. Gespeist wird die Anlage durch eine Solaranlage, deren Leistungsschwankungen durch den Wasserspeicher ausgeglichen werden.

Der Einsatz von sensiblen Wärmespeichern ist zukünftig interessant, da diese z. B. solare Wärme für Gebäude- aber auch Prozessanwendungen²⁹ – speichern. Zudem können Dampfspeicher ebenso in der elektrischen Energieversorgung als Pufferspeicher zur Abdeckung von Leistungsspitzen eingesetzt werden (INT 2006a). Sie können beispielsweise bei Solarkollektorsystemen zur

²⁹ Niederdruckprozessdampf (Temperaturbereich 100 bis 300 °C) ist relevant etwa für den Nahrungsmittelsektor, die Herstellung von Baustoffen, Pappe, Papier oder für die Textilindustrie (Steinmann et al. 2005).

Kompensation kurzfristiger Störungen (z. B. bei Wolken-durchgängen) zur Anwendung kommen.

Ein Augenmerk wird auf die Weiterentwicklung der materialtechnischen Seite gelegt. Hier geht es sowohl um die Optimierung von Energiedichten (spezifische Wärmekapazität, bautechnische Auslegung) als auch um die Verbesserung von Dämmeigenschaften.

2.2 Latentwärmespeicher**Grundprinzip**

Latent im Sinne von „versteckt, verborgen“ wird hier die thermische Energie bezeichnet, die nach außen hin mit keiner (bzw. nur einer unwesentlichen) Temperaturänderung des Speichermediums verbunden ist. Während des Ladevorgangs wird zumeist die zu speichernde Wärme (bzw. Kälte)³⁰ im Wechsel des Aggregatzustands des

³⁰ Ein „natürlich vorkommender Latentwärmespeicher“ nutzt das Medium Wasser/Eis mit einer „Speicherarbeitstemperatur“ von 0 °C: Fällt die Umgebungstemperatur unter 0 °C gefriert Wasser unter Abgabe einer entsprechenden Menge an Schmelzwärme, was dazu führt, dass der Temperaturabfall in der Umgebung nicht zu stark ausfällt. Umgekehrt nimmt Eis bei 0 °C die gleiche Wärmemenge beim Schmelzprozess wieder auf und verhindert somit einen zu starken Temperaturanstieg (Komponente der Klimastabilisierung der Erde) (Schaefer 1994).

Speichermediums „fixiert“ (Laden: Wärmeaufnahme, Entladen: Wärmeabgabe). Als Speichermedium werden chemisch einheitliche Stoffe eingesetzt, die einen festen Schmelzpunkt aufweisen. Bevorzugt wird die Umwandlung fest-flüssig.³¹ Das Speichermedium wird daher auch als Phasenwechselmaterial bezeichnet (Phase Change Material, PCM). Bedingt durch stoffspezifisch feste Schmelztemperaturen sind für unterschiedliche Arbeitstemperaturen (bzw. Einsatzzwecke) unterschiedliche Speichermedien erforderlich.

Vorteile/Nachteile

Vorteile von PCM liegen darin, dass durch die Phasenumwandlung relativ große Wärme- bzw. Kältemengen pro Speichervolumen aufgenommen werden (hohe Energiedichten realisierbar sind) bei weitgehend konstanter Betriebstemperatur. So kann z. B. bei einer Temperaturänderung von 10 °C – im Vergleich zu sensiblen Speichern – eine 10- bis 20-fach höhere Wärmespeicherdichte erzielt werden (Tamme et al. 2005, S. 128). Dadurch lassen sich die benötigten Mengen an Speichermedium und auch die Baugröße der Behälter signifikant reduzieren.

Ein wesentliches Problem bei der technischen Umsetzung der Latentwärmespeicherung liegt in einem geringen Wärmetransport zwischen dem Speichermedium (PCM) und dem es umgebenden Wärmeträgerfluid. Grund hierfür sind die relativ niedrigen Wärmeleitfähigkeiten der (anorganischen bzw. organischen) Speichermedien (etwa bei 0,5 bis 1 W/[m x K])³² (Tamme et al. 2005, S. 128). Zum Erreichen einer ausreichend hohen Wärmestromdichte – und damit Lade- und Entladeleistung – würden dann entweder sehr große Wärmeübertragungsflächen oder Speichermedien mit erheblich höherer Wärmeleitfähigkeit benötigt. Zur Überwindung dieser Wärmetransportlimitierung werden verschiedene Strategien verfolgt: Zum einen die Mikroverkapselung der Speichermedien (Paraffine als PCM und die organische Verkapselung, die bis 100 °C einsetzbar ist), um eine hohe spezifische Oberfläche zu erzielen. Zum anderen werden hochleitfähige Verbundmaterialien entwickelt (Umsetzung des PCM mit einer sehr gut wärmeleitenden Matrix zu einem neuen Verbundmaterial) (Tamme et al. 2005).

Technische Aspekte

Je nach Anwendungsfall werden Materialien mit geeigneter Phasenwechseltemperatur ausgewählt: Für die Kältespeicherung werden Wasser und wässrige Salzlösungen verwendet. Die Wärmespeicherung im Temperaturbereich von 5 bis etwa 130 °C erfolgt mit Salzhidraten (Salze mit einem hohen, ins atomare Gittersystem inte-

grierten Wassergehalt) und eutektische Mischungen³³ von Salzhidraten. Für denselben Temperaturbereich sind Paraffine einsetzbar, die zudem Vorteile hinsichtlich ihrer chemischen Reaktionsträgheit (keine Korrosionserscheinungen an Metallen) und somit einfachere Handhabung aufweisen. Im Vergleich zu Salzhidraten weisen diese zwar ähnliche massenbezogene Energiedichten von ca. 200 kJ/kg auf, aber ihre Dichte (0,7 bis 0,9 kg/l) ist geringer als die der Salzhydrate (Dichte: 1,4 bis 1,6 kg/l) (INT 2006a, S. 81). Bekannte Salzhydrate (z. B. Na₂HPO₄ x 12 H₂O, schmilzt bei 35 °C) haben jedoch den Nachteil, dass sie nicht kongruent schmelzen, d. h. es erfolgt dabei eine Phasenbildung aufgrund von Dichteunterschieden. Eine erneute Materialverfestigung gelingt dann nur unvollständig. Um das Separieren zu verhindern, werden heute verschiedene Ansätze verfolgt (z. B. Mikroverkapselung) (Mehling 2001). Für Temperaturen oberhalb etwa 130 °C werden Salze (z. B. Nitrate, Chloride, Carbonate oder Fluoride) sowie deren eutektische Mischungen eingesetzt. Sie wurden vor allem für den Einsatz von Latentwärmespeichern für Parabolrinnensolarkraftwerke untersucht (Mehling 2002, S. 2).

In den letzten Jahren haben zahlreiche PCM-Produkte ihre Marktreife erreicht. Im Bereich der Gebäudetechnik fokussiert sich ihr Einsatz auf den Temperaturbereich zwischen 5 und 25 °C, integriert z. B. in Fußbodenheizungen, Sonnenschutzsystemen oder Glasfassaden. Für die passive Gebäudeklimatisierung werden unter anderem temperatenausgleichende PCM-Gipsputze³⁴ und PCM-Gipskartonplatten angeboten (INT 2006a, S. 83).

Ausblick

Latentwärmespeicher werden genutzt, um Temperaturschwankungen innerhalb eines Systems zu glätten und Temperaturspitzen zu verhindern. Damit stellen diese auch für die Nutzung industrieller Prozesswärme eine attraktive Option dar: Mit hochleitfähigen Salz-Graphit-Verbundmaterialien (z. B. Nitrate) kann der Temperaturbereich zwischen 130 und 330 °C abgedeckt werden. Als Wärmeleitmatrix wird Graphit eingesetzt (DLR 2006a). Eine Option ist dabei auch, „mobile Wärme“ anzubieten, wobei das zu speichernde Medium (z. B. ein PCM) zum Ort des Verbrauchs (leitungsunabhängig) transportiert wird (Ohl et al. 2007). Damit könnten auch Wärmemengen genutzt werden, die dezentral anfallen (z. B. Abwärme von Industrieanlagen) und die bisher nicht genutzt werden.

³¹ Prinzipiell können auch Phasenübergänge fest-fest zur Wärmespeicherung genutzt werden. Diese weisen jedoch niedrigere Energiedichten bei höheren spezifischen Kosten auf und werden daher kaum diskutiert. (Die Phasenübergänge fest-gasförmig und flüssig-gasförmig sind aufgrund ihres großen Volumenbedarfes nur bedingt geeignet (INT 2006a).

³² Zum Vergleich: z. B. Paraffine: 0,2 W/(m x K), Salzhydrate: 0,6 W/(m x K) (INT 2006a).

³³ Eutektische Mischungen sind Gemenge z. B. zweier Salze in einer ganz bestimmten Zusammensetzung, die in festem Zustand nicht, in flüssigem dagegen völlig miteinander mischbar sind.

³⁴ In Putzen ist auch ein Einsatz von Salzhidraten denkbar. Um die Mobilität des Kristallwassers zu verringern, werden diese verkapselt (z. B. Einschweißen in Folien). So lassen sich mit Salzhidraten in Aluminiumverbundbeutel, die über einer abgehängten Decke platziert werden, passive Kühldecken realisieren (Temperaturbereich 22 bis 25 °C). PCM-Noppenmatten werden bei Fußbodenheizungen eingesetzt (INT 2006a, S. 83). Ebenso lassen sich Warmwasserschichtenspeicher durch Integration von PCM-Modulen verbessern.

Besonderes Augenmerk wird insgesamt auf die Weiterentwicklung des PCM gelegt: Beispielsweise werden zukünftig Phasenwechselfluide (Phase Change Slurries, PCS) einsetzbar sein. Dies sind Wärmeträgerfluide bestehend aus einer Trägerflüssigkeit und einem Phasenwechselmaterial. Im Vergleich zu herkömmlichen Wärmeträgerfluiden (z. B. Wasser) können sie im gewünschten Temperaturbereich eine weitaus größere Energiemenge pro Volumen speichern (Schossig et al. 2005). Damit sind kompaktere Speicher realisierbar.

Ice-Slurries – eine Sonderform der PCS – finden in der Kältetechnik im Temperaturbereich zwischen ca. -15 und 0 °C Anwendung. Basierend auf einem Wasser-Frostschutzmittel-Gemisch (im Wasser suspendierte Eiskristalle) wird der Phasenwechsel Eiswasser zum Wärmetransport genutzt. Gearbeitet wird derzeit daran, als Phasenwechselmaterial Emulsionen mit Paraffinen bzw. mit ionischen Flüssigkeiten zu erhalten (geplanter Einsatzbereich: 0 bis 18 °C) (UMSICHT 2005).

Für den Bereich zwischen 0 und 20 °C werden zudem Gashydrate bzw. Clathrate³⁵ erforscht. Das Gas wird meist unter Druck in Wasser gelöst; die Gasmoleküle stabilisieren dann das Gitter des Eises und erhöhen dadurch dessen Schmelzpunkt.

Eine neue Materialklasse für den Temperaturbereich von 90 bis 180 °C, die noch in der Entwicklung ist, sind Zuckeralkohole. Sie weisen außerordentlich hohe Energiedichten auf und zeigen keine Separation (Einkomponentensysteme) (INT 2006a). Aufgrund ihrer chemischen Eigenschaften ist bei einem Kontakt mit Metallen keine Korrosion zu erwarten.

3. Chemische Energiespeicher

In chemischen Energiespeichern lässt sich sowohl elektrische als auch thermische Energie speichern. Dazu werden reversible (umkehrbare) chemische Reaktionen – sogenannte Potenzialübergänge beim Wechsel der chemischen Wertigkeit bei Redoxreaktionen – genutzt.

3.1 Elektrochemische Speicher (Akkumulatoren)

Grundprinzip

Akkumulatoren (wiederaufladbare Batterien) gehören wohl zu den bekanntesten Energiespeichern. Akkumulatoren bestehen aus galvanischen Elementen – einer Kombination von zwei verschiedenen Elektroden und einem Elektrolyten. Im Ladevorgang wird die zu speichernde elektrische Energie (Ladestrom) in chemische Energie umgewandelt, der umgekehrt als Entladestrom (Gleichstrom) wieder abgegeben werden kann. Die verwendeten Akkumulatoren unterscheiden sich in den verwendeten

³⁵ Clathrate sind sog. Einschlussverbindungen, d. h. in ein „Basisgitter“ sind „Gästemoleküle“ eingeschlossen. Hohlräume können die Form von Kanälen oder Käfigen (Clathrate) haben. Gashydrate stellen eine Sonderform der Clathrate dar, bei denen meist nichtpolare Gase (Edelgase, Brom, niedere Alkane etc.) in die beim Gefrieren von Wasser entstehenden Hohlräume eingelagert werden.

Materialien und der daraus resultierenden Nennspannung. Neben der Energiedichte von Akkumulatoren sind zur praxisrelevanten Einordnung z. B. die Anzahl realisierbarer Ladungszyklen sowie die möglichen Verluste durch Selbstentladung relevant. Die Bezeichnungen Batterie und Akkumulator werden uneinheitlich gebraucht.³⁶ Hier werden die üblichen Bezeichnungen verwendet.

Vorteile/Nachteile

Ein wesentlicher Vorteil von Akkumulatoren ist deren universelle Einsetzbarkeit – in verschiedenen Größen und Ausführungen – im mobilen als auch im stationären Bereich. Speicherverluste treten allerdings durch Nebenreaktionen beim Laden eines Akkumulators bzw. durch Selbstentladung auf. Damit steht für die Entladung nicht mehr die gesamte aufgenommene Ladung zur Verfügung.

Die Lebensdauer eines Akkus ist abhängig von der Lagerung (Selbstentladungsphänomen bereits ohne Nutzung) und von der Anzahl der Lade- und Entladevorgänge (Zyklen), da die chemischen Vorgänge nicht vollständig reversibel ablaufen. Die Lebensdauer eines Akkumulators wird daher stark von dessen Betriebsführung beeinflusst.

Die in der Praxis verwendeten Akkumulatoren unterscheiden sich durch die Art der verwendeten Materialien und der damit erreichbaren massen- und volumenbezogenen Energiedichten deutlich. Im Anhang findet sich ein tabellarischer Überblick über die betrachteten Akkumulatoren und deren physikalisches Leistungsspektrum. Da das Feld der Batterien/Akkumulatoren sehr facettenreich ist, wird im Folgenden auf die Besonderheiten einzelner Typen eingegangen.

Blei-Säure-Akkumulatoren

Die seit über 100 Jahren bekannten Blei-Säure-Akkumulatoren sind Klassiker und heute technisch ausgereift. Da zuverlässig, preisgünstig und kurzzeitig hohe Stromstärken zulassend, werden diese – trotz einer vergleichsweise geringen Energiedichte – heute in großem Umfang genutzt. Eingesetzt werden sie als Starterbatterien in Kraftfahrzeugen, aber auch als Pufferbatterie für stationäre Anwendungen zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV in Notstromaggregaten, Alarmanlagen, Notbeleuchtung etc.). Traktionsbatterien werden zudem für Elektrofahrzeuge oder U-Boote eingesetzt. Bleiakkumulatoren weisen eine relativ geringe Selbstentladung und keinen Memoryeffekt auf. Sie sind jedoch nicht zur Schnellladung geeignet und vertragen keine Tiefentladungen (nach INT 2006a). Blei-Säure-Akkumulatoren bestehen im geladenen Zustand aus zwei Bleielektroden mit Schwefelsäure (H₂SO₄) als Elektrolyt. Die Anode (positiv geladen) bedeckt eine Oxidschicht mit vierwertigem Blei, welches sich bei Entladung in zweiwertiges umwandelt. An der Kathode geht parallel elementares Blei auch in zweiwertig-

³⁶ „Akkumulator“ steht für wiederaufladbare, „Batterie“ dagegen für nichtwiederaufladbare Systeme. Letztere Bezeichnung wird aber auch oft als Oberbegriff genutzt.

ges über. Im entladenen Zustand sind beide Elektrodenplatten mit einem Bleisalz (Sulfat) bedeckt (Gesamtreaktion: $\text{Pb} + \text{PbO}_2 + 2 \text{H}_2\text{SO}_4 \leftrightarrow 2 \text{PbSO}_4 + 2 \text{H}_2\text{O} + \text{elektrische Energie}$). Die Nennspannung³⁷ einer solchen Zelle beträgt 2,04 V.

Blei-Säure-Akkumulatoren werden heute ventilreguliert (Valve Regulated Lead Acid, VRLA) angeboten, die ein Entweichen von Sauerstoff (entsteht beim Überladen an der positiven Elektrode) verhindern. Durch den internen Sauerstoffkreislauf³⁸ wird der Wasserverlust erheblich reduziert. Daher sind diese Batterien wartungsfrei und weisen eine Lebensdauer von zehn bis zwölf Jahren auf. Ihre Einsatzgrößen reichen von kleinen Batterien zur Speicherung von Solarstrom im Inselbetrieb bis zu Großanlagen zur Aufrechterhaltung von Frequenz- und Spannungsstabilität mit einer installierten Leistung von 17 MW bei einer Kapazität von 14 MWh (BEWAG, Berlin, von 1987 bis 1994) (nach INT 2006a).

Vorteilhaft ist ihre relativ hohe Spannung bei hoher Belastbarkeit. Sie ist fast vollständig wiederverwertbar (im Falle einer Entsorgung wäre dies jedoch Sondermüll), weist einen geringen Wartungsaufwand auf und einen vergleichsweise niedrigen Preis (ab 50 bis 70 Euro). Nachteilig sind ihr hohes Gewicht, ihre Empfindlichkeit gegenüber hohen Temperaturen (über 45 °C) sowie relativ lange Ladezeiten (14 bis 16 h). Eine totale Entladung schadet dem Akku (Molnar 2004). In puncto Unfallverhalten wurden positive Erfahrungen mit Blei-Gel-Batterien gemacht, wo der Elektrolyt gebunden ist und bei einem Unfall nicht auslaufen kann. Bei Blei-Säure-Batterien ist im Ernstfall dagegen mit einem Auslaufen der Säure zu rechnen.

Nickelbasierte Akkumulatoren

Aufgrund des hohen Gewichts von Blei-Säure-Akkumulatoren wurden leichtere Ni-Cd-Batterien entwickelt. Sie sind heute ebenso technisch ausgereift, effizient und robust und weisen in Bezug auf den Blei-Säure-Akku eine höhere – jedoch eingeordnet in das gesamte Speicherspektrum eine vergleichsweise geringe Energiedichte auf (50 Wh/kg; Blei-Säure-Akku: 5 Wh/kg). Hervorzuheben sind zudem ihre hohe Zyklenzahlen (1 000 bis 2 000 Ladezyklen) verbunden mit einer langen Lebensdauer, einem schnelleren Ladevorgang sowie einer hohen elektrischen Leistung in einem breiten Temperaturbereich (bis zu -30 °C funktionsfähig; Bleiakku bis -20 °C) (Molnar 2004). Ni-Cd-Batterien nehmen keinen Schaden durch vollständige Entladung.

³⁷ Die Nennspannung bezeichnet die mittlere Spannung, die sich bei Entladung mit mittlerem Ladestrom einstellt.

³⁸ Der Sauerstoff wird an der negativen Elektrode zum Ionen (O_2^-) reduziert und bildet mit Wasserstoffionen (H^+) Wasser. Um den Sauerstoff schnell und als Gas durch den Elektrolyten zu transportieren, wird letzterem Kieselsäure zugesetzt, sodass ein Gel entsteht (Gelakku), was allerdings den Innenwiderstand erhöht. Eingesetzt werden daher auch Mikroglasvliese, die den Elektrolyten aufsaugen (Vliesakku) und damit kippsichere und vibrationsunempfindliche Starterbatterien mit geringerem Innenwiderstand (vor allem für ortsfeste Anwendungen) ermöglichen (nach INT 2006).

Nachteilig war früher der Memoryeffekt³⁹, der bei modernen Akkus – Dank verbesserter Elektroden, die in Platten angeordnet sind – nicht mehr relevant auftritt (nach INT 2006a). Eine mögliche Umweltbelastung könnte im Falle eines Unfalls durch das Schwermetall Cadmium entstehen (ist jedoch als festes Teil wieder einsammelbar), problematisch (eher für Fahrzeuginsassen) könnte ebenfalls der Elektrolyt sein (Molnar 2004).

Im geladenen Zustand ist die Anode mit feinverteiltem Cadmium (Cd) und die Kathode mit einer Nickelverbindung (Nickel(III)-oxidhydroxid ($\text{NiO}(\text{OH})$) beladen (Gesamtreaktion: $2 \text{NiO}(\text{OH}) + \text{Cd} + 2 \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow 2 \text{Ni}(\text{OH})_2 + \text{Cd}(\text{OH})_2 + \text{elektrische Energie}$). Die Nennspannung liegt bei 1,2 V. Als Elektrolyt (der nicht an der Reaktion teilnimmt) wird Kalilauge verwendet. Analog den ventilregulierten Blei-Säure-Akkumulatoren wird auch hier freigesetzter Sauerstoff im Kreislaufsystem an der negativen Elektrode wieder reduziert. Bei den Bauformen werden gasdichte Zellen (z. B. Knopfzellen) ab ca. 10 mAh für Geräte im Konsumbereich und prismatische offene Zellen für z. B. Notstromversorgung oder als Starterbatterien in der Luftfahrt mit Kapazitäten über 300 Ah unterschieden. Ni-Cd-Akkus werden – wie Blei-Säure-Akkus – auch als Großbatterien betrieben, auch wenn sie vergleichsweise teurer sind und einen geringeren Wirkungsgrad haben, weisen sie jedoch auch bei Temperaturen von -20 bis -40 °C noch gute Leistungsfähigkeiten auf (nach INT 2006a).

Aufgrund der Giftigkeit von Cadmium (Bräutigam et al. 2007) werden Ni-Cd-Akkus zunehmend durch Ni-MH-Akkumulatoren ersetzt. Sie sind vom Aufbau her miteinander verwandt. Anstelle von Cadmium wird Wasserstoff als aktive Komponente verwendet. Die Metalllegierung der Anode besteht aus Nickel und einem Seltenerdmetall bzw. einer -legierung, wobei auch Übergangsmetalle (wie Titan, Zirkonium oder Vanadium) einsetzbar sind. Diese ist in der Lage, Wasserstoff reversibel zu speichern, weshalb sich auch im geladenen Zustand nur ein geringer Innendruck aufbaut (Gesamtgleichung: $\text{NiO}(\text{OH}) + \text{MH} \leftrightarrow \text{Ni}(\text{OH})_2 + \text{M} + \text{elektrische Energie}$ [M = Metalllegierung]).

Hauptvorteile gegenüber Ni-Cd-Systemen sind etwa 30 bis 50 Prozent höhere Energiedichten und die einfachere Entsorgung (kein Cadmium). Auch Ni-MH-Akkus sind schnell be- und entladbar, was etwa für Elektro- und Hybridfahrzeuge⁴⁰ interessant ist. Sie reagieren allerdings empfindlicher auf Überladung, Überhitzung oder falsche Polung. Zudem ist ihre Selbstentladung bis zu 50 Prozent höher als bei Ni-Cd-Akkus. Leistungseinbußen von Ni-MH-Akkus bei tiefen Temperaturen sind auf die langsamere Desorption des Wasserstoffs zurückzuführen, was die Effizienz der Entladung verschlechtert. Um ihre Leistungsfähigkeit auszuschöpfen, werden komplexe Ladealgorithmen eingesetzt (z. B. mit asymmetrischem

³⁹ Führt bei häufiger Teilentladung der Akkus zur Verringerung seiner Kapazität.

⁴⁰ So besitzen z. B. die aktuellen Fahrzeuge Toyota Highlander Hybrid und Lexus RX 400 h einen 68 kg schweren Ni-MH-Akku aus 240 Zellen mit insgesamt 288 V bei einer Leistungsdichte von 1 800 W/kg und einer Energiedichte von 41 Wh/kg (www.eaa-phaev.org/wiki/Plug-In_Hybrids).

Wechselstrom). Ni-MH-Akkus sind u. a. bei Notbeleuchtungsanlagen gebräuchlich. Für den Konsumbereich (Mobiltelefone, Digitalkameras etc.) werden diese zunehmend von Lithium-Ionen-Akkumulatoren verdrängt. Sie sind aber im Vergleich zu Li-Ionen-Akkus wesentlich robuster bezüglich der Ladeverfahren und des erlaubten Spannungsbereiches im Betrieb. Ein Einsatz in stationären Anlagen ist noch nicht erfolgt, da die bisher erreichten Zyklenzahlen betriebswirtschaftlich unattraktiv waren (nach INT 2006a).

Eine Neu- bzw. Weiterentwicklung bei den nickelbasierten Akkumulatoren ist die Nickel-Zink-Batterie (Ni-Zn-Batterien), die für Anwendungen mit hohem Leistungsbedarf und langfristig auch für Traktionsanwendungen geeignet sein soll. Die wesentlichen Vorteile im Vergleich zum Ni-Cd-Akku sollen in höheren Leistungsdichten bei vergleichbarer bzw. besserer Energiedichte, niedrigeren Kosten und hoher Umweltverträglichkeit (keine toxischen Bestandteile) liegen. Die Lebensdauer soll vergleichbar sein, wobei die Zellspannung mit 1,6 V höher ausfällt (als bei Ni-Cd und Ni-MH) und damit für eine bestimmte Spannung weniger Zellen benötigt werden. Aufgrund des schnellen Ladevorgangs soll die Batterie für hohe Zyklenfolgen geeignet sein (nach INT 2006a). Die Ni-Zn-Batterie besteht aus einer Nickelanode und einer Zinkkathode mit einem alkalischen Elektrolyten (Gesamtgleichung: $2 \text{NiOOH} + \text{Zn} + \text{H}_2\text{O} \leftrightarrow 2 \text{Ni(OH)}_2 + \text{ZnO} + \text{elektrische Energie}$). Eine Kommerzialisierung des – im Grunde schon von Edison vorgeschlagenen – Prinzips ist möglich geworden, seit das Problem der Dendritenbildung (Bildung strauchartiger Kristallstrukturen aufgrund bevorzugter Wachstumsrichtungen) beim Aufladen und damit Formänderungen der Zinkelektrode gelöst wurde (nach INT 2006a). Die Markteinführung soll in Kürze durch die Firma PowerGenix erfolgen, wobei erste Anwendungen im Bereich elektronischer Kleingeräte und zur USV in der Telekommunikation liegen sollen (PowerGenix 2007). Zudem sollen sie wie Bleibatterien im Traktionsbereich (Elektrofahrzeuge, Bordnetze) aber auch im militärischen Bereich eingesetzt werden.

Lithium-Ionen-Akkumulator

Der Li-Ionen-Akku ist bekannt ob seiner hohen Energiedichte, wenngleich er deutlich weniger robust als die vorgenannten Akkumulatoren ist. Weiterentwicklungen sind der Lithium-Polymer-Akku und der Lithium-Titanat-Akku.

Lithium ist ein hochreaktives Metall, das einerseits zwar als Anodenmaterial geeignet, andererseits aber nicht mit wässrigen Elektrolyten kombinierbar ist (reagiert heftig). Zunächst war die gute Lösbarkeit der beim Entladevorgang gebildeten Lithium-Ionen problematisch (Verlust der Elektrodenstruktur der Li-Metall-Elektrode; Elektrode löste sich auf), die auch durch Wiederaufladen nicht zurückgebildet werden konnte, was zuerst zu nichtwiederaufladbaren Batterien führte. Wiederaufladbare Batterien mit Li-Elektroden wurden erst mit der Entdeckung von leicht wieder auslösbaren Lithium-Ionen-Einlagerun-

gen (infolge geringer Bindungskräfte) in das atomare Schichtgitter bestimmter Graphite⁴¹ sowie Oxide nutzbar. In gängigen Li-Ionen-Akkus wird als Anode Graphit und als Kathode Lithium-Metalloxide (meist LiCoO_2 , LiNiO_2 oder LiMn_2O_4) verwendet (nach INT 2006a). Li-Ionen⁴² sind für den Stromtransport innerhalb des Akkus verantwortlich, obgleich sie nicht an der eigentlichen Redoxreaktion beteiligt sind (Gesamtgleichung: $\text{Li}_{1-x}\text{Mn}_2\text{O}_4 + \text{Li}_x\text{nC} \leftrightarrow \text{LiMn}_2\text{O}_4 + \text{nC} + \text{elektrische Energie}$ [n: ganze Zahl, x: Zahl zwischen 0 und 1]).

Metallisches Lithium kommt im Akku nicht vor. Als Elektrolyt werden wasserfreie organische Lösemittel (z. B. Propylen-, Ethylencarbonat), die ein Lithiumsalz (z. B. Lithiumperchlorat, Lithiumtetrafluorborat) enthalten, oder Salzschnmelzen eingesetzt. Als Separatoren zwischen den Elektroden dienen dünne mikroporöse Polyolefinfilme. Die Energiedichte von Li-Ionen-Akkus ist vergleichsweise hoch (bis 160 Wh/kg bzw. bis zu 300 Wh/l), die Zellspannung liegt bei bis zu 3,6 V (INT 2006a). Es gibt heute verschiedene Li-Ionen-Akkus, die sich im Wesentlichen im Kathodenwerkstoff⁴³ unterscheiden.

Nachteilig ist, dass Li-Ionen-Akkus bisher nicht sehr robust sind und keine hohen Lade- und Entladeströme vertragen (schnelle Alterung⁴⁴) sowie die Notwendigkeit einer Schutzschaltung, um Spannung, Strom und Temperatur in sicheren Bereichen zu halten. Der Li-Ionen-Akku besteht insgesamt aus leichtbrennbaren Komponenten, die bei Defekt heftig mit Wasser reagieren. Li-Ionen-Akkus werden derzeit hauptsächlich für tragbare Geräte mit hohem Energiebedarf (Mobiltelefone, Digitalkameras, mobile Computer etc.) eingesetzt und verdrängen dort zunehmend andere Typen (wie Ni-MH-Akkus). Verbesserte Leistungsdichten haben auch zum Einsatz bei Elektrowerkzeugen (z. B. Bohrmaschinen) geführt (bisher dominieren Ni-Cd-Akkus). Geplant ist auch ihr Einsatz in Hybridfahrzeugen (Degussa 2007).

Im Vergleich zu den ausgereiften Konzepten von Bleisäure- oder Ni-Cd-Akkumulatoren stehen die Li-Ionen-Akkus entwicklungs-technisch noch in ihrer Anfangsphase. Sie stellen einen Schwerpunkt der internationalen

⁴¹ Graphit besteht aus Kohlenstoffschichten, die aus „atomarverknüpften Sechsecken“ aufgebaut sind. Bei der elektrochemischen Einlagerung von Li-Ionen schieben sich diese in die Lücke zwischen den Schichten und erweitern deren Abstand. Da etwa ein Li-Ion in einem Kohlenstoffsechseck untergebracht werden kann, ergibt sich bei der Ein- und Auslagerung von Lithium eine geringe Volumenänderung. Lebenszeitbegrenzend wirken sich Ermüdungserscheinungen im Graphit aus – infolge des wiederholten Ein- und Auslagerns beim Be- und Entladen des Li-Akkus.

⁴² Beim Entladen treten Li-Ionen aus der Graphitanode aus und werden in die Metalloxidanode eingebaut. Beim Beladen bewegen sich die positivgeladenen Li-Ionen in die entgegengesetzte Richtung, woher auch die Bezeichnung „Swingbatterie“ stammt (nach INT 2006a).

⁴³ Bei den meisten Li-Ionen-Akkus besteht die Kathode aus Kobaltoxid (Klassiker). Nachfolgend wurden auch Mangan- sowie Nickel-Kobalt-Mangan-Kathoden eingesetzt, was zu einer verbesserten Belastbarkeit, aber zu keinem „Durchbruch“ führte (nach BMZ 2006a).

⁴⁴ Bei Schnellladung würde der Akku überhitzen und könnte beschädigt werden.

Batterieforschung dar. Seitens des BMBF wurde eine Fördermaßnahme speziell für die Werkstoffseite von Li-Ionen-Batterien aufgelegt (BMBF 2007b). Deutliche Fortschritte werden zukünftig bei den Elektrolyten erwartet, z. B. bei neuen keramischen Separatoren mit höherer Robustheit gegenüber thermischer und mechanischer Belastung und mit besserer Handhabungssicherheit, bei Additiven für existierende Elektrolyte sowie bei neuen Elektrolyten, die nicht feuergefährlich sind (nach INT 2006a).

Signifikante Fortschritte bei den Elektroden konnten mithilfe der Nanotechnologie erreicht werden. Neu ist ein Li-Ionen-Akku, bei dem ein Nanophosphat als Kathode genutzt wird, wobei als Metall Eisen eingesetzt werden soll (BMZ 2006a). Die Nano-Phosphat-Lithium-Ionen-Hochleistungszellen (LiFePO_4) lassen sich laut Hersteller (Firma A123Systems, USA) häufiger laden, wobei eine Aufladung in fünf Minuten erfolgen kann und Leistungsdichten von 3 000 W/kg erreicht werden und zudem keine zusätzliche Schutzschaltung mehr notwendig ist (BMZ 2006b). Als Arbeitstemperatur wird (durch den Einsatz eines neuen Elektrolyten) -30 bis 60 °C angegeben (BMZ 2006b), was diesen Akkutyp auch von anderen Li-Ionen-Akkus unterscheidet. Dieser Akku ist zukünftig auch für Elektrofahrzeuge mit hohem Leistungsbedarf attraktiv (RED 2007), die voraussichtlich ab 2008 in kommerziellen Fahrzeugen verfügbar sein soll (A123 2007). Ein anderer, noch in der Forschung befindlicher Ansatz, ist die Verwendung von Polymeren mit Nitroxidradikalen wie PTMA⁴⁵ in der Kathode, die sich durch eine schnelle Elektronenaufnahme- bzw. -abgabe auszeichnen, was schnelles be- und entladen erlauben soll (INT 2006a). Momentan wird nach Radikalpolymeren gesucht, die zudem – aufgrund ihrer Molekülstruktur – zusätzlich eine gewisse Eigenleitung (intrinsisch elektrisch leitfähig) aufweisen, um die Leistungsdichte zu erhöhen.

Eine Weiterentwicklung ist der Lithium-Ion-Polymer- oder meist verkürzt Lithium-Polymer-Akkumulator. Hier werden zwar die gleichen Elektroden verwendet, aber anstelle des mit Elektrolyt gesättigten porösen Trennelements wird eine trockene, flexible Folie (auf Polymerbasis) eingesetzt. Da die Elektrolytfolien eine ausreichende Ionenleitfähigkeit erst bei höheren Temperaturen (ab 60 °C) erreichen, wird meist ein Gel eingesetzt. Damit unterliegt die Bauform keinen Beschränkungen und kann auch ultradünn mit Schichtfolien erzeugt werden (z. B. in Kreditkarten). Allerdings konnte sich dieser Akkutyp außer für Nischen – trotz der etwas höheren Energiedichten als die der Li-Ionen-Akkus – bisher nicht durchsetzen, da er kostenseitig ungünstiger ist. Ein Einsatz als Prototyp in Elektro- und Hybridfahrzeugen wird getestet (z. B. Forschungsfahrzeug von VW [USA] mit Elektromotor und Lithium-Polymer-Akku [Grünweg 2006]).

Eine andere Weiterentwicklung ist der Lithium-Titanat-Akku. Hier wird die herkömmliche Graphitanode durch

eine nanostrukturierte Lithium-Titanat-Anode ersetzt. Vorteilhaft ist hier, dass die Li-Ionen genau in die vorgesehenen Plätze im nanostrukturierten Titanat passen, sodass das Ein- und Auslagern materialschonend ohne Volumenänderung erfolgt und damit deutlich mehr Ladezyklen möglich sind (Altairnano 2007a). Laut Hersteller ist die „nanoSafe™ Battery“⁴⁶ mit einer deutlich höheren Leistungsdichte ausgestattet (bis zu 4 000 W/kg bzw. 5 000 W/l), einsetzbar im Temperaturbereich -50 bis 75 °C, in ca. einer Minute auf über 80 Prozent seiner Kapazität aufladbar und soll nach etwa 15 000 Ladezyklen noch 85 Prozent ihrer Originalkapazität erreichen (Altairnano 2007b). Sie halte zudem Temperaturen bis 250 °C stand und könne selbst bei -30 °C zu 90 Prozent ihrer Kapazität aufgeladen werden (Eignung für extreme Witterungsbedingungen) und das bei einer erwarteten Lebenszeit von mindestens 20 Jahren (wartungsfrei). Durch die geänderten Materialien ist die Gefahr einer Entflammbarkeit gesenkt worden. Zudem soll es auch keinen sog. thermal runaway⁴⁷ mehr geben. Damit würden sich auch neue Einsatzmöglichkeiten für Li-Akkus eröffnen wie etwa im Fahrzeugbereich (www.phoenixmotorcars.com). Kostenseitige Angaben in Relation zum Li-Ionen-Akku sind nicht verfügbar. Der Li-Titanat-Akku ist noch nicht kommerziell verfügbar.

Hochtemperaturbatterien

Hochtemperaturbatterien unterscheiden sich von den bisher vorgestellten Batterien bzw. Akkumulatoren grundsätzlich dadurch, dass die Elektroden flüssig sind und der Elektrolyt fest ist (Festkörper). Die vergleichsweise hohen Temperaturen sind notwendig, um die Elektroden zu verflüssigen (die nur so reaktiv sind) und den meist keramischen Elektrolyten leitfähig zu machen. Die bekannteste Batterie dieser Kategorie ist die Natrium-Nickelchlorid-Batterie, auch ZEBRA-Batterie genannt. Weiterhin werden Natrium-Schwefel-Batterien eingesetzt. Die Arbeitstemperatur, die zum Be- und Entladen benötigt wird, liegt etwa bei 300 bis 350 °C.

Ein Vorteil dieses Konzepts besteht darin, dass in beiden Batteriesystemen kaum Nebenreaktionen auftreten, was zu einem vergleichsweise hohen Wirkungsgrad und zu einer vernachlässigbaren elektrochemischen Alterung führt. Da häufige Temperaturschwankungen sich jedoch ungünstig auswirken (mechanische Belastung des keramischen Elektrolyten β -Aluminiumoxid, bis hin zur Unbrauchbarkeit), ist eine „Standheizung“ sinnvoll. Damit muss bei ruhendem Batteriebetrieb zusätzlich geheizt werden, womit die Anforderungen an die Temperaturregelung relativ hoch einzustufen sind. Sinnvoll sind beide Batteriesysteme für Anwendungen mit Zyklen ohne lange Stand- und Wartezeiten, wobei auch freiwerdende Verlustwärme zur Regelung der Betriebstemperatur ge-

⁴⁵ 2,2,6,6-Tetramethylpiperidinoxyl-methacrylat

⁴⁶ Der Li-Titanat-Akku wurde von Altair Nanotechnologies, Inc. entwickelt und wird seit September 2006 unter dem Markennamen „nanoSafe™ Battery“ ausgeliefert.

⁴⁷ Effekt des Erwärmens des Elektrolyten (bis zum Siedepunkt) infolge von zunehmendem Ladestrom bei fallender Ladespannung.

nutzt werden kann. Eine gute Isolierung ist notwendig, was die Systeme zudem unabhängiger von Umweltbedingungen macht.

Na-NiCl-Batterien- (ZEBRA-Batterien) wurden in den 1970er Jahren für Traktionsanwendungen entwickelt, wobei diese ebenfalls für stationäre Anwendungen geeignet sind. Praxiserprobungen gibt es mit Flotten verschiedener Fahrzeugtypen, obwohl umstritten ist, inwieweit ihr Einsatz in Pkws sinnvoll ist, da bei langen Standzeiten die thermischen Verluste den Gesamtwirkungsgrad deutlich reduzieren. Nachdem ihre Produktion zeitweilig eingestellt wurde (1996), werden ZEBRA-Batterien derzeit nur von der Firma MES-DEA S. A. (Schweiz) hergestellt. Na-NiCl-Batterien erreichen relativ hohe Energiedichten von 80 bis 90 Wh/kg (INT 2006a) bzw. bis etwa 140 Wh/l (Heinemann 2007). Die Leistungsdichte ist dagegen mit ca. 150 W/kg relativ gering, aber die Selbstentladung ist niedrig (Heinemann 2007). Genutzt wird das hohe elektrochemische Potenzial des Natriums (hohe Zellspannung mit 2,58 V).

Im geladenen Zustand besteht die negative Elektrode aus Natrium und die positive aus Nickelchlorid. Die Elektroden sind durch eine Keramikwand voneinander getrennt, die für Natriumionen leitfähig ist, für Elektronen jedoch nicht (Gesamtreaktion: $\text{NiCl}_2 + 2 \text{Na} \leftrightarrow 2 \text{NaCl} + \text{Ni} + \text{elektrische Energie}$). Na-NiCl₂-Zellen sind zylindrisch aufgebaut und hermetisch dicht verschweißt. Damit sind sie wartungsfrei und in der flüssigen Natriumelektrode können bei der Ladereaktion keine Dendriten entstehen, da keine Nebenreaktionen (wie Gasentwicklung) auftreten können (nach INT 2006a). Isoliert wird durch ein vakuumisoliertes, mehrwandiges Gehäuse. Das Halten der Innentemperatur (ca. 300 °C) wird elektrisch geregelt. Ein Teil des Nickels in der Ni-NiCl₂-Elektrode kann auch durch Eisen ersetzt werden, wodurch ein besseres Verhalten bei Spitzenlast erreicht bzw. die für die Anwendung in Elektroautos geforderte Leistungsdichte von 150 W/kg übertroffen werden kann (INT 2006a). Durch Einsatz dünnwandiger hochporöser Keramiken wird noch Potenzial für Leistungsdichten um 400 W/kg gesehen (Thompson/Tilley 2002).

Um die für Fahrzeugbatterien übliche Spannung von 300 V zu erreichen, werden ca. 110 bis 120 Zellen in Reihe geschaltet. Derzeit hergestellte Batterien weisen Kapazitäten von 20 bis 120 kWh auf und stehen damit noch nicht in Konkurrenz zu den in Hybrid-Pkws verwendeten, kleineren Batterien, sondern sind für reine Elektrofahrzeuge gedacht oder für große Fahrzeuge wie Busse mit Hybridantrieb (ohne lange Standzeiten) (INT 2006a). Durchgesetzt haben sich diese Batterien – aufgrund der notwendigen Temperierung – bislang nicht. Größere Systeme (etwa 100 kWh bis 10 MWh) wären zwar prinzipiell auch für Netzanwendungen zum Lastausgleich und zur Speicherung von Stromspitzen geeignet, allerdings werden bisher dafür eher Natrium-Schwefel-Batterien verwendet. Ihr Entwicklungsfokus liegt eher im mobilen Bereich.

Natrium-Schwefel-Batterien (NaS-Batterien) werden derzeit nur im stationären Bereich eingesetzt, könnten aber prinzipiell auch im mobilen Bereich⁴⁸ eingesetzt werden. Sie weisen eine vergleichsweise hohe Energiedichte auf (130 Wh/kg bzw. 80 bis 100 Wh/l [INT 2006a]). Im stationären Bereich eignen sich NaS-Batterien für Stromerzeugungsanlagen zum Fluktuationsausgleich für erneuerbare Energien (Wind- und Sonnenenergie), sodass diese zur Kompensation des unregelmäßigen Leistungsverlaufs beitragen. Daneben sind sie zur Reduzierung elektrischer Spitzenleistung (peak shaving⁴⁹), zur unterbrechungsfreien Stromversorgung (z. B. Rechenzentren) und zur Notstromversorgung einsetzbar (Pohl/Kriebs 2006). Die NaS-Batterie wird in Japan intensiv beforscht. Ein Beispiel für den Load-Levelling-Betrieb (Beladen der Batterie z. B. nachts mit günstigem Strom und Abgabe zu Spitzenlastzeiten ins Netz) ist die Anlage der Tokyo Electric Power Company (Tsunashima), wo eine NaS-Hochtemperaturbatterie eine Gesamtleistung von 6 MW (48 MWh) bereitstellt (Abbildung 3). Einziger Hersteller ist zurzeit NGK Insulators, Ltd. (Japan).

Die erforderliche Betriebstemperatur von 290 bis 360 °C wird durch eine elektrische Heizung erreicht. Ein Batteriemodul besteht aus mehreren Zellen, in deren Zwischenräume z. B. Sand zur elektrischen Isolation gefüllt ist; die Wände sind vakuumisoliert. Die NaS-Batterie kann sowohl für eine Dauerleistung als auch für eine kurzzeitige Spitzenleistung eingesetzt werden. Bei der Entladung kann bis zu 80 Prozent der Kapazität genutzt werden. Der Wirkungsgrad der NaS-Batterieanlagen liegt in einem Bereich von rund 87 Prozent, während die Gesamtanlage mit Wechselrichter und elektrischer Heizung einen Wirkungsgrad von ca. 75 Prozent erreicht (Pohl/Kriebs 2006). NaS-Batterien weisen eine geringe Degradation und keinen Memoryeffekt auf.

Die NaS-Batterie hat eine flüssige Natriumkathode und eine flüssige Schwefelanode, die durch einen keramischen Festelektrolyten (β-Aluminiumoxid) getrennt sind. In dessen Kristallgitterfehlstellen können Natriumionen diffundieren. Beim Entladen wird flüssiges Natrium zu Na⁺-Ionen oxidiert. Diese passieren den Elektrolyten und reagieren mit dem Schwefel zu Natriumpolysulfid (Gesamtgleichung: $2 \text{Na} + 3 \text{S} \leftrightarrow 2 \text{Na}_2\text{S}_3$ (bzw. auch $\text{Na}_2\text{S}_4, \text{Na}_2\text{S}_5$) + elektrische Energie).

Grundsätzlich bietet die NaS-Technologie das Potenzial geringer Kosten (heute noch nicht erreicht) und hoher Lebensdauer. Allerdings sind dazu noch technische Herausforderungen bei der Produktion (insbesondere der Festkörperelektrolyte) zu lösen und erfolgreich in eine

⁴⁸ Dieses Batteriekonzept wurde ursprünglich in den 1980er für reine Elektrofahrzeuge entwickelt, konnte sich hier aber wegen der Gefahr des Austretens von flüssigem Natrium und Schwefel bei Unfällen nicht durchsetzen (Sauer 2006).

⁴⁹ Angeboten werden verschiedene Systeme, z. B. zum „peak shaving“ mit einem 1-MW-Block wird eine Kapazität von 8,6 MWh geliefert oder mit dem System „Power quality“ steht mit einem 1-MW-Block für 30 Sekunden eine Leistung von 5 MW_{el} zur Verfügung (Pohl/Kriebs 2006).

Abbildung 3

Natrium-Schwefel-Hochtemperaturbatterie für den sogenannten Load-Levelling-Betrieb



Quelle: FfE 2007, S. 29

Massenproduktion umzusetzen (Sauer 2006). Über das Unfallverhalten von NaS-Batterien liegen noch relativ wenig Erkenntnisse vor: Es wäre wohl mit einem Auslaufen der Batterie zu rechnen, wobei die hohen Temperaturen des Batterieinneren mit 300 °C problematisch wären.

Redox-Flow-Batterien – Batterien mit externem Speicher

Bei diesem Typ⁵⁰ liegen Elektroden und Elektrolyt verflüssigt vor (Salze, die im Elektrolyten partiell gelöst sind); im Unterschied zu „klassischen Akkumulatoren“ bzw. Hochtemperaturbatterien wird das energiespeichernde Material – eine chemische Verbindung – außerhalb der Zelle gelagert. Dies macht die gespeicherten Energiemengen unabhängig von der Zellengröße und zudem jederzeit kapazitativ ausbaubar. Die externen Elektrolyttanks können manuell befüllt werden. Der Inhalt gelangt via Pumpen in die Zelle (daher die Bezeichnung „Flow“). Die Attraktivität dieses Konzepts liegt im Wegfall der „modularen Grenzen“ beim Speichern von z. B. fluktuierender Energie, da die Speichermenge i. W. vom Tankinhalt der Elektrolyten abhängt. Daneben bieten Redox-Flow-Batterien weitere Vorteile wie: fehlender Memoryeffekt, keine nennenswerte Selbstentladung⁵¹ und Unempfindlichkeit gegenüber Tiefentladung. Das Prinzip der räumlichen Trennung von Energiewandlung und chemischer Speicherung wird auch bei Brennstoffzellen⁵² praktiziert.

⁵⁰ Die Bezeichnung Redox setzt sich zusammen aus Reduktion (Elektronenaufnahme) und Oxidation (Elektronenabgabe) – die beiden chemischen Basisreaktionen. Auch hierfür wird meist der Begriff „Batterie“ oder „Zelle“ verwendet, der auch hier übernommen wird.

⁵¹ Es tritt keine Selbstentladung auf, solange die Batterie „auf Leistung gehalten“ wird, wenn man jedoch die Verbräuche der Pumpen berücksichtigt, müsste ein gewisser Eigenverbrauch angerechnet werden.

⁵² Unterschied zur Brennstoffzelle: Dort laufen Lade- und Entladereaktion nicht in derselben Zelle reversibel ab. Die Umkehrreaktion findet (separat) im Elektrolyseur statt.

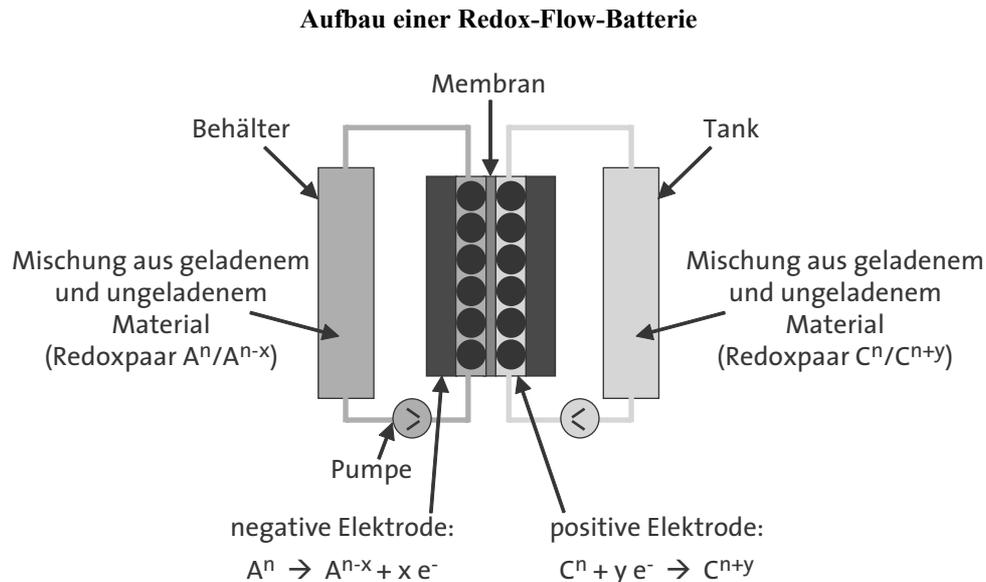
Die eigentliche Redox-Flow-Zelle besteht aus zwei Kammern, wobei eine halbdurchlässige Membran die in Lösung vorliegenden Redoxpaare trennt (in Abbildung 4 mit A und C bezeichnet). Beim Be- und Entladen ändert sich die Wertigkeit der beteiligten Ionen des gelösten Salzes und damit das Mischungsverhältnis von ge- und entladenen Redoxspezies in den Tanks. Das energiespeichernde Material fließt durch die Zelle hindurch, nimmt dabei beim Laden Energie auf oder gibt beim Entladen Energie ab. Über den äußeren Stromkreis fließt elektrischer Strom, zum Ladungsausgleich diffundieren positivgeladene Ionen durch die Membran (nach INT 2006a). Redox-Flow-Batterien arbeiten bei Umgebungstemperatur.

Die Redox-Flow-Zelle enthält neben Pumpen zusätzlich Sensoren und Steuerungseinrichtungen. Zelle und Speicher sind unabhängig voneinander und variabel dimensionierbar. Da die Löslichkeit der Salze in den Elektrolyten nicht sehr hoch ist, werden vergleichsweise geringe Energiedichten (Größenordnung: Bleibatterie) erreicht. Aber die Elektrolyttanks sind einfach z. B. über Tanklastwagen belieferbar, was zum Einsatz in großen stationären Systemen (Netzanwendung) geführt hat. Aber auch für die Speicherung von Energie aus fluktuierenden Energiequellen als auch für den netzfernen Inselbetrieb wären solche Systeme geeignet. Da der Ladevorgang prinzipiell auch durch Austauschen der Flüssigkeiten erfolgen kann, die in einer anderen Zelle aufgeladen wurden, wäre ein solches Auftanken mit aufgeladener chemischer Speicherflüssigkeit auch eine Alternative für Traktionsanwendungen (INT 2006a).

Redox-Flow-Batterien wurden in den 1970er Jahren entwickelt.⁵³ Zuerst wurde das Eisen-Titan-System untersucht, später wurde Titan leistungssteigernd durch Chrom ersetzt, wobei sich dieses System u. a. wegen der kosten-

⁵³ Die Vanadium-Redox-Flow-Batterie wurde an der Australian University of New South Wales Anfang der 1980er Jahre entwickelt und in Japan lizenziert (Garcke 2006).

Abbildung 4



Quelle: Jossen/Sauer 2006

und wartungsintensiven Membran nicht durchgesetzt hat (INT 2006a). Von den verschiedenen einsetzbaren Salzsäure-Systemen haben sich Vanadium-Redox-Paare als eine besonders interessante Variante herausgestellt. Grund: Vanadium kann in vier verschiedenen Wertigkeiten vorliegen und damit in beiden Elektroden verwendet werden. Damit wird auch der sog. „Crossing-over-Effekt“ (Verunreinigungen durch Übertreten von Ionen durch die Membran) verhindert, der bei anderen Systemen nach längeren Betriebszeiten (auch durch die Vermischung der Elektrolyte über den Separator) zu irreversiblen Verlusten und zur Verunreinigung des Elektrolyten führte (nach Garche 2006). Darüber hinaus wurden in letzter Zeit die Systeme Vanadium-Bromid und Natrium-Polysulfid-Bromid weiterentwickelt.

Vanadium-Redox-Batterien (VRB) sind relativ weitentwickelt, bereits verschiedentlich stationär im Einsatz und von allen Redox-Flow-Batterien am weitesten verbreitet. Chemisch wird beim Entladen an der positiven Elektrode fünfwertiges Vanadium zu vierwertigem reduziert, an der negativen Elektrode wird zweiwertiges Vanadium zu dreiwertigem oxidiert (Gesamtreaktion: $VO_2^+ + 2H^+ + V^{2+} \leftrightarrow VO^{2+} + H_2O + V^{3+} + \text{elektrische Energie}$). Die elektrische Ausbeute dieser Systeme ist relativ hoch (liegt etwa bei 90 Prozent), unter Berücksichtigung der Verluste durch die dazugehörigen Aggregate werden (netto) 70 bis 80 Prozent erreicht. Durch materialtechnische Verbesserungen, z. B. mit Elektroden aus Karbonfasern, deren feine Kanäle dem Elektrolyten weniger Widerstand bieten, und neue Membranen, könnten zukünftig Nettowirkungsgrade nahe 90 Prozent möglich sein (nach INT 2006a).

Zuverlässige Angaben über praxisnahe Lebensdauern der Reaktionszelle und der Elektrolyten gibt es bisher aller-

dings nicht. Da keine der Komponenten strukturelle Änderungen beim Laden bzw. Entladen erfährt, kann prinzipiell von langen Lebensdauern ausgegangen werden. Für Vanadium-Redox-Batterien werden Zyklenzahlen von mehr als 10 000 genannt, wobei der Elektrolyt grundsätzlich durch einen externen Recyclingprozess wieder regeneriert werden kann (keine Vanadiumverluste). Bei unsachgemäßer Handhabung oder bei Unfällen wäre Vanadium zwar unkritisch, aber Schwefelsäure (als Lösemittel) und mögliche Vanadiumstäube (entstehen z. B. beim Austrocknen und bei Bränden) wären problematisch (Sauer 2007).

Vanadium-Redox-Flow-Batterien wurden bisher hauptsächlich zum Puffern von elektrischer Energie aus Windkraftanlagen eingesetzt. Realisiert wurden stationäre Anlagen zur Lastnivellierung vor allem in Japan aber auch in den USA. Kashima Kita Electric Power Co. und Mitsubishi Chemical Co. haben an der Kashima-Kita Power Station eine 200-kW/800-kWh-Anlage und Suitomo und Kansai Power Co. eine 500-kW/5-MWh-Anlage mit einer Vanadium-Redox-Flow-Batterie für „load leveling“ errichtet. Suitomo hat zudem eine Power-Quality-Anlage im 3-MW-Bereich (1,5 Sekunden) entwickelt (Garche 2006). Beispielsweise wurde in Australien ein Inselnetz (King Island), welches 1 800 Personen versorgt, mit einer 200-kW/800-kWh-VRB ausgestattet, die nichtbenötigten Windstrom speichert und später ins Netz abgibt (INT 2006a). Einige weitere VRB-Anlagen in den USA sind z. B. unter www.vrbpower.com/applications/projects.html zu finden.

Insgesamt gilt die Technologie als noch nicht ausgereift. Redoxreaktionen verlaufen komplex, sodass auch bei Redox-Flow-Systemen letztlich noch einiges unbekannt und zu optimieren ist. Gründe, warum diese bisher in

Deutschland nicht präsent sind, wie etwa in Japan, liegen u. a. an der spezifischen Bedarfsthematik an Energiespeichern im deutschen Verbundnetz (Kap. II u. IV).

Die Vanadium-Brom-Redox-Flow-Batterie ist in Anlehnung an die Vanadium-Redox-Flow-Batterie entwickelt worden. An der negativen Elektrode kommt Vanadium in zwei- und dreiwertiger Form vor, an der positiven Elektrode besteht das Redoxpaar aus Brom/Bromid (Gesamtreaktion: $2V^{2+} + Br^{3-} \leftrightarrow 2V^{3+} + 3Br^{-}$ + elektrische Energie). Vorteilhaft sind die höhere Energiedichte von 25 bis 50 Wh/kg (gegenüber 15 bis 25 Wh/kg beim reinen Vanadiumsystem) bzw. 35 bis 70 Wh/l (statt 20 bis 33 Wh/l), die auf die höhere Löslichkeit des Vanadiumbromids zurückzuführen ist (INT 2006a). Das System befindet sich derzeit noch in der Entwicklung, wobei vergleichbare Anwendungsmöglichkeiten wie bei der Vanadium-Redox-Flow-Batterie bestehen. Zusätzlich macht die höhere Energiedichte den Einsatz auch für mobile Anwendungen attraktiver.

Die Entwicklung der Natrium-Polysulfid-Bromid-Batterie (auch als Regenesys bekannt) zielte ursprünglich auf Leistungsklassen im MW-Bereich. Geplant bzw. bereits in der Umsetzung fanden sich zwei Projekte⁵⁴ in der Größenordnung 15 MW und einer Kapazität von 120 MWh (In dieser Zelle treten Bromid/Tribromid und Polysulfid/Sulfid in wässriger Lösung als Redoxpaare auf. [Gesamtgleichung: $NaBr_3 + 2Na_2S_2 \leftrightarrow 3NaBr + Na_2S_4$ + elektrische Energie]). Nachteilig ist die Kontaminationsgefahr der unterschiedlichen Elektrolyte durch Diffusion von Komponenten durch die Nafionmembran. Dies führte beim „scale up“ zu technischen Schwierigkeiten⁵⁵ und letztendlich wurde das Projekt 2003 von der englischen Firma RWE power beendet und die Lizenzen an den VRB Power Systems (kanadischer Hersteller von Vanadium-Redox-Flow-Batterien) verkauft (INT 2006a).

Hybrid-Flow-Batterien

Hybrid-Flow-Batterien – mit den Redox-Flow-Batterien verwandt – weisen im Unterschied eine oder mehrere elektroaktive Komponenten in fester Form auf. Dies begrenzt – wie bei konventionellen Batterien – deren Kapazität durch die Menge des in die Zelle passenden festen Materials. Hybrid-Flow-Batterien können schneller bei Maximallast entladen werden (mehrere Minuten bis zu wenigen Stunden) – im Gegensatz zu Redox-Flow-Batterien (Zeiträume von Minuten bis Tagen) (nach INT 2006a). Von praxisrelevanter Bedeutung sind derzeit die Zink-Brom- und die Cer-Zink-Batterie.

Die Zink-Brom-Batterie wurde in den 1970er Jahren (von Exxon, USA) entwickelt. Heute wird dieses System von der ZBB Energy Corporation (Australien) weiterentwickelt und

ist seit 2001 in mehreren Anlagen mit Kapazitäten zwischen 50 kWh und 2 MWh installiert (www.zbbenergy.com). Basisprodukt ist ein Energiespeichermodul in Containergröße für die Netzinstallation mit 500 kWh (www.zbbenergy.com/papers/EESAT2005_EA.pdf). Kleine Module sind in Batteriefahrzeugen in der Erprobung. Vorteilhaft ist die individuell an das Fahrzeug anpassbare Tankform und die Tiefentladbarkeit der Batterie (OIT/DOE 2002). Nachteilig ist die Aggressivität von Brom gegenüber Kunststoffen, aber auch generell die Giftigkeit von Brom in der Umwelt (z. B. bei Unfällen). Um dies zu verhindern, könnte die Batterie z. B. in reißfeste Säcke eingepackt werden. In der Zink-Brom-Batterie reagieren beim Entladen Zink und Brom zu Zinkbromid (Gesamtgleichung: $Zn + Br \leftrightarrow ZnBr$ + elektrische Energie). Die Zellspannung liegt bei 1,8 V, die Effizienz etwa bei 75 Prozent (INT 2006a). Beim Laden scheidet sich elementares Zink (Kathode) ab. Entstehendes Brom (Anode) wird chemisch gebunden (an organische Amine) und sinkt als ölige Flüssigkeit an den Tankboden. Die beiden Elektrolyte sind durch eine Kunststoffmembran, die für Brom- und Zinkionen durchlässig ist, getrennt.

Bei Cer-Zink-Batterien beträgt die Spannung einer Zelle, aufgrund der starken Redoxpaare Cer(III)/Cer(IV) und Zink(0)/Zink(II), bereits etwa 2,4 V; beim Entladen nutzbar sind 1,9 bis 2,1 V (INT 2006a). Mit dieser Technologie sollen zwei- bis dreifach höhere Energiedichten als mit anderen Flowbatterien möglich sein. Zudem wird in beiden Halbzellen der gleiche Elektrolyt (Methansulfonsäure) verwendet. Damit sind keine Crosskontaminationen zu erwarten, die Batterien sind wartungsfrei und es ist eine geschlossene Bauform möglich. Anlagen im kW- bis MW-Bereich sind angedacht zur USV, zum „peak shaving“ sowie zur Einbindung fluktuierender Energieträger ins Netz (z. B. Firma Plurion Systems).

Metall-Luft-Batterien

In Metall-Luft-Batterien werden Metalle mit hoher Energiedichte (Zink, Aluminium, Magnesium) eingesetzt, um kompakte und preiswerte Batterien herzustellen. Ihre Vorteile bestehen darin, dass sie eine hohe Energiedichte (ca. 200 Wh/kg) aufweisen und damit Li-Ionen-Akkus Konkurrenz machen können, kompakte Bauformen bieten, kostengünstige Materialien nutzen und umweltfreundlich (Rohstoffe, nicht brennbar) sind. Andererseits stehen dem eine vergleichsweise moderate Leistung sowie eine hohe Sensitivität bei extremen Temperaturen und hoher Luftfeuchte gegenüber. Nach ihrer Aktivierung sollten die Zellen daher relativ schnell verbraucht bzw. genutzt werden. Geplant sind wiederaufladbare „High power batteries“ für Traktionsanwendungen und für Notstromaggregate. Hier wird die Wiederaufladbarkeit durch den (mechanischen) Austausch der Metallelektrode garantiert. „Mechanisch“ wiederaufladbare Metall-Luft-Batterien befinden sich noch in der Entwicklung.

Prinzipiell gibt es elektrische als auch mechanisch aufladbare Systeme. Da bei mechanisch aufladbaren Systemen die Batterie durch manuelles Ersetzen der Metallanode geladen wird, sind solche Systeme eigentlich nicht den

⁵⁴ Es wurde eine Pilotanlage mit 1 MW in Wales gebaut und erfolgreich getestet. Eine zweite Testanlage wurde 2003 mit 15 MW/120 MWh in England gebaut, aber nicht mehr voll in Betrieb genommen (nach INT 2006a).

⁵⁵ Die Attraktivität dieser Batterie liegt u. a. darin, dass ihre Bestandteile wie Natrium, Schwefel und Brom relativ kostengünstig sind; eingestellt wurde sie u. a. wegen Materialproblemen (Sauer 2007).

Akkumulatoren zuzuordnen, sondern als Energiewandler anzusehen (wie z. B. Brennstoffzellen, denen ein stofflicher Energiespeicher zugeführt wird). Vorteil dieser Systeme: Sie sind technisch einfacher zu realisieren als elektrisch wiederaufladbare. Bei letzteren müssen die Elektrodenreaktionen reversibel sein, um höhere Zyklenzahlen zu erreichen (bisher wurden einige Hundert Zyklen erreicht). Hier liegen die technischen Herausforderungen bei den Elektroden: Die Kathode – zumeist aus porösen Kohlenstoffstrukturen oder metallischen Netzen mit einem Katalysator beschichtet – muss den Luftsauerstoff sowohl reduzieren als auch wieder erzeugen können (bifunktional). Hier besteht Verbesserungsbedarf bei Effizienz und Zuverlässigkeit. Bei der Metallanode sind Metallabscheidungen beim Laden problematisch.

Elektrochemisch wird das Metall der Anode in einem alkalischen Elektrolyten mit Luftsauerstoff (kathodenseitig) oxidiert. Am bekanntesten ist die Zink-Luft-Batterie (Gesamtreaktion: $\text{Zn} + \frac{1}{2} \text{O}_2 \leftrightarrow \text{ZnO} + \text{elektrische Energie}$), wobei das Zinkoxid (ZnO) in der alkalischen Lösung Zinkationen $[\text{Zn}(\text{OH})_4]^-$ bildet. Inzwischen sind die meisten Unternehmen, die an der Entwicklung wiederaufladbarer Zink-Luft-Batterien arbeiteten, vom Markt verschwunden (z. B. ZOXY AG (D), Insolvenz 2004). Mit eVionix (USA, Taiwan) gibt es noch ein Unternehmen, welches an der Entwicklung sowohl elektrisch als auch mechanisch aufladbarer Systeme arbeitet. Diese sollen kleine Fahrzeuge, Gabelstapler, Motorroller oder Rasenmäher antreiben (INT 2006a).

Auf absehbare Zeit scheinen jedoch die mechanisch aufladbaren Zink-Luft-Batterien verfügbar zu werden. Diese wären für elektrische Fahrzeuge wegen der hohen Speicherdichte und inhärent höheren Sicherheit interessant.⁵⁶ Es muss sich aber erst noch zeigen, ob diese Eigenschaften im Zusammenspiel mit anderen Faktoren wie Brennstoffversorgung und Handhabung dazu führen, dass sie mit anderen Systemen wie wasserstoffbetriebenen Brennstoffzellen oder Redox-Flow-Batterien konkurrieren können (INT 2006a).

Elektrolytische Herstellung von Wasserstoff

Betrachtet man die Speicherung von Strom in einem System aus Elektrolyse von Wasser, Speicherung des entstandenen Wasserstoffs und anschließende Rückverstromung in einer Brennstoffzelle, so kann ebenfalls von einem elektrochemischen Speicher gesprochen werden. Wasserelektrolyse und Brennstoffzellenreaktion basieren auf denselben elektrochemischen Prinzipien – durch Umkehrung der Stromrichtung wird elektrische Energie verbraucht (Elektrolyse) oder abgegeben (Brennstoffzelle). Die elektrolytische Wandlung von Strom in Wasserstoff und dessen Rückwandlung in (dezentralen) Brennstoffzellen in Strom weist – gegenüber der direkten Weiterleitung von Strom über kürzere Entfernungen als auch gegenüber Batteriesystemen – einen deutlich schlechteren

Wirkungsgrad auf. Zudem führt die Speicherung des Wasserstoffs in komprimierter oder flüssiger Form zu einem weiteren Energieverlust (Kap. III.1.6 u. IV.1).

Wie bei den Brennstoffzellensystemen lassen sich verschiedene Elektrolyseverfahren nach der Art des ionenleitenden Elektrolyten und der Betriebstemperatur unterscheiden: in alkalische Elektrolyseure mit wässriger Kalilauge als Elektrolyt, in Membranelektrolyseure mit einer protonenleitenden Membran als Elektrolyt und in Wasserdampfelektrolyseure mit einer Keramikmembran als Sauerstoffionenleiter. Diesen Elektrolyseverfahren entsprechen hinsichtlich des Elektrolyten und der Betriebstemperatur der alkalischen und der Membranbrennstoffzelle mit 80 °C sowie der oxidkeramischen Brennstoffzelle mit 650 bis 1 000 °C. Da Zellspannung und Wirkungsgrad unmittelbar von der Stromdichte und damit von der Leistung des Elektrolyseurs abhängen, nimmt dessen Effizienz im Teillastbereich zu, wie dies auch für Brennstoffzellen charakteristisch ist. Dieses Teillastverhalten ist vorteilhaft für die Kopplung von Elektrolyseuren mit Anlagen mit variablem Stromangebot (Wind-, Solaranlagen) oder für das Lastmanagement mit Wasserstoffspeicherung in Energieversorgungsnetzen mit ausgeprägt wechselnden Lastprofilen (INT 2006a).

Stand der Technik sind alkalische Wasserelektrolyseure. Sie arbeiten mit einem alkalischen, wässrigen Elektrolyten, wobei Kathoden- und Anodenraum durch ein mikroporöses Diaphragma getrennt sind. Bei Ausgangsüberdrücken von 1 MPa werden – bezogen auf den unteren Heizwert des Wasserstoffs – Wirkungsgrade um 65 Prozent erreicht (Altmann et al. 2001). Neuere Entwicklungen mit katalytisch aktivierten Elektroden⁵⁷ und verbesserten Diaphragmen erreichen im Auslegungspunkt energetische Wirkungsgrade bis über 80 Prozent (INT 2006a). Diese Ergebnisse prototypischer Anlagen (Leistungsbereich 10 kW_e) soll zukünftig auch mit Elektrolyseuren höherer Leistung erreicht werden.

Da bei der Membranelektrolyse die Ionenleitung zwischen den Elektroden durch hydratisierte Wasserstoffionen erfolgt, sind die Materialanforderungen bei dieser Wasserelektrolyse mit saurem Elektrolyten anspruchsvoller: Für beide Elektroden sind Edelmetallkatalysatoren notwendig, um Überspannungen gering zu halten. Im Vergleich zur alkalischen Elektrolyse ist der verfahrenstechnische Aufwand aber einfacher, da hier ein Festelektrolyt eingesetzt wird, der keinen internen Elektrolytenkreislauf notwendig macht. Auch entfällt die externe Separation von Flüssigelektrolyt und den Reaktionsprodukten Wasserstoff und Sauerstoff. Heutige, eher kleine Systeme erreichen Wirkungsgrade von etwa 47 bis 53 Prozent (Altmann et al. 2001). Eine Skalierung hin zu Anlagen größerer Leistung ist nicht absehbar, da keine Verfahren zur Herstellung von großflächigen Membranelektrodeneinheiten verfügbar sind (INT 2006a).

⁵⁶ Mit Zn-Luft-Batterien gab es in den 1990er Jahren einen Flottenversuch bei der Post AG in Hamburg (www.fen-net.de/~ca2901/pages_fv/fv_flottendeutsch.htm).

⁵⁷ Bezieht sich auf das Verringern der Überspannungsverluste durch auf Eisen- oder Nickelkathoden aufgebrauchte Raney-Nickel-Legierungen als Katalysatoren. Die Langzeitstabilität (über 50 000 Stunden Betriebszeit) solcher Elektrolysekathoden konnte nachgewiesen werden (INT 2006a).

Bei der Hochtemperaturdampfelektrolyse handelt es sich prinzipiell um die Umkehrung der Prozesse in einer Hochtemperaturbrennstoffzelle mit oxidkeramischem Elektrolyten. Der Vorteil liegt hierbei darin, dass zur Spaltung von Wasserdampf, der auf der Kathodenseite zugeführt wird, weniger elektrische Energie benötigt wird als zur Spaltung von Wasser. Zudem kann die zur Verdampfung des Wassers benötigte Energie thermisch zugeführt werden, z. B. durch thermische Solarenergie.

Eine neue Entwicklungslinie für alkalische und Membranelektrolyseure ist die sogenannte Regenerative Fuel Cell (RFC). Wie bei einer wiederaufladbaren Batterie wird durch Umkehr der Stromrichtung Wasserstoff produziert und dann im Brennstoffzellenbetrieb wieder verstromt. Der Vorteil einer solchen „Gasbatterie“ ist die Entkopplung der Leistung des Energiewandlers vom Energieinhalt des Systems (INT 2006a).

Wasserstoff wird im Zusammenhang mit Netzstabilitätsproblemen aus der Einspeisung fluktuierender Energieträger als eine Option zur Stabilisierung diskutiert, der bei Stromüberangebot mittels Elektrolyse erzeugt und in Hochlastzeiten über Brennstoffzellen, Gasturbinen oder auch Verbrennungsmotoren rückverstromt werden kann. Aus wirtschaftlichen Gründen wird oft empfohlen, die beiden Produktgase der Elektrolyse, Wasserstoff und Sauerstoff, am selben Ort zu speichern (Eisenbeiß/Schmid 2004). In anderen Konzepten wird der Weitertransport von Wasserstoff verfolgt: z. B. im Projekt „HyWindBalance“, wobei hier Windparks so eingebunden werden sollen, dass virtuelle Kraftwerke entstehen, die auch zur Spitzenlastdeckung eingesetzt werden können (Energy 2006).

Verschiedene Brennstoffzellentypen sind für die Rückverstromung von Wasserstoff nutzbar, die nach eingesetztem Elektrolyten und Arbeitstemperatur klassifiziert werden. Getestet und teilweise verfügbare Brennstoffzellen im Leistungsbereich von einigen Watt (tragbare Systeme), Anlagen im kW-Bereich (Fahrzeuge, Blockheizkraftwerke) bis hin zu mehreren MW (Heizkraftwerke) als Pilot- und Demonstrationsanlagen (TAB 2001). Aus einzelnen Zellen lassen sich leistungsangepasste Stapel (Stacks) zusammenfügen, sodass sich mit Brennstoffzellen heute Wirkungsgrade zwischen 40 und 70 Prozent erreichen lassen (INT 2006a). Bei Brennstoffzellen sind auch Kombikonzeppte mit Akkumulatoren interessant. Ein Beispiel ist eine Kombination einer DMFC (Direktmethanolbrennstoffzelle) mit einem Nickel-Zink-Akku als Pufferbatterie (z. B. für mobile Anwendungen). Ein solches Hybridsystem für Kleinfahrzeuge soll laut Hersteller (Energy Vision, Inc., Kanada) für ein Fünftel des Preises zu verwirklichen sein wie ein rein von einer Brennstoffzelle ohne Pufferbatterie versorgtes System (Dewalt 2002). Ein anderes Beispiel ist ein umgebautes Elektrofahrzeug (Demoversion), welches jetzt statt der Bleiakku einen Hybridantrieb aus einer Direktmethanolbrennstoffzelle und einem Li-Ionen-Akku hat (FZJ 2004).

Ausblick

Von den Sekundärbatterien, in denen die chemische Energie intern gespeichert ist, sind Blei-Säure-, nickelbasierte

und Li-Ionen-Akkumulatoren kommerziell verfügbar. Hochtemperaturbatterien weisen ein interessantes technisches Potenzial auf. Für Großanwendungen sind auch sogenannte Redox-Flow-Systeme mit externem Speicher, welche durch die Trennung von Wandler und Energiespeicher andere Möglichkeiten bei der Auslegung von Leistung und Kapazität zulassen, in der Entwicklung.

Trotz der aufgeführten Bandbreite an technischen Möglichkeiten bleibt in vielen Fällen der Blei-Säure-Akku aus Kostengründen und wegen seiner Robustheit – auch trotz relativ geringer Energiedichten – die „Batterie der Wahl“. Dies ist insbesondere im stationären Bereich der Fall, wo das Batteriegewicht eine untergeordnete Rolle spielt. Für Anwendungen, in denen das Gewicht der Speicher eine andere Rolle spielt, wie in Fahrzeugen und im tragbareren Bereich, werden Ni-Cd- bzw. Ni-MH-Akkus eingesetzt. Li-Ionen-Akkus sind bisher im Wesentlichen im tragbaren Bereich verbreitet, aber aufgrund ihrer hohen Energiedichten auch für einen Einsatz im Fahrzeugbereich geplant und in der Erprobung. Im Vergleich zu ausgereiften Konzepten – wie Blei-Säure- oder Ni-Cd-Akkumulatoren – stehen die Lithium-Ionen-Akkus entwicklungs-technisch noch in ihrer Anfangsphase.

Welche Konzepte zukünftig für den Einsatz im Bereich von großen Speichersystemen, wie sie für Traktionsanwendungen oder auch im Netzbereich notwendig sein können, verwendet werden, ist auf Basis der verfügbaren Informationen nicht klar abschätzbar. Es wird jedoch an „vielen Ecken geforscht“, sodass die Möglichkeiten mehr zu- als abnehmen. Entscheidend wird dabei – neben technischen Faktoren – auch die Kostenseite (Life-Cycle-Kosten) sein. Bei technischen Details spielen eine höhere Anwendungsorientierung und sicherheitstechnische Komponenten eine Rolle. Dies ist jedoch immer anwendungsbezogen zu betrachten; z. B. kann mit Blick auf die Lebensdauer eine NaS-Batterie zwei- bis dreimal pro Tag vollständig entladen werden, Blei-Säure-Akkus dagegen nur etwa 10 Prozent pro Tag.

Ein weiterer Punkt ist, dass selbst „Klassiker“ wie der Blei-Säure-Akku noch Potenzial aufweisen und zudem auch bis heute noch nicht komplett verstanden sind (Sauer 2007). Das Verständnis der ablaufenden Prozesse ist aber auch bei anderen (eher neueren) Batteriekonzepten (z. B. Redox-Flow-Systeme, Li-Ionen-Akkus) noch ein weites Feld, allerdings essenziell, um diese praxistauglich weiterzuentwickeln.

3.2 Stoffliche Energieträger

Grundprinzip

Bei der Nutzung stofflicher Energieträger (wie Kraftstoffe) geht es im Grunde um eine Verdichtung der in Primärenergieträgern gespeicherten (chemischen) Energie. Erdöl wird dafür destilliert, Kohle über die Synthesegasebene „verflüssigt“, Erdgas gereinigt und komprimiert gespeichert, Biomasse chemisch umgewandelt (z. T. auch über die Synthesegasebene). Die Speicherung erfolgt in Tanks verschiedener Konstruktion.

Vorteile/Nachteile

Die Messlatte stofflicher Energieträger für den Fahrzeugbereich liegt in puncto Energiedichte und Verfügbarkeit immer noch bei Benzin (und Diesel) auf Erdölbasis. Alternative Kraftstoffe wie Erd- und Flüssiggas, Biodiesel, Alkohole oder Wasserstoff besitzen teilweise eine andere molekulare Struktur und weisen damit auch andere Eigenschaften auf. Ihr Einsatz erfordert zumeist eine neue Fahrzeugtechnik (bzw. Modifikationen) sowie eine neue bzw. entsprechend erweiterte Infrastruktur. Flüssige Energiespeicher sind prinzipiell nicht nur im Verkehrssektor, sondern auch in der Industrie, in Haushalten sowie in der Energieerzeugung einsetzbar. Auf fossilen Primärenergieträgern basierende Herstellungstechniken sind großtechnisch verfügbar und ökonomisch rentabel. Bei Verfahren zur Verarbeitung von Biomasse besteht i. d. R. noch Entwicklungsbedarf, um vergleichbare Bereitstellungskosten zu erreichen. Potenzialbegrenzend – und damit auch auf deren Einsetzbarkeit als Energiespeicher – wirken sich bei fossilen stofflichen Energieträgern die Endlichkeit der Ressourcen und deren Klimarelevanz sowie bei Biomasse Nutzungskonkurrenzen und Anbaubedingungen (landwirtschaftlich und sozial) aus.

Technische Aspekte

Erdgas (Methan aus fossilen Lagerstätten) wird unter Druck als „Compressed Natural Gas“ (CNG) gespeichert. Zum Verflüssigen müssen jedoch etwa ca. 6 Prozent seines Energieinhalts aufgebracht werden. Gegenüber Benzin und Diesel weist Erdgas ein niedrigeres Kohlenstoff-Wasserstoff-Verhältnis auf, was zu ca. 20 bis 25 Prozent geringeren CO₂-Emissionen als im Benzinbetrieb führt (INT 2006a). Flüssiggas (Liquified Petroleum Gas, LPG) bestehend aus Propan, Propen, Butan sowie Buten hat als Raffinerienebenprodukt überwiegend lokale Bedeutung. Mit Bezug zu Benzin und Diesel bietet es ebenfalls Potenziale zur Verminderung von CO₂-Emissionen. Es wird bei etwa 30 bar gespeichert und weist eine höhere Energiedichte auf, die sich auch in Tankgröße und -gewicht ausdrückt (100 l Benzin führen zu einem Tankgewicht von 6,5 kg; 100 l Benzinäquivalent würden bei Flüssiggas zu einer Tankgröße von 140 l (bei 70 kg Gewicht) und bei Erdgas zu 410 l (bei 380 kg Tankgewicht) führen (Schreiner 2005, nach INT 2006a). Erd- und Flüssiggas sind für den Fahrzeugbereich seit einigen Jahren verfügbar und können ohne große Modifikationen des Motors verbrannt werden. Sie werden derzeit hauptsächlich in bivalenten Systemen betrieben (Benzin/Gas). In beiden Fällen wird in der Regel eine fossile Rohstoffbasis genutzt.

Alternativ werden zunehmend Biokraftstoffe angeboten. Biodiesel (ein umgeestertes Pflanzenöl, sog. Fettsäuremethylester) wird in Deutschland im Wesentlichen aus Rapsöl hergestellt (daher auch Rapsmethylester, RME). Er ist in seinen Eigenschaften denen von Diesel angepasst (obwohl er sich chemisch unterscheidet) und kann somit in Seriidieselmotoren verbrannt werden. Reiner Biodiesel ist für viele Fahrzeuge noch problematisch (greift Lacke und Dichtungen an). Biodiesel wird derzeit bis zu 5 Prozent dem Dieselmotorkraftstoff zugemischt. Zu den Biokraftstoffen der zweiten Generation gehören synthetische

Kraftstoffe aus dem BTL-Prozess (Biomass-to-Liquid), die aus fester Biomasse (z. B. Holz, Stroh, Bioabfall) hergestellt werden. Diese befinden sich noch in der Entwicklung (Leible et al. 2007).

Alkohole (Methanol, Ethanol) werden neben Erdöl auch durch Vergärung aus Biomasse (Zuckerrohr, Zuckerrüben, Weizen, Mais) gewonnen. Alkohole besitzen zwar gute Verbrennungseigenschaften, weisen jedoch deutliche Nachteile bezüglich ihrer Energiedichte, ihres Kaltstartverhaltens und ihres Korrosionsverhaltens auf. Alkoholanteile von über 15 Volumenprozent erfordern daher umgerüstete oder speziell hierfür entwickelte Motoren (INT 2006a).

Synthetische Kraftstoffe, auf fossiler Basis (wie Erdgas) hergestellt, sind in Bezug auf die CO₂-Bilanz zwar ungünstiger als Biokraftstoffe, weisen aber ein günstigeres Kohlenstoff-Wasserstoff-Verhältnis als herkömmliche Kraftstoffe auf. GTL-Kraftstoffe (Gas-to-Liquid) haben zudem den Vorteil, dass sich ihre Kraftstoffeigenschaften an zukünftige Motorenkonzepte anpassen lassen (gilt auch für BTL) (INT 2006a).

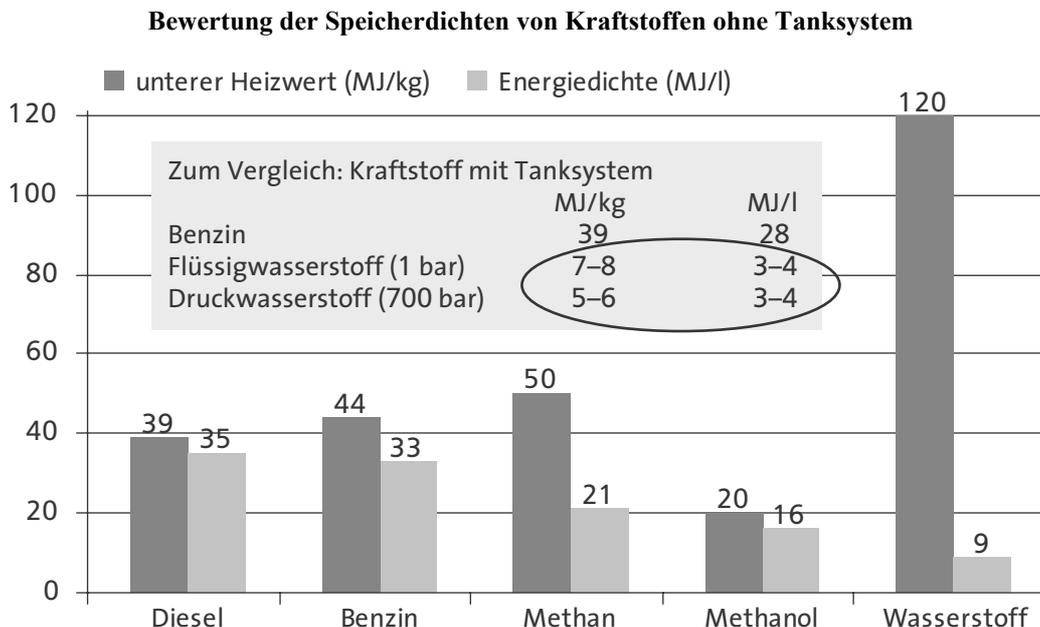
Auch Wasserstoff – CO₂-frei verbrannt – ist ein stofflicher Energieträger. Wasserstoff zeichnet sich gegenüber anderen Kraftstoffen durch die größte gravimetrische Energiedichte aus (Abbildung 5). Bei Umgebungstemperatur hat er jedoch eine geringe volumetrische Energiedichte, sodass er entweder gasförmig bei hohen Drücken (GH₂ bis zu 800 bar) oder flüssig (LH₂ bei -253 °C) gespeichert wird. Bei Betrachtung der Speicherdichte inkl. Tanksystem ergibt sich im Vergleich zu Benzin eine Reduktion der Systemspeicherdichte für flüssigen Wasserstoff bei 1 bar oder gasförmigen Wasserstoff bei 700 bar um mehr als 80 Prozent (Höhlein et al. 2004). Zur Wasserstoffspeicherung kommen sowohl physikalische als auch chemische Speicherprinzipien infrage, die teilweise aufwendige Tankstrukturen erfordern.

Wasserstoff ist sowohl für Verbrennungsmotoren als auch für Brennstoffzellenantriebe geeignet. Aufgrund des bislang insgesamt relativ geringen Bedarfs an LH₂ für nur wenige industrielle und einige wissenschaftliche Anwendungen (Raumfahrttechnik etc.) sind derzeit weltweit Anlagen mit einer gesamten Verflüssigungsleistung von lediglich ca. 12 t/h installiert (davon ca. 10 t/h in Nordamerika und ca. 0,8 t/h in Europa) (Altmann et al. 2001). Die einzige H₂-Verflüssigungsanlage in Deutschland mit einer Leistung von 180 kg/h wurde 1992 in Ingolstadt in Betrieb genommen und hat einen Energiebedarf von 13,4 kWh/kg (Gras et al. 1994), was rund 40 Prozent der im Wasserstoff gespeicherten Energie entspricht. Bei größeren Anlagen (ca. 1 000 kg/h) nach dem aktuellen Stand der Technik kann mit 10,5 kWh/kg (32 Prozent) und für zukünftige Anlagen mit etwa 7 kWh/kg (21 Prozent) gerechnet werden (Angloher/Dreier 2000, Quack 2007, nach FfE 2007). Auch Kostenaspekte spielen eine entscheidende Rolle.

Ausblick

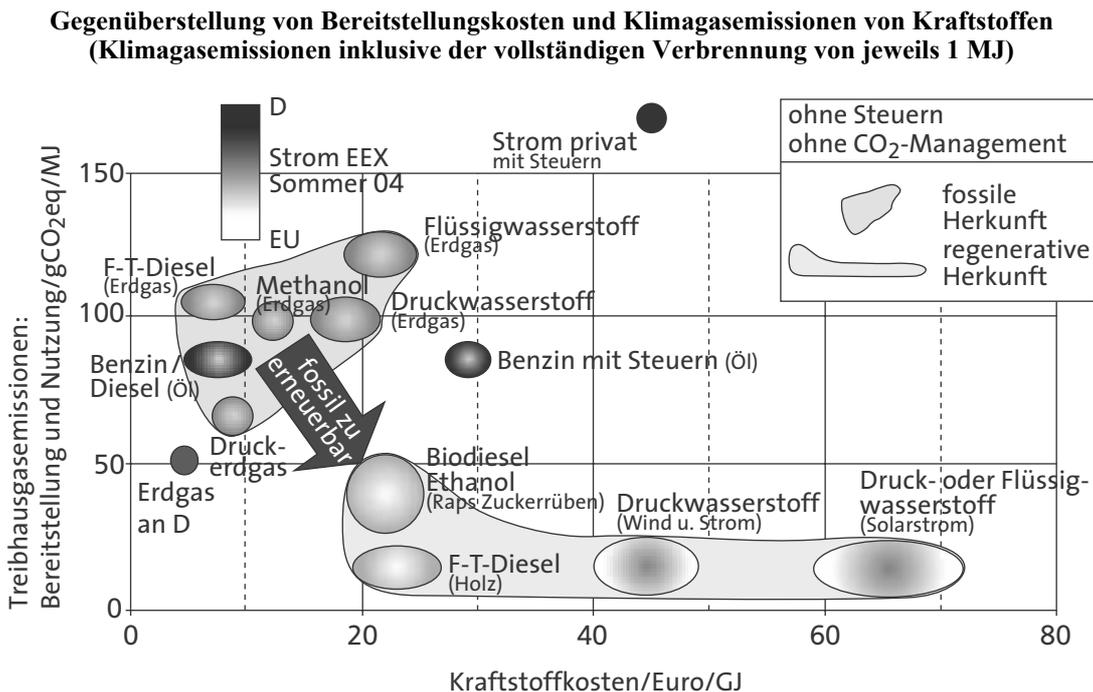
In Abbildung 6 werden – im Sinne einer groben Einordnung – Bereitstellungskosten und Klimagasemissionen betrachteter Kraftstoffe zusammengefasst dargestellt.

Abbildung 5



Quelle: Höhlein et al. 2004

Abbildung 6



Die Darstellung gilt für den „Benzin“-referenzpunkt und „Strom privat“ für alle Energieträger ohne Steuer und im Fall fossiler Endenergieträger auch ohne besondere Maßnahmen der CO₂-Abtrennung und -Lagerung.

Quelle: Höhlein et al. 2004

3.3 Chemische Speicher für Wasserstoff

Grundprinzip

Eine weitere Form der Speicherung von Wasserstoff (neben GH_2 und LH_2 in Tanks) besteht in der chemischen Einlagerung von Wasserstoff in ein Trägermedium (spezielle Metalllegierungen, Kohlenstoffnanostrukturen, Salze wie Natriumborhydrid). Hierbei werden reversible molekulare Bindungen genutzt. Technisch relevant ist bisher nur die Metallhydridspeicherung. Zum Laden wird hier beispielsweise der Wasserstoff (unter Überdruck) in das Speichermedium geleitet und die Metallhydridbildung erfolgt unter Freisetzung von Wärme. Das Entladen (chemisch: Dehydrierung) erfolgt unter Wärmezufuhr, wobei je nach Legierung auch Temperaturen von einigen Hundert °C notwendig sind. Es gibt verschiedene neue Systeme, die Speicherdichten bis zu 5 Gew.-Prozent erreichen können. Unter Praxisbedingungen liegen die bekannten Metallhydridsysteme etwa bei 2 Gew.-Prozent.

Vorteile/Nachteile

Die chemische Speicherung ist vor allem für Traktions-, aber auch für tragbare Anwendungen interessant, da bisher weder Druck- noch Kryospeicher eine ausreichende Menge Wasserstoff bei für diese Anwendungen akzeptablem Gewicht, Aufwand und Tankvolumen speichern können. Metallhydridspeicher (MH-Speicher) für Wasserstoff sind bereits realisiert, finden aber aufgrund der hohen Kosten und der niedrigen gravimetrischen Speicherdichte meist nur im mobilen Bereich für Nischenanwendungen (z. B. Gabelstapler, U-Boote⁵⁸) Verwendung; Prototypen für den Pkw-Bereich existieren ebenfalls. Vorteile der Metallhydridspeicher liegen in dem „frei“ wählbaren, konstanten und meist relativ niedrigen Speicherdruck, der hohen volumetrischen Speicherdichte (über 1 kWh/l), der Langzeitstabilität (keine Selbstentladung bzw. Abdampfverluste wie bei flüssigem Wasserstoff) (nach Otto 2001). MH-Speicher sind kompakt gebaut, weisen niedrige Betriebstemperaturen auf und können sehr oft wiederbefüllt werden. Der desorbierte Wasserstoff besitzt eine hohe Reinheit. Auch besteht die Möglichkeit der Einbindung von Brennstoffzellen (z. B. zur Desorption von Niedertemperaturhydriden reicht die Abwärme von Brennstoffzellen). Unter Sicherheitsaspekten geben MH-Speicher im Vergleich zur Druckspeicherung bei einem Unfall nur einen Teil des gespeicherten Wasserstoffs als „freies Gas“ ab, da in diesem Fall auch die zur Desorption benötigte Wärmezufuhr unterbrochen wäre (nach Otto 2001). Nachteilig waren bisher das hohe Gewicht des Speichermediums (Metall), die relativ niedrige gewichtsbezogene Speicherdichte und die zumeist lange Beladedauer. An allen Schwachpunkten wird gearbeitet, jedoch liegen die erreichten Speicherkapazitäten bisher unterhalb der für die meisten technischen Anwendungen interessanten Bereiche.

⁵⁸ Bei U-Booten werden Speicher mit hohem Gewicht gleichzeitig als Ballast genutzt.

Technische Aspekte

Als feste Hydridspeicher werden Metalle oder metallische Legierungen eingesetzt, die Wasserstoffatome in ihr atomares Gitter einlagern können. Vom Aufbau her besteht ein MH-Speicher aus einer Hülle mit eingefülltem Metallhydridpulver sowie entsprechenden Ventilen mit Feinstaubfilter (verhindern das Austragen des Pulvers). Bei hohen Gasflussraten sind diese als Druckbehälter sowie als Wärmetauscher ausgelegt (Wärmemengen infolge Be- und Entladung). Als eigentlicher Speicher kommen heute im Wesentlichen metallische Hydride der Übergangsmetalle (z. B. LaNi_5H_6) zum Einsatz. Mit den Übergangsmetallhydriden werden Speicherdichten von 1,5 bis 2 Gew.-Prozent erreicht (Otto 2001).

In Bezug auf das hohe Gewicht der Hydridtanks stellen Leichtmetallhydride, z. B. auf der Basis von Magnesium⁵⁹, eine konkurrenzfähige Alternative dar, weisen jedoch Reaktionsgeschwindigkeiten auf, die Ladezeiten von mehreren Stunden zur Folge haben. Beispielsweise wurde mit Mg_2FeH_6 eine Speicherdichte von 5,5 Gew.-Prozent erreicht, wobei dieses System erst bei Temperaturen um 400 °C bei 1 bar reversibel ist, was für U-Boot-Anwendungen dennoch interessant ist (Schüth 2006). Für Automobilanwendungen sind auch diese Materialien aufgrund des immer noch hohen Gewichts weniger geeignet. Hier werden wesentlich leichtere Materialien benötigt: Die meisten binären Hydride der leichten Elemente sind für die reversible Speicherung zu stabil. Diese erreichen den Gleichgewichtsdruck von 1 atm erst bei Temperaturen von mehreren Hundert °C. Die günstigsten Parameter weist das Hydrid des Leichtmetalls Magnesium [MgH_2] mit 280 °C auf (Schüth 2006). Im Bereich der komplexen Hydride (auch als salzartige Hydride bezeichnet) ist das System Natriumborhydrid (NaBH_4) interessant, welches als alkalisch-wässrige Lösung einsetzbar ist. Diese Lösung ist fast unbegrenzt lagerfähig und kann katalytisch aktiviert (zersetzt) werden. Die Prozedur ist jedoch energie- und kostenaufwendig (Schüth 2006). Das derzeit am weitesten entwickelte Wasserstoffspeichersystem auf der Basis von Leichtmetallhydriden ist Natriumalanat⁶⁰ (NaAlH_4). Die maximale Speicherkapazität, die reversibel erreicht werden kann, liegt knapp über 5 Gew.-Prozent, da nur drei der vier Wasserstoffatome reversibel ausgetauscht werden können (Fichtner et al. 2005; Schüth 2007). Die Dehydrierungszeit liegt bei wenigen Minuten.

Als flüssige Hydride können Flüssigkeiten bezeichnet werden, in denen relativ viele Wasserstoffatome chemisch gebunden sind (z. B. Methanol, Ameisensäure). Ihr Vorteil besteht darin, dass sich diese Hydride ähnlich wie Benzin handhaben und mit wenig technischem Aufwand

⁵⁹ Die theoretische Speicherkapazität der Magnesiumverbindungen liegt bei bis zu 7,6 Gew.-Prozent, wobei durch die Entwicklung nanokristalliner Hydride die Wasserstoffaufnahme bei Raumtemperatur sowie die Abgabe bei 200 °C möglich wurden (Klassen et al. 2001).

⁶⁰ Es galt lange Zeit als unmöglich, die Zersetzungsprodukte Natriumhydrid und Aluminium unter akzeptablen Bedingungen zu rehydrieren. Dies ist mittlerweile unter Einsatz von Katalysatoren (Titan, Cer, Scandium) gelungen (Schüth 2006).

in die bestehende Betankungsinfrastruktur einbeziehen lassen. Durch Reformierung ist Wasserstoff freisetzbar. Nachteilig ist dabei, dass daneben auch Kohlenmonoxid und -dioxid sowie in Spuren von Stickoxiden freigesetzt werden. Ameisensäure bietet im Vergleich zu Methanol eine höhere Energiedichte und ist nicht so leicht entflammbar. Interessant ist dies für Brennstoffzellenanwendungen, die für Methanol weiter gediehen sind als für Ameisensäure. Anvisierter Einsatz liegt im Fahrzeugbereich als auch in tragbaren Applikationen (Laptops, Mobiltelefone etc.). Im Grunde genommen sind hier auch Benzin und Erdgas als Energieträger zu benennen, die chemisch gebundenen Wasserstoff aufweisen.

Als ein weiteres Medium zur chemischen Speicherung von Wasserstoff kann Eisenschwamm⁶¹ genutzt werden. Eisen (Eisenschwamm) wird durch Reduktion von Eisenerz mit Kohlenmonoxid und Wasserstoff gebildet und setzt diesen Wasserstoff bei seiner Oxidation frei ($3 \text{ Fe[s]} + 4 \text{ H}_2\text{O[g]} \leftrightarrow \text{Fe}_3\text{O}_4[\text{s}] + 4 \text{ H}_2[\text{g}]$). Vereinfacht ausgedrückt, aus Eisenoxid (Rost) und Wasserstoff wird metallisches Eisen (Eisenschwamm) erzeugt, welches zum Verbrauchsort transportiert und dort wieder zu Eisenoxid aufoxidiert wird (unter Freisetzung von Wasserstoff). Dieses Verfahren wurde vor mehr als 70 Jahren bereits großtechnisch angewendet. Die gravimetrische Speicherdichte liegt etwa bei 4,2 Prozent (Garche et al. 2001). Eisenschwammspeicher befinden sich derzeit in der Entwicklung (INT 2006a).

Ein neuer Speicher für Wasserstoff aus dem Bereich der Nanotechnologie sind sog. Nanocubes (Firma BASF, Deutschland). Bei den Nanowürfeln handelt es sich nicht um die bekannten nanostrukturierten Kohlenstoffe (Carbonnanotubes), sondern um eine metallorganische Verbindung (hergestellt aus Terephtalsäure und Zinkoxid). Das Material hat eine innere Oberfläche von ca. 3 400 m²/g und ein hochporöses Raumbgitter. Die Größe

⁶¹ Ein Teil des Eisens wird nicht via Hochofen, sondern durch das Verfahren der Direktreduktion erzeugt, bei dem eisenreiche Erze mit Kohle oder Erdgas auf max. 1 000 °C erhitzt werden (ohne zu schmelzen und ohne Kohlenstoffanreicherung) und als Produkt sog. Eisenschwamm (mit nur max. 1 Prozent Kohlenstoff) entsteht.

der Würfel beträgt je nach Herstellprozess 1 m bis 0,05 mm (BASF 2004). Der Wasserstoff wird bei geringem Überdruck (bis etwa 10 bar) als einatomige Lage sorptiv gebunden und durch leichte Erniedrigung des Druckes wieder abgegeben. Veröffentlichte Ergebnisse für den Beladungsfaktor liegen bei 1,85 Gew.-Prozent bei 10 bar (energieportal24.de 2003). Zielanwendungen sind Speicherkartuschen für mobile Geräte, aber auch Miniaturbrennstoffzellen, um auf atomarer Ebene gezielt die gewünschten Strukturen zu erzeugen.

Die Nanotechnologie spielt bei der Wasserstoffspeicherung nach wie vor eine wichtige Rolle. Auch wenn sich mittlerweile der Hype, der vor einigen Jahren im Zusammenhang mit publizierten Speicherdichten von Wasserstoff in Kohlenstoffnanostrukturen (Carbonnanotubes) ausgelöst wurde, relativiert hat, wird weiterhin an dieser Thematik gearbeitet. Eine Übersicht über aktuell publizierte Speicherdichten von Wasserstoff auf nanostrukturierten Materialien findet sich in Fichtner (2005).

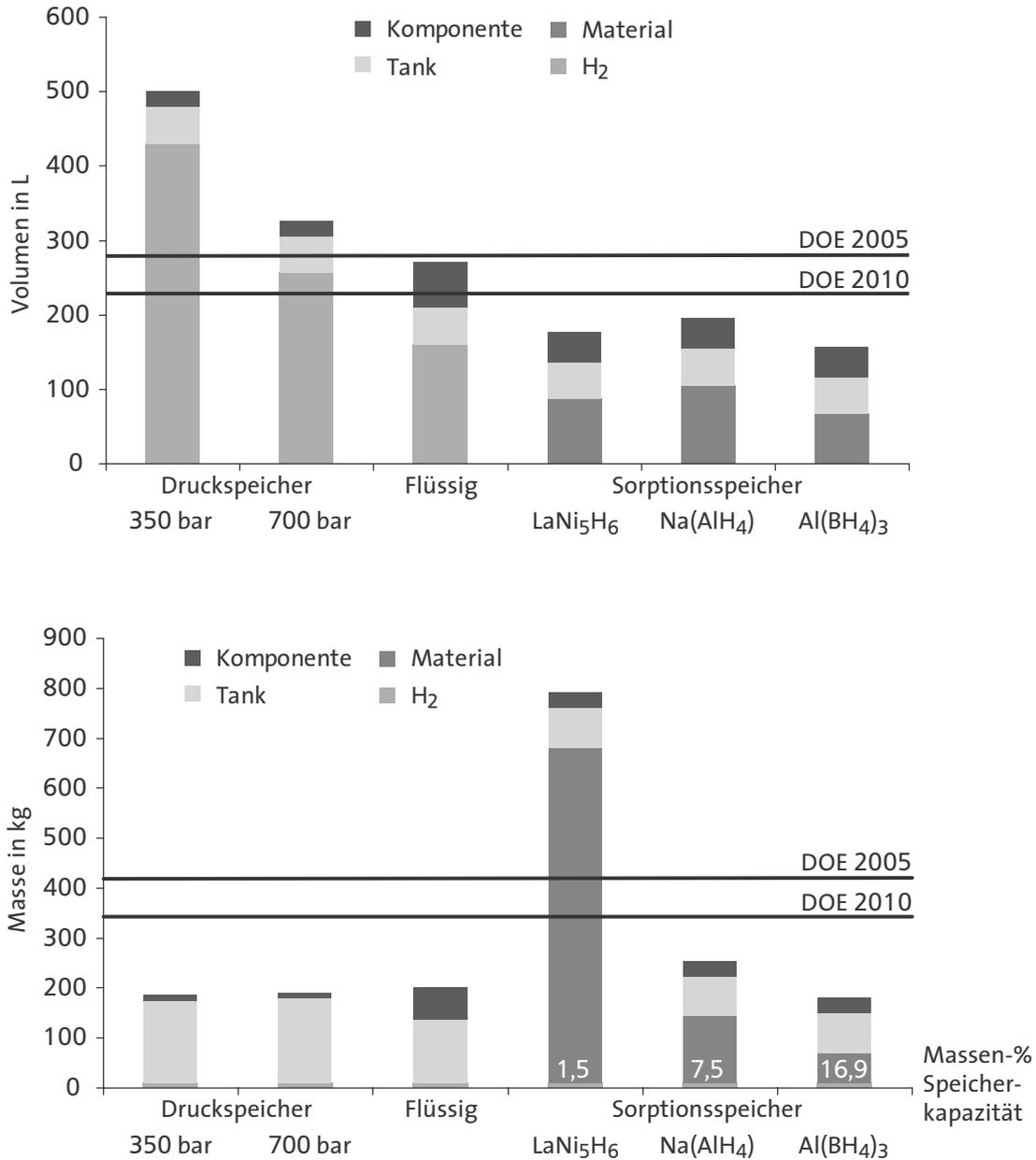
Ausblick

Die Hydridspeicherung stellt eine weitere Option dar, Wasserstoff mit vertretbarem Masse- bzw. -Volumenverhältnis zu speichern. Fortschritte hat es hier im Materialbereich gegeben, wobei ein Material, welches eine reversible Speicherkapazität von 6,5 Gew.-Prozent erreicht bisher noch nicht bekannt ist (Schüth 2006). Die erreichten Speicherdichten liegen mit max. 5 Gew.-Prozent damit unter dem für etwa fahrzeugtechnisch wirklich interessanten Bereich. Als vergleichende Gegenüberstellung zur Kryo- und Druckspeicherung sei folgende Abbildung 7 aufgeführt.

Da momentan nur wenige Alanate und andere komplexe Hydride bekannt und ausreichend charakterisiert sind, besteht hier die Chance, weitere komplett neue Systeme zu finden (Fichtner et al. 2005; Schüth 2007). Bei den Alanaten dürften künftig auch Fortschritte im katalytischen Bereich eine Rolle spielen. Insgesamt befinden sich Alanate als Speichermaterial, Nanocubes als auch Kohlenstoffnanoröhrchen noch im Bereich der Grundlagenforschung. Bei der Wasserstoffspeicherung insgesamt sind LH₂-GH₂-Systeme als vorkommerziell ansehbar (Kap. III.1.5).

Abbildung 7

Vergleich von Wasserstoffspeichertechnologien nach Volumen (oben) und nach Masse (unten) des Speichertanks (10 kg H₂ für 700 km Reichweite)



Quelle: Wörner et al. 2007

3.4 Thermochemische Speicher

Grundprinzip

Thermochemische Speicher dienen der Speicherung von Wärme (thermische Energie), wobei reversible chemische Prozesse genutzt werden. Sie lassen sich in Sorptionspeicher und in Speicher mit reversiblen chemischen Bindungen unterteilen. Bei der Sorption lagern sich in bzw. an Festkörpern oder Flüssigkeiten Fremdmoleküle an.

Gebräuchlich sind Adsorptionspeicher⁶², bei denen zur Wärmespeicherung (Beladen) der Vorgang der Desorp-

⁶² Der aufzunehmende Stoff kann entweder in das Innere des Speichermediums (z. B. Zeolith) eindringen oder sich an dessen Grenzfläche anlagern. Erfolgt eine homogene Verteilung im Innern z. B. des Festkörpers spricht man von Absorption, anderenfalls von Adsorption. Diese Prozesse sind zumeist reversibel; der Umkehrprozess heißt Desorption.

tion und zum Entladen der der Adsorption genutzt wird. Als Arbeitsmedium wird zumeist Wasser verwendet.

Vorteile/Nachteile

Sorptionsspeicher können sowohl zu Wärme- als auch zu Kühlzwecken eingesetzt werden. Mit Adsorptionsspeichern lassen sich vergleichsweise hohe Energiedichten erzielen. Diese sollen – je nach Material und Systemauslegung – theoretisch etwa im Bereich von 200 bis 500 kWh/m³ (BINE 2001) liegen. Damit können derartige Wärmespeicher Energiedichten erreichen, die deutlich über denjenigen liegen, die sich mit sensiblen und latenten Wärmespeichern realisieren lassen. Im Pilotmaßstab bisher erzielte Energiedichten lagen bei etwa 130 kWh/m³ (Henning 2002; Purkarthofer/Fink 2003).

Vorteilhaft ist weiterhin, dass Adsorptionsspeicher eine nahezu verlustfreie Speicherung der zugeführten Wärme ermöglichen (Speicherung basiert auf reversiblen chemischen Prozess). Neben einer fast unbegrenzten Speicherdauer lassen sich Adsorptionsspeicher auch nahezu beliebig oft be- und entladen (unbegrenzte Zyklenzahl) (INT 2006a). Auch ist die Verwendung nichtbrennbarer, umweltverträglicher sowie gesundheitlich unbedenklicher Materialien (Zeolithe, Silikagele, Wasser) als vorteilhaft zu benennen.

Nachteilig ist die geringe Wärmeleitfähigkeit von Zeolithen als auch von Silikagel,⁶³ die bei einfachen Schüttungen im Speicher zu einer unbefriedigenden Energiedichte führt. Damit hat die Geometrie der Gesamtanordnung – speziell die des Wärmetauschers im Sorptionsmaterial – entscheidenden Einfluss auf den Wärmeübergang und die Fähigkeit des Sorptionsmaterials, Wasser aufzunehmen. Schwierig ist es zudem, kompakte Zeolithschichten dauerhaft mit einem metallenen Wärmetauscher zu verbinden (Abplatzen aufgrund unterschiedlicher Wärmeausdehnung). Alternativ werden daher Zeolithpellets verwendet, die lose in die Zwischenräume des geeigneten geformten Wärmetauschers eingebracht werden, allerdings bereits zweilagig die Sorptionskinetik stark beeinträchtigen. Hier besteht noch Optimierungsbedarf.

Sorptionsspeicher

Zum Beladen (Desorption) der Adsorptionsspeicher wird dem festen Speichermedium Wärme mit hoher Temperatur zugeführt, wodurch diesem Wasser (als Wasserdampf) entzogen wird. Der Wasserdampf schlägt sich im nachfolgenden Kondensator/Verdampfer nieder (das Kondenswasser verbleibt dort). Die danach etwas abgekühlte Luft mit der noch verbleibenden Kondensationswärme kann nach Verlassen des Speichersystems z. B. für Heizungszwecke genutzt werden. Beim Entladen (Adsorption) wiederum verdampft das im Kondensator/Verdampfer gespeicherte Wasser durch von außen zugeführte Wärme. Entstehender Wasserdampf lagert sich an das Sorptionsmaterial an, wobei Energie frei wird und damit die Luft

erwärmt, welche aufgeheizt den Speicher verlassen und zu Heizungszwecken genutzt werden kann.

In ähnlicher Weise funktionieren auch Absorptionsspeicher mit wässrigen Salzlösungen, wie Lithium- oder Calciumchlorid. Hier wird beim Beladen (Desorption) in einem Regenerator die Salzlösung durch zugeführte heiße Luft aufkonzentriert und der ausgetriebene Wasserdampf mit dem Luftstrom abtransportiert. Die aufkonzentrierte Salzlösung kann separat gelagert werden. Beim Entladen (Absorption) kann die aufkonzentrierte Lösung einen Luftstrom entfeuchten, sodass wiederum eine verdünnte Lösung entsteht, die auch separat gelagert werden kann. Dieses System liefert trockene Luft, die durch einen nachgeschalteten Befeuchter abgekühlt und zu Klimatisierungszwecken genutzt werden kann. Da flüssige Absorbentien – im Gegensatz zu festen – deutlich schwächere Bindungen eingehen, wird hier bei der Absorption – im Gegensatz zur Adsorption – die entfeuchtete Luft nur geringfügig erhitzt. Aus diesem Grund eignen sich Absorptionsspeicher nicht für den Einsatz in Heizanwendungen (INT 2006a).

Als Sorptionsmaterialien eignen sich Stoffe mit großer innerer Oberfläche (d. h. stark porös) mit hygroskopischen Eigenschaften. In der Praxis werden meistens Zeolithe (Alumosilikate) und Silikagele (poröse Form von Siliziumdioxid) eingesetzt. Der typische Arbeitsbereich von Zeolithen liegt etwa bei 100 bis 300 °C, der von Silikagelen bei rund 40 bis 100 °C. Letztere geben adsorbiertes Wasser damit schon bei Temperaturen weit unter 100 °C ab. Damit eignen sich Zeolithe für Heizsysteme, die auf eine höhere Vorlauftemperatur ausgelegt sind. Der Einsatz von Silikagel dagegen kommt insbesondere für die Beladung durch Solarkollektoren im Bereich der solaren Hausversorgung bzw. der solaren Nahwärme infrage. Die Energiedichten des Silikagel-Wasser-Systems werden theoretisch bei etwa 190 kWh/m³ (Idealfall der vollständigen Wasserbeladung) gesehen (Wagner et al. 2006). Beim Zeolith-Wasser-System sollen die erreichbaren Energiedichten etwa doppelt so hoch sein (Hauer 2002). Auch Metallhydride sind als Adsorptionsspeicher geeignet mit einem typischen Arbeitsbereich von etwa 280 bis 500 °C.

Eine weitere, relativ neue Materialklasse sind die sog. „Selective Water Sorbents“ (SWS) – Materialien auf Basis einer Silikagematrix, die mit einem hygroskopischen Salz (CaCl₂) imprägniert ist.⁶⁴ Von diesem Material werden hohe Energiedichten erwartet, jedoch gibt es noch Probleme mit der Materialstabilität (Auswaschung des Salzes, Korrosion). Um die Auswaschung zu vermindern, werden für das zu imprägnierende Mittel Mischungen verschiedener Salze untersucht (insbesondere Magnesiumchlorid und -sulfat). Zudem werden als Trägermaterial für diese Salzmischungen sowohl kostengünstige, aufgeschäumte Gläser (aus dem Glasrecycling) als auch Keramik- und Kompositgranulate getestet (nach INT 2006a). Bislang gibt es kaum Forschungsinstitute, die Sorptions-

⁶³ Für Zeolithe beträgt diese ca. 0,2 bis 0,6 W/mK (Vaillant 2005a) und für Silikagel 0,14 bis 0,2 W/mK (Hauer 2003).

⁶⁴ SWS nehmen eine Art Zwischenstellung zwischen festen Adsorbentien und reinen hygroskopischen Salzen ein. Die Adsorptionseigenschaften ergeben sich aus einer Überlagerung der Kristallwasserbildung im Salz und der Adsorption in den Poren des Trägermaterials.

materialien für den Einsatz in Wärmespeichern untersuchen und entwickeln. Durch Optimierung bekannter und Entwicklung neuer Materialien werden noch deutliche Fortschritte bei der Technologie der Adsorptionsspeicher erwartet (nach INT 2006a).

Bei einer kostenseitigen Betrachtung spielt die Zahl der Adsorptionszyklen eine wichtige Rolle. Bei Saisonspeichern mit nur ein bis zwei Adsorptionszyklen pro Jahr ergibt sich (mit Annahmen: Laufzeit etwa 30 Jahre, insgesamt 30 bis 60 Zyklen zum Amortisieren, zukünftig steigende Energiepreise), dass dafür nur Sorptionsmaterialien infrage kommen, die sich für weniger als etwa 1 Euro/kg in Massenproduktion herstellen lassen (Schmidt 2006). Für Speicher mit kürzeren Zyklen sind dagegen höhere Materialkosten akzeptabel. So lässt sich mit ca. 150 Zyklen pro Jahr ein Speichersystem mit einem Sorptionsmaterial, dessen Kosten 2 Euro/kg betragen, bereits heute wirtschaftlich betreiben (Schmidt 2006, nach IZT 2006).

Eine Anwendung von Adsorptionsspeichern sind Heizgeräte für Einfamilienhäuser. Beispielsweise hat die Firma Vaillant im Jahr 2006 ein sogenanntes Zeolithheizgerät auf den Markt gebracht, welches als Hybridsystem (gekoppelt mit Brennwerttechnik) ausgelegt ist (Vaillant 2005b). Untersucht wird weiterhin die Realisierung von Langzeitwärmespeichern auf Basis von mit Silikagel gefüllten Adsorptionsspeichern, die im Sommer über die Solarkollektoren geladen und im Winter die gespeicherte Wärme dem Heizungssystem zur Verfügung stellen (z. B. Brauchwasser erwärmen, hauseigene Heizung unterstützen). Im Rahmen des Projekts „HYDES“⁶⁵ (High Energy Density Sorption Heat Storage for Solar Space Heating) wurde eine Testanlage für einen saisonalen silikagelbasierten Adsorptionsspeicher errichtet (Energiedichte ca. 120 kWh/m³). Im Nachfolgeprojekt MODESTORE (Modular High Energy Density Sorption Storage) wurde ein Adsorptionsspeicher der zweiten Generation gebaut (Energiedichte ca. 150 kWh/m³ unter Laborbedingungen) (Wagner et al. 2006). Eine weitere Anwendung von Adsorptionsspeichern ist der Lastausgleich in Fernwärmenetzen. Dies wird in einem Pilotprojekt (läuft seit 1996) in München untersucht. Der Adsorptionsspeicher auf Zeolithbasis dient dabei als Puffer zwischen dem Fernwärmenetz und dem Heizsystem einer Schule (www.dpg-physik.de/gliederung/ak/ake/tagungen/vortragssammlung/02/07-Hauer.pdf).

Diskutiert wird auch die Nutzung von Adsorptionsspeichern als mobile Wärmespeicher. Dabei sollen die in einem verladbaren Container untergebrachten Adsorptionsspeicher zunächst durch Abwärme, z. B. von Blockheizkraftwerken, Industriebetrieben oder Müllverbrennungsanlagen, geladen werden. Danach wird der Container mittels eines Lkw zum jeweiligen Nutzer gebracht, wo er entladen werden kann. In Deutschland wird die Nutzung von Adsorptionsspeichern als mobile Wärmespeicher derzeit in einem Forschungsprojekt „Abwär-

menutzung durch mobile Sorptionsspeicher“ (Förderung: BMWi, Laufzeit: 2005 bis 2008) (Storch/Hauer 2006) durchgeführt. Eine mögliche Anwendung mobiler Wärmespeicher können Schwimmbäder sein, bei denen der Adsorptionsspeicher gleichzeitig die Aufgaben der Luftentfeuchtung und der Beheizung übernehmen soll.

Speicher mit reversiblen chemischen Bindungen

Thermochemische Speichersysteme auf der Basis reversibler chemischer Bindungen nutzen die Bindungsenergie eines molekularen Zustands zur Wärmespeicherung. Das Laden des Speichers erfolgt durch Wärmezufuhr. Dadurch wird eine chemische Verbindung (z. B. $\text{MgSO}_4 \times 7\text{H}_2\text{O}$) in die beiden Basisverbindungen (z. B. MgSO_4 und Wasser, potenzielle Energiedichte: 2,8 GJ/m³, Temperatur = 122 °C) zerlegt. Entladen wird der Speicher indem die beiden Basisverbindungen miteinander reagieren, wobei Wärme frei wird. Thermochemische Speicher auf der Basis reversibler chemischer Bindungen befinden sich noch weitgehend im Forschungs- und Entwicklungsstadium (INT 2006a).

Ausblick

Adsorptionsspeicher zur Wärmespeicherung sind technisch weiter entwickelt als Absorptionsspeicher. Ein Grund dafür ist vielleicht, dass Absorptions-, im Gegensatz zu Adsorptionsspeichern, nur für Klimatisierungszwecke und nicht zum Heizen – dem eigentlichen Einsatzzweck von Wärmespeichern – eingesetzt werden können. Für Adsorptionsspeicher gibt es zahlreiche Pilotprojekte sowie ausgereifte kommerzielle Produkte.

4. Elektrische/elektromagnetische Speicher

Elektrische bzw. elektromagnetische Speicher speichern elektrische Energie in elektrischen bzw. elektromagnetischen Feldern. Von Bedeutung sind elektrochemische Kondensatoren (Electrochemical Capacitors, EC) und die supraleitenden magnetischen Energiespeicher (Superconducting Magnetic Energy Storage, SMES).

4.1 Elektrochemische Kondensatoren

Grundprinzip

Elektrochemische Kondensatoren sind Hochleistungsennergiespeicher, die häufig auch als „Super- oder Ultrakondensatoren“ bezeichnet werden. In ihnen wird die Energie in einem elektrischen Feld gespeichert (hier in den Doppelschichten, Abbildung 8). Von allen Energiespeichern besitzen sie mit über 90 Prozent die höchste Energieeffizienz (Bossel 2006b).

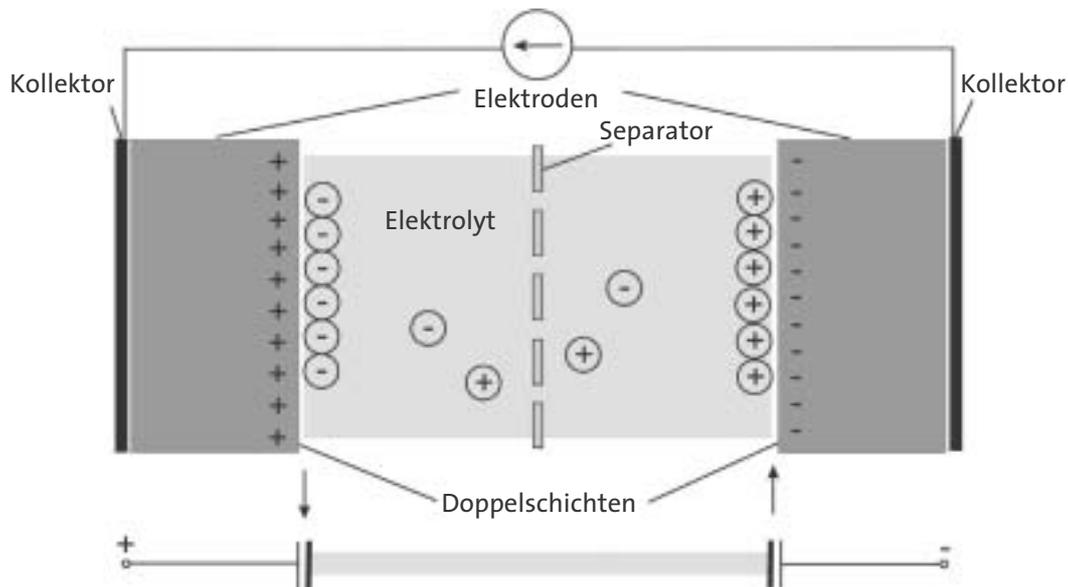
Wie bei herkömmlichen Kondensatoren⁶⁶ sind die Elektroden durch ein Dielektrikum voneinander isoliert. Zum

⁶⁵ Gefördert von der EU-Kommission und dem österreichischen Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie; Partner: Deutschland, Österreich und Finnland; Laufzeit: 1998 bis 2001.

⁶⁶ Ihr Funktionsprinzip beruht auf einem bereits von Helmholtz vor 150 Jahren beschriebenen Effekt: Beim Anlegen einer Spannung wandern die im ungeladenen Zustand gleichmäßig in einem Elektrolyten verteilten Ionen zur jeweils entgegengesetzt geladenen Elektrode, an denen sich eine Doppelschicht mit spiegelbildlicher Ladungsverteilung ausbildet. Dieses Prinzip ermöglicht die Verwendung des gleichen Werkstoffs für Anode und Kathode (INT 2006a).

Abbildung 8

Prinzipskizze eines elektrochemischen Kondensators



Quelle: INT 2006a

Laden werden die Elektroden mit den Polen einer Spannungsquelle verbunden, sodass ein elektrischer Strom fließt. Nach Trennung von der Spannungsquelle bleibt die Ladung erhalten. Beim Entladen (Stromabnahme durch einen Verbraucher) sinkt – im Gegensatz zur Batterie – auch seine Spannung. Lade- und Entladevorgänge erfolgen dabei über Adsorption/Desorption, Dotierung oder Interkalation (d. h. Einlagerung von Fremdatomen oder Verbindungen in die Zwischenräume von Schichtebenen, z. B. von Graphit).

Vorteile/Nachteile

Der entscheidende Vorteil elektrochemischer Kondensatoren besteht in ihrer hohen Leistungsdichte; nachteilig ist ihre geringe Energiedichte. Sie füllen somit die Lücke zwischen den hauptsächlich in der Elektronik eingesetzten Kondensatoren mit ihrer fast unbegrenzten Zyklenfestigkeit sowie hohen Leistungsfähigkeit und den Batterien mit ihrer hohen Energie- aber begrenzten Leistungsdichte (Abbildung 9).

Zu den Vorteilen von Doppelschichtkondensatoren gehören hohe Nutzungs-, Lade- und Entladewirkungsgrade; hohe Zyklenzahlen, Lebensdauer sowie Zuverlässigkeit; Schnellladefähigkeit und Tiefentladungsfestigkeit; das Fließen sehr hoher Ströme; niedriger Innenwiderstand; ein symmetrischer Aufbau (Umpolung hat im Prinzip keine Auswirkungen); Unempfindlichkeit gegen Überspannungen; kein Memoryeffekt; Möglichkeiten zur Zusammenschaltung zu Modulen (um bestimmte Spannungen zu erreichen); breiter Arbeitstemperaturbereich (auch unter extremen klimatischen Bedingungen einsetzbar); geringer Wartungsaufwand; Robustheit (keine beweg-

lichen Teile); geringes Gewicht; kleine Größe und Recyclingfähigkeit (bis zu 70 Prozent). Zu den Nachteilen gehören eine hohe Selbstentladung (im Vergleich zu den Batterien), eine geringe maximale Ladespannung pro Zelle (müssen entsprechend zusammengeschaltet werden), eine niedrige Energiedichte sowie eine aufwendige Anpassungsschaltung (nach INT 2006a).

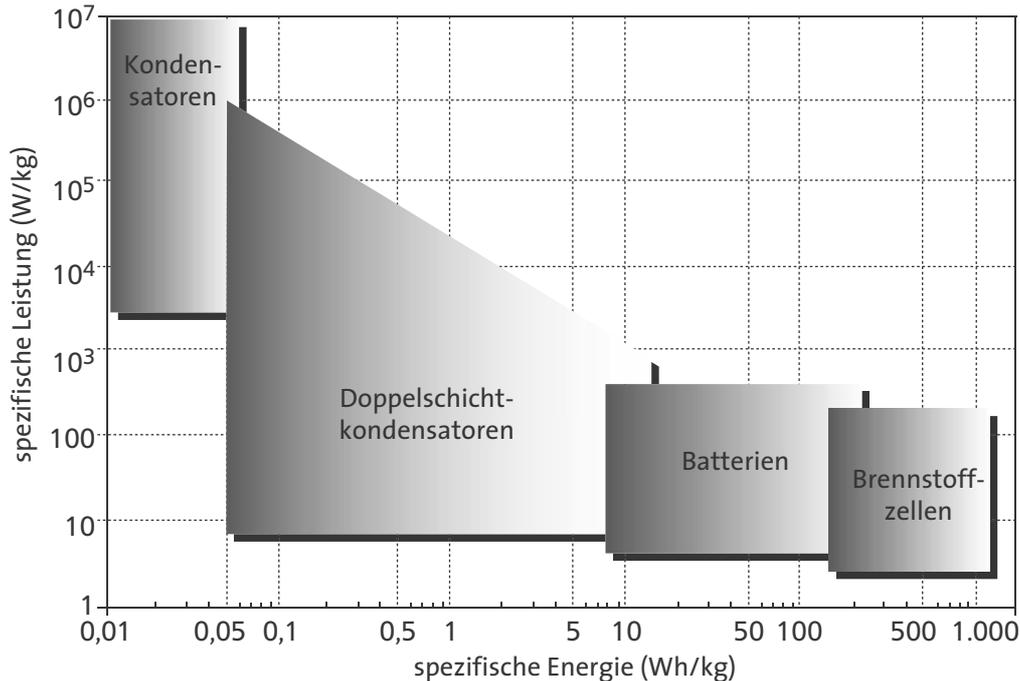
Technische Aspekte

Die elektrochemischen Kondensatoren werden unterteilt in reine Doppelschichtkondensatoren (Electric Double-Layer Capacitors [EDLC], Superkondensatoren oder Supercaps), bei denen die Energiespeicherung elektrostatisch erfolgt, und in Pseudokondensatoren (Ultrakondensatoren), bei denen zusätzlich zur elektrostatischen Speicherung elektrochemische Prozesse zur Energiespeicherung beteiligt sind. Im Unterschied zu den Vorgängen in Batterien verweilen hier allerdings die Reaktionsprodukte in der Schicht vor der Elektrode. Als Elektrodenmaterialien eignen sich für Doppelschichtkondensatoren hauptsächlich Aktivkohlen, bei Pseudokondensatoren auch Metalloxide, Keramiken oder elektrisch leitfähige Polymere.

Für EDLC werden als Elektrodenmaterialien hauptsächlich aktivierte poröse Kohlenstoffe mit großer Oberfläche eingesetzt. Sie sind ungiftig und weisen eine geringe Redoxaktivität auf. Genutzt werden aktivierte Pulver, Kohlenstofffasern (Activated Carbon Fiber [ACF] die zu Gewebe verarbeitet werden können), Aerogele oder Nanoröhren bzw. Fullerene. Dies hat den Vorteil, dass sich auch flexible Elektroden herstellen lassen (INT 2006a). Gegenwärtig eingesetzte Materialien weisen Oberflächen

Abbildung 9

Relation zwischen spezifischer Leistung und spezifischer Energie verschiedener Speichersysteme (Ragone-Plot)



Quelle: Kötz 2002, nach Bruglachner 2004

bis zu 3 000 m²/g auf (Bruglachner 2004). Die Kapazität eines elektrochemischen Kondensators erhöht sich weiter, wenn die Porengröße unter ein nm verkleinert wird (Chmiola et al. 2006). In der anwendungsnahen Forschung beschäftigen sich immer mehr Firmen mit Elektrodenmaterialien, die aus preisgünstigen, natürlichen Ausgangsstoffen, wie z. B. Kokosnussschalen, Zucker oder Algen, herstellbar sind. Ein Ziel ist etwa die „Algenkondensatoren“ in zehn Jahren auf den Markt zu bringen (INT 2006a). Forscher des MIT erzielten mit Kohlenstoffnanofasern Energiedichten von über 60 Wh/kg und Leistungsdichten von über 100 kW/kg (Kassakian et al. 2005). Die Kosten für die Kohlenstoffnanoröhren (CNT) bzw. Graphitnanofasern (Nano-Vision 2006) liegen bei 100 bis 200 US-Dollar/kg. Es gibt noch keine praktisch anwendbaren Bauelemente.

In Pseudokondensatoren werden Materialien wie Metalloxide⁶⁷, Keramiken oder leitfähige Polymere verwendet, die wesentlich höhere spezifische Kapazitäten als EDLC-Elektroden aufweisen, aber aufgrund elektrochemischer Reaktionen auch eine kürzere Lebensdauer haben. RuO₂- sowie nanoskalige MgAl₂O₄-Elektroden oder sogenannte Nanocaps finden aufgrund ihrer hohen Materialkosten fast ausschließlich in der Raumfahrt und im militärischen Bereich

⁶⁷ Bei den Metalloxiden handelt es sich um Ni-, Ru-, V-, Mo-, Co-, Mn-, Ta- oder Ir- Oxide, wobei wegen ihrer noch höheren Kapazitäten hauptsächlich hydratisierte Oxide eingesetzt werden (INT 2006a).

z. B. bei zukünftigen elektrischen Kanonen Anwendung. Elektroden aus Lithiumtitanat und eine Vielzahl kostengünstiger Metalloxide mit hoher Pseudokapazität sind bekannt, jedoch technisch weit weniger ausgereift. Pseudokondensatoren mit Elektroden aus leitfähigen Polymeren wie Polypyrrol, Polyanilin, Polychinonen oder Polythiophen befinden sich in der Grundlagenforschung. Als problematisch erweist sich ihre elektrochemische Instabilität. Keramiken, die aus Nanopulvern von Nitriden und Carbiden der Übergangsmetalle gesintert werden, werden hauptsächlich in der Raumfahrt eingesetzt (INT 2006a, S. 103).

Eine besondere Bauform stellen die Hybridkondensatoren dar, bei denen einer EC-Elektrode eine batterie- oder elkoähnliche⁶⁸ Elektrode gegenübersteht. Durch den Einsatz einer batterieähnlichen Elektrode lässt sich die Gesamtkapazität und damit die Energie- und Leistungsdichte deutlich steigern (geringerer Widerstand durch die Reduzierung der zu verschaltenden Zellen). Der Vorteil einer elkoähnlichen Elektrode liegt darin, dass sie auf ein wesentlich höheres Potenzial gelegt werden kann, ohne dass Gefahr besteht, dass sich der Elektrolyt zersetzt (INT 2006a). Einige Hybridkondensatoren werden bereits kommerziell eingesetzt.

⁶⁸ Elkos (Elektrolytkondensatoren) sind mit den elektrochemischen Kondensatoren verwandt. Sie besitzen eine als Dielektrikum dienende Oxidschicht direkt auf der Kondensatorelektrode und erreichen nur geringe Energiedichten (ca. 10 bis 2 Wh/kg) (INT 2006a).

Ein anderer Ansatz besteht in der Kombination von Batterie- und EC-Elektrodeneigenschaften in einer Elektrode durch die Mischung entsprechender Materialien. So lassen sich Kondensatoren mit hohen Dielektrizitätskonstanten (bis 10^4 bzw. 10^6) und mit hohen Energiedichten (ca. 500 bis 5 000 Wh/kg) z. B. durch den Einsatz nanostrukturierter Schichten aus keramischen Materialien erreichen (Heckner 2005). Nachteilig ist deren begrenzte Lebensdauer (aufgrund von Durchbrucheffekten) und eine hohe Selbstentladungsrate (durch Metalleinlagerungen bedingt).

Auch Quantensuperkondensatoren, deren Dielektrikum aus dotierten Barium-Titanatnanoclustern besteht, lassen hohe Energie- und Leistungsdichten erreichen. Die Energiespeicherung erfolgt durch Beladen der Cluster mit Elektronen – statt in der Doppelschicht zwischen den Ionen des Elektrolyten und Elektrode –, sodass sich Lade- und Entladezeiten wesentlich verkürzen. Die geladenen Nanocluster weisen diskrete Energieniveaus auf, was trotz des geringen Elektrodenabstands für eine hohe Durchschlagsfestigkeit sorgt. Die Dielektrizitätskonstante erreicht Werte bis zu 10^6 , was Energiedichten von 400 bis 5 000 Wh/kg (Heckner 2005) erlaubt.

Ausblick

Ein klassisches Anwendungsgebiet großer elektrochemischer Kondensatoren ist die Automobilbranche – im Bereich der Antriebssysteme wie auch in der kurzfristigen und lokalen Energiebereitstellung für Bord- und Betriebssysteme. Wenn z. B. Batterien oder/und elektrochemische Kondensatoren die benötigte Energie für den Spitzenstrombedarf (Beschleunigung, Bergfahrten) zur Verfügung stellen, kann der Verbrennungsmotor in Hybridfahrzeugen auf normalen Fahrbetrieb ausgelegt werden. Die Bremsenergie kann zusätzlich mithilfe von Generatoren gewonnen und auch zwischengespeichert werden (Frost & Sullivan 2006; Schneuwly/Auer 2006). Bei Bordnetzen ergänzen sie Batterien, fangen Leistungsspitzen ab und dienen bei sicherheitsrelevanten Anwendungen als Backup- und Notschaltsysteme.

Durch die Kombination von Brennstoffzellen, Batterien, dieselektrischen Antrieben, Verbrennungsmotoren und elektrochemischen Kondensatoren kann jedes dieser Module in seinem optimalen Betriebspunkt betrieben werden.⁶⁹ Dadurch lassen sich Lebensdauer dieser Energiespeicher und die Reichweiten erhöhen.

Inzwischen existieren auch erste Elektrofahrzeuge, bei denen die elektrische Energie ausschließlich in elektrochemischen Kondensatoren gespeichert wird. Vorteile sind die hohe Leistungsdichte und die schnelle Ladezeit von wenigen Minuten. Nachteilig ist die geringe Energiedichte und die dadurch begrenzte Reichweite. Diese Nachteile spielen bei der in der Schweiz als Pilotprojekt betriebenen Busflotte „Tohyco-Rider“ keine große Rolle,

⁶⁹ Ein Beispiel für die Kombination elektrochemischer Kondensatoren mit Brennstoffzellen in einem Fahrzeug stellt das von VW und dem Paul Scherrer Institut (Schweiz) entwickelte HY-LIGHT Konzept dar (PSI 2004).

da die Busse an jeder Haltestelle berührungslos induktiv aufgeladen werden können. Eine andere bereits realisierte Anwendung sind Gabelstapler (INT 2006a, S. 105). Um das Reichweitenproblem zu lösen werden u. a. spezielle elektrochemische Kondensatoren entwickelt (bestehend aus mit Al_2O_3 beschichtetem BaTiO_3 in einer Polyethylenterephthalatmatrix [PET-Matrix]), die ca. 52 kWh speichern können und Ladezeiten im Minutenbereich erlauben (Bullis 2006; EESstor, Inc. 2006). Eingebaut in erste kommerzielle Fahrzeuge sollen bis zu 80 km Reichweiten möglich sein.

Der Einsatz von elektrochemischen Kondensatoren ist auch in elektrisch betriebenen Eisenbahnen, Straßen- und U-Bahnen möglich, wobei die Energieeinsparung durch regeneratives Bremsen besondere Relevanz hat. Ein Beispiel ist das MITRAC Energy Saver-System (Bombardier Transportation), das u. a. für Straßenbahnen im Probebetrieb eingesetzt wird: Kurzzeitig können hier 600 kW bereitgestellt, unter Beschleunigung bis zu 1 km fahrdrahtlos gefahren und ca. 30 Prozent an Antriebsenergie eingespart werden (INT 2006a). Elektrochemische Kondensatoren werden auch als Impulsgeber für den Motorstart in russischen Diesellokomotiven eingesetzt, da sie unter den dort herrschenden extremen klimatischen Bedingungen den Batterien deutlich überlegen sind.

Bei stark variierenden Lasten (z. B. fluktuierende Energieträger) können elektrochemische Kondensatoren beim Ausgleich von Leistungsschwankungen unterstützend wirken. Sie eignen sich ebenfalls zur Kurzzeitspeicherung bei der photovoltaischen Einspeisung ins Niederspannungsnetz. Ein weiteres Einsatzfeld ist die Flügelsteuerung (Drehzahlregelung, Notabschaltung) von Windrädern. So ist es z. B. bei Sturm möglich, die Rotorblätter aus dem Wind zu drehen, selbst wenn die Verbindung zum elektrischen Netz unterbrochen ist (wird derzeit mit geschlossenen Bleibatterien realisiert). Elektrochemische Kondensatoren können auch in Verbindung mit weiteren kleinen dezentralen Energiequellen – im Insel- oder Netzparallelbetrieb – eingesetzt werden (INT 2006a).

In der unterbrechungsfreien Stromversorgung zur Überbrückung kurzfristiger Ausfälle, vor allem für Industrie und Telekommunikation, finden elektrochemische Kondensatoren allein oder in Kombination mit anderen Energiespeichern Einsatz. Andere Arbeitsgebiete sind autonome Systeme (automatische Messgeräte, Verkehrsleitsysteme, Parkscheinautomaten, Solaruhren). Eine verbesserte Energiespeicherung durch elektrochemische Kondensatoren, insbesondere im Bereich der Telekommunikationssatelliten und in Pulsed-Power-Anwendungen, ist ein wichtiger Aspekt für die Raumfahrtindustrie und militärische Anwendungen (INT 2006a). In der Konsumelektronik finden die elektrochemischen Kondensatoren mit geringeren Kapazitäten ihren größten Markt und dienen hauptsächlich der Erhöhung der Leistungsdichte bei gleichzeitiger Schonung der Batterie (z. B. Blitz von Kameras). Der Markt für die elektrochemischen Kondensatoren könnte sich bis ca. 2010 nach Meinung verschiedener Marktforschungsinstitute mindestens verdreifacht haben und 1 Mrd. US-Dollar erreichen. Dafür müssen allerdings die Kosten deutlich reduziert werden (INT 2006a).

4.2 Supraleitende magnetische Energiespeicher

Grundprinzip

Supraleitende magnetische Energiespeicher (Superconducting Magnetic Energy Storage, SMES) speichern die elektrische Energie im elektromagnetischen Feld einer supraleitenden Spule. Der Effekt der Supraleitung beruht darauf, dass verschiedene Materialien bei Unterschreiten einer bestimmten kritischen Temperatur – der sogenannten Sprungtemperatur – ihren elektrischen Widerstand verlieren. Sie leiten damit unterhalb dieser Temperatur den elektrischen Strom verlustlos. Oberhalb dieser Temperatur führt ein Stromfluss normalerweise zur Erwärmung des Leiters und damit zu Energieverlusten. In einem supraleitenden Schaltkreis dagegen kann Strom daher lange (theoretisch unbegrenzt) ohne äußere Energiezufuhr existieren.

Supraleitende magnetische Energiespeicher bestehen im Wesentlichen aus einer supraleitenden Spule, einem kryogenen System zur Kühlung der Spule und einem Wechselrichter. Beim Laden wird der eingehende Wechselstrom (elektrische Energie) zunächst vom Wechselrichter in Gleichstrom umgewandelt, welcher dann durch die supraleitende Spule fließt und ein Magnetfeld aufbaut (welches die zu speichernde Energie enthält). Nach abgeschlossenem Ladevorgang (Stromunterbrechung) kann der das Magnetfeld erzeugende Strom prinzipiell verlustlos im auf diese Weise hergestelltem Stromkreis fließen. Beim Entladen wird der Gleichstrom wieder in Wechselstrom umgewandelt und in das angeschlossene Stromnetz eingekoppelt. Eine Teilentladung ist möglich.

Vorteile/Nachteile

Der wesentliche Vorteil von supraleitenden magnetischen Energiespeichern besteht in ihrem nahezu verlustfreien Speicherprinzip. Sie können Wirkungsgrade von 90 bis 95 Prozent erreichen (BINE 2005). Von Vorteil sind weiterhin die extrem kurzen Zugriffszeiten, die im Millisekundenbereich liegen (Hasche et al. 2006b). Dabei zeichnen sich SMES durch eine hohe Tiefentladung aus, d. h. der gespeicherte Energieinhalt kann nahezu vollständig entnommen werden. Die gespeicherte Energie kann – je nach Energieinhalt und konkreter Systemauslegung – innerhalb von 1 bis 20 Sekunden abgegeben werden (BINE 2005). Daher sind SMES prädestiniert für Anwendungen, bei denen hohe Leistungen in einem relativ kurzen Zeitraum benötigt werden. Bei einer Nutzung als Kurzzeitspeicher lassen sich Leistungsdichten im Bereich von 1 bis 10 kW/kg erzielen (Lund/Paatero 2006).

Die SMES-Technologie benötigt keine beweglichen Teile, da SMES – neben elektrochemischen Kondensatoren – die einzigen Energiespeicher sind, in denen elektrische Energie direkt, d. h. ohne weitere Umwandlung, in elektromagnetischer Feldenergie gespeichert wird. Dadurch sind Abnutzungsverluste gering und die Zuverlässigkeit dieser Systeme ist hoch. Zudem sind Zyklenzahlen im Bereich von über 1 000 000 für SMES üblich (BINE 2005). Die Lebensdauer von SMES-Systemen wird im Allgemeinen mit rund 30 Jahren veranschlagt (Hasche et al. 2006b).

Eine wesentliche Besonderheit zur Gewährleistung der supraleitenden Eigenschaft der Spule besteht darin, dass der gesamte Stromkreis (Spule, Schalter, Leitungen) ständig auf einer Temperatur unterhalb der sog. Sprungtemperatur des verwendeten Spulen-, Leiter- und Schaltermaterials gehalten werden muss. Diese Temperatur ist materialspezifisch und liegt bei Tieftemperatursupraleitern unterhalb von 20 °K (z. B. Niob-Titan [NbTi] bei 9 °K, Niob-Zinn [Nb₃Sn] bei 18 °K) (Plumhoff 2004). Daher ist in die gesamte Energiebilanz dieser Speicher auch die für die Kühlung des Supraleiters benötigte Energie einzubeziehen, die im Stand-by-Betrieb die höchsten Verluste verursacht. Um die supraleitende Eigenschaft dieser Materialien zu gewährleisten, werden diese mit flüssigem Helium gekühlt. Diese Art der Kühlung ist zwar technisch ausgereift, jedoch aufwendig und relativ teuer.

Abhilfe können hier die sogenannten Hochtemperatursupraleiter (mit höheren Sprungtemperaturen) schaffen, wobei insbesondere in keramikartige Verbindungen hohe Erwartungen gesetzt werden.⁷⁰ Supraleiter mit Sprungtemperaturen oberhalb von 77 °K besitzen den Vorteil, dass sie mit flüssigem Stickstoff gekühlt werden können. Der Einsatz von flüssigem Stickstoff ist um den Faktor 10 bis 20 preiswerter als flüssiges Helium (weniger Aufwand bei der Isolierung, geringere Kühlleistung) (Plumhoff 2005). Allerdings ist die Herstellung von Hochtemperatursupraleitern wesentlich aufwendiger und kostenintensiver als die von Tieftemperatursupraleitern.

Aufgrund der hohen benötigten Kühlleistung weisen SMES eine im Vergleich zu anderen Speichertechnologien hohe Selbstentladungsrate von etwa 10 bis 12 Prozent/Tag auf: Die oben angegebenen Wirkungsgrade lassen sich nur bei einer Nutzung als Kurzzeitspeicher erzielen (Linne 2004).

Technische Aspekte

Aus Sicht des Fertigungsprozesses werden sowohl Tief- als auch Hochtemperatursupraleiter als sog. Multifilamentleiter realisiert. Dabei werden einzelne Drähte aus supraleitendem Material in eine Matrix aus normalleitendem Material eingebracht. Diese Konstruktion bietet Schutz für den Fall, dass supraleitendes Material (z. B. durch Unregelmäßigkeiten im Kühlsystem) plötzlich in den normalleitenden Zustand übergeht, was mit erheblicher Wärmeentwicklung verbunden sein kann (extreme mechanische Belastungen der Materialien). Bei Tieftemperatursupraleitern wird als Matrixmaterial das mechanisch und thermisch stabile Kupfer verwendet. Dagegen wird bei Hochtemperatursupraleitern aus reaktionskinetischen Gründen das mechanisch und thermisch schlechtere und wesentlich teurere Silber benötigt (INT 2006a).

Ein Ansatz für Hochtemperatursupraleiter der zweiten Generation besteht im sandwichartigen Aufbau des Leiters. Dabei befindet sich die supraleitende Schicht zwi-

⁷⁰ Für Anwendungen in der Energietechnik kommen derzeit nur Wis-muth-Strontium-Calcium-Kupferoxide (BSCCO) sowie Yttrium-Barium-Kupferoxide (YBCO) infrage: Diese weisen Sprungtemperaturen von ca. 92 °K bzw. 110 °K auf (Plumhoff 2005).

schen mehreren Schichten unterschiedlicher anderer Materialien (INT 2006a). Die Herstellungskosten dieses Leitersaufbaus, bei dem nahezu ausschließlich Yttrium-Barium-Kupferoxide (YBCO) als Supraleiter verwendet werden sollen, sollen dabei um den Faktor 2 bis 3 günstiger sein als die aktuellen Herstellungskosten bei den bisher verwendeten Multifilamentleitern (American Superconductor 2007).

Ein entscheidender Faktor bei der Steigerung der Energiemenge sowie der Energiedichte ist die Entwicklung von Materialien bzw. Leiterkonstruktionen, die höhere magnetische Flussdichten und Stromstärken als die bisher verwendeten Materialien vertragen können, ohne ihre Fähigkeit der Supraleitung zu verlieren. Weiterhin sollten diese Materialien eine hohe Sprungtemperatur aufweisen sowie relativ geringe Herstellungskosten besitzen.

Ausblick

Nach derzeitigem technischem Stand ist zu erwarten, dass bei der Realisierung von SMES kurz- und auch mittelfristig im Wesentlichen Tieftemperatursupraleiter mit Heliumkühlung zum Einsatz kommen werden. Inwiefern sich Hochtemperatursupraleiter mit Stickstoffkühlung auf breiter Basis durchsetzen werden, hängt entscheidend von der kostenseitigen Entwicklung (neue Fertigungsverfahren, Leitermaterialien und -konstruktionen) ab.

Der vor einiger Zeit diskutierte Einsatz von SMES in Großanlagen (Speicherkapazitäten von 1 000 bis 5 000 MWh; entspricht 3 600 bis 18 000 GJ) zum Tages-/Nachlastausgleich sind nach heutigen Kostenanalysen nicht wirtschaftlich realisierbar: Allein schon aufgrund des benötigten großen Spulendurchmessers, der zwischen 100 m bis etwa 1 km liegen würde (Hiebl 2004; <http://ieeexplore.ieee.org/iel5/9451/30010/01373298.pdf?arnumber=1373298>; nach INT 2006a). Mittelspeicher mit Speicherkapazitäten im Bereich um 10 MJ mit einem Leistungsvermögen von 10 bis 100 MW während einer Sekunde werden als Wirkleistungssekundenreserve für große Regelkraftwerke als weitere Anwendung von SMES-Speichersystemen diskutiert und erwogen, sind jedoch bisher noch nicht realisiert worden (www.wwindea.org/technology/ch05/de/5_3_3.html, nach INT 2006a).

Derzeit konzentriert man sich daher vor allem auf kleinere SMES-Systeme mit geringeren Speicherkapazitäten, sogenannte Mikro-SMES. SMES-Systeme mit Speicherkapazitäten bis 10 MJ bilden inzwischen ein etabliertes Marktsegment (Bodach 2006; www.netl.doe.gov/seca/tutorial/TutorialII_files/TutorialIII.pdf; Juengst 2004; Roscoe 2004, nach INT 2006a). Als wesentliche Anwendungsgebiete dieser Systeme werden die Stabilisierung von elektrischen Versorgungsnetzen (Power-Quality-Management) durch Reduktion bzw. Beseitigung von Netzschwankungen im Sekundenbereich (Sekundenreserve) sowie die Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV) gesehen. Diskutiert wird auch die Glättung von Leistungskurven von Photovoltaik- und Windkraftanlagen.

Eine weitere Einsatzmöglichkeit sind mobile SMES-Systeme zur Netzstabilisierung als Sekundenreserve. Dabei werden mehrere mobile, z. B. auf Lastwagen unterge-

brachte, SMES-Systeme an strategisch wichtigen Netzknoten verteilt, um dort kurzfristige Netzschwankungen kompensieren zu können und somit die Netzstabilität aufrechtzuerhalten. Die einzelnen Einheiten können dabei unabhängig voneinander oder im Verbund operieren. Ändern sich die Lastverhältnisse, können die verschiedenen SMES-Einheiten ihre Standorte wechseln. Auf diese Weise kann ein derartiges SMES-Kompensationsnetz situationsabhängig auf sich ändernde Netzverhältnisse reagieren. Im US-Bundesstaat Wisconsin sind unter dem Namen D-SMES (Distributed SMES) mehrere solcher mobiler SMES-Einheiten zur Netzstabilisierung an zentralen Netzknoten disloziert (Boyes/Clark 2000, nach INT 2006a).

IV. Einsatzfelder von Energiespeichern im Anwendungskontext

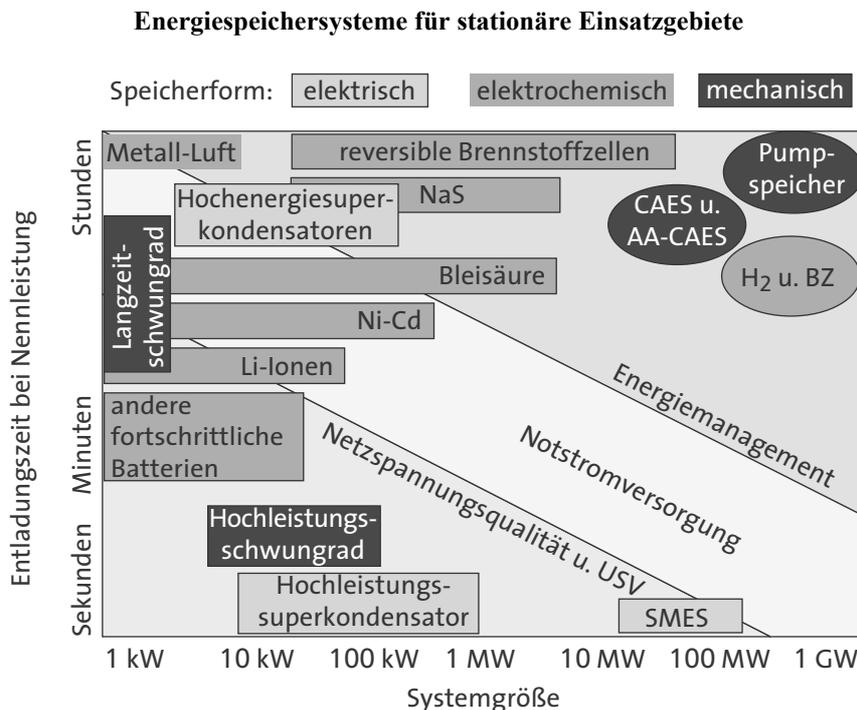
Die Integration von Speichersystemen kann unterschiedliche Zielsetzungen verfolgen. Zu benennen sind etwa die Folgenden (nach Tamme et al. 2005, S. 126):

- Bei zyklischen Prozessabläufen kann Energie, die sonst am Ende eines Zyklus verloren gehen würde, gespeichert werden, um im nachfolgenden Zyklus genutzt zu werden.
- Bei Systemen mit zeitlicher Verschiebung zwischen dem Angebot und Bedarf an thermischer Energie können Speicher die zeitliche Differenz zwischen Erzeuger und Verbraucher ausgleichen.
- Bei Prozessen mit ausgeprägten zeitlichen Lastspitzen können Systemkomponenten für ein mittleres Leistungsniveau dimensioniert werden. Der Speicher wird dabei in Phasen mit hohem Leistungsbedarf entladen, während bei Unterschreitung der durchschnittlichen Leistung Energie zwischengespeichert wird. Diese Optimierung der Systemkomponenten vermeidet Teillastverluste, kann die Systembelastung durch thermische Wechsellast reduzieren und möglicherweise dazu beitragen, die Lebensdauer der Komponenten zu erhöhen.
- Bei Systemen, deren zeitliche Auslastung nur bedingt vorhersehbaren kurzfristigen Schwankungen unterliegt, bieten sich Speicher zur Reduzierung von Anfahrzeiten an und um die Komponenten auf Betriebstemperatur zu halten. Dies leistet einen Beitrag zur Verbesserung von Dynamik und Effizienz des Systems.

1. Überblick

Elektrische Speichersysteme kommen heute in den unterschiedlichsten Anwendungen zum Einsatz. Diese reichen von der Gewährleistung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung (USV), dem Ausgleich kurzzeitiger Lastschwankungen oder Aufgaben in der Netzspannungsqualität in stationären Anwendungen, über die Unterstützung des Antriebsstrangs in Hybridelektrofahrzeugen bis hin zum Betrieb portabler Geräte. Je nach Anforderung des konkreten Einsatzes kommen unterschiedliche Systeme infrage. Einen groben Überblick für den stationären Einsatz gibt Abbildung 10. Die einzelnen Speichertechnologien sind in Kapitel III beschrieben.

Abbildung 10



Quelle: http://electricitystorage.org/tech/technologies_comparisons_ratings.htm, nach FfE 2007

Ein typischer stationärer Anwendungsbereich ist die unterbrechungsfreie Stromversorgung (USV, z. B. für EDV-Systeme, Notbeleuchtungen und andere Notfunktionen, wofür insbesondere Batteriespeichersysteme und Schwungradspeicher geeignet sind. Hier werden vergleichsweise geringe elektrische Leistungen etwa im Minuten-, in seltenen Fällen im Stundenbereich, sowie eine niedrige Zyklenstabilität benötigt. Erwartet wird zudem eine hohe kalendarische Lebensdauer. Ein Einsatz zur USV setzt neben einer schnellen Zugriffszeit eine geringe Selbstentladerate voraus, sodass hierfür Akkumulatoren gut geeignet sind. In diesem Anwendungsgebiet werden vornehmlich Blei-Säure-Batterien verwendet, die weitverbreitet und kostengünstig verfügbar sind. Akkumulatoren können in punkto Lebensdauer für bestimmte Betriebsführungen optimiert sein: So sind z. B. sogenannte Stand-by-Akkumulatoren für Alarmanlagen oder Notstromanlagen im Handel, die hauptsächlich dafür ausgelegt sind, im Vollladezustand möglichst lange Zeit zu überdauern (INT 2006a). Elektrochemische Kondensatoren, Schwungräder und supraleitende magnetische Energiespeicher können hier ebenso eingesetzt werden. Im Vergleich zu Batterien besitzen diese Technologien jedoch höhere Selbstentladeraten. Auf der Grundlage des TACAS-Ansatzes (Thermal And Compressed-Air Storage) existieren mittlerweile erste kommerziell verfügbare USV-Geräte basierend auf einem Druckluftspeicher. Die sich noch in der Entwicklung befindliche isotherme Druckluftspeicherung soll zukünftig ebenfalls zur USV eingesetzt werden können (INT 2006a). Der Einsatz von innovativen Batteriesystemen, wie z. B. Lithium-

Ionen, rechtfertigt sich hier aufgrund des hohen Aufwandes für die notwendige Peripherie, wie z. B. Einzelzellüberwachung und Batteriemangement, bisher noch nicht (FfE 2007).

Ein weiterer Anwendungsbereich ist das betriebliche Lastmanagement. Durch den Einsatz z. B. von Batteriespeichersystemen können extreme Leistungsspitzen, die durch Anfahrvorgänge großer elektrischer Verbraucher hervorgerufen werden, vermieden und Kosten gesenkt werden. Neben einer hohen kalendarischen Lebensdauer der Batteriesysteme werden in Abhängigkeit der Betriebsweise vergleichsweise viele Zyklen mit kurzen Be- und Entladevorgängen gefordert. Geeignete Systeme sind konventionelle Blei-Säure-Batterien und ggf. alkalische Systeme (FeE 2007).

Zur Prozesswärmeerzeugung (Hoch- und Niedertemperaturbereich) eignen sich thermische oder auch thermochemische Speicher. Ein wesentliches Einsatzfeld ist auch der Bereich der Gebäudeenergieversorgung. Hier geht es um thermische Energie (Wärme/Kälte) zur Klimatisierung. Beim Heizen und Kühlen von Gebäuden sind thermische Untergrund-, Latentwärme-, thermochemische Speicher, Langzeit- und Großspeicher geeignet.

Ein zentraler Anwendungsbereich, der immer mehr an Bedeutung gewinnt, ist der Ausgleich von Regelenergie im gesamten Stromnetz. Für den Tageslastausgleich kommen – u. a. aufgrund ihres möglichen hohen Energieinhalts – Druckluftspeicher- und Pumpspeicherkraftwerke in Betracht bzw. sind bereits im Einsatz. Geeignet sind

hierfür auch Akkumulatoren, wie etwa Redox-Flow-Batterien, bei denen die Größe des Energiespeichers unabhängig vom Wandler dimensioniert werden kann. Für den sog. Load-Levelling-Betrieb (beladen der Batterie z. B. nachts mit günstigem Strom und Abgabe zu Spitzenlastzeiten ins Netz) sind auch Hochtemperaturbatterien einsetzbar (z. B. Anlage der Tokyo Electric Power Company in Japan). Zukünftig könnten beim Tageslastausgleich auch die derzeit untersuchten adiabatischen Druckluftspeicher zum Einsatz kommen; ebenso wäre dies bei den TACAS-Systemen möglich, falls es gelingt, deren Leistungsbereich entsprechend zu erweitern (INT 2006a). Systeme zum Ausgleich der Wochen- und Jahreslast benötigen einen größeren Speicherinhalt als solche zum Tageslastausgleich. Zusätzlich ist eine geringe Selbstentladungsrate erforderlich, um die Energie auch über einen längeren Zeitraum ohne wesentliche Verluste speichern zu können. Geeignet sind hierfür Pumpspeicherkraftwerke mit einer entsprechenden Größe des Oberbeckens und Druckluftspeicherkraftwerke mit einem hinreichend großen Druckluftspeichervolumen. Die derzeit bei den adiabatischen Druckluftspeichern betrachteten Speichergößen sind für diese Nutzung weniger geeignet (FfE 2007).

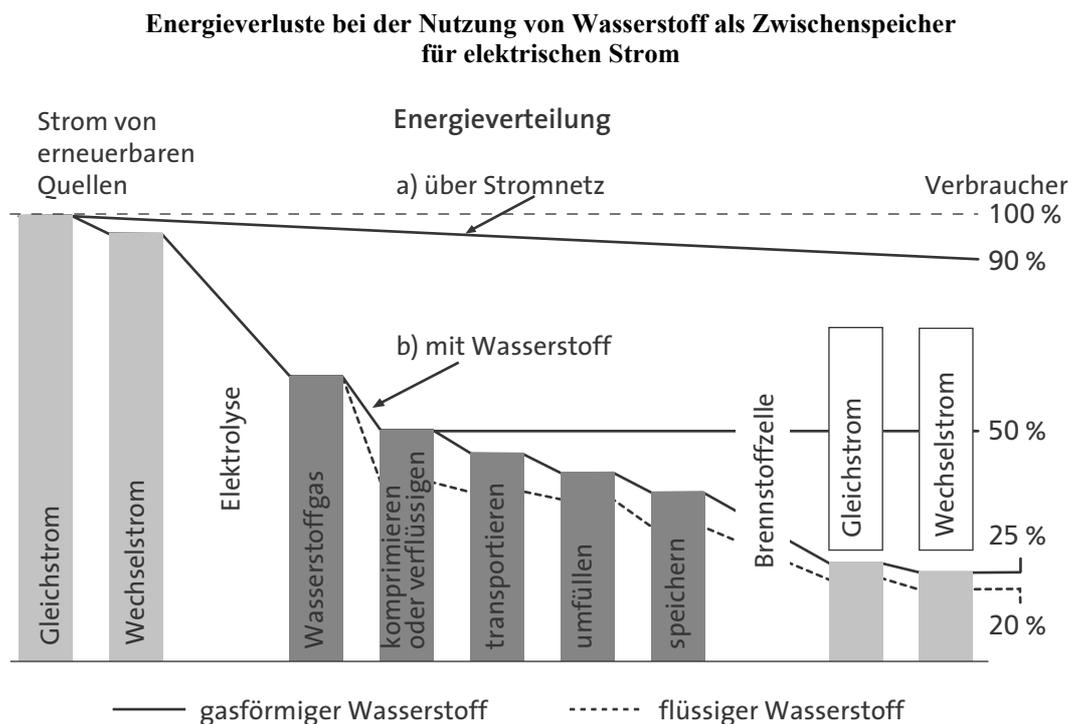
Prinzipiell können zur Zwischenspeicherung – auch im stationären Bereich – Wasserstoffspeicher eingesetzt werden. Der Wasserstoff könnte durch Elektrolyse gewonnen und beispielsweise mithilfe von Brennstoffzellen wieder

in Strom umgewandelt werden. Allerdings erscheint ein Einsatz dieser Art unter anderem aufgrund des niedrigen Wirkungsgrades von Wasserstoffspeichern und des hohen technischen Aufwands derzeit eher uninteressant: Die Energieverluste bei der elektrolytischen Wandlung von Strom in Wasserstoff und dessen Rückwandlung in (z. B. dezentralen) Brennstoffzellen in Strom sind gegenüber der direkten Weiterleitung von Strom über kürzere Entfernungen deutlich höher (Abbildung 11).

Im Vergleich zur direkten Verteilung über das Netz kann weit weniger als 50 Prozent des ursprünglich erzeugten Stroms vom Verbraucher genutzt werden; je nach Art der Zwischenspeicherung des Wasserstoffs (in komprimierter oder flüssiger Form mit oder ohne Transport) kann der Wert sogar nur ca. 25 Prozent betragen. Der Wirkungsgrad der Energieverteilung via Wasserstoffzwischenspeicherung liegt damit deutlich unter den Wirkungsgraden konkurrierender Batterietypen (Abbildung 12).

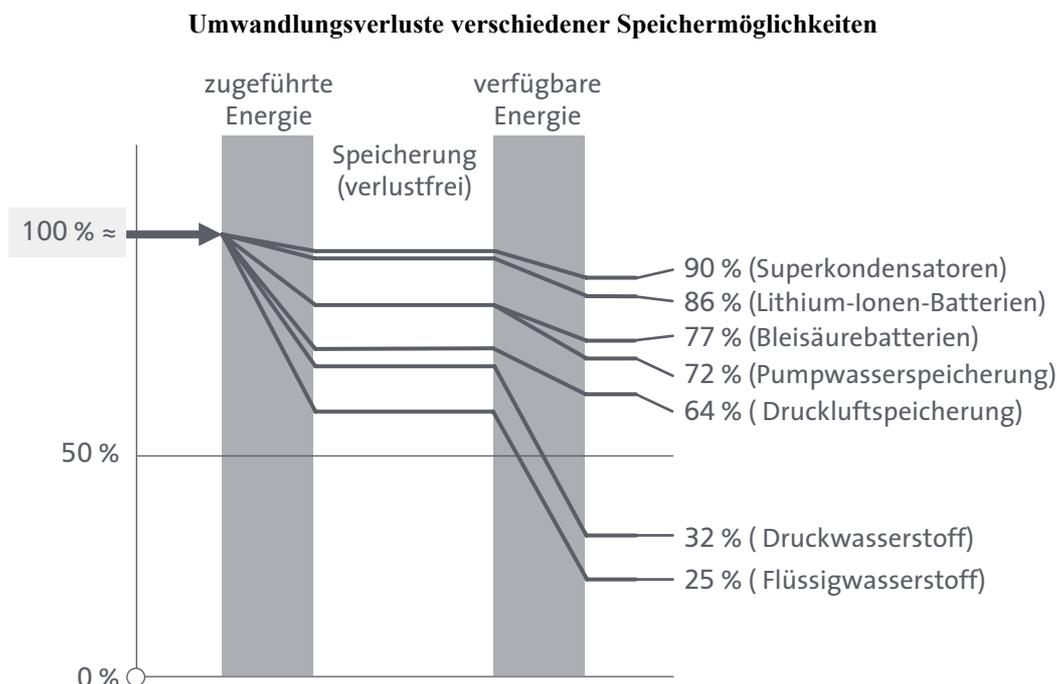
Die Wasserstoffspeicherung stellt eine eigene Thematik dar: Sie ist seit Langem ein „Flaggschiff der Speicherforschung“, wobei bisher erreichte Gesamtwirkungsgrade nicht an diejenigen anderer Speichermöglichkeiten heranreichen. Auch kostenseitig besteht noch Verbesserungsbedarf. Ein Einsatz von heute technisch möglichen Varianten zur Wasserstoffspeicherung (Kap. III.1.5 u. III.3.3) könnte Sinn machen, wenn Wasserstoff (netzfern) „quasi im Überschuss“ verfügbar wäre.

Abbildung 11



Quelle: Bossel 2006a

Abbildung 12



Quelle: Bossel 2006b

In diesem Fall würden sich evtl. auch ineffizientere Wandler möglicherweise sinnvoll einsetzen lassen. Da dies momentan jedoch nicht der Fall ist, ist eine Speicherung von elektrischer Energie in Form von Wasserstoff für den stationären Bereich in größeren Dimensionen weniger effizient. Die Hauptmotivation, sich weiter mit der Wasserstoffspeicherung zu befassen, kommt aus dem Traktionsbereich. Für diesen als auch für viele kleinere Anwendungen, die nicht per Netz versorgt werden können, ist die Wasserstoffspeicherung nach wie vor attraktiv.

Im mobilen Einsatzbereich sind daneben auch Batteriesysteme interessant. Auf diesen Bereich – der im Rahmen dieses Berichts nicht im Vordergrund steht, aber einen wichtigen Innovationsmotor darstellt – wird separat eingegangen. Im Folgenden sollen einige Anwendungsbeispiele fokussiert dargestellt werden, um den mit einem verstärkten Speichereinsatz relevanten Kontext darzustellen und daraus weiterführende Fragestellungen abzuleiten.

2. Netzunterstützung bei hohen Anteilen an erneuerbaren Energien

Vonseiten der Bundesregierung wird ein signifikanter Ausbau des Anteils an erneuerbaren Energien am Stromverbrauch angestrebt (mind. 12,5 Prozent bis 2010 und mind. 20 Prozent in 2020, Kap. II). Zum Erreichen dieser Ziele wird die Nutzung der Windenergie heute und zukünftig einen erheblichen Beitrag leisten. Im Sinne des geplanten Ausbaus der Offshoreanlagen könnten bis 2010 in Nord- und Ostsee Windenergieanlagen mit einer installierten Leistung von 2 bis 3 GW und bis 2025/2030 von 20 bis 25 GW errichtet werden (DENA 2005). Daraus re-

sultiert eine Konzentration von verfügbarer Windenergieleistung (die in das Netz eingespeist werden muss) in Norddeutschland, also einer Region mit eher geringer Stromnachfrage. Insgesamt wurde für 2015 von einem angenommenen Ausbau der Windkraft von 35,9 GW im Jahre 2015 ausgegangen. Zusammen mit den zeitlichen Schwankungen ergeben sich daraus neue Anforderungen an den gesamten Kraftwerkspark inkl. den zugehörigen Versorgungsnetzen in Deutschland. Dies wurde in der sog. „DENA-Netzstudie I“ (DENA 2005) primär untersucht.

Im Ergebnis der „Netzstudie I“ stehen einerseits prognostizierte CO₂-Einsparungen durch den hohen Windkraftanteil und ein Verzicht auf einen Teil der konventionellen Kraftwerksleistung, ohne die Versorgungszuverlässigkeit zu beeinträchtigen. Auf der anderen Seite wird mit Kostenerhöhungen aufseiten der konventionellen Kraftwerke gerechnet, da diese aufgrund einer verminderten Einsetzplanbarkeit im Teillastbetrieb gefahren werden müssen (Stadler 2006). Zudem muss aufgrund von kurzfristigen Prognosefehlern der Windeinspeisung eine höhere Regel-/Reserveleistung⁷¹ vorgehalten werden. Ein wesentliches Ergebnis dieser Untersuchung ist, dass der Ausbau der Windenergie spätestens 2015 aufgrund knapper Regel- und Reserveleistungen – der Bedarf steigt hier an – sowie Engpässen bei den Übertragungsleitungen zu Problemen führen kann (Lange 2007). Eine weitere Integration erneuerbarer Energien in das Verbundnetz würde auch Ausbaumaßnahmen im Höchstspannungsnetz erfordern (Er-

⁷¹ Regelenergie wird benötigt, um unvorhersehbare Lastschwankungen und Kraftwerksausfälle auszugleichen. Dazu werden gut regelbare Kraftwerke vorgehalten (z. B. gedrosselte Dampf-, Pumpspeicherwasser- sowie Gasturbinenkraftwerke).

weiterung um 850 km, Verstärkung bei 400 km) (DENA 2005).

Bei Starkwind kann es in Deutschland zu einem Überschuss an elektrischer Energie kommen. In diesen Fällen müsste Strom z. B. in größerem Umfang ins Ausland geliefert werden. Eine Übertragung der überschüssigen Energie über die nationalen Grenzen hinaus wird etwa durch die Kapazität der Übertragungsleitungen (z. B. im Küstenbereich) und evtl. fehlendem Bedarf bei den Abnehmern begrenzt. Für den Fall der Schwachlast ist eine entsprechende Menge an Regelenergie bereitzuhalten. In der „Netzstudie I“ wurden in die Szenarien explizit keine neueren, weiterentwickelten Speicherkonzepte in die Betrachtung mit einbezogen (aus Kostengründen ausgeschlossen). Der explizite Einsatz von Speichertechnologien soll jedoch – zusammen mit anderen Optionen wie etwa dem Last- und Einspeisemanagement für Windstrom – in der „Netzstudie II“ untersucht werden, deren Ergebnisse 2008 erwartet werden.

Technisch bedeuten größere Mengen etwa an Offshorewindenergie, dass konventionelle Kraftwerke in ihrer Leistung gedrosselt werden müssen (sogenannte „Schattenkraftwerke“). Dazu werden zumeist minutenschnell anfahrbare Gaskraftwerke genutzt, wobei auch Mittel- oder Grundlastkraftwerke diese Aufgabe übernehmen können. Diese sind jedoch nicht dafür ausgelegt, was Konsequenzen in einem geringeren Wirkungsgrad, höheren CO₂-Emissionen und höheren Wartungskosten hat. Ein Teil der temporär überschüssigen elektrischen Energie kann auch über das Versorgungsnetz (europaweit) verteilt werden, wobei jedoch Stromüberlast die Leitungen überproportional erwärmt. Für die Netzstabilität ungünstig wirkt sich insgesamt aus, wenn das für die Frequenz- und Spannungshaltung notwendige Gleichgewicht von Einspeisungen und Entnahmen aus dem Stromnetz nicht aufrechtgehalten werden kann. Andererseits besteht die Möglichkeit via Regelung der Windparks, bei Starkwind die Windräder zu drosseln, wobei ein nicht unerheblicher Teil der Energie verloren geht. Eine Option, dieses Dilemma zu lösen und mit dem zeitweisen Überhang an elektrischer Energie sinnvoll umzugehen, wäre die Speicherung. Hierzu wären an bestimmten Standorten größere Speicherkapazitäten gefragt, als sie bisher – mit Ausnahme der PSW – verfügbar sind. Im Folgenden sollen einige Ansätze dazu aufgeführt werden, die jedoch keinen Anspruch auf Vollständigkeit erheben.

CAES-Pilotprojekt zur Integration von Windenergie

Um das Problem der küstennahen, windseitigen Einspeiseregulierung konkret anzugehen, befindet sich beispielsweise ein neues Druckluftspeicherkraftwerk (CAES; Kap. III.1.2) in Niedersachsen in der Planung. Dieses soll zunächst wie Huntorf mit Gasbefeuerung betrieben und in einer zweiten Phase adiabatisch nachgerüstet werden. Eine Inbetriebnahme ist für 2011 geplant (Honsel 2006). Betreiber wird die EnBW sein, wobei noch eine Reihe technischer Probleme zu lösen ist. Adiabatische Druckluftspeicherkraftwerke sind heute noch nicht serienreif; sie könnten es möglicherweise etwa 2015 sein. So sind

noch Kompressoren zu entwickeln, die Temperaturen von bis zu 600 °C standhalten, Turbinen auf unterschiedliche Luftvolumina zu optimieren und nicht zuletzt geeignete Wärmespeicher zu dimensionieren. Bei letzteren sind Fragen der Größe zu klären, da es hierfür weltweit keine Vorbilder gibt, und solche des Materials, wobei sich Beton, Naturstein oder auch Keramik eignen. Auch sind Standort und Dimensionierung des gesamten Kraftwerks, die voraussichtlich zwischen 150 bis 600 MW liegen wird, noch offen (Honsel 2006).

Bisher wurden zur Speicherung größerer Mengen an elektrischer Energie Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt mit dem Nachteil, dass die küstennahen Ausbaupotenziale – aber auch die im Landesinneren – begrenzt sind. Druckluftspeicher haben diesen Nachteil nicht und stehen daher vermehrt als Alternative in der Diskussion. Neben Huntorf existieren, trotz technischer Weiterentwicklungen, keine weiteren CAES-Anlagen in Europa, was u. a. daran liegt, dass die Speicherung von elektrischer Energie in Europa bislang nicht so wichtig war, wie etwa in den USA. Gründe liegen in der in Deutschland gutausgebauten Kraftwerksstruktur und der daraus resultierenden vergleichsweise hohen Versorgungsdichte. Überdies existiert ein europäisches Verbundnetz, welches in gewissem Rahmen für einen Ausgleich sorgt. CAES-Anlagen arbeiten zudem nur sinnvoll mit einem Gaskraftwerk, sodass bei einem weiteren Ausbau auch die Kraftwerkskapazität weiter ausgebaut werden müsste, wobei eine erhöhte Leistung an der Küste wiederum nicht erwünscht ist. Inwieweit Druckluftspeicherkraftwerke eine breiter einsetzbare Alternative darstellen, ist momentan offen. Sie können daher vermutlich auch einen Bestandteil einer umfassenden „Speicherstrategie“ darstellen.

Neben einer zentralen Speicherlösung gibt es auch Ansätze für dezentrale Speicher (z. B. Speicher zum Ausgleich der Stromeinspeisung eines einzelnen Windparks). Die technische und wirtschaftliche Relevanz ist jeweils im Einzelfall zu prüfen.

Großbatterien

Eine weitere Option, größere Speicherkapazitäten bereitzustellen, ist der Einsatz riesiger Batteriesysteme. Anbieten würden sich da vor allem die Redox-Flow-Systeme sowie die Hochtemperaturbatterien (Kap. III.3.1).

Redox-Flow-Systeme sind Batterien, bei denen das energiespeichernde Material – eine chemische Verbindung auf Basis von Vanadium – außerhalb der Zelle gelagert ist, mit dem Vorteil, dass die gespeicherten Energiemengen unabhängig von der Zellengröße sind. Diese Technik ist für die Speicherung von Strom aus erneuerbaren Energien deshalb interessant, weil ihre Speicherkapazität jederzeit beliebig kapazitiv ausbaubar ist. Die externen Elektrolyttanks können zudem per Tanklaster manuell befüllt werden. In Irland im Windpark Sorne Hill soll eine erste Großbatterie dieser Art installiert werden (Ahmia 2007; Dworschak 2007). Mit diesem Speicher kann die Ausbeute an Strom aus erneuerbaren Energien verbessert werden und zudem das irische Leitungsnetz stabilisiert werden. Durch die Speicherung kann Windenergie

schwankungsfrei in das Netz eingespeist werden, was die Stromversorgung in dieser Region insgesamt planbarer macht. Redox-Flow-Systeme sind zudem nahezu verschleißfrei, weisen keine relevante Selbstentladung auf und erreichen relativ hohe Wirkungsgrade. Insgesamt gilt diese Technologie jedoch als noch nicht ausgereift und für einen Einsatz im Großmaßstab als momentan noch zu teuer.

Hochtemperaturbatterien, wie die Natrium-Schwefel-Batterie (NaS-Batterie), findet als chemischer Stromspeicher bereits Einsatz in der Notstromversorgung, USV sowie zum Kappen von Leistungsspitzen. Im Grunde genommen sind dafür auch andere Batterien wie die Bleiakku in vielen Fällen ausreichend. Im stationären Bereich werden derzeit NaS-Batterien aber auch in größeren Dimensionen eingesetzt. Neben der Spitzenlastabdeckung können NaS-Batterieanlagen auch in der regenerativen Stromerzeugung eingesetzt werden, um die Fluktuation des Lastgangs zu kompensieren. Eine Anlage dieser Art (6 MW) wird in Japan (Tokyo Electric Power Company) im Load-Levelling-Betrieb betrieben (Beladen der Batterie mit günstigem Strom nachts und Abgabe zu Spitzenlastzeiten ins Netz). Im Vergleich zu Bleibatterien können die NaS-Batterien zwei- bis dreimal am Tag vollständig be- und entladen werden. Ein wesentlicher Vorteil liegt auch darin, dass NaS-Batterien ein Mehrfaches ihrer Bemessungsleistung für kurze Zeit einspeisen können (eine vollständig geladene Batterie kann 500 Prozent ihrer Nennleistung für 30 Sekunden oder 400 Prozent für 15 Minuten einspeisen) (Spahi et al. 2007). Momentan liegen die Investitionen für 1 kW Speicherleistung eines NaS-Komplettsystems bei ca. 2 200 Euro (Spahi et al. 2007). Die weitere Entwicklung dieses Batterietyps wird auch davon abhängen, inwieweit die Nachfrage steigt, die Technologie verbessert wird und dadurch ihre Kommerzialisierung weiter voranschreiten kann. Momentan gibt es solche Systeme noch nicht in Deutschland. Bisher hat es de facto keinen Bedarf dafür gegeben. Jedoch ist zu erwarten, dass mit zunehmenden Anteilen an fluktuierenden Energieträgern Speicherbedarf bestehen wird.

Virtuelle Kraftwerke

Ein weiterer Ansatz besteht darin, Stromerzeugungsanlagen in den Strommarkt aktiv einzubeziehen. Als „virtuelles Großkraftwerk“ wird eine Zusammenschaltung von regional verteilten (dezentralen), kleinen Anlagen wie Wind-, Solar-, Biogasanlagen, Kleinwasserkraftwerken, Brennstoffzellen, Blockheizkraftwerke etc. bezeichnet, die zentral gesteuert werden. Auch Speicherkraftwerke (z. B. PSW) können darin integriert sein. Eine Übersicht über bereits installierte virtuelle Kraftwerke findet sich in Arndt et al. (2006). Erwartet wird vom koordinierten Einsatz dezentraler Erzeugungsanlagen, dass neben wirtschaftlichen Vorteilen vor allem ein Beitrag zur CO₂-Minderung und damit zum Klimaschutz leistbar ist.

Bisher wurde diese Option relativ wenig genutzt und zu meist ohne eine Anbindung an den wettbewerblichen Strommarkt. Heute anvisierte Konzepte des virtuellen Kraftwerks zielen aber genau darauf ab, den wettbewerblichen Strommarkt zu nutzen und damit die Betreiber der

dezentralen Erzeugungsanlagen am wirtschaftlichen Erfolg des virtuellen Kraftwerks zu beteiligen. Zunächst wird der Eigenbedarf gedeckt, was etwa den Strom- und Wärmebedarf im angeschlossenen Haushalt anbelangt, wobei überschüssiger Strom an das Ortsnetz abgegeben werden kann. Andererseits kann bei einem höheren Strombedarf im Netz die Leitstelle die dezentralen Anlagen zu einer höheren Stromproduktion veranlassen. Um mehrere Einzelanlagen effizient zu einem virtuellen Kraftwerk zusammenzuschließen, bedarf es modernster Informations- und Kommunikationstechnik. Dabei spielen sowohl das dezentrale Energiemanagement als auch seine informationstechnische Anbindung an die Erzeugungsanlagen eine bedeutende Rolle, die Voraussetzung für einen zuverlässigen Datenaustausch im Netzwerk und mit seiner Leitzentrale sind. Auch in der dezentralen Stromerzeugung sind Unsicherheiten bezüglich der Fluktuation von regenerativen Energieträgern und der Energienachfrage auf Verbraucherseite einzukalkulieren. Dies wird durch Wetterprognosen und statistische Modellierung des Verbraucherverhaltens in das Netzmanagement integriert.

Die Einbeziehung dezentraler Erzeugungsanlagen ist nicht unbegrenzt möglich bzw. sinnvoll. Im Falle ausreichender Stromerzeugungsmöglichkeiten durch konventionelle Kraftwerke kann eine flexible Anpassung dieser Kraftwerke möglicherweise kostengünstiger sein. In Situationen, in denen sich nicht genügend konventionelle Kraftwerke am Netz befinden, kann das Konzept des virtuellen Kraftwerks hingegen einen wichtigen Beitrag zur Systemstabilität sowie zur Spitzenlastdeckung leisten, vorausgesetzt entsprechende IuK-Techniken sind installiert (DENA 2005). Die Option des virtuellen Kraftwerks wird in Zukunft voraussichtlich deutlich an Bedeutung gewinnen. Speicher spielen hier zum einen direkt eine Rolle als möglicher Bestandteil eines virtuellen Kraftwerks. Zum anderen leistet das virtuelle Kraftwerk selbst einen Beitrag zur Spitzenlastdeckung, sodass damit eventuell weniger Speicherkapazitäten benötigt werden.

Option Kapazitätsverschiebung

Eine weitere Option, das Netz zu unterstützen, besteht darin, den Bedarf an Regelleistung deutlich zu verringern. Praktisch kann dies einerseits umgesetzt werden, indem Lastspitzen auf Lasttäler verlagert werden, andererseits besteht die Möglichkeit, das Verbraucherverhalten zu beeinflussen.

Die Grundannahme des Verlagerns von Lastspitzen besteht darin, dass die Speicherung elektrischer Energie eine vergleichsweise kostspielige Art der Energiespeicherung darstellt und dass die Speicherung etwa von thermischer Energie deutlich günstiger ausfällt (Stadler 2006). Daraus lässt sich ableiten, dass überall dort die thermische Energiespeicherung der elektrischen vorzuziehen ist, wo sich eine Verlagerung der elektrischen Last erreichen lässt. Möglichkeiten einer sog. „Flexibilisierung von Last“ (sog. „demand respond“) sind (Stadler 2006):

- Verschiebung der Lasten bei Anlagen, die „von Haus aus“ über einen integrierten Speicher verfügen. Zum

Beispiel nehmen (Nacht-)Speicherheizungen während Schwachlastzeiten günstig elektrische Energie auf und wandeln diese in Wärme um, die über die Zeit verteilt wieder abgegeben wird. Auch wenn diese Art der Heizung aus primärenergetischer bzw. ökologischer Sicht nicht wirklich zu empfehlen ist, gibt es dennoch einen erheblichen Bestand an solchen Anlagen. Dieser könnte als Speicherpotenzial zur Integration fluktuierender Energieträger genutzt werden: Die Speicherheizungen würden in diesem Fall nicht mehr nachts „beladen“ werden, sondern dann, wenn ein Überschuss an Windkraft vorhanden ist. Weiterhin wäre die elektrische Warmwasserbereitung mit Geräten mit integriertem Speicher interessant, die ähnlich den Speicherheizungen beladen werden könnten. Auch die Nutzung von Lüftungsanlagen ist unter dem Betrachtungswinkel eines elektrischen Speichers⁷² in der Diskussion. Zudem wäre die Erzeugung von Kälte (in Haushalten, Nahrungsmittelketten, Industrie) hier nutzbar, weil Kälteaggregate oft ohne weiteres für einen gewissen Zeitraum außer Betrieb genommen werden können, ohne dass die Temperatur ansteigt.⁷³ Selbst Warmwasserheizungen ohne Speichereinheit könnten hier integriert werden, da entsprechend beheizte Gebäude über thermische Speicherkapazitäten verfügen (Speicherung der Wärme in den Baukonstruktionen) und beim Ausschalten der Heizung die Raumtemperatur nicht ad hoc abfällt. Hier wird mithilfe elektrischer Energie via Umwälzpumpen⁷⁴ warmes Wasser durch die Heizkreise gepumpt; diese wäre für eine Lastenverschiebung nutzbar.

- Verschiebung von elektrischen Lasten durch ein verändertes Verbraucherverhalten. Hierbei geht es um das Verändern von Gewohnheiten (bezüglich Waschen, Trocknen, Spülen), die an die Besonderheiten der elektrischen Energieversorgung angepasst werden könnten. Dies kann jedoch (im Gegensatz zu erstgenanntem Punkt) den Nutzer im Alltag einschränken. Zudem macht dies nur Sinn, wenn entsprechend differenzierte Tarife seitens der Energieversorger angeboten werden, also etwa Nachtstrom preiswerter ist als Tagstrom.
- Verschiebung elektrischer Lasten, die elektrische Energie in andere Nutzenergie umwandeln. Beispielsweise ginge es hier darum, etwa Druckluft bei Über-

schuss an regenerativen Energien zu erzeugen und dort zu speichern, wo sie nicht wieder in elektrische Energie umgewandelt werden muss, sondern als Druckluft selbst gebraucht werden kann (z. B. in der Industrie⁷⁵). Wärmepumpen nutzen Elektrizität, um Umgebungswärme auf ein höheres Temperaturniveau zu „pumpen“ und somit Wärme zu generieren. Mittels thermischer Speicher kann der Strombezug und die Wärmeabgabe zeitlich entkoppelt werden. Bei der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) werden Strom und Wärme gleichzeitig generiert. Die Nutzung beider Produkte kann über thermische Speicher zeitlich entkoppelt werden.

Diese Liste an Möglichkeiten ließe sich noch weiter fortsetzen. Die Lastverschiebung ist ein innovatives Feld an Möglichkeiten, was zwar nicht neu ist, jedoch unter dem Blickwinkel der verstärkten Integration fluktuierender Energieträger eine neue Dynamik bekommt. Ein zentraler Punkt ist dabei, ein ausgefeiltes IuK-System zum Lastmanagement verfügbar zu haben. Forschungsbedarf besteht noch z. B. hinsichtlich verschiedener Auslegungsvarianten sowie umwelt- und kostenseitiger Restriktionen.

Die Kapazitätsverschiebung stellt eines der wichtigsten Themen im Zusammenhang mit der Speicherung dar, das heute bereits relativ zeitnah angegangen werden könnte. Gerade im Bereich KWK-Anlagen, die heute i. d. R. wärmegeführt und zumeist dezentral in direkter Zuordnung zum Verbraucher (z. B. Krankenhaus) betrieben werden, wäre eine andere Fahrweise denkbar. Diese Anlagen könnten stromgeführt gefahren werden, wobei Strom teilweise gespeichert und teilweise ins Netz eingespeist werden könnte. Die anfallende Wärme könnte z. B. in Nahwärmesystemen genutzt oder auch gespeichert werden. Ab einer entsprechenden Anzahl von KWK-Anlagen sowie thermischen Speichern würde eine solche Kapazitätsverschiebung voraussichtlich funktionieren. Messbar wäre der Effekt wohl eher in Form „vermiedener Speicher für elektrische Energie“ (Sauer 2007).

3. Stromerzeugung im Sonnengürtel

Nur ein Bruchteil der solaren Strahlung wird auf der Erde direkt genutzt. Deutschland weist eine relativ geringe Sonneneinstrahlung von ca. 979 kWh/m²a (Webs et al. 2004) auf, die über Photovoltaikanlagen zur Stromerzeugung genutzt wird. Die Anlagen weisen vergleichsweise hohen Stromgestehungskosten auf (u. a. infolge weniger Volllaststunden). Die höchste Einstrahlung mit bis zu 2 700 kWh/m²a ist dagegen in Ländern in Äquatornähe (im sogenannten „Sonnengürtel“) zu verzeichnen (ISE 2004a). Nach Trieb (2005) würde eine 1 km² große, mit solarthermischen Anlagen bedeckte Wüstenfläche eine jährliche Energiemenge von 0,25 TWh Strom⁷⁶ bereitstellen.

⁷² Ein mit Luft gefüllter Raum kann als elektrischer Speicher betrieben werden: Dabei ist das Speichermedium Luft, der Indikator für den Ladezustand ist die Luftqualität. Ist letztere gut, ist der „Speicher voll“ und die Lüftungsanlage kann abgeschaltet (bzw. mit geringerer Leistung betrieben) werden. Sinkt die Luftqualität unter einen Grenzwert (Speicher wäre dann entladen), muss die Lüftung wieder eingeschaltet werden (Stadler 2006).

⁷³ Der Speicher existiert bereits in der tiefgekühlten Ware: In Neuseeland wurden Kühllhäuser mit einer Regelungstechnik ausgestattet, die die Strompreise für den nächsten Tag empfängt und aufgrund dessen die beste Fahrweise berechnet (neue energie 2007). Der Zeitpunkt des Herunterkühlens und des Abschaltens muss genau bestimmt werden.

⁷⁴ In Deutschland beträgt der jährliche Strombedarf von Umwälzpumpen ca. 15 TWh (etwa 3,5 Prozent des gesamten Strombedarfs). Somit ist dieser Anteil genauso groß wie der gesamte Strombedarf der Deutschen Bahn und aller Straßenbahnen zusammen (BMWi 2005, nach Stadler 2006).

⁷⁵ In Deutschland werden jährlich ca. 14 TWh für die Drucklufterzeugung benötigt (BMWi 2005, nach Stadler 2006).

⁷⁶ Die Bruttostromerzeugung in Deutschland von 635 TWh im Jahre 2006 ließe sich somit theoretisch – unter Vernachlässigung der Transport- und weiterer Übertragungsverluste – durch eine Fläche von 2 540 km² Wüstenfläche abdecken. Hierfür wäre bei einer Auslastung von 3 600 Volllaststunden eine Kraftwerksleistung von rd. 176 GW notwendig (FfE 2007). In Deutschland war 2005 eine Leistung von insgesamt 132,5 GW installiert (BMWi 2007).

len können. Daher liegt es nahe, immer wieder über die Option „Speicherung und Transport“ des dort erzeugten Stroms nach Europa bzw. Deutschland nachzudenken.

Zur Stromerzeugung durch Solarenergie stehen verschiedene Techniken zur Verfügung. Typische Vertreter solarthermischer Kraftwerke sind Fresnelkollektoren, Parabolrinnenanlagen und Solarturmanlagen. Aufwindkraftwerke gehören auch dazu, befinden sich jedoch noch im experimentellen Stadium. Von den erstgenannten Anlagentypen existieren bereits Demonstrations- bzw. kommerziell arbeitende Kraftwerke. Grundsätzlich besitzen solarthermische Kraftwerke den Vorteil, dass überschüssige thermische Energie etwa in Latentwärmespeichern gespeichert werden kann. Zum Beispiel verfügen neue solarthermische Parabolrinnenanlagen über thermische Speicher auf Basis von Flüssigsalzen, die eine Stromproduktion bis 7,5 Stunden nach Sonnenuntergang zulassen. Somit sind bereits bei Standorten in Südeuropa 3 580 Volllaststunden möglich (SM 2007, nach FfE 2007). Für den Temperaturbereich solarthermischer Kraftwerke von über 300 °C wird an Latentwärmespeichern mit entsprechend hoher Leistungsdichte gearbeitet (Pandl/Tamme 2007).

Im Folgenden stehen weniger die technischen Möglichkeiten einer thermischen Speicherung von solarthermischen Kraftwerken vor Ort im Vordergrund, sondern vielmehr die Möglichkeiten, dort erzeugten Strom über größere Distanzen zu transportieren. Da neben der technischen Machbarkeit auch kostenseitige Restriktionen eine entscheidende Rolle spielen, fließen in die weiteren Ausführungen auch Annahmen für die Stromgestehungskosten von solarthermischen Kraftwerken⁷⁷ mit ein. Für die folgenden Betrachtungen wurden Parabolrinnenanlagen und Fresnelkollektoren – aufgrund marktreif verfügbarer Anlagenkomponenten und damit verbundener niedrigerer Investitionen – einbezogen.

Für die in FfE (2007) durchgeführten Berechnungen wurde für die solarthermischen Kraftwerke angenommen, dass deren Investitionen bei 4 000 Euro/kW_{el} sowie 3 600 Volllaststunden liegen (BINE 2003c; SM 2007). Bei einer Laufzeit der Kraftwerke von 25 Jahren und einem Zinssatz von 8 Prozent ergeben sich Stromgestehungskosten von 19,1 Cent/kWh. Des Weiteren sind für die Installation solarthermischer Kraftwerke im GW-Bereich und für den Transport der Energie geeignete Speicher- und Transportinfrastrukturen notwendig. Daher kann angenommen werden, dass sich die installierte Kraftwerksleistung anfänglich auf küstennahe Gebiete konzentrieren würde. Es wird weiterhin davon ausgegangen, dass die erzeugte Energie von einer zentralen Sammelstelle über eine Entfernung von 300 km zum Anschlusspunkt an das Hochspannungsstromnetz auf dem europäischen Festland transportiert wird. Für den interkontinentalen Energietransport werden folgende Varianten

näher betrachtet: Transport über eine Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung, Herstellung von Wasserstoff und Transport via Schiff sowie Speicherung in Zink-Luft-Batterien und Transport via Schiff. Bei den Ausführungen geht es um die Grundzüge der Speicherung und Übertragung solarerzeugter elektrischer Energie anhand dieser drei Optionen. Details zu den Berechnungen sind in FfE (2007) zu finden.

Transport via Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung

Bei dieser Option wird davon ausgegangen, dass der Transport der erzeugten elektrischen Energie via Stromleitung möglichst verlustarm erfolgt. Dazu eignen sich sowohl Hochspannungs-Drehstrom-Übertragungsleitungen (HDÜ) als auch Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ). Insbesondere bei längeren Distanzen (über 1 000 km) stellen HGÜ-Verbindungen⁷⁸ eine Möglichkeit der effizienten Energieübertragung dar (FfE 2007). Die Übertragungsverluste von HGÜ sind mit 10 bis 15 Prozent relativ gering (DLR 2006b).

Eine HGÜ-Verbindung besteht aus zwei Kopfstationen, in denen die Umrichtung des Stroms erfolgt, und einer Gleichstromleitung, welche die beiden Kopfstationen miteinander verbindet. In der Kopfstation einer HGÜ-Verbindung wird der Wechselstrom aus den Generatoren der Kraftwerke in Gleichstrom umgewandelt. Bei einer bipolaren HGÜ-Verbindung wird die elektrische Energie über zwei Leiterstränge zur Kopfstation übertragen (Schwab 2006).

Im Ergebnis zeigt sich nach FfE (2007), dass bei dieser Option eine Kraftwerksleistung von 43,5 GW notwendig ist, um eine Energiemenge von 150 TWh in das mitteleuropäische Stromnetz einspeisen zu können. Bei der angenommenen Transportentfernung von 300 km würden sich dabei Transportkosten von 0,019 Euro/kWh und Gesamtkosten von 0,21 Euro/kWh ergeben. Die Teilwirkungsgrade von Transformation und Gleichrichten liegen bei 99,3 Prozent, Transport bei 97 Prozent und der Umwandlungswirkungsgrad bei 95,7 Prozent (Angloher/Dreher 2000).

Herstellung von Wasserstoff und Transport via Schiff

Bei dieser Option wird davon ausgegangen, dass der erzeugte Solarstrom vor Ort zur Wasserstoffherzeugung genutzt wird (elektrolytische Herstellung, Kap. III.3.1). Damit wird eigentlich Wasserstoff transportiert, dessen Speicherbesonderheiten in Kapitel III.1.5, III.3.2, III.3.3 und IV.1 aufgeführt sind.

Da Flüssigwasserstoff eine höhere volumetrische Energiedichte besitzt und sich somit mehr Wasserstoff pro Transporteinheit befördern lässt, wird der Transport von

⁷⁷ Diese liegen im reinen Solarbetrieb nach Trieb (2005) zwischen 15 bis 20 Cent/kWh_{el}, im Hybridbetrieb sind Kosten unter 9 Cent/kWh_{el} erreichbar. Nach IFE (2004) betragen die aktuellen Stromgestehungskosten von Braunkohle – und Erdgaskraftwerken 3,2 bis 6,5 Cent/kWh_{el}.

⁷⁸ Für eine Energieübertragung durch Seekabel mit Längen über 40 km sind HGÜ-Verbindungen ebenso sinnvoll. Eine HDÜ würde durch die hohen Leitungsinduktivitäten eine Blindleistungskompensation erfordern. Dies wird technisch durch Kompensationsspulen realisiert, die bei Seekabeln nicht anwendbar sind (FfE 2007).

Flüssigwasserstoff auf dem Seeweg näher betrachtet. Der Wasserstoff wird nach der Verflüssigung in isolierte Behälter gefüllt und auf dem Seeweg zum europäischen Festland transportiert, um dort wieder in Strom und Wärme umgewandelt zu werden. In die wirkungsgradseitige Betrachtung werden die Elektrolyse (mit 73 Prozent), die Verflüssigung bei Abkühlung auf -253 °C (mit 70 Prozent), Abdampfverluste bei Lagerung und Transport, die Transportkapazität des Tankschiffes (8 150 t_{LH₂} pro Schiff) sowie der Umwandlungswirkungsgrad des Kraftwerks bei der Stromerzeugung (mit 58 Prozent) einbezogen. Somit werden 49 Prozent der erzeugten Energiemenge dabei bereits zur Herstellung und Verflüssigung des Wasserstoffs verbraucht (Angloher/Dreier 2000).

Um eine vergleichbare Energiemenge von 150 TWh in das europäische Netz einzuspeisen, wäre im Ergebnis eine hohe zu installierende Leistung solarthermischer Kraftwerke (in der Größenordnung von 140 GW) notwendig. Die reinen Transportkosten liegen bei 0,007 Euro/kWh, wobei sich Gesamtkosten in Höhe von 0,291 Euro/kWh ergeben (FfE 2007).

Speicherung in Zink-Luft-Batterien und Transport via Schiff

Eine weitere Option – die hier theoretisch diskutiert werden soll – stellt prinzipiell die Umwandlung der zu speichernden Solarenergie in Gleichstrom dar, der wiederum in Batterien gespeichert und per Schiff an den Bestimmungsort transportiert wird. Nach einer weiteren Umwandlung in Wechselstrom und Transformation auf das erforderliche Netzspannungsniveau kann die elektrische Energie dann in das Stromnetz eingespeist werden. Problematisch ist hierbei jedoch die geringe Energiedichte der für diesen Zweck verwendbaren Akkumulatoren. Um bei einem Schiffsunglück eine Verunreinigung der Gewässer weitgehend auszuschließen, sind für diesen Anwendungszweck z. B. Zink-Luft-Batterien (Kap. III.3.1) denkbar.

Angenommen wird dabei, dass der Transport der beladenen Zink-Luft-Batterien in Frachtern erfolgt (Transportkapazität 50 000 t). Ausgehend von einer Kapazität von 170 kWh/t (Kiehne/Berndt 2000) könnten somit pro Fahrt

lediglich 8,5 GWh transportiert werden (bei LH₂ wären dies etwa 269 GWh). Bei einer vergleichbaren Jahreiseinspeisung von 150 TWh – wie bei den beiden vorhergehenden Optionen – und unter Berücksichtigung sämtlicher Wandlungsverluste (Umwandlung von Wechsel- in Gleichstrom, Transformation auf das geeignete Spannungsniveau, Beladen der Batterie) wären somit ca. 26 550 Einzelfahrten notwendig (FfE 2007).

Im Ergebnis wäre zur Einspeisung von 150 TWh elektrischer Energie eine Installation von 85 GW solarthermischer Kraftwerksleistung notwendig. Durch die hohen Investitionen für diese Batterien (680 Euro/kWh) und die geringe Zyklenstabilität (400 Zyklen) würden sich zudem Transportkosten in Höhe von 3,16 Euro/kWh und Gesamtkosten von rd. 3,35 Euro/kWh ergeben (FfE 2007).

Vergleich der Transportwege

Das rechnerische Ergebnis ist in Tabelle 3 zusammengefasst dargestellt.

Die geringsten Transport- und Gesamtkosten würden sich demnach bei Übertragung der solarerzeugten elektrischen Energie mittels HGÜ ergeben. HGÜ-Trassen mit Kapazitäten von 6,4 GW sind bereits technisch möglich, wobei damit zur Übertragung von 43,5 GW Kraftwerksleistung somit 7 HGÜ-Trassen notwendig wären. Für jede der sieben Kopfstationen würde zudem eine Fläche von 380 m x 145 m benötigt, was insbesondere in den Ballungsräumen auf dem europäischen Festland voraussichtlich zu Platzproblemen führen könnte (FfE 2007). Die Übertragung großer Energiemengen nach Europa würde zudem eine Verstärkung der Übertragungsnetze voraussetzen, was durch eine Verteilung der Energie durch eine verzweigte Trassenführung auf mehrere Anknüpfungspunkte zumindest vermindert werden könnte. Zudem leiten monopolare HGÜ-Seekabel die Energie über großflächige Koksbedelektroden aus, sodass in diesem Bereich mit einer Änderung des elektrischen Feldes und einer Beeinträchtigung der dort lebenden Organismen zu rechnen ist (Merck/von Nordheim 2000). Bei bipolar ausgeführten HGÜ-Seekabeln besteht dieses Problem nicht. Oft werden hier die beiden Kabel aus baulichen Gründen in Abständen bis zu 1 000 m verlegt. Dadurch entstehen

Tabelle 3

Kosten und Nutzungsgrade der drei verglichenen Übertragungswege

	Umwandlungswirkungsgrad (%)	Transportkosten (Euro/kWh) ¹	Gesamtkosten (Euro/kWh)
HGÜ	95,7	0,019	0,210
LH ₂	29,62	0,114 ²	0,305
Zink-Luft-Batterien	49,0	3,16	3,35

¹ inkl. Investitionen für Transport

² inkl. Kosten vor- und nachgelagerter Prozessschritte (Kraftwerksbau und Elektrolyseeinheiten)

Quelle: FfE 2007

zwei entgegengesetzte magnetische Felder, die sowohl Lebensräume von Organismen als auch die Schiffsnavigation beeinträchtigen können (Merck/von Nordheim 2000; Uhlig 1993).

In diesen Kontext gehört auch die Erwähnung der Diskussion um ein sogenanntes „Supergrid“ (etwa: Supernetz) – einem transeuropäischen Netz via HGÜ (Dworschak 2007). Dahinter steht u. a., dass herkömmliche Energieträger (Kohle, Uran, Erdgas) zum Kraftwerk transportiert werden, welches in eine entsprechende Netzstruktur integriert ist, und heute z. B. Solarkraftwerke an der Energiequelle (bzw. in Regionen hoher Einstrahlung) entstehen, denen dann aber die Netzstruktur fehlt. Zudem gibt es aufgrund der Liberalisierung bereits heute schon Engpässe im grenzüberschreitenden Handelsvolumen von Strom an den Kuppelstellen zwischen den Ländergrenzen (Werner 2007). Die Bedeutung von HGÜ-Leitungen – um Strom verlustarm über weite Entfernungen zu transportieren – könnte damit zukünftig zunehmen.

Die Transportkosten von Flüssigwasserstoff liegen bei 0,114 Euro/kWh. Infolge notwendiger Umwandlungsschritte (Herstellung, Verflüssigung und Verstromung des Wasserstoffs) ergäbe sich hier ein relativ niedriger Gesamtwirkungsgrad von 29,6 Prozent. Kraftwerksseitige Investitionen sind sowohl im Sonnengürtel als auch auf dem europäischen Festland zur Verstromung notwendig. Die Nutzung des Wasserstoffs als Träger solarerzeugter Energie wird dadurch erschwert, dass bisher noch keine Transportschiffe existieren (FfE 2007).

Die Transportkosten bei der Nutzung von Zink-Luft-Batterien per Schiff sind in diesem Vergleich am höchsten (3,16 Euro/kWh), wenngleich der Transportwirkungsgrad hoch ist (90 Prozent). Hervorgerufen wird dieser Effekt durch die im Vergleich zum Wasserstoff sehr geringe Energiedichte der Batterien. Der Vorteil des höheren Umwandlungswirkungsgrades im Vergleich zum Flüssigwasserstoff wird durch die hohen Investitionen für die Speichertechnik und die Schiffsflotte nebensächlich (FfE 2007).

Sowohl die Übertragung per HGÜ als auch der Transport von Flüssigwasserstoff haben kurz- bzw. mittelfristig das Potenzial, als ernstzunehmende Möglichkeiten der Energieübertragung in Betracht gezogen zu werden, da sie technisch als weitgehend ausgereift angesehen werden können. Dagegen ist die Speicherung elektrischer Energie in Zink-Luft-Batterien mit anschließendem Schiffstransport technisch und wirtschaftlich derzeit fraglich. Bei der Energieübertragung mittels HGÜ sind aber auch potenzielle Interessenkonflikte (Platzbedarf in Ballungsräumen, Umweltschutzaspekte) zu berücksichtigen sowie die Tatsache, dass diese erst ab großen installierten Leistungen wirtschaftlich sinnvoll zu betreiben sind. Flüssigwasserstoff ist neben der Verstromung auch in einem zukünftigen Verkehrssektor nutzbar.

4. Speicher in Fahrzeugen

Im Fahrzeugantrieb dominieren seit Jahrzehnten mit Diesel- und Benzinkraftstoff betriebene Verbrennungsmoto-

ren. In Reaktion auf die sich ändernde Rohstoffsituation werden industrieseitig jedoch verschiedene Wege verfolgt: Zum einen ist das die Optimierung der verfügbaren klassischen Motorenkonzepte (Verminderung des Kraftstoffverbrauchs, Optimierung herkömmlicher Kraftstoffe). Zum anderen werden aber auch alternative Kraftstoffe speziell entwickelt bzw. als Zumischung bereits heute eingesetzt. Dazu gehört neben Biokraftstoffen (Biodiesel etc.) auch Wasserstoff, der wiederum besondere Anforderungen an die Speicherung stellt und für Verbrennungsmotoren als auch Brennstoffzellenantriebe eingesetzt werden soll. Ein weiterer Entwicklungspfad ist der alternativer Fahrzeugkonzepte wie Hybrid- oder reine Elektrofahrzeuge, die konzeptionell auf (elektrische) Energiespeicher angewiesen sind. Für den Fahrzeugbetrieb werden zumeist Batterien, aber auch Doppelschichtkondensatoren eingesetzt.

Batterien für Fahrzeuge

Das Gewicht des Fahrzeugs spielt eine entscheidende Rolle. Dieses Thema ist hier anders belegt, als im stationären Bereich. Die Messlatte für die Reichweite in Bezug auf das Gewicht ist immer noch der Energieinhalt klassischer Kraftstofftanks (Benzin, Diesel). So werden zwar neue Konzepte entwickelt, wie Hybrid- oder Elektroautos; diese fristen aber nach wie vor ein Nischendasein. Gründe liegen u. a. in den Reichweiten dieser Fahrzeuge (für räumlich begrenzte Mobilitätsaufgaben geeignet), aber auch in der räumlichen Ausstattung.

Elektrische Speicher werden für den Betrieb der Elektromotoren von Elektro- oder Hybridfahrzeugen, in der Bordnetzversorgung aber auch als Starterbatterien eingesetzt. Verwendet werden nickelbasierte Akkumulatoren (Kap. III.3.1), aber auch Lithiumakkus (Kap. III.3.1). Nach wie vor sind Blei-Säure-Akkumulatoren (Kap. III.3.1) die Klassiker bei den Starterbatterien und bezogen auf die installierte Batteriekapazität stellen sie die wichtigste Speichertechnologie dar. In Bezug auf die Anzahl der installierten Akkus ist die Lithium-Ionen-Technik inzwischen weiter verbreitet. Diese Aussage trifft auf mobile Endgeräte wie Mobiltelefone, Laptops, Digitalkameras etc. zu (FfE 2007).

Die benannten elektrochemischen Speicher sind prinzipiell alle für den Einsatz in Hybrid- sowie auch Elektrofahrzeugen geeignet. Während die Tauglichkeit der Nickel-Metallhydrid-Batterie in Hybridfahrzeugen schon unter Beweis gestellt wurde, ist der Einsatz in Elektrofahrzeugen nur eingeschränkt möglich. Der Einsatz von Lithium-Ionen- bzw. Lithium-Polymer-Batterien hängt von der Weiterentwicklung bei den Sicherheitseigenschaften, der Robustheit als auch der Kostenseite ab. Diese sind zwar für Hybrid- und Elektrofahrzeuge geeignet, befinden sich allerdings noch im Prototypstadium. Bleiakumulatoren sind als Massenprodukt verfügbar, zudem robust und prinzipiell auch in Elektrofahrzeugen einsetzbar, werden jedoch aufgrund ihres Gewichts nicht bevorzugt dafür eingesetzt.

Neben elektrisch und teilelektrisch (hybrid)betriebenen Fahrzeugen sind zukünftig auch in rein verbrennungsmo-

torisch betriebenen Fahrzeugen größere elektrische Energiespeicher notwendig, als sie heute von marktüblichen Kfz-Starterbatterien zur Verfügung gestellt werden. Dies liegt vor allem an der zunehmenden Anzahl elektrischer Verbraucher in den Kraftfahrzeugen, was langfristig zum geplanten Umstieg auf die 42-V-Bordnetz-Technik führt und somit auch neue Speichersysteme erfordert. Für elektrische Verbraucher im Fahrzeug (Klimaanlagen etc.), die im Stillstand auch ohne den Betrieb des Verbrennungsmotors betrieben werden können, müssten die Speicher auf diese Leistungsabnahme dimensioniert sein. Andernfalls sind Zusatzaggregate (Auxillary Power Unit, APU) zur Unterstützung des Bordnetzes notwendig. Das können auch kleine Brennstoffzellen sein (FfE 2007, S. 45).

Die aktuellen Entwicklungen im Bereich der Batterieanwendung lassen eine weitere Zunahme ihres Einsatzes erwarten. Dabei werden im mobilen Bereich neben der Nickel-Metall-Hydrid- v. a. der Lithium-Ionen-Technik die größten Entwicklungschancen zugerechnet. Auch den Doppelschichtkondensatoren werden noch erhebliche Potenziale eingeräumt (FfE 2007). Erwartet wird eine immer höhere spezifische Energiedichte, eine Steigerung der spezifischen Leistung sowie eine Kostenreduktion – dies sind treibende Kräfte für die Entwicklung neuer Speichersysteme bzw. die Weiterentwicklung bestehender Systeme. Auch wenn sich die Energiedichten durch Optimierungen der Materialien sowie des Zelldesigns (z. B. Energiedichte der Nickel-Metallhydrid-Batterie seit 1990 mehr als verdoppelt) deutlich erhöht haben, ist eine weitere signifikante Steigerung auf diesem Wege eher nicht mehr möglich. Aufgrund der geringen Zellspannung von Nickel-Metallhydrid-Zellen werden für Traktionsbatterien viele Zellen benötigt. Batterien für Elektrostraßenfahrzeuge werden zumeist von einem Managementsystem überwacht, das Ladezustand und Temperatur überwacht, Tiefentladung und Überladung vermeidet und durch selektives Nachladen einzelner Zellen für einen gleichmäßigen Ladezustand sorgt. Durch verbesserte Ladetechnik lassen sich auch der mittlere Ladezustand und die Lebensdauer von Kfz-Starterbatterien erhöhen. Allerdings ist zukünftig keine große Speicheranwendung ohne ein Managementsystem denkbar, um jederzeit die optimale Nutzung des Speichers zu gewährleisten (FfE 2007).

Weitere Speichersysteme

Auch weitere Speichersysteme sind unterschiedlich für den Einsatz in Elektrostraßenfahrzeugen geeignet: Schwungräder (Kap. III.1.3) sowie supraleitende magnetische Energiespeicher (Kap. III.4.2) sind nach aktuellem Stand der Technik für elektrisch betriebene Kraftfahrzeuge für bestimmte Anwendungen geeignet. Schwungräder können als Kurzzeitspeicher für Bremsenergie, die beim Beschleunigen wieder abgegeben wird, in elektrischen Fahrzeugen des Nahverkehrs wie Bussen und Straßenbahnen eingesetzt werden. Durch viele Brems- und Beschleunigungsphasen in kurzer Abfolge kann die Schwungradtechnologie dort für erhebliche Energieeinsparungen sorgen. Elektrische Fahrzeuge mit Schwungradspeicher werden in mehreren Städten Europas erprobt, z. B. in München seit 1988 oder in Basel seit 1992 (INT 2006a).

Die Technik der reversiblen Brennstoffzellen (sog. Regenerative Fuel Cell, RFC; Kap. III.3.1 unter „elektrolytische Herstellung von Wasserstoff“) befindet sich noch im Prototypstadium. Ihr Einsatz ist aufgrund des hohen peripheren Aufwands eher in rein elektrisch betriebenen Fahrzeugen denkbar, da ein zusätzlicher Verbrennungsmotor – wie er bei einem Hybridfahrzeug erforderlich ist – das Gewicht des Antriebssystems noch weiter steigert. Doppelschichtkondensatoren (Kap. III.4.1) sind aufgrund ihrer hohen Leistungsdichte speziell als Ergänzung zu einem Speicher hoher Energiedichte geeignet (FfE 2007).

Für den Traktionsbereich wird zukünftig auch erwartet, das neben Batterien vor allem Brennstoffzellensysteme für den Antriebsbereich zum Einsatz kommen könnten. Dies sind letztlich zwar Energieumwandlungs- und keine Speichersysteme, jedoch kann man bei den Brennstoffzellen – grob in Analogie zu Redox-Flow-Batterien – vom selben „Prinzip der räumlichen Trennung“ von Energieumwandlung und chemischer Speicherung ausgehen (als Speichermedium fungiert dann hier etwa Wasserstoff oder Methanol). Zusätzlich kann in Elektrofahrzeugen auch die Bremsenergie durch Rekuperation genutzt werden, wozu ein Hybridspeicher, der auch eine direkte Ladung von elektrischer Energie ermöglicht, notwendig wäre.

Das Plug-in-Hybrid-Konzept als virtuelles Speicherkraftwerk

Auch im mobilen Bereich gibt es neue „vernetzte Konzepte“. Dazu gehört die Idee – ähnlich wie beim Nachtspeicheröfenprinzip –, Elektro- oder Hybridfahrzeuge mit einem bidirektionalen Speicher und einem Netzteil auszustatten, sodass diese Fahrzeuge „via Steckdose“ beim Parken geladen werden können (sog. Plug-in-Hybrid⁷⁹). Plug-in-Hybridfahrzeuge sind Hybridfahrzeuge, die ihre Energie vorwiegend aus dem elektrischen Netz beziehen. Im Gegensatz dazu kann ein Vollhybrid nicht extern geladen werden; die Aufladung erfolgt dort nur durch den internen Verbrennungsmotor.

Primär dient der Speicher in Plug-in-Hybrid-Fahrzeugen zur mobilen Bereitstellung von elektrischer Energie. Während der Ladezeiten können die im Fahrzeug eingebauten Speicher jedoch als „stationäre Speicher im elektrischen Netz“ betrachtet werden. Da zumeist mehr Zeit zum Laden zur Verfügung steht, als für den Ladevorgang notwendig ist, können die am Netz angeschlossenen Fahrzeugspeicher als steuerbare Last eingesetzt werden. Somit stellt eine Flotte von Plug-in-Hybridfahrzeugen im Ruhezustand „einen größeren Speicher“ (ein virtuelles Speicherkraftwerk) dar, der bei erhöhtem Energiebedarf netzseitig genutzt werden könnte. Benötigte steuerbare Lasten im Netz hinzubekommen (Kap. IV.2) stellt ein Hauptmotiv dieses Ansatzes dar.

⁷⁹ Die Hybridauslegung (Batterie und Verbrennungsmotor) garantiert eine Funktionsfähigkeit auch dann, wenn die Batterie nicht voll geladen ist.

Ausgangspunkt ist die Tatsache, dass die meisten Fahrzeuge mehr Stand- als Fahrzeiten aufweisen. Sofern in den Standzeiten automatisch ein „andocken“ an die Ladestation erfolgen würde, könnte statistisch gesehen immer ein bestimmter Anteil der Elektroflotte „am Netz sein“. Bei Überlast in der Erzeugung, wie etwa bei Überangebot von Strom aus fluktuierenden Energieträgern, könnten diese Fahrzeuge geladen werden, um aber im Gegenzug bei Schwachlast wiederum die benötigte Energie aus dem „virtuellen Fahrzeugspeicher“ zum Lastausgleich zu nutzen. Möglich soll dies durch eine entsprechende Regelung und Steuerung werden. Diese stellt bei einem solchen komplexen System – was im Grunde ein virtuelles Speicherkraftwerk darstellt – auch aus IuK-Sicht eine enorme Herausforderung dar. Denn es muss ein entsprechender Informations- und Datenaustausch sichergestellt werden, aber auch zuverlässige Abrechnungssysteme, die auch die Rückspeisung ins Netz berücksichtigen, verfügbar sein. Auch gehen gesteuerte Lade- und Entladevorgänge mit einem entsprechenden messtechnischen Aufwand einher. Im Ergebnis hätte man jedoch einen relativ großen „Bereich regelbarer Verbraucher“, der auch für Energieversorgungsunternehmen eine interessante Größe darstellen könnte.⁸⁰ Voraussetzung ist allerdings, dass sobald ein Fahrzeug abgestellt wird, dieses auch ans Netz anschließbar ist, was wiederum eine entsprechende Infrastruktur mit Ladestationen an öffentlichen und betrieblichen Parkplätzen etc. voraussetzt. Das Potenzial dieser technischen Option lässt sich anhand der folgenden Annahmen verdeutlichen (FfE 2007):

- Eine Auswertung kumulierter Wegelängen nach Hauptverkehrsmitteln im Jahr 2002 ergab, dass knapp 95 Prozent aller mit dem Pkw zurückgelegten Strecken aus Wegelängen von maximal 50 km bestehen und 80 Prozent sogar kürzer als 20 km sind (Berufspendler, Erledigen von Einkäufen etc.). Für diese Strecken könnten technisch problemlos Elektrostraßenfahrzeuge genutzt werden.
- Anfang 2006 waren in Deutschland ca. 46,6 Millionen Pkws zugelassen (KBA 2007), davon ca. 41,2 Millionen auf Privatpersonen. Laut dem Statistischen Bundesamt (2006) gab es zu diesem Zeitpunkt in ca. 35,6 Millionen privaten Haushalten von Arbeitnehmern ca. 36,4 Millionen Pkws, wovon etwa 7 Millionen als Zweitwagen⁸¹ genutzt werden.

⁸⁰ Nicht zuletzt deshalb, weil neben der Option Lastenausgleich bei einer großen Flotte an Elektrofahrzeugen auch ein entsprechend hoher Stromabsatz anfiel: Viele kleine Speicher hätten einen relativ konstanten Strombedarf zur Folge und zudem würde der Service an den Fahrzeugen vermutlich vom Fahrzeughalter selber arrangiert werden.

⁸¹ Das Elektrofahrzeugpotenzial würde sich weiter vergrößern, wenn man annimmt, dass eine weitere Kategorie von Fahrzeugen hinzugenommen würde, die auch größtenteils durch Elektrofahrzeuge substituiert werden könnten. Dies sind Flottenfahrzeuge, mit denen oft Strecken zurückgelegt werden, deren Länge und Dauer relativ gut planbar sind (z. B. Bring-, Zustell-, Pflegedienste etc.). Zusammen mit weiteren Erst- und Drittwagen bzw. weiteren Pkws, deren Halter ein entsprechendes Mobilitätsverhalten aufweisen werden, kann von rund 10 Millionen Pkws ausgegangen, die in Deutschland mit aktueller Technik durch Elektrostraßenfahrzeuge substituierbar sind (FfE 2007).

- Ausgegangen wird zudem von einem Elektrofahrzeug mit einer mittleren elektrischen Leistung von 25 kW (durchschnittliche Speichergröße 25 kWh), dass etwa 5 Prozent aller Elektrofahrzeuge zum Laden am Netz angeschlossen sind und dass 20 Prozent des Traktionsspeichers als Regelenergie nutzbar sind.
- Bei der Maximalannahme von ca. 10 Millionen Elektrofahrzeugen stünde damit eine Gesamtregelenergie von (10 Mio. x 25 kWh x 5 % x 20 % =) 2,5 GWh bei einer Gesamtregelleistung von (10 Mio. x 25 kW x 5 % =) 12,5 GW zur Verfügung. Zum Vergleich: Das Pumpspeicherkraftwerk Goldisthal hat eine Leistung von 1,06 GW und ist auf acht Stunden Volllastbetrieb ausgelegt (entspricht einem Speichervermögen von 8,48 GWh). Auf dem deutschen Regelleistungsmarkt werden etwa 6 GW an Primär- und Sekundärregelleistung vorgehalten.
- Zusätzlich zum bisherigen Verbrauch an elektrischer Energie würde sich für die Elektrofahrzeuge (jährliche Fahrleistung 15 000 km, angenommener Verbrauch von 15 kWh/100 km) ein Strombedarf von (10 Mio. x 15 kWh/100 km x 15 000 km =) 22,5 TWh ergeben. Das entspricht in etwa 4 Prozent des deutschen Stromverbrauchs (BMW 2007).

Eine weitere Thematik stellen ungeklärte Fragen zum Besitzverhältnis der Speicher dar: So könnten z. B. die Fahrzeuge dem Fahrzeughalter gehören, der dann auch für die Wartung der Batterien zuständig wäre. Da jeder Lade- und Entladezyklus jedoch die Lebensdauer des Traktionspeichers verkürzt, wäre dies für den Fall des Einsatzes in einem virtuellen Speicherkraftwerk für die Abnutzung relevant. Eine Option wäre hier möglicherweise, dass die Fahrzeugspeicher vom Energieversorger subventioniert bzw. komplett finanziert werden.

Ein virtuelles Speicherkraftwerk aus Traktionspeichern stellt aus technischer Sicht eine interessante Alternative zu großen zentralen Speicherkraftwerken dar. Um dieses Potenzial auch auszuschöpfen, sind – neben einer breiten Einführung von Plug-in-Hybrid- bzw. Elektrofahrzeugen – noch entsprechende Infrastrukturmaßnahmen erforderlich. Hemmfaktoren für eine breite Markteinführung von Elektro- bzw. Hybridfahrzeugen sind heute u. a. hohe Investitionen und bestehende Akzeptanzprobleme in der Gesellschaft.

5. Abschließende Betrachtung

Die Speicherung stand in allen Anwendungen als ein „verbindendes Element“ dar und ist in keinem Fall für die Gesamtlösung „allein verantwortlich“. Die Diskussion um die Integration fluktuierender Energieträger bewegt sich letztlich um die Frage möglicher Obergrenzen. Hier gibt es verschiedene Ansichten: So kommt die „Netzstudie I“ zum Ergebnis, dass diese bei einem Ausbauszenario von 48 GW Windenergie im Jahre 2020 aus technischen Gründen (fehlende Regelenergie) nicht zu realisieren wäre (DENA 2005). Andere Auffassungen gehen davon aus, dass erneuerbare Energien allein durch ein sinnvolles Lastmanagement ohne eine technische Grenze in die vorhandenen Netze integriert werden können (Arzt et al. 2007; Stadler 2006). Wesentlich ist, dass Speicher-

technologien in der Diskussion zwar eine Rolle spielen, jedoch nicht an erster Stelle benannt werden. In der aktuell laufenden „Netzstudie II“ werden Speicheroptionen aber explizit berücksichtigt.

Zukünftig ist zu erwarten, dass mit zunehmenden Anteilen an fluktuierenden Energieträgern ein höherer Speicherbedarf bestehen wird. Auch wenn dieser noch zu konkretisieren ist, können im Zuge einer Netzunterstützung künftig auch für hiesige Bedarfsprofile zu etablierende bzw. weiterzuentwickelnde Speichersysteme – wie etwa Druckluftspeicher oder Hochtemperaturbatterien – eine Rolle spielen. Diese sind für einen breiten Einsatz technisch und kostenseitig noch weiterzuentwickeln. Daneben sind Speichermöglichkeiten nutzbar, die inhärent bereits verfügbar sind und im Rahmen des Lastmanagements genutzt werden könnten (z. B. Kühlsysteme). Damit werden auch technische Optionen des virtuellen Kraftwerks wie auch der Kapazitätsverschiebung in Zukunft voraussichtlich deutlich an Bedeutung gewinnen.

Die Nutzung der Solarenergie des sog. Sonnengürtels in Europa erscheint nach wie vor faszinierend. Daher macht es auch Sinn, die technisch verfügbaren Möglichkeiten immer wieder zu betrachten. Der Vergleich der drei Optionen – Transport via HGÜ, als Flüssigwasserstoff bzw. mit Batterien via Schiff – fällt unter Kostengesichtspunkten zugunsten von HGÜ aus. Diese wiederum sind – wie die Wasserstoffoption – technisch schon relativ weitentwickelt. Der Transport via Batterien ist nicht nur kostenintensiv, sondern auch technisch noch nicht ausgereift.

Zukünftige Marktchancen von Elektro- oder Hybridfahrzeugen werden letztlich davon abhängen, welche weitere Entwicklung bei den Speichersystemen zu verzeichnen ist. Dazu sind zum einen die Energiedichten der Speichersysteme weiter zu erhöhen, um durch mögliche höhere Reichweiten von Elektrostraßenfahrzeugen deren Akzeptanz weiter zu verbessern. Zum anderen bedarf es höherer spezifischer Leistungen für kürzere Ladezeiten, aber auch für einen flexibleren Einsatz in möglichen virtuellen Speichernetzen (Plug-in-Systeme). Da jede Speichertechnik spezifische technische Besonderheiten aufweist, wird es voraussichtlich keine Einzeltechnologie geben, die im Traktionsbereich großflächig zum Einsatz kommen wird, sondern eher eine Parallelentwicklung verschiedener Systeme.

Daneben bleiben die Reduktion der Speicherkosten sowie die Erhöhung der zyklischen wie auch kalendarischen Lebensdauer wichtig. Die Akzeptanz für Elektrostraßenfahrzeuge wird vermutlich erst gegeben sein, wenn sich gegenüber herkömmlichen Fahrzeugen möglichst keine oder akzeptabel geringe Einschränkungen im täglichen Leben ergeben. Dabei sind auch infrastrukturelle Aspekte einzubeziehen (z. B. flächendeckende Versorgung von Ladeeinheiten, entsprechende Stellplätze etc.). Eine klare Motivation im Sinne der Entwicklung von elektrischen Antrieben liegt in der Reduzierung des Kraftstoffverbrauchs sowie in der lokal emissionsfreien Stromspeicherung. Weitere Entwicklungen werden im Bereich der Batterie als Speichermedium stattfinden müssen, aber auch beim Elektromotor und im Leichtbau der Karosserie.

V. Internationale Forschungsschwerpunkte

Um aktuelle Aktivitäten zu Energiespeichern im internationalen Kontext aufzuzeigen, sollen im Folgenden entsprechende FuE-Aktivitäten anhand ausgewählter Beispielländer beleuchtet werden. In der dargestellten Auswahl einiger Länder und Regionen steht die unterschiedliche Herangehensweise an die Energie- bzw. Speicherforschung im Vordergrund. Der Fokus dieser Darstellung liegt – aufgrund der öffentlich verfügbaren Informationen – nicht auf der Beschreibung einzelner Speichertechnologien (nur im Einzelfall ausgeführt), sondern auf übergeordneten Forschungsstrategien, die einen Bezug zu Energiespeichern aufweisen. Die Ausführungen ordnen sich zumeist entlang der angestrebten energie-wirtschaftlichen Anwendungsfelder – wie der stationären Versorgung mit elektrischer Energie (via Netze), Traktionsanwendungen, Heizen bzw. Kühlen in Gebäuden oder auch der Prozesswärmebereitstellung – ein. Grundlage für die folgenden Ausführungen ist das Gutachten des IZT (2006), welches eine Standortbestimmung vom Herbst 2006 darstellt, ergänzt um aktuelle Projekte.

1. Deutschland

Deutschland ist in der Energiespeicherforschung insgesamt sehr breit aufgestellt. Die Speicherforschung in Deutschland ist u. a. dadurch gekennzeichnet, dass auf eine kontinuierliche Weiterentwicklung in allen Bereichen der Speichertechnologie gesetzt wird, wobei momentan keine neuen Durchbrüche erwartet werden. Ein wesentlicher Treiber in der öffentlichen Förderung war der mobile Einsatzbereich, insbesondere hinsichtlich verschiedener Batterietypen und der Wasserstoffspeicherung, die im Rahmen von Demonstrationsvorhaben weiterentwickelt werden. Auch die stationäre Speicherung elektrischer Energie wurde und wird gefördert. Aktuelle Vorhaben konzentrieren sich z. B. auf die Grundlagenforschung (Materialien, Supraleitung) und die Integration von Windenergie mithilfe von Druckluftspeichern.

Die von der Bundesregierung geförderten Forschungsaktivitäten sind im 5. Energieforschungsprogramm (BMWi 2005b) dargestellt, in dem die Energiespeicherforschung technologieübergreifend als Forschungsschwerpunkt benannt wird. In den konkretisierenden Förderrichtlinien (BMBF 2004; BMWi 2006; BMU 2006) wird die Speicherforschung als ein wichtiges Element identifiziert. Die Zuständigkeiten für die allgemeine Energieforschung, die als Rahmen für die Energiespeicherforschung zu sehen ist, sind in Deutschland auf fünf Ministerien aufgeteilt (IZT 2006):

- Das Wirtschaftsministerium (BMWi) ist für die programmatische Ausrichtung der Energieforschungspolitik und die Projektförderung in den Bereichen rationelle Energieumwandlung und nukleare Sicherheit zuständig.
- Das Umweltministerium (BMU) betreut die Energieforschung im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien (Projektförderung).

- Das Landwirtschaftsministerium (BMELV) kümmert sich um Forschung zu Bioenergie (Projektförderung).
- Das Forschungsministerium (BMBF) betreut die Grundlagenforschung und in diesem Rahmen auch die energie- bzw. energiespeicherrelevante Grundlagenforschung. Dies manifestiert sich durch institutionelle Förderung der Großforschungsanstalten aber auch durch Projektförderung für „Netzwerke Grundlagenforschung erneuerbare Energien und rationelle Energieanwendung“.
- Das Verkehrsministerium (BMVBS) ist seit 2006 im Rahmen des nationalen Innovationsprogramms „Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie“ (BMVBS 2006) in die Energieforschung involviert. Allerdings konzentriert sich das BMVBS im Rahmen dieses Innovationsprogramms auf Demonstrations- und „Leuchtturm“-Projekte, während BMWi und BMBF die angestammte Projekt- und Grundlagenförderung übernehmen.

Konkrete Forschung zu Energiespeichern – im Sinne der in diesem Bericht verwendeten Definition – wird im Rahmen dieser generellen Arbeitsteilung vom Wirtschaftsministerium (BMWi Referat III A 6, Energieforschung: Grundsatzfragen), Umweltministerium (BMU Referat KI III 5, Forschung und Entwicklung im Bereich Erneuerbarer Energien) und vom Forschungsministerium (BMBF Referat 715, Grundlagenforschung Energie) betreut. Alle drei Ministerien werden vom Projektträger Jülich (PTJ, Abteilung „Energietechnologien, Naturwissenschaftliche Grundlagenforschung“ und Abteilung „Erneuerbare Energien“) unterstützt (IZT 2006).

Im Bereich der Forschung des BMWi ist im Programmschwerpunkt „Rationelle Energieumwandlung“ ein eigenständiges Kapitel mit „Speichertechnologien und Wasserstoff“ zu finden, welches inhaltlich auf Anwendungen im Stromnetz- und Verkehrsbereich fokussiert. Speichertechnologien im Anwendungsfeld „Heizen und Kühlen in Gebäuden“ werden ebenfalls (im Kapitel „Energieoptimiertes Bauen“) adressiert. Ein Grund für diese Aufteilung ist die Verschiedenheit der Technologien und der beteiligten Akteure. Eine Priorisierung einzelner Anwendungsbereiche der Speicherforschung z. B. in Form von differenzierter Budgetierung findet nicht statt. Forschungsschwerpunkte lagen bisher im Bereich von Wasserstoff- und Stromspeichern (BMWi 2005b).

Ein Ansatzpunkt der BMU-geförderten Forschung ist es, im Rahmen einer sicheren, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung die Integration von erneuerbaren Energien in das Energiesystem zu unterstützen. Dazu sind Energiespeicher notwendig, die im Zusammenhang mit Windenergie, Photovoltaik, Nieder- und Hochtemperatursolarthermie sowie übergreifend unter „Integration der erneuerbaren Energien in den Stromsektor“ genannt werden.⁸² Bezüge zu Anwendungsfeldern ergeben sich aus der BMU-Speicherforschung v. a. auf

Stromnetze (Integration von Offshorewindenergie in die Verbundnetze, in geringerem Maße auch, weil exportrelevant, (PV-)Inselnetze), Heizen und Kühlen in Gebäuden sowie Prozesswärme (zur Stromerzeugung mittels Hochtemperatursolarthermie) (BMWi 2005b, BMU 2006, Nick-Leptin 2006, nach IZT 2006).

Der Fokus der Energieforschung des BMBF liegt auf der Ermittlung anwendungsorientierter Grundlagen.⁸³ Im Rahmen der institutionellen Förderung werden Stromspeicher für Netzanwendungen gefördert. Im Rahmen der Förderinitiative „Netzwerke Grundlagenforschung erneuerbare Energien und rationelle Energieanwendung“ wurden Vorhaben zur Wärmespeicherung (zum Heizen und Kühlen in Gebäuden) unterstützt. Letzteres ist weniger im Sinne einer expliziten Strategie der Energiespeicherforschung des BMBF zu interpretieren (z. B. unter Abgrenzungsgesichtspunkten), sondern die Verteilung ergab sich praktisch daraus, dass zur Netzwerkförderung bisher nur zur Wärmespeicherung förderwürdige Anträge gestellt wurden (Wollin 2006). Im BMBF wird beabsichtigt, die energiebezogene Grundlagenforschung auszuweiten (z. B. im Rahmen des Förderkonzepts „Grundlagenforschung Energie 2020+“). Wichtige Felder sind z. B. die Energieeffizienz, der effektive Einsatz von Speichern in Stromnetzen sowie die dezentrale Einspeisung erneuerbarer Energien, wobei einzelne Technologien nicht festgelegt worden sind. Neu ist eine Förderbekanntmachung des BMBF zum Themenfeld „Lithium-Ionen-Batterie (LIB2015)“ im Rahmen der Förderprogramme „Werkstoffinnovationen für Industrie und Gesellschaft – WING“ und „Mikrosystemtechnik“ sowie des aktualisierten Förderkonzepts „Grundlagenforschung Energie 2020+“ (BMBF 2007b).

Eine auf die Ebene von Speichertechnologien oder -anwendungsfeldern heruntergebrochene Budgetplanung innerhalb der Energieforschung wird in den betroffenen Ministerien nicht praktiziert. Energiespeicher stellen oft Unterpunkte in übergeordnet strukturierten Budgetposten der betroffenen Ministerien dar, sodass dafür ex ante keine konkreten Budgets identifizierbar sind (Semke 2006; Nick-Leptin 2006; Wollin 2006).

Die Einbindung lokaler Energiespeicher in das Verbundnetz wurde z. B. im vom BMWi geförderten Leitprojekt EDISON (1999 bis 2003) thematisiert, in welchem auch neue Netzstrukturen betrachtet wurden (ISE 2004b). Thema des Leitprojekts DYNASTORE (BMWi-Förderung 2000 bis 2004) war ein energiesparender Schwungmassenspeicher mit HTSL-Magnetlager (Hochtemperatursupraleitung) für den dezentralen Einsatz (BINE 2003b). Derzeit laufen beim BMWi keine Projekte zu Stromspeichern (Semke 2006). Gefördert werden sollen zukünftig u. a. elektrische Energiespeicher sowie die umweltfreundliche und die wirtschaftliche Herstellung und Speicherung von Wasserstoff (BMWi 2006). In den konkret vom BMU geförderten Projekten für Speicher zur In-

⁸² Speichertechniken für Geothermie und Wasserkraft/Meeresenergie sind bisher nicht explizit angesprochen (BMWi 2005b, nach IZT 2006).

⁸³ Stärker auf den Erkenntnisgewinn orientierte Grundlagenforschung (eher anwendungsfern) wird durch die Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG) gefördert (Semke 2006).

tegration von Windenergie stellen Druckluftspeicher die zentrale Technologie dar (Christmann 2006; Nick-Leptin 2006). In Vorbereitung befinden sich Verbundaktivitäten unter Einschluss der Industrie etwa zur Entwicklung eines adiabatischen Druckluftspeichers (Kap. III.1.2) in einer Salzkaverne. Für alternative Technologien wie z. B. H₂-Produktion aus Windstrom sind derzeit keine Vorhaben geplant. In Vorbereitung befinden sich jedoch Forschungsprojekte, die „technologische Speicherlösungen vermeiden“, indem sie die Netzintegration von Windenergie mithilfe von Netzmanagementansätzen angehen (z. B. Demand-Side-, Erzeugungs- und Clustermanagement) (IZT 2006). Im Rahmen der Energieforschung liegt der Schwerpunkt der BMBF-Aktivitäten bei der Grundlagenforschung an supraleitenden Magneten. Diese wird im Rahmen der programmorientierten Förderung der Helmholtz-Gemeinschaft am Forschungszentrum Karlsruhe durchgeführt. Das BMBF unterstützt zudem Netzwerke der Grundlagenforschung erneuerbare Energien und rationelle Energieanwendung, bei denen u. a. neue elektrochemische Energiespeicher auf der Forschungsagenda stehen (BMBF 2004; BMWi 2005b). Gefördert wird aktuell z. B. das Verbundprojekt LWSNet (Netzwerk zur Überwindung grundlegender Probleme bei der Entwicklung hocheffizienter Latentwärmespeicher auf Basis anorganischer Speichermaterialien), bei welchem es um grundlegende Fragestellungen für hocheffiziente Latentwärmespeicher geht (NGEE 2007).

Zusammenfassend kristallisieren sich als aktuelle Schwerpunkte in der anwendungsnahen Forschung der involvierten Ministerien die Druckluftspeicher und in der Grundlagenforschung supraleitende Magnete heraus. Aber auch im Bereich der Speicherung von Wärmeenergie (zum Heizen und Kühlen von Gebäuden) wurde und werden Vorhaben in der Grundlagenforschung (z. B. Sorptions-, Latentwärmespeicher) sowie zu Demonstrationsanlagen (z. B. sensible Speicher, saisonale Speicher) gefördert. Die Nutzung von Wärmespeichern für Prozesswärme wird im Rahmen der Speicherforschung bisher ausschließlich für solarthermische Kraftwerke betrieben.

Das öffentliche Engagement in der Speicherforschung wird damit begründet, dass in den betroffenen Anwendungsfeldern für Deutschland energiewirtschaftliche relevante Potenziale liegen (Semke 2006; Nick-Leptin 2006; Wollin 2006). Eine Ausnahme bildet die Forschung für Speicher für solarthermische Kraftwerke (Prozesswärme) und für PV-Inselsysteme (Stromnetze), deren Einsatzpotenzial vor allem außerhalb Deutschlands gesehen wird und deren Förderung im Wesentlichen industriepolitisch und exportorientiert motiviert ist (BMU 2005; Christmann 2006; IZT/Frost&Sullivan 2006).

Eine Ex-ante-Strategie, die innerhalb des Themenfeldes „Speicher“ explizit zwischen z. B. Strom- und Wärmespeichern wichtet, ist nicht zu erkennen. Energiespeicher als „enabling technology“ stellen im Gegenteil in allen Institutionen jeweils einen wichtigen Unterpunkt in der Forschungsplanung dar, strategische Weichensetzungen werden deshalb auf einer anderen Ebene getroffen. Da auch keine nach Speichern aufgeschlüsselten Forschungs-

budgets vorliegen, konnte keine Ex-post-Analyse der Gewichtung von Forschungsbudgets durchgeführt werden (IZT 2006).

2. Europäische Kommission

Im Grünbuch der Europäischen Kommission für eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie (EC 2006) werden zwar Hauptziele der europäischen Energiepolitik hervorgehoben, jedoch werden speichertechnisch nur Gasspeicher explizit benannt (neben der CO₂-Speicherung).

Im 7. EU-Forschungsrahmenprogramm (FP7) (2007 bis 2013) werden für die nichtnukleare Energieforschung insgesamt neun Schwerpunkte benannt: Wasserstoff und Brennstoffzellen, Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Herstellung von Brennstoffen aus erneuerbaren Energien, Einsatz erneuerbarer Energien zu Heiz- und Kühlzwecken (hier taucht die Formulierung „u. a. durch geeignete Speichertechnologien“ explizit auf), CO₂-Abscheidung und -speicherung für die emissionsfreie Stromerzeugung, umweltfreundliche Kohletechnologien, intelligente Energienetze, Energieeffizienz und Energieeinsparung sowie Wissen für die energiepolitische Entscheidungsfindung (BMBF 2007a). Im europäischen Forschungsprogramm sind die Forschungsaktivitäten breit gestreut, um alle erfolgversprechenden Technologien abzudecken.

Da momentan noch keine Erfahrungen aus dem FP7 ausgewertet werden können, wird das 6. Forschungsrahmenprogramm (FP6) zugrunde gelegt. Die bisherige Energiespeicherforschung ist bei den Generaldirektionen Forschung (DG Research) und Energie und Verkehr (DG TREN) angesiedelt. Während die DG Research überwiegend mittel- bis langfristige Forschungsaktivitäten mit einer Zeitperspektive nach 2010 verfolgt, sind bei der DG TREN vorwiegend kurz- bis mittelfristige Demonstrationsvorhaben mit einem relativ geringen Forschungsanteil (ca. 20 Prozent) angesiedelt. Das vorhandene Förderbudget wurde im FP6 in etwa zu gleichen Teilen auf die beiden Forschungsperspektiven verteilt (IZT 2006).

Im FP6 wurde die thematische Zuordnung der Energiespeicherung überwiegend in den beiden Schwerpunkten „Sustainable Energy Systems“ und „Sustainable Surface Transport“ vorgenommen. Adressiert wurden drei Anwendungsfelder für Speicher – für Mobilitätszwecke, für die Netzintegration erneuerbarer Energien sowie für Heiz- und Kühlzwecke –, wobei aufgrund des offenen Charakters der Rahmenvorgaben in den Ausschreibungen ein breites Spektrum von Technologien untersucht wurde.

Für den Transportsektor steht als Zielgröße im Raum, bis zum Jahre 2020, eine 20-prozentige Substitution von fossilen Brennstoffen zu erreichen, was u. a. durch die Entwicklung kostengünstiger Hybridantriebe – inkl. entsprechender H₂- und Batteriespeicher – erfolgen soll. Daher wird der Forschung im Bereich Energiespeicher für mobile Anwendungen höchste Priorität eingeräumt. Im FP6 standen für die Wasserstoffspeicherforschung ca. 23 Mio.

Euro (knapp 18 Prozent) des gesamten Wasserstoffforschungsbudgets zur Verfügung (IZT/Frost & Sullivan 2006). Gegenüber dem 5. Forschungsrahmenprogramm entsprach dies einer Verdreifachung der Fördermittel. Im Sinne eines weiteren EU-Ziels, die durchschnittlichen Flottenemissionen auf 140 g/km CO₂ zu begrenzen, wurden im FP6 auch zahlreiche Batterietypen gefördert. Im Vordergrund standen Hochleistungsbatterien (Lithium-Ionen, Nickel-Zink) für hybridelektische Fahrzeuge (ca. 20 Mio. Euro Fördermittel für Batterie- und batteriebezogene Forschung) (IZT 2006). Davon wurden ca. 7 Mio. Euro für die Entwicklung von Lithiumbatterien für stationäre, mobile und tragbare Einsatzzwecke bereitgestellt. Darüber hinaus wurde die Entwicklung neuer Materialien, von optimierten Lade-/Entladeschemata und von beschleunigten Testverfahren bei Blei-Säure-Batterien unterstützt. Der Schwerpunkt Lithiumbatterien wird auch in der Grundlagenforschung unterstützt: z. B. durch das Exzellenznetzwerk „Advanced lithium energy storage systems based on the use of nano-powders and nano-composite electrodes/electrolytes (ALISTORE)“. Für die zukünftige Forschung im Bereich mobiler Anwendungen werden Schwerpunkte bei Nickel-Metallhydrid-, Lithium-Ionen- und Lithium-Polymer Batterien gesetzt (IZT 2006).

Speicherforschung im Zusammenhang mit einer Netzunterstützung fand im Rahmen der EU-Forschung insbesondere unter dem Blickwinkel der Integration erneuerbarer Energien statt. Die Speicherung von Energie aus Photovoltaik- und Windanlagen wurde zwar in zahlreichen Projekten untersucht: Im FP7 ist jedoch das Thema „Intelligente Netze“ als eigenständiges Thema aufgenommen worden, wobei die Forschung zu Speichertechnologien Bestandteil dieses Forschungsfeldes sein wird (nach IZT 2006). Im FP6 und davor wurde die Entwicklung einzelner Technologien wie Batterien, Schwungräder, Druckluftspeicher, SMES und Kondensatoren gefördert. Ein Schwerpunkt der Batterieforschung lag bei Lithium-Ionen-Batterien. Gleichwohl sind das Energiesystem als Ganzes und die Bedeutung von Speichertechnologien für die Funktionsweise des Netzes vor dem Hintergrund sich ändernder Bedingungen (Liberalisierung des Strommarktes etc.) kaum systematisch untersucht worden. Deshalb sollen im FP7 Speichertechnologien im systemaren Zusammenhang zu Produktions- und Verteilungslasten (Leistungsfähigkeit des Netzes) analysiert werden. Schwerpunktmäßig sollen Fragestellungen hinsichtlich der Perspektiven der gekoppelten Stromproduktion und Speicherung (Konzepte, ökonomische und ökologische Wirkungen), des Einsatzes von Speichertechnologien zum Ausbau der Leistungsfähigkeit der Netze sowie zu benötigten (Netz-)Managementmethoden (zur Integration des wachsenden Anteils fluktuierender Energieträger in das Netz; Nutzung des Netzes „quasi als Speicher“ etc.) untersucht werden.

Wärme-Kälte-Speicherung ist im FP6 kein eigenständiger Fördergegenstand gewesen, sondern war eingebunden in übergreifende Forschungsaktivitäten der Integration von erneuerbaren Energien in die Energieversorgung (EC 2005). Gefördert wurden Projekte, die u. a. die wirt-

schaftliche Machbarkeit und ökologische Wirksamkeit von Mittel- und Niedertemperaturwärme in Heiz- und Kühlnetzen einschließlich notwendiger Speichertechnologien untersuchten und dabei entweder auf Kraft-Wärme-/Wärme-Kälte-Kopplung und/oder den Einsatz erneuerbarer Energieträger wie z. B. Biomasse ansetzten. Ein weiterer Förderschwerpunkt lag auf Phasenübergangsmaterialien (PCM) (IZT 2006). Hinsichtlich der Forschungsprioritäten im FP7 hat die European Renewable Energy Centres Agency (EUREC 2006) als Ziel eine achtfache Verbesserung der Energiedichte von Wärmespeichern im Vergleich zu Wasser als Speichermedium ausgegeben.⁸⁴ Im Fokus steht auch die Entwicklung und der Einsatz neuer Materialien, insbesondere für PCM und für thermochemische Speicher sowie die Dämmung von Speichern (bspw. durch Vakuum). Weiterhin soll eine Kostenreduktion durch Einsatz neuer Materialien und durch den multifunktionellen Gebrauch von Gebäudekomponenten (z. B. Wände als Speicher) erreicht werden und die Systemintegration optimiert werden (Prototypen, Felddemonstrationen etc.).

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass in den bisherigen Forschungsprogrammen der EU das ganze Spektrum von Speichertechnologien untersucht worden ist. Ein Schwerpunkt, der sich auch in den Forschungsbudgets entsprechend niedergeschlagen hat, haben Technologien für mobile Anwendungen – H₂-Speicher und Batterien – eingenommen. In der strategischen Ausrichtung der Forschung zu Speichern ist in der Tendenz (Wechsel von FP6 zu FP7) ein Übergang von einer überwiegenden Technik-/Technologieorientierung hin zur systemaren Analyse festzustellen. Auch aus Sicht der Europäischen Kommission ist für zahlreiche Speichertechnologien – wie Druckluftspeicher oder Hochleistungsbatterien – die Machbarkeit nachgewiesen, sodass der weitere Forschungsbedarf vielmehr bei der Kostenreduktion und Effizienzsteigerung sowie dem Aufzeigen von Leistungsfähigkeit und Funktionserfüllung in Energiesystemen liegt.

3. USA

Die Energieforschung in den USA ist ebenfalls eingebettet in nationale Energieziele, wie z. B. im „Energy Policy Act of 2005“ (<http://energycommerce.house.gov>) benannt als Verbesserung nationaler Stromverteilungskapazitäten und -zuverlässigkeiten (Netzverbesserung, neue Regeln für die Errichtung von Netzen, Vermeidung von „Black-outs“), der Förderung des Einsatzes alternativer Antriebe und Treibstoffe sowie erneuerbarer Energien aber auch als Unterstützung von Aktivitäten zur Energieeinsparung (Effizienzstandards, Produktkennzeichnung). Bei den Forschungsaktivitäten im Bereich nichtnuklearer Energien liegt die höchste Priorität im Bereich der Weiterentwicklung von Techniken zur Umwandlung und Gewinnung fossiler Energien, wofür etwa zwei Drittel der FuE-

⁸⁴ Industrieseitig wird es als Ziel angesehen, einen quasisaisonalen Wärmespeicher für Haushalte zu entwickeln, der bei einem Volumen von 1 bis 2 m³ eine Speicherkapazität von 1,63 m³/MWh (statt 13 m³/MWh) aufweist (EUREC 2006, nach IZT 2006).

Mittel eingesetzt werden (PTJ 2005). Das verbleibende Drittel entfällt auf den Bereich „Energieeffizienz und Erneuerbare Energien“ (Energy Efficiency and Renewable Energy, EERE), in dem auch die Energiespeicherforschung angesiedelt ist. Da die Reduzierung von Erdölimportabhängigkeiten oben ansteht und (mittel- bis langfristig) der Transport auf der Basis von Wasserstoff- und Hybridsystemen erfolgen sollte, genießt die Forschung von Speichersystemen für mobile Anwendungen in den USA eine hohe Priorität (DoE 2006).

Innerhalb der Energieforschung werden im Programm „Energieeffizienz und Erneuerbare Energie“ vom Department of Energy (DoE) drei speicherbezogene Forschungsfelder unterstützt (DoE 2005): die Wasserstoffspeicherung für mobile Anwendungen, Batteriespeichersysteme (Lithium-Ionen-, Lithium-Schwefel-, Magnesium- und aluminiumbasierte Batterien) für die mobile Anwendung und andere Speichersysteme wie Schwungräder zur Verbesserung der Netzstabilität.

Die Forschung zu Wärmespeichern ist nach Angaben des DoE (Gyuk 2006; McDowall 2006) bereits vor sieben Jahren eingestellt worden. Entwicklungen in diesem Bereich werden jedoch z. B. im Rahmen zahlreicher Implementing Agreements der IEA (International Energy Agency) begleitet. Insgesamt ist der Gebäudebereich in den USA mit einem Anteil von knapp 8 Prozent der Forschungsausgaben (im Vergleich zur deutschen Förderpraxis lag der Anteil 2004 bei ca. 15 Prozent) deutlich unterrepräsentiert. Und dies, obwohl etwa 56 Prozent der Haushaltsenergie in den USA für Wärme- und Kühlzwecke aufgewendet werden (PTJ 2005).

Im Anwendungsfeld Verkehr werden zwei Forschungsstränge etwa gleichgewichtig beforscht: Wasserstoffspeicher und Batteriespeichersysteme. Die Forschungsaktivitäten bei Wasserstoffspeichern zielen auf leichtgewichtige, kostengünstige und effiziente On-Board-Systeme, die eine Fahrzeugreichweite von 500 km ermöglichen (DoE 2005). In den Jahren 2004 bis 2006 ist die Förderung für Wasserstoffspeicher von ca. 10,5 Mio. Euro auf fast 24 Mio. Euro gestiegen (Tabelle 4). Auch der Anteil der Forschungsförderung für Speicher an der gesamten Wasserstoffförderung ist von gut 16 Prozent im Jahr 2004 auf etwa 30 Prozent im Jahr 2006 angewachsen. Damit über-

trifft das Budget für die Speicherforschung das für die Wasserstoffproduktion und bildet den größten Einzeletat im Wasserstoffprogramm. Für das Haushaltsjahr 2007 sollte das Förderbudget für die gesamte Wasserstoffforschung auf knapp 157 Mio. Euro erhöht werden (IZT 2006).

Die Rahmenstruktur des DoE – das „National Hydrogen Storage Project“ – fasst diverse Forschungsaktivitäten zusammen. Exzellenzzentren bündeln die Expertise in den Forschungsfeldern Metallhydride, chemische Wasserstoffspeicherung und karbonbasierte Materialien. Das Exzellenzzentrum für Metallhydride hat seinen Forschungsschwerpunkt in der Entwicklung neuer Materialien wie leichtgewichtige und zusammengesetzte Hydride. Das Zentrum für chemische Wasserstoffspeicherung forscht primär an neuartigen Borverbindungen zur Speicherung. Das Exzellenzzentrum für karbonbasierte Materialien arbeitet an Konzepten für die Wasserstoffspeicherung im Bereich der Oberflächensorption (z. B. Kohlenstoffnanoröhren). Darüber hinaus werden Arbeiten zur Entwicklung neuer Materialien⁸⁵ für die On-Board-Speicherung, zur Lebenszykluskostenanalyse und zu Standardisierungsfragen durchgeführt (nach IZT 2006).

Im Rahmen der „FreedomCAR Partnership“⁸⁶ wurden übergeordnete Forschungsziele für die Entwicklung von Wasserstoffspeichern formuliert. Jedoch sind die für 2010 bzw. 2015 avisierten Speicherdichten von 2,0 bzw. 3,0 kWh/kg mit Konzepten auf der Basis flüssigen oder gasförmigen Wasserstoffs mit derzeit verfügbaren Speicherkonzepten voraussichtlich nicht zu verwirklichen (für 2005 war 1,5 kWh/kg angesetzt) und erfordern daher neuartige Materialien zur Speicherung (IZT 2006).

Die Batterieforschung für mobile Zwecke ist im Programm Energieeffizienz und Erneuerbare Energien (EERE) innerhalb des Fahrzeugtechnologieunterprogramms dem Bereich Hybrid- und elektrischer Antrieb (Hybrid and Electric Propulsion) zugeordnet. Eines der

⁸⁵ nanostrukturierte Materialien, Amin-Boran-Komplexe, Metalperhydride, Clathrate, Lithiumnitride

⁸⁶ Die FreedomCAR Partnership wurde im Jahr 2002 gemeinsam durch das United States Council for Automotive Research (USCAR) und DoE initiiert.

Tabelle 4

**Entwicklung der Wasserstoffspeicherförderung der USA in den Jahren 2004 bis 2006
als Anteil der gesamten Wasserstoffförderung**

	2004		2005		2006	
	in Mio. Euro	Speicher/ H ₂ gesamt	in Mio. Euro	Speicher/ H ₂ gesamt	in Mio. Euro	Speicher/ H ₂ gesamt
Speicher	10,5	16,4 %	18,9	25,2 %	23,9	30,2 %
H ₂ gesamt	64,3		75,2		79,3	

Quelle: DoE 2005; eigene Berechnungen des IZT; als Umrechnungskurs wurde 1,25 US-Dollar = 1 Euro angenommen.

zentralen Ziele der Batterieforschung ist es, bis 2010 die Produktionskosten für eine 25-kW-Hochleistungsbatterie für den Einsatz in Automobilen von jetzt ca. 2 400 Euro auf 400 Euro zu reduzieren. Im Haushaltsjahr 2006 standen der Batterieforschung von den 39 Mio. Euro Fördermitteln für Hybrid- und elektrische Antriebe ca. 20,5 Mio. Euro oder gut 52 Prozent zur Verfügung (IZT 2006). Diese Mittel verteilen sich auf Hochleistungsspeicher (Entwicklung einer Lithium-Ionen-Batterie mit einer Kathode aus Manganoxid, diversen Batterietypen für Hybridantriebe, Vergleichstests mit Kondensatoren [14,1 Mio. Euro]), Batterieanwendungen (Demonstration von Hochtemperaturbatterien wie Lithium-Schwefel-Batterien [1,2 Mio. Euro] und Forschung für neue elektrochemische Technologien (z. B. statt lithium-, magnesium- oder aluminiumbasiert [5,2 Mio. Euro]) (IZT 2006). Die Wasserstoff- und Batterieaktivitäten werden industrieseitig verschiedentlich gestützt.

Im stationären Bereich – dem dritten Forschungsstrang im EERE-Programm – ist das „Energy Storage Systems Research Program“ (ESS-Programm; www.oe.energy.gov/randd/energy_storage.htm) verankert, das vom Büro für Elektrizitätsversorgung und Versorgungssicherheit im DoE koordiniert wird und bei dem „Sandia National Laboratories“ (www.sandia.gov/ess/index.html) als Projektträger fungiert. Das Ziel des ESS-Programms besteht darin, in Zusammenarbeit mit der Industrie fortgeschrittene Energiespeichertechnologien und -systeme zu entwickeln, um Versorgungssicherheit, Leistungsfähigkeit und Wettbewerbsfähigkeit der amerikanischen Stromerzeugung und Verteilung sowie der netzunabhängigen bzw. netzfernen Systeme zu verbessern (Gyuk 2006). Entsprechend adressiert das Programm insbesondere die für die USA typischen Herausforderungen wie die Reduzierung von Spitzenlast, die Frequenzstabilisierung und die Eliminierung von „Blackouts“ sowie die Verbesserung des Marktwertes von dezentralen Energieressourcen (z. B. Wind). Das ESS-Programm umfasst Forschungsaktivitäten zu Batterien (konventionelle und neuartige Materialien), Schwungrädern, Kondensatoren mit hoher Energiedichte, supraleitenden magnetischen Energiespeichern und zur Leistungselektronik. Im ESS-Programmteil stehen insbesondere Demonstrationsvorhaben (wie „Grid Frequency Regulation by Recycling Electrical Energy in Flywheels“) und Marktanalysen (z. B. New York Storage Market Analysis) zur Verbesserung und Stabilisierung des maroden US-Stromnetzes im Vordergrund (Gyuk 2006).

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass die USA in der Energiespeicherforschung ihre Schwerpunkte zunächst in den Bereichen Wasserstoff- und Stromspeicherung für mobile Anwendungen, aber auch zur Unterstützung der Versorgungsqualität mit Strom setzen. Die relevanten Forschungsprogramme sind eingebettet in übergreifende Initiativen (z. B. „FreedomCAR“ oder „Wasserstoff Initiative“), die dazu beitragen sollen, sicherheits- und damit verknüpfte energiepolitische Ziele zu erreichen. In Zusammenarbeit mit der Automobilindustrie werden neue Antriebe und Speichersysteme er-

forscht und erprobt, auch um die hohe Abhängigkeit vom Öl zu verringern.

Auffällig ist, dass die Forschung zur Wärmespeicherung für Heizungs- und Kühlzwecke gestoppt wurde und damit der Gebäudebereich und die korrespondierende Wärmespeicherung im Gegensatz zu vielen anderen Ländern bei den FuE-Aufwendungen deutlich unterrepräsentiert ist. Nur einzelne Bundesstaaten unterstützen Forschungsprojekte; auf nationaler Ebene werden hierzu lediglich Informationen angeboten.

4. Japan

Das Energiesystem Japans weist eine extrem hohe Importabhängigkeit auf, da nur 4 Prozent des Energieverbrauchs durch eigene Quellen gedeckt werden können (zum Vergleich Deutschland: 26 Prozent, USA 63 Prozent) (Enecho 2006). Strategisch strebt die japanische Energiepolitik daher eine Diversifizierung des Energiebezugs unter verstärkter Nutzung nuklearer Energie an. Im Unterschied zu den USA und Europa zeigt sich, dass aufgrund geographischer Gegebenheiten, das Selbstversorgungspotenzial durch erneuerbare Energien in Japan geringer ist und sich auf spezifische Technologien beschränkt.⁸⁷

Das Energieforschungsbudget hat im Jahr 2006 etwa 3,9 Mrd. Euro⁸⁸ betragen (PTJ 2006). Hinzu kommt ein relativ hoher Anteil privatwirtschaftlicher Forschungsausgaben. Etwa zwei Drittel entfallen auf nukleare Energietechnologien. Der Anteil für die Energiespeicherforschung ist nicht separat ausgewiesen. Der Fokus liegt vor allem im Anwendungsfeld Verkehr mit Wasserstoff- bzw. Hybridfahrzeugen. Das METI verwaltet ca. 16 Prozent des Energieforschungsbudgets und finanziert Forschung in den Bereichen „Neue Energie“ sowie „Umwelt und Energie“, wozu insbesondere erneuerbare Energieträger, Brennstoffzellen und Wasserstofftechnologie, Energieeffizienz und auch Energiespeichertechnologien zählen. Die Forschung in diesen Bereichen wird durch das NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organisation) als Projektträger gemanagt, wobei die Verknüpfung mit der japanischen Industrie traditionell sehr stark ist. Neben Wasserstofftechnologien werden insbesondere elektrische und chemische Energiespeicher als

⁸⁷ Die Einbettung erneuerbarer Energien hat in Japan andere Schwerpunkte und Rahmenbedingungen als z. B. in Deutschland. Japan verfügt nur über mäßige Windstandorte an Land und schwer zugängliche Offshorestandorte. Obwohl auch in Japan der Ausbau von Windkraft vorangetrieben wird, ist aufgrund des begrenzten Potenzials der Zuwachs geringer als in Deutschland. Allerdings ergeben sich in den relativ windreichen Regionen Probleme bei der Einspeisung aufgrund schwacher Netzkapazitäten. Derzeit hat Japan mehr Photovoltaik- als Windleistung installiert und auch in den Plänen für den weiteren Ausbau soll der Anteil von PV höher bleiben, als der von Wind (Enecho 2006). Zugleich verfügt Japan über einen relativ großen Anteil von Pumpspeicherkraftwerken, mit einer Leistung von 24 GW (in 2001) plus mehr als 12 GW im Bau bzw. in Planung (IEA 2003). Im Gegensatz zu Deutschland spielt daher die Integration großer Mengen von Windstrom nur eine untergeordnete Rolle (IZT 2006).

⁸⁸ In Quellen gefundene Währungsangaben in Yen wurden mit folgendem Kurs in Euro umgerechnet: 1 Yen = 0,0070 Euro.

auch Demonstrationsanlagen für erneuerbare Energien in ganz Asien gefördert. Hier geht es u. a. um Fragen der Netzintegration oder des Aufbaus unabhängiger Netze, für die Energiespeicher fast immer eine wichtige Komponente darstellen (IZT 2006).

Das Anwendungsfeld Verkehr stellt auch in Japan das wichtigste Forschungsfeld zu Energiespeichern dar. Hier stehen Hybrid- als auch Wasserstoff-Brennstoffzellen-Fahrzeuge im Mittelpunkt (METI 2005). Die durch NEDO geförderten Aktivitäten im Bereich Verkehr sind momentan fast ausschließlich auf Brennstoffzellenfahrzeuge mit Aspekten zur Wasserstoffspeicherung (2004 mit ca. 5 Mio. Euro) sowie Energiespeichern zur Optimierung von (Brennstoffzellen-)Hybridfahrzeugen fokussiert. Zu letzteren gehört auch die Forschung an Lithiumbatterien (2004 mit 8 Mio. Euro), Nickel-Wasserstoff-Batterien sowie Supercaps (NEDO 2004a). Als Zielgröße für Wasserstoff sollen bis zum Jahr 2030 Speicherdichten von 9 Prozent Gewichtsanteil bei 80 g/l und einer Befüllungszeit von zwei Minuten erreicht werden (METI 2005). Bei Batteriespeichern für Elektroautos stehen die Steigerung der Energiedichte (bis 2050 Halbierung des Batteriegewichts) und die Lebenszeitverlängerung im Vordergrund. Auch werden infrastrukturelle Aspekte (Ausweitung des Tankstellen-/Ladestationennetzes) explizit mit einbezogen. Darüber hinaus wird auch zur Speicherung von Bremsenergie von Zügen mit Batterien oder Schwungradspeichern geforscht (www.iee.org/oncomms/pn/railway/06innovation_cooper.pdf; Takehito 2004).

In der stationären Energieversorgung werden vom NEDO Demonstrationsvorhaben gefördert, die auf die Integration von erneuerbaren Energien z. B. in Inselnetze ausgelegt sind. Die Integration von PV steht hier zumeist im Vordergrund. Energiespeicher werden meistens als wichtige Komponenten genannt, wobei in der Regel deren Integration und nicht die Komponentenentwicklung im Vordergrund steht. Viele dieser Projekte finden nicht in Japan selbst, sondern im gesamten asiatischen Raum statt und zielen offensichtlich auf Exportmöglichkeiten für PV ab. Ein bedeutendes Projekt zur Integration von Solarstrom in das Stromnetz ist die Siedlung Pal Town in Ota, Japan. In der Neubausiedlung wurden auf mehr als 550 Häusern PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 2,2 MW_{peak} installiert. In dem vom NEDO geförderten Forschungsprojekt werden zwischen den Jahren 2002 und 2007 das Netzverhalten (vorwiegend auf Nieder- und Mittelspannungsebene) bei einem sehr hohen Anteil von Solarstrom sowie Sicherheitsfragen analysiert. Dazu ist jedes Haus auch mit einer Bleibatterie ausgestattet, wobei verschiedene Einspeisemodi zentral gesteuert und ausgewertet werden. Diese umfassen auch unterschiedliche Be- und Entlademuster der Batterien und deren Einfluss auf Gesamtenergieertrag, Wirtschaftlichkeit sowie Netzstabilität (nach IZT 2006).

Energiespeicher im Gebäudebereich werden in Japan vor allem unter dem Gesichtspunkt der Energieeffizienz erforscht. Ein Schwerpunkt liegt auf der Reduzierung der Kühllasten (vor allem für große Bürogebäude). Forschung zur Speicherung von solarerzeugter Wärme hat

eine geringere Bedeutung. Ein erkennbarer Fokus liegt auf Materialien mit hohem Wärmeaufnahme-potenzial (etwa durch Phasenübergang), die in Gebäudewände eingebracht werden können und die Tagesspitzen des Kühlbedarfes reduzieren helfen sollen. Weitere Experimente laufen mit Eis bzw. komprimiertem Schnee als Langzeitkältespeicher (Enecho 2006, S. 14). Die Forschung in diesem Bereich wird durch das „Heat Pump & Thermal Storage Technology Center of Japan“ vorangetrieben, das auch der Japanische Partner im Implementation Agreement „Energy Conservation through Energy Storage (ECES)“ der Internationalen Energieagentur (IEA) ist (IZT 2006).

In der Grundlagenforschung gibt es einige Aktivitäten im Bereich der Materialforschung speziell zur Nanotechnologie und zur Supraleitung, aber auch zu elektrischen Energiespeichern. Insbesondere die Arbeiten zu supraleitenden Spulen aus Yttrium werden nach Angaben von NEDO selbst als zur Weltspitze gehörend eingestuft (NEDO 2004a). Außerdem wird an Schwungradspeichern mit supraleitenden magnetischen Lagern (2004 mit 350 000 Euro) gearbeitet (NEDO 2004b, S. 69). Dies steht in engem Zusammenhang mit Forschung zu supraleitenden Kabeln zur Hochspannungsgleichstromübertragung (2004 mit 8 Mio. Euro) (NEDO 2004b, S. 68). Als langfristige Perspektive (nach 2050) weist die „Technology Roadmap“ des METI Lichtspeicher („light storage“) als technologische Option im Gebäudebereich aus (METI 2005).

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass Japan eine breite Palette von Aktivitäten im Bereich der Energiespeicherforschung betreibt. Über eine „Technology Roadmap“ des METI sind bis 2100 auch langfristige Ziele vergleichsweise detailliert festgelegt. Der Schwerpunkt der japanischen Energiespeicherforschung liegt im Verkehrsbereich, wobei Anwendungen für Wasserstoff-Brennstoffzellen-Fahrzeuge im Vordergrund stehen. Neben Wasserstoffspeichern wird auch intensiv an Lithiumbatteriespeichern geforscht (für unterschiedliche Anwendungen). Energiespeicherforschung zur Integration von erneuerbaren Energien in das Stromnetz wird in Japan vor allem mit Blick auf die Photovoltaik (PV) vorangetrieben, wobei die Projekte zur Netzintegration von PV stark auf Systeme mit vielen kleinen Erzeugern fokussieren. Im Vordergrund steht die Systemoptimierung, bei der Energiespeicher (meist Batterien) lediglich eine Komponente darstellen. Forschung in diesem Feld umfasst explizit auch Demonstrationsvorhaben außerhalb Japans mit dem Ziel, diese Technologie auch im Export erfolgreich einsetzen zu können. Im Gebäudebereich werden mit dem Ziel der Energieeffizienzsteigerung vor allem Ansätze zur Reduktion von Kühllasten verfolgt (Phasenübergangsmaterialien, Kältespeicher).

5. Korea

Das Energiewirtschaftssystem in Korea weist Gemeinsamkeiten mit der Situation in Japan auf. Durch das angespannte politische Verhältnis zu Nordkorea ist die Republik Südkorea de facto eine energiewirtschaftliche Insel,

die stark von Energieimporten abhängig ist. Die angestrebte Reduzierung der Abhängigkeit vom Öl führt im Elektrizitätsbereich zu einem starken Engagement für Nuklearenergie. Das Energieforschungsbudget liegt mit 310 Mio. Euro pro Jahr etwa 20 Prozent unter dem in Deutschland (IEA 2006). Bezogen auf die Einwohnerzahl liegt das koreanische Energieforschungsbudget jedoch ca. ein Drittel über dem von Deutschland, bezogen auf das BIP (nominal) beträgt es etwa das Dreifache. Gemäß IEA werden ca. 3,3 Mio. Euro pro Jahr für Energiespeicherforschung zur Verfügung gestellt, also etwas mehr als 1 Prozent des gesamten Energieforschungsbudgets. Dies entspricht etwa dem Anteil wie in Deutschland (IZT 2006).

Viele Forschungsprogramme in Korea orientieren sich an wirtschaftlichen Visionen des 21. Jahrhunderts; häufig am Leitbild der Informationsgesellschaft. Dies schlägt sich auch in Forschungsprogrammen zu Energiespeichern nieder. Beispielsweise wird die Forschung an supraleitenden Stromspeichern damit begründet, dass IuK-Technologien einer besonders zuverlässigen Stromversorgung bedürfen.

Die Energiespeicherforschung wird durch das „21C Frontier R&D Programm“ des Ministry of Science and Technology (MOST) unterstützt (Kim 2006). 2003 wurden Programme in den Bereichen Wasserstoff und Supraleitung und durchführende Institutionen geschaffen (www.cast.re.kr/english/emain_2.htm). Die Programme haben eine Laufzeit von zehn Jahren und zielen auf die kommerzielle Anwendung der untersuchten Technologien. Forschungen zum Thema Wasserstoff werden durch die „Republic of Korea National R&D Organisation for Hydrogen and Fuel Cell (H₂FC)“ (www.h2fc.or.kr/eng/index.php) gebündelt. Neben der Wasserstoffproduktion spielt die Wasserstoffspeicherung eine wichtige Rolle. Im Bereich Supraleitung wurde das „Center for Applied Superconductivity Technology“ als eine neue Unterabteilung des „Korean Electrotechnology Research Institute“ (KERI) gegründet. Hier sind Demonstrationsanlagen zu supraleitenden elektrischen Speichern geplant (IZT 2006).

Forschung zu anderen Energiespeichern wird im Wesentlichen durch das „Ministry of Commerce and Energy“ (MOCE) gefördert. 2003 hat die koreanische Regierung eine Initiative zur Steigerung des Wirtschaftswachstums gestartet. Es wurden zehn Schlüsselindustrien identifiziert, die auf Technologien mit hohem Forschungsbedarf aufbauen. Bis 2012 sollen 50 Prozent der koreanischen Forschungsausgaben in diese Bereiche fließen (2004 waren es 19 Prozent) (IZT 2006). Im Rahmen dieser Initiative sollen zwischen 2004 und 2008 mehr als 23 Mio. Euro⁸⁹ in Forschung an Batterien der nächsten Generation fließen (www.globalwatcher.vice.com/pages/ThreeColumns.aspx?PageID=148).

Der Löwenanteil der Energiespeicherforschung in Korea zielt auf kleine Speicher für Elektronikgeräte. Innovative Entwicklungen im Grundlagenbereich können relevant für andere Einsatzbereiche sein, wie nanostrukturierte Wasserstoffspeicher oder Lithium-Polymer-Batterien. Im Rahmen des umfangreichen Wasserstoff- und Brennstoffzellenprogramms wird auch an Wasserstoffspeichern – mehr auf Automobilanwendungen ausgerichtet – geforscht. Auch Technologien zum stationären Einsatz werden entwickelt sowie infrastrukturelle Aspekte integriert. Zu den untersuchten Technologien zählen Metallhydride, nanostrukturierte Materialien und magnesiumbasierte Speichermaterialien. Das KERI betreibt umfangreiche Batterieforschung u. a. zu Lithium-Ionen-Batterien, Lithium-Polymer-Batterien, Zink-Luft-Batterien und Supercaps. Darüber hinaus werden Grundlagen für sogenannte „next-generation batteries“ erforscht, was auch die Standardisierung umfasst (www.keri.re.kr/keri/english/sub2/sub3.php). Durch das zentrale, staatliche „Korean Institute for Energy Research“ (KIER) werden Elektrizitätsspeicher zur Verbesserung der Netzqualität auf Grundlage von Schwungradspeichern und supraleitenden Spulen entwickelt (www.kier.re.kr/eng/index.jsp, nach IZT 2006).

Forschungsvorhaben im Verkehrsbereich werden durch wirtschaftliche Überlegungen angetrieben. Zu den vom MOCE identifizierten zehn Schlüsselindustrien gehört sowohl das „future car“, mit neuen Antriebsformen (Wasserstoff-Brennstoffzelle und Hybridantriebe) als auch Batterien der zweiten Generation (Cho 2005). Im Rahmen des Programms zur Forschung an Brennstoffzellen und Wasserstoff wurde eine Roadmap für die Wasserstoffspeicherung im Rahmen des „21C Frontier R&D Program“ mit z. T. spezifischen Zielvorgaben entwickelt (www.h2fc.or.kr/eng/index.php). Obwohl der Schwerpunkt auf mobilen Anwendungen liegt, sind auch Technologien für den stationären Einsatz eingeschlossen.

Im Bereich der Stromnetze führt das KERI Arbeiten zur Netzstabilisierung durch, wobei neben Leistungselektronik, Kraftwerks- und Netzmanagement auch Stromspeicher (Schwungradspeicher mit supraleitender, magnetischer Lagerung und supraleitende Spulen) untersucht werden (IZT 2006). Im Rahmen eines größeren Forschungsprogramms zur Supraleitung wurde 2006 begonnen, eine größere Pilotanlage eines supraleitenden, magnetischen Stromspeichers zu errichten (Projektlaufzeit zehn Jahre). Ziel ist eine große Versuchsanlage, die in die kommerzielle Anwendung überführt werden kann (Business Journals 2006; www.cast.re.kr/english/emain_2.htm). Im Rahmen der nationalen Programme zur Wind- und Photovoltaikforschung werden auch die Möglichkeiten zur Energiespeicherung mithilfe von Wasserstofftechnologien untersucht.

Energiespeicher im Gebäudebereich spielen eine untergeordnete Rolle. Das „Korean Electric Power Research Institute“ (KEPRI) arbeitet an der Entwicklung von Wärmepumpen mit Eisspeichern, um die in Südkorea wichtige Raumkühlung mit Nachtstrom betreiben und die Bedarfsspitzen am Tag abbauen zu können. Hierfür wurde

⁸⁹ In Quellen gefundene Währungsangaben in Won wurden mit folgendem Kurs in Euro umgerechnet: 1 Südkoreanischer Won = 0,00087 Euro.

eine Versuchsanlage in Korea mit deutscher Beteiligung errichtet (Sanner 2004, nach IZT 2006).

Zusammenfassend betrachtet orientieren sich die Forschungsbemühungen Koreas am Ziel der wirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit des Landes. Der Hauptteil der Energiespeicherforschung geht in die Entwicklung kleiner Speicher für Elektronikgeräte. Manche Arbeiten etwa in der Grundlagenforschung sind jedoch auch für größere Speicher relevant (z. B. nanostrukturierte Wasserstoffspeicher, Lithium-Polymer Batterien). Darüber hinaus gibt es umfangreiche Forschungen zu Wasserstoffspeichern mit Hauptfokus auf dem mobilen, aber auch teilweise stationären Einsatz. Im Bereich der Stromnetze liegt ein Forschungsschwerpunkt auf der Verbesserung der Netzqualität, wobei hier an Pilotanlagen zur Elektrizitätsspeicherung mit Schwungradspeichern und supraleitenden Spulen gearbeitet wird.

6. Abschließende Betrachtung

Beim Vergleich der übergeordneten energiepolitischen und forschungspolitischen Handlungsstrategien der betrachteten Länder/Regionen zeigt sich, dass sich diese – wenn auch in unterschiedlicher Gewichtung – an der Trias Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Wettbewerbsfähigkeit orientieren. Die Versorgungssicherheit hat tendenziell an Bedeutung gewonnen, wobei sich die Prioritäten insbesondere im Vergleich zwischen den USA und Europa deutlich unterscheiden. So setzen die USA auf einen verstärkten Wasserstoffeinsatz, während in Europa primär Energieeffizienz und erneuerbare Energien im Fokus stehen, um sowohl Abhängigkeiten von Energieimporten zu reduzieren als auch die Versorgungssicherheit durch die Diversifizierung von Energiequellen zu verbessern. Dies schlägt sich in den Forschungsschwerpunkten zur Energiespeicherung nieder: Eine besondere Position hat in allen Ländern und Regionen der Mobilitätsbereich, in dem z. B. zu Wasserstoffspeichern und auch Batterien mit weitgehend deckungsgleichen Zielen geforscht wird. Im Zusammenhang mit Stromnetzen sind Unterschiede in der Schwerpunktsetzung zu verzeichnen: So zielt der Speichereinsatz in den USA eher auf die Verbesserung der Versorgungsqualität insgesamt, während in Europa und etwa in Japan Speichertechnologien im Systemzusammenhang – Einbindung von erneuerbaren und dezentralen Energiequellen – untersucht werden. Die Wärme-Kälte-Speicherung ist in Europa und in Deutschland Gegenstand umfangreicher Forschungsaktivitäten (Gebäudebereich und Nahwärmesysteme). In den USA wird dieses Forschungsfeld seit einigen Jahren auf nationaler Ebene nicht mehr gefördert. Speicherforschung im Kontext industrieller Abwärme und Prozesswärme ist in den betrachteten Ländern und Regionen kaum Untersuchungsgegenstand.

Insgesamt zeigte sich auch auf internationaler Ebene, dass innerhalb der Energieforschung die Energiespeicher zumeist ein Randthema darstellen. Erkennbar ist dies zum einen daran, dass die Informationsbeschaffung zur Rolle und Bedeutung der Energiespeicherung insgesamt (aber auch zu einzelnen Technologien) oft nur indirekt zu

bewerkstelligen ist: Trotz Erwähnung in verschiedenen Teilprogrammen (einschlägiger Forschungsprogramme) bleibt es „unterm Strich“ schwierig abzuschätzen, inwieweit die aufgeführten Informationen entweder aufgrund fehlender Aktivitäten in diesem Bereich oder aus Datenschutzgründen aggregiert ausfallen. Daraus resultieren Unschärfen in der Einordnung internationaler Aktivitäten (Prioritätensetzung auf technischer Ebene, Fehlen klarer Bezüge, Relation zu anderen Forschungsbudgets etc.), da die „eigentliche Speicherforschung“ oft in breite programmatische Darstellungen integriert ist.

Möglicherweise spiegelt sich auch hier die Tatsache wider, dass auch international keine Untersuchungen verfügbar sind, inwieweit es die Wirtschaft und auch das gesellschaftliche Leben beeinträchtigen würde, wenn es nicht den Herausforderungen entsprechende Energiespeicher gäbe. Grundsätzlich scheint die Rolle von Energiespeichern auch international eher unterbewertet zu sein. Dies lässt sich u. a. daran erkennen, dass weiterführende Fragen (z. B. Optionen der Kapazitätsverschiebung, Kap. IV.2) auch international erst am Anfang ihrer Bearbeitung stehen. Erkennbar ist, dass in allen betrachteten Ländern der mobile Bereich nicht losgelöst zu betrachten ist, da viele Impulse (Batteriesysteme, Wasserstoffspeicher) von dort kommen.

In Deutschland sind die Kompetenzen in der Energieforschung und somit auch der Speicherforschung auf fünf Ministerien verteilt (Umwelt-, Landwirtschafts-, Verkehrs-, Forschungs- und Wirtschaftsministerium). Im Prinzip wird breit, in allen relevanten Bereichen, nach Kriterien der entsprechenden Rahmenprogramme geforscht (Vergabe der Fördermittel nach entsprechendem Antrag). Gefördert werden im Wesentlichen noch nicht-marktreife Verfahren (z. B. Druckluftspeicherung, aber keine Pumpspeicherkraftwerke). Die Energiespeicherforschung wird in Kontexten genannt, wie die Sicherheit und Wirtschaftlichkeit der Stromnetze unter den Herausforderungen der Liberalisierung und des zunehmenden Einsatzes fluktuierender Energieträger zu erhalten, im Verkehrsbereich fossile Kraftstoffe zu ersetzen (Strom-, Wasserstoffspeicherung) als auch im Gebäudebereich Kraft-Wärme-Kopplung sowie erneuerbare Energien stärker zu nutzen. In Deutschland gibt es aber keine Ex-ante-Priorisierung einzelner Anwendungsfelder.

Technologiespezifisch ist im Bereich Batterien und Wasserstoffspeicher in der vergangenen Dekade bereits einiges erreicht worden, sodass die öffentliche Forschungsförderung momentan v. a. auf Grundlagenforschung ausgerichtet ist. Bei Stromspeichern werden Grundlagenforschung (Supraleitung) als auch Demonstrationsvorhaben (Druckluftspeicher für Windenergie) gefördert. Auch bei Wärmespeichern reichen die Aktivitäten von der Grundlagenforschung (Sorption/Latentwärme) über angewandte Forschung bis hin zu Demonstrationsvorhaben (saisonale Großspeicher für erneuerbare Energien). Das Anwendungsfeld Prozesswärme ist auf Speicher für die solarthermische Stromerzeugung beschränkt, deren Förderung wiederum (ähnlich wie PV-Inselsysteme für

Stromnetze) im Wesentlichen industriepolitisch und exportorientiert motiviert ist.

In den USA besteht im Gegensatz zu Deutschland ein stärker ausgeprägtes Verwertungsinteresse, was sich auch auf die Fördermittelvergabe (Wettbewerbsverfahren) auswirkt. Die Mittelverteilung erfolgt daher schwerpunktmäßig auf Unternehmen (als Umsetzung des Wettbewerbsaspektes). Daraus ergibt sich einerseits, dass die verfolgten Schwerpunkte, auch vergleichsweise transparent dargestellt sind (z. B. Forschungsstand/-aufwand im Internet dokumentiert, konkrete Roadmaps). Andererseits fallen bei dieser Vorgehensweise – spezifische Darstellung von Forschungszielen mit Speicherdichten und deren Erreichung – Forschungsthemen einfach weg. Dies sind diejenigen, die im Sinne der Zielerreichung zum Betrachtungszeitpunkt „am Rande stehen“. So sind z. B. Wärmespeicher in den USA kein Thema mehr. Dies stellt einen signifikanten Unterschied zu anderen FuE-Programmen z. B. in Europa/Deutschland dar. Ein zentrales Problem in den USA – was partiell die gewisse „Sonderstellung“ von Energiespeichern erklärt – sind die relativ häufig auftretenden, oft netzbedingten „Blackouts“ im Energieversorgungssystem. In den USA gibt es daher einen ausgeprägten Markt für „Qualitätsstrom“. Daneben steht aber auch die Verringerung der Abhängigkeit von Öl- und Gasimporten und die Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Industrie im Fokus; auch Umweltaspekte spielen eine – wenn auch untergeordnete – Rolle. Der Mobilitätsbereich hat eine überragende Priorität beim Einsatz der Fördermittel. Eine dominante Position hat dabei auch die amerikanische Wasserstoffvision.

In Europa ist die Energiespeicherforschung wiederum breiter aufgestellt mit weniger konkret ausformulierten Zielvorgaben wie in den USA. Auch in der EU stellen umweltverträgliche und sichere Energieversorgung sowie Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit Eckpfeiler dar, in die die Energiespeicherung eingebettet ist. So ist die europäische Wasserstoffperspektive mit Zielen für Klimaschutz und den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien unterlegt. Ein Ziel in Europa ist auch die Integration von Energiespeichern in das Netz, unter einem etwas anderen Blickwinkel als in den USA. Technologisch gesehen werden alle Speicherbereiche abgedeckt, u. a. Wasserstoff und Batterien für mobile Anwendungen, unterschiedliche Elektrizitätsspeicher im Zusammenhang mit verteilten Energieressourcen und Wärmespeicher insbesondere im Kontext Fernwärme. Aussagen zur Prioritätensetzung konnten mangels klarer Budgetangaben nicht abgeleitet werden. Es wird aber vermutet, dass mobile Anwendungen auch hier eine hohe Priorität haben.

In Japan stehen Speicheranwendungen für Fahrzeuge (Wasserstoff, Hybrid, Elektro) im Vordergrund. Wärmespeicher sind besonders im Hinblick auf Effizienzsteigerung/Reduzierung von Kühllasten in großen Gebäuden ein Thema. Speicher für Strom-/Netzintegration werden zwar verfolgt (Schwungradspeicher, supraleitende Materialien), erscheinen aber nachrangig. Der Fokus liegt auf Systemlösungen (große Solarsiedlungen, Inselnetze mit PV, v. a. zur Wegbereitung für PV-Export). Die Integra-

tion von Windenergie ist ein untergeordnetes Problem (vergleichsweise geringe Ausbauziele). Aber auch Exportmöglichkeiten für verwandte Technologien (direkt PV, indirekt Fahrzeuge) werden gesehen. Die Versorgungssicherheit u. a. durch Diversifizierung der Energiequellen und Energieeffizienz steht an erster Stelle (extrem hoher Importanteil), wobei auch Umweltaspekte betont werden.

In Korea liegt der Fokus auf Wasserstoffspeichern für Automobile und auf der Grundlagenforschung zu unterschiedlichen Batterietypen (etwa Lithium oder nanostrukturierte Materialien). Es werden Pilotanlagen mit Schwungradspeichern und supraleitenden Spulen zur Netzstabilisierung errichtet. Darüber hinaus werden massive Forschungsbemühungen für kleine Batteriespeicher („next generation batteries“) vor allem für Anwendungen in elektronischen Geräten unternommen, die zwar nicht Untersuchungsgegenstand dieses Berichts sind, jedoch sind hier in vielen Bereichen Synergieeffekte zu erwarten (Wasserstoffspeicher, nanostrukturierte Materialien).

VI. Schlussfolgerungen, offene Fragen, Handlungsfelder und FuE-Bedarf

Neue Rahmenbedingungen in der Energieversorgung – resultierend aus der Liberalisierung der Energiemärkte als auch aus veränderten Bezugsbedingungen fossiler Rohstoffe – bringen auch neue Anforderungen in puncto Versorgungssicherheit mit sich. Auch infolge veränderter politischer Rahmenbedingungen (Erhöhung der Anteile erneuerbarer Energieträger) wächst der Bedarf, sich mit technischen Optionen der Zwischenspeicherung größerer Energiemengen auseinander zu setzen (Kap. II). Dieser Bericht setzt sich – vor dem Hintergrund eines neuen Bedarfes – mit den heute verfügbaren Speichermöglichkeiten auseinander.

Auf der Seite der Forschung steht beim Thema Energiespeicherung das Ausschöpfen der technischen Möglichkeiten – mit hohen Speicherdichten und geringen Verlusten – im Vordergrund, wie z. B. das Optimieren von Speichermaterialien. Diesem „Spektrum an technischen Möglichkeiten“ steht auf der anderen Seite „ein Spektrum praktischer Belange“ gegenüber, das teilweise andere Akzente setzt (Kap. IV). Angebot und Nachfrage klaffen hier insofern teilweise auseinander, als dass es für den heute bestehenden Bedarf, z. B. an großen Speichern im stationären Bereich, kaum Pilotanlagen gibt und dass technische Verbesserungen (Energie- und Leistungsdichte, Zyklenzahlen etc.) oft mit Verschlechterungen in anderen gewünschten Eigenschaften „erkaufte“ werden (z. B. geringe Robustheit von Li-Ionen-Akkus im Vergleich zu nickelbasierten Akkumulatoren). Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass neben der technischen Ebene auch die Kostenseite eine wichtige Rolle spielt und sich viele der genannten Speichertechniken noch in der Entwicklung befinden.

Technikebene breit halten in der Grundlagenforschung

Ein Hauptergebnis des Berichts besteht darin, dass trotz der immensen Bandbreite an Speichertechnologien

(Kap. III) momentan keine „neuen Durchbrüche“ zu verzeichnen sind. Dieser zunächst ernüchternden Aussage steht jedoch eine Vielzahl von kleinen, technikbezogenen Entwicklungsschritten – „ganz normale“ technische Fortschritt – gegenüber. Dieser führt zwar nicht zu einem „Innovationshype“, wie er etwa um die Kohlenstoffnanoröhrchen gemacht wurde, ist aber deutlich wahrnehmbar. Die Anforderungscharakteristika sind in jedem Einsatzbereich verschieden, und viele Energiespeicher lassen sich zudem sowohl stationär als auch mobil nutzen (Batterien, Schwungräder etc.). Daher macht es auch weiterhin Sinn, die Technikebene in der ganzen Breite zu betrachten. Neue Entwicklungen im Speicherbereich – im Sinne von Weiterentwicklung und Optimierung – brauchen Zeit. Eine Stärkung von FuE – auch im Grundlagenbereich – kann diesen Prozess sinnvoll unterstützen.

Nicht zu vernachlässigen sind Impulse aus der weltweiten Speicherforschung für leistungsstarke Kleingeräte. Letztere Anwendungen standen zwar in diesem Bericht nicht im Vordergrund, aber die Betrachtung kleiner Speicher für Elektronikgeräte ist hier insofern wesentlich, da manche innovativen Entwicklungen – gerade in der Grundlagenforschung – auch zukünftig von Bedeutung für größere Anwendungen sein können. Hierzu zählen etwa nanostrukturierte Wasserstoffspeicher oder Lithium-Polymer-Batterien.

Anwendungsorientierte Schwerpunktsetzung strategischer ausrichten

Die Optionen der Energiespeicherung haben heute eine neue energiewirtschaftliche Bedeutung erlangt. Diese spiegelt sich derzeit nur bedingt in der historisch gewachsenen Forschungsförderung wider. Wenn man Aktivitäten zur Energiespeicherung in einer höheren strategischen Bedeutung sehen und dann auch entsprechend besser sichtbar machen möchte, würde es sich anbieten, Aktivitäten zu bündeln, sowie eine Priorisierung einzelner Anwendungsbereiche der Speicherforschung, z. B. in Form einer differenzierten Budgetierung, vorzunehmen. Mit Ausnahme der Wasserstoffforschung erfolgt dies bisher nicht.

Forschungsbedarf besteht im stationären Bereich u. a. bei der Entwicklung von Hochtemperaturspeichern, wie sie auch für den Bau von adiabatischen Druckluftspeicherkraftwerken interessant sind. Auch ist bis heute eine Reihe komplexer Effekte etwa bei den elektrochemischen Speichern (z. B. Redox-Flow-Systeme, Li-Ionen-Akkus) ungeklärt. Allerdings trifft dies teilweise auch noch auf bereits etablierte Systeme (wie den Blei-Säure-Akku) zu.

Im Fahrzeugbereich besteht beispielsweise weiterhin Forschungsbedarf für den Einsatz von Batterien im elektrischen Antrieb (z. B. Li-Ionen-Batterien im Hinblick auf Kostendegression, Robustheit etc.). Zudem werden zukünftig auch integrale Lösungen (z. B. Speicher in Plug-in-Fahrzeugen) eine Rolle spielen. Offen ist dabei u. a., inwieweit aus speichertechnischer Sicht hierfür nur Hybrid- oder auch reine Elektrofahrzeuge praktikabel wären (u. a. Frage des Batteriesystems).

Materialtechnische Aspekte weiterentwickeln

Von materialtechnischen Entwicklungen ist bereits eine Reihe von Impulsen für die Weiterentwicklung von Speichern ausgegangen. Da weiterhin ein Forschungsschwerpunkt auf der Optimierung von Speichern liegt, bietet es sich an, auch weiterhin ein Augenmerk auf die Weiterentwicklung der materialtechnischen Seite zu legen. Dabei geht es u. a. um die Optimierung von Energiedichten, Vermeidung von Nebenreaktionen, Verbesserung der Praxistauglichkeit, Optimierung von Dämmeigenschaften etc.

Netzunterstützung mit Energiespeichern analysieren – Speicherbedarf konkretisieren

Vor dem Hintergrund zunehmender Anteile erneuerbarer fluktuierender Energieträger an der Stromversorgung wird – sofern dieser Strom verstärkt in das Netz eingespeist werden soll – fallweise ein zusätzlicher Bedarf an Regelleistung und Regelleistung in elektrischen Hochspannungsnetzen erwartet. Da die Leistungsabgabe von fluktuierenden Energieträgern nur bedingt prognostizierbar ist, erfordert dies entweder einen Ausbau von Speichersystemen oder einen verstärkten flexiblen Einsatz thermischer Kraftwerke. Speicherbezogener FuE-Bedarf besteht für große Energiespeicher für stationäre Systeme. Diese könnten dazu beitragen, schwankende Stromeinspeisungen auszugleichen und den Bedarf an Regelleistung damit nicht weiter zu erhöhen (Kap. IV.2).

Beim Einsatz von Energiespeichern im Stromnetz steht dabei entweder eine Zwischenspeicherung mit schneller Abgabe der gespeicherten Energie im Vordergrund, wobei die gespeicherten Energiemengen vergleichsweise gering sind. Dafür eignen sich z. B. elektrochemische Kondensatoren, supraleitende magnetische Energiespeicher und Schwungräder. Oder aber die Zwischenspeicherung ist auf eine Bereitstellung größerer Energiemengen über längere Zeiträume ausgelegt. Zu diesem Zweck lassen sich Pumpspeicher- oder Druckluftspeicherkraftwerke einsetzen. Batterien sind nicht eindeutig einem der beiden Bereiche zuzuordnen. Hervorzuheben sind Redox-Flow-Systeme und Hochtemperaturbatterien, die als Großbatterien einsetzbar sind und für die es außerhalb Deutschlands auch Pilotprojekte gibt. Hier könnte eine Übertragbarkeit gemachter Erfahrungen auf den hiesigen Speicherbedarf analysiert werden.

Im Falle des Auftretens eines lokalen Netzproblems infolge einer hohen Stromeinspeisung, stellen sich neben der technischen Machbarkeit auch Fragen der Wirtschaftlichkeit. Verfügbare Batterien, wie der Blei-Säure-Akku, sind heute zwar vergleichsweise kostengünstig, aber den Anforderungen einer schnellen Ein- und Ausspeicherung von hohen Leistungen weniger gewachsen. Andere gängige Akkus, wie der Li-Ionen-Akku, weisen zwar ein flexibleres Leistungsportfolio auf, sind aber oft auch deutlich teurer. Auch die weitere Entwicklung von Redox-Flow- (z. B. Vanadium-Redox-) als auch Hochtemperaturbatterien wird u. a. davon abhängen, inwieweit die Technologie verbessert wird und bei steigender Nachfrage die Kommerzialisierung voranschreiten kann. Denn

momentan gelten beide Systeme zwar als geeignet für stationäre Anlagen, jedoch für den breiten Einsatz als zu teuer.

Insgesamt ist – auch im Sinne einer weiteren Forschungsförderung – noch klarer herauszustellen, welcher spezifische Speicherbedarf in Deutschland aktuell besteht. Da die Energiespeicherung in den letzten Jahr(zehnten) keine ausgeprägte Rolle in Deutschland gespielt hat, ist unter den veränderten Vorzeichen derzeit offen, wie hoch der tatsächliche (zusätzliche) Speicherbedarf für die Integration zusätzlicher Mengen an fluktuierenden Energieträgern ist. Auch unter dem Blickwinkel, dass viele Projekte der Energiespeicherung, die in den letzten Jahrzehnten beforscht wurden, teilweise auch wegen mangelnder Wirtschaftlichkeit ein- bzw. zurückgestellt wurden (zumeist aufgrund fallender Energiepreise), stellt sich diese Situation heute komplett anders dar. Steigende bzw. deutlich schwankende Preise an den Rohstoffmärkten lassen hier einen neuen Blick auf die Möglichkeiten der Energiespeicherung zu. Damit ist auch offen, welche konkreten quantitativen Auswirkungen ein breiterer Einsatz von Speichern auf die Versorgung mit elektrischer und thermischer Energie unter hiesigen Bedingungen hat. Hier würden sich weiterführende Untersuchungen anbieten, die in Anlehnung an bereits laufende Aktivitäten (z. B. zweite DENA-Netzstudie II, die sich im Gegensatz zur DENA-Netzstudie I auch mit einem möglichen Speicherbedarf befasst) aufbauen.

Kurzzeitige Schwankungen des Winddargebots könnten kurzfristig durch eine Sekundenreserve, z. B. durch standortnahe Schwungmassespeicher, kompensiert werden. Windprognosefehler rufen einen erhöhten Bedarf an Minuten- und Stundenreserve hervor und sind u. a. durch Batteriespeichersysteme kompensierbar. Der kombinierte Einsatz kurz- und mittelfristiger Speichersysteme zur Netzunterstützung steht jedoch in wirtschaftlicher Konkurrenz zu den Betriebskosten und der Regelbarkeit der für diesen Zweck bisher eingesetzten thermischen Kraftwerke. Dazu bedarf es detaillierter Untersuchungen, die Schwankungen der Windeinspeisung unter Berücksichtigung energietechnischer und wirtschaftlicher Aspekte auswerten, um belastbare Aussagen über den zukünftigen zusätzlichen Bedarf an gesamter Regelleistung abzuleiten. Dies wäre quasi eine Voraussetzung für den vorgenannten Punkt, den Speicherbedarf zu konkretisieren.

Eventuell macht es auch Sinn, Anreizprogramme für Anbieter/Dienstleister zu schaffen, die den Strom entsprechend dem Netzbedarf abgeben (z. B. höhere Vergütung).

Einsatzerfahrungen von Großspeichern analysieren und auf hiesige Verhältnisse übertragen

Entsprechend dem sich voraussichtlich zukünftig ändernden Speicherbedarf würde es sich anbieten, bei Speichertechnologien, die außerhalb Deutschlands bereits in Pilotanlagen genutzt werden, wie Hochtemperaturbatterien oder Redox-Flow-Systeme, hinsichtlich des gemachten Erfahrungspotenzials hin zu analysieren. Dies würde teil-

weise auch auf Weiterentwicklungen bei Druckluftspeichern zutreffen, da adiabatische Systeme auch international weiterentwickelt werden. Allerdings sind hier auch noch spezielle Fragen der Komponentenentwicklung zu lösen (z. B. Hochtemperaturkompressoren).

Verlagerung von Aktivitäten unter die Erdoberfläche beobachten

Die intensive Nutzung unterirdischer geologischer Formationen ist ein schon länger bestehender Trend. Neben der geothermischen Stromerzeugung und der Vorratsspeicherung für Erdgas, soll zukünftig aber auch bei der Energieerzeugung anfallendes CO₂ unterirdisch gespeichert werden. Aus speichertechnischer Sicht wäre ein Ausbau von Druckluftspeicherkapazitäten möglich. Entlang der norddeutschen Küste gibt es zwar noch zahlreiche Salzformationen, die auch als Druckluftenergiespeicher für Windkraftanlagen verwendet werden könnten. In welchem Maße Engpässe bei unterirdischen Speichermöglichkeiten auch in Bezug auf andere Nutzungsmöglichkeiten auftauchen könnten, wäre noch zu erforschen.

Inwieweit unterirdische Pumpspeicherkraftwerke überhaupt realisiert werden, ist offen. Eventuell ist eine Analyse verfügbarer Salzstöcke nach entsprechenden Eignungskriterien für verschiedene Nutzungsoptionen sinnvoll.

Rolle von Wärmespeichern sichtbar machen

Die Rolle von Wärmespeichern wird gemeinhin eher unterschätzt, u. a. weil thermische Energie oft „nur zum Heizen“ wahrgenommen wird. Mit Blick auf begrenzte Speichermengen an Strom bietet es sich bei einer Reihe von Anwendungen an, die „anfallende Wärme“ besser zu nutzen und damit ggf. Kapazitätsverschiebungen auf der Stromseite zu erreichen. So könnten etwa die Möglichkeiten von Wärmespeichern bei stromgeführter Kraft-Wärme-Kopplung zur Lastglättung im Stromnetz untersucht werden.

Zum anderen gewinnt auch die Nutzung von Hochtemperaturwärme im industriellen Bereich an Bedeutung. Daher besteht auch weiterhin Forschungsbedarf bei innovativen Wärmespeichern. Durch deren Einsatz lässt sich beispielsweise auch die Effizienz solarthermischer Parabolrinnenkraftwerke steigern, die Solarstrahlung in Hochtemperaturwärme umwandeln. Damit ließe sich die Integration des erzeugten Stroms aus umweltfreundlichen Kraftwerken in bestehende Versorgungsnetze vereinfachen.

Auch macht die anwendungsspezifische Entwicklung von Hybridkonzepten Sinn (z. B. Kombination von Kurz- und Langzeitspeichern für thermische Energie, Einbau von PCM-Materialien modular in Warmwasserschichtspeichern zum Abpuffern von Temperaturschwankungen). Energiespeicher lassen sich in verschiedensten Formen kombinieren und explizit in weiterentwickelte Speicherkonzepte einbauen. Hier ist das Potenzial noch nicht ausgeschöpft.

Möglichkeiten der Kapazitätsverschiebung analysieren

Auch durch die integrierte Nutzung der Verschiebung des Betriebs von Stromverbrauchern ist ein effizientes Stromversorgungssystem mit hohen Anteilen an fluktuierenden Energieträgern umsetzbar. Hierbei bestehende Potenziale wären allerdings noch im Kontext zusammenzustellen. Thermische Speicher spielen dabei eine wesentliche Rolle, da sich mit ihnen eine hohe Effizienz und ein Beitrag zum Netzausgleich erreichen lässt.

Zu den Vorteilen der Zwischenspeicherung von Energie gehören die Sicherung der Netzstabilität durch den Ausgleich von Lastschwankungen und den Schutz vor Netzüberlastung durch den Ausgleich lokaler Spitzenströme. Eine lokale und zeitlich unabhängige Erzeugung und Nutzung der elektrischen Energie durch eine mittel- und langfristige Speicherung kann auch zu einer Kapazitätsverschiebung führen. Zudem besteht die Möglichkeit des „downsizing“ von Strom- bzw. Wärmeerzeugern, da durch eine sinnvolle Kombination von Erzeugern und Speichereinheiten eine erhöhte thermische oder elektrische Leistungsabgabe möglich ist.

Systemlösungen aufbauen

Die gesamte Speicherdiskussion bettet sich in den Kontext einer zuverlässigen Energieversorgung in Deutschland ein. Die Diskussion um den Speicherbedarf sollte daher auch nicht losgelöst davon geführt werden. Als Beispiel lässt sich die Einbindung von Windenergie in das Versorgungsnetz aufführen, da sich möglicherweise auftretende Probleme in der Fahrweise konventioneller Kraftwerke als auch bei den Netzen vermutlich nicht „allein durch neue Speicherkonzepte“ lösen lassen. Jedoch kann der effiziente und durchdachte Einsatz von Speichern, wie etwa die Kapazitätsverschiebung durch thermische Speicher, kombiniert mit Maßnahmen auf der Verbraucherseite, wie das „demand side management“, bis hin zu technischen Maßnahmen, etwa beim Kraftwerkspark und bei den Netzen, zur Lösung der anstehenden Probleme erheblich beitragen. Forschungsbedarf besteht beim Aufbau virtueller Speichermöglichkeiten (Plug-in-Systeme, Speicherkraftwerke aus dezentralen stationären Anlagen). Die Rolle von IuK bei virtuellem Lastausgleich wird weiter zunehmen. Auch gibt es hier

einen Bezug zur Weiterentwicklung von Netzmanagementmethoden im Sinne eines „intelligent grid“, um neben der Integration von fluktuierenden Energieträgern das Netz auch als „Quasispeicher“ zu nutzen. Die Rolle von Energiespeichern ist dabei vor dem Hintergrund der veränderten Anforderungen (erneuerbare Energien, Stromhandel etc.) auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu analysieren und vermutlich neu zu bewerten.

Einbindung von Energiespeichern in Szenarien

Die Komplexität der Einbindung von Energiespeichern wird in vielen Studien unterschätzt. In den meisten Energieszenarien kommen Speicher explizit nicht vor. Wenn diese aufgeführt werden, dann werden i. d. R. nur stationäre Zustände betrachtet. Für belastbare Aussagen zur Effizienz und Einbindung von Energiespeichern wäre es jedoch wesentlich zu spezifizieren, an welcher Stelle im Versorgungssystem der Speicher genau angeordnet ist. Beispielsweise wäre dies beim Einsatz von Batterien deutlich zu differenzieren. In weiterführenden Arbeiten wäre es damit – bei zunehmend unterstelltem Speicherbedarf – wichtig, die Rolle von Energiespeichern klarer aufzuzeigen. Ihre konsequente Betrachtung auch als „enabling technologies“ im Energiesystem steht erst am Anfang und sollte unterschiedliche Perspektiven einnehmen und miteinander verknüpfen.

Internationale Entwicklungen verfolgen

Auch auf internationaler Ebene wird vermutlich – infolge steigender Energiepreise – den Möglichkeiten einer Energiespeicherung größere Bedeutung eingeräumt werden. Deutschland nimmt im internationalen Wettbewerb zwar eine gute Position ein, aber eine Vorreiterrolle in einzelnen Bereichen ist nicht erkennbar. Eine weltweite Herausforderung wird auch weiterhin der Mobilitätsbereich darstellen. Eine internationale Arbeitsteilung oder Kooperation in Fragen der Energiespeicherung ist bisher – vielleicht mit Ausnahme einzelner Aspekte der Wasserstoffforschung – nicht zu erkennen, würde sich aber in einzelnen Bereichen anbieten. Dies trifft etwa auf die Integration fluktuierender Energieträger zu, die auch eine europäische Dimension hat. Auch bei Weiterentwicklungen von Batteriesystemen oder beim Test von Großbatterien wären internationale Kooperationen denkbar.

Literatur

1. In Auftrag gegebene Gutachten

fFE (Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V.) (2007): Energiespeicher – Stand und Perspektiven (Autoren: Mauch, W., Wagner, U., Baitsch, M., Blank, T., Höpler, K.). München

INT (Fraunhofer Institut für Naturwissenschaftlich-Technische Trendanalysen) (2006a): Aktuelle und zukünftige Möglichkeiten der Energiespeicherung (Autoren: Neupert, U., Euting, Th., Kretschmer, Th., Notthoff, C., Ruhlig, K., Weimert, B.). Euskirchen

IZT (Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung) (2006): Energiespeicher – Stand und Perspektiven Themenfeld 3: Forschung und Entwicklung – Internationale Einordnung (Autoren: Knoll, M., Handke, V., Jörß, W., Kamburow, Ch., Wehnert, T.). Berlin

2. Weitere Literatur

A123 (A123 Systems Inc.) (2007): A123Systems Is Selected As Battery Supplier For BAE Systems' Hybrid Propulsion System Which Powers The Leading Series Hybrid Bus Supplier in North America. Press release, www.a123systems.com/newsite/index.php#/news/news070517/; abgerufen am 25.07.2007

Ahmia, T. (2007): Ökostrom aus der Konserve. In: taz vom 09.02.2007, www.taz.de/index.php?id=archivseite&dig=2007/02/09/a0290

Altairnano (Altair Nanotechnologies, Inc.) (2007a): NanoSafe™ Battery Technology. www.altairnano.com/documents/NanoSafeBackgrounder060920.pdf; abgerufen am 24.07.2007

Altairnano (2007b): NanoSafe™ Battery Datasheet. www.altairnano.com/documents/NanoSafe_Datasheet.pdf; abgerufen am 24.07.2007

Altmann, M., Gaus, S., Landinger, H., Stiller, C., Wurster, R. (2001): Wasserstoffherzeugung in offshore Windparks: „Killer-Kriterien“, grobe Auslegung und Kostenabschätzung. Studie im Auftrag von GEO Gesellschaft für Energie und Ökologie mbH, durchgeführt von der L-B-Systemtechnik GmbH, Ottobrunn

American Superconductor (2007): Informationen zu Hochtemperatur-Supraleiter-Kabeln der zweiten Generation. www.amsuper.com/products/htsWire/2GWireTechnology.cfm; abgerufen am 08.01.2007

Angloher, J., Dreier, Th. (2000): Techniken und Systeme zur Wasserstoffbereitstellung. Perspektiven einer Wasserstoff-Energiewirtschaft (Teil 1). Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München

Arndt, U., von Roon, S., Wagner, U. (2006): Virtuelle Kraftwerke: Theorie oder Realität? In: BWK 58(6), S. 52–59

Arzt, I., Franken, M., Weinhold, N. (2007): Perfekter Dreiklang. In: neue energie 10/2007, S. 31–41

BASF (2004): Daten und Fakten 2004. http://berichte.basf.de/basfir/copsfiles/de/2004/datenundfakten/11931_11931_Daten_und_Fakten_2004_d.pdf; abgerufen am 16.08.2007

Bauer, D., Heidemann, W., Müller-Steinhagen, H. (2007): Der Erdsonden-Wärmespeicher in Crailsheim. In: Tagungsband 17. Symposium Thermische Solarenergie, 09.–11.05.2007, Bad Staffelstein www.itw.uni-stuttgart.de/ITWHomepage/Sun/englisch/public/pdfDateien/07-05.pdf; abgerufen am 11.07.2007

BINE (BINE Informationsdienst) (2000): Solar unterstützte Nahwärme. Eggenstein-Leopoldshafen www.bine.info/pdf/publikation/bi0800.pdf

BINE (2001): Thermochemische Speicher. www.bine.info/pdf/publikation/bi0201x.pdf; abgerufen am 27.09.2007

BINE (2003a): Glasfaserverstärkte Kunststoffe für den Wärmespeicherbau. www.bine.info/pdf/publikation/bi0203internetx_01.pdf

BINE (2003b): Kinetische Speicherung von Elektrizität. Projektinfo 11/03 (Autor: Lang, J.)

BINE (2003c): Solarthermische Kraftwerke. Ausgabe 12/2003

BINE (2005): Strom und Wärme speichern; Informationsbroschüre. basisEnergie19, Eggenstein-Leopoldshafen/Bonn www.bine.info/pdf/publikation/basis1905internetx.pdf; abgerufen am 21.06.2007

Bizjournals (2006): Korea calls on American Superconductor for energy storage project. In: Bizjournals online (American City Business Journals), <http://masshightech.bizjournals.com/masshightech/stories/2006/10/02/daily13.html?surround=lfm>; abgerufen am 10.11.2006

BMBF (Bundesministerium für Bildung und Forschung) (2004): Bekanntmachung von Richtlinien zur Förderinitiative „Netzwerke Grundlagenforschung erneuerbare Energien und rationelle Energieanwendung“ vom 16.03.2004. www.bmbf.de/foerderungen/2200.php; abgerufen am 18.09.2007

BMBF (2007a): das 7. EU-Forschungsrahmenprogramm. Berlin/Bonn www.forschungsrahmenprogramm.de/_media/7-EU_FRP.pdf; abgerufen am 18.09.2007

BMBF (2007b): Bekanntmachung vom 05.11.2007. www.bmbf.de/foerderungen/11799.php; abgerufen am 08.11.2007

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2005): BMU-Information zum Fördergebiet Solarthermische Kraftwerke. Stand: September 2005, www.bmu.de/erneuerbare/energien/doc/36055.php abgerufen am 21.11.2006

BMU (2006): Bekanntmachung über die Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich erneuerbare Energien vom 4. September 2006. In: Bundesanzeiger Nr. 179, S. 6380

- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit) (2005a): Zahlen und Fakten. Energiedaten – Nationale und internationale Entwicklung. Stand: 8/2005, Berlin
- BMWi (2005b): Innovation und neue Energietechnologien. Das 5. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung. www.bmwi.de/Dateien/BMWi/PDF/foerderdatentbank/energieforschungsprogramm,property=pdf,be reich=bmwi,sprache=de,rwb=true.pdf, Berlin
- BMWi (2006): Richtlinien zur Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich „Rationelle Energieverwendung, Umwandlungs- und Verbrennungstechnik“ vom 24. Februar 2006. In: Bundesanzeiger Nr. 47, S. 1501
- BMWi (2007): Stromerzeugungskapazitäten und Bruttostromerzeugung nach Energieträgern in Deutschland. Statistik des BMWi, Berlin
- BMZ (Batterie-Montage-Zentrum GmbH) (2006a): Hochleistungs-Lithium-Ion. Newsletter vom 10.05.2006, www.bmz-gmbh.de/index.html?www.bmz-gmbh.de/nl_langform/news060505_lf.html; abgerufen am 25.07.2007
- BMZ (2006b): Nano-Phosphat Lithium-Ionen-Zellen machen Hochleistungsakkus sicherer und leistungsfähiger. Meldung vom 20.12.2006, www.bmz-gmbh.de/index.html; abgerufen am 25.07.2007
- Bodach, M. (2006): Energiespeicher im Niederspannungsnetz zur Integration dezentraler, fluktuierender Energiequellen. Dissertation, Chemnitz
- Böhm, H., Beyermann, G. (1999): ZEBRA – Batteries Enhanced Power by Doping. Beta Research & Development Ltd., www.betard.co.uk/paper6_holder.htm; abgerufen am 21.10.2006
- Bossel, U. (2006a): Wasserstoff löst keine Energieprobleme. In: Technikfolgenabschätzung – Theorie und Praxis 15(1), S. 27–33
- Bossel, U. (2006b): Physics and Economy of Energy Storage. Vortragsfolien, International Conference Energy Autonomy: Storing Renewable Energies, October 30.–1., 2006, Gelsenkirchen www.euro solar.org/new/pdfs_neu/Main/IRES2006_Bossel.pdf; abgerufen am 02.08.2007
- Boyes, J.D., Clark, N. (2000): Flywheel Energy Storage and Super Conducting Magnetic Energy Storage Systems. www.electricitystorage.org/pubs/2000/summer2000/SMES-FES.pdf; abgerufen am 22.10.2007
- Bradshaw, D.T. (2000): Pumped Hydroelectric Storage and Compressed Air Energy Storage. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, Vortragsfolien, www.electricitystorage.org/pubs/2000/summer2000/PHS-CAES.pdf; abgerufen am 18.06.2007
- Bräutigam, K.-R., Achternbosch, M., Hartlieb, N., Kupsch, Chr., Sardemann, G. (2007): Ressourcen- und Abfallmanagement von Cadmium in Deutschland. Wissenschaftliche Berichte des Forschungszentrums Karlsruhe, FZKA 7315, Karlsruhe
- Bruglachner, H. (2004): Neue Elektrolyte für Doppelschichtkondensatoren. Dissertation, Regensburg, www.opus-bayern.de/uni-regensburg/volltexte/2005/372/pdf/Dissertation_Bruglachner.pdf; abgerufen am 20.08.2007
- Buchmann, I. (2001): Batteries in a Portable World. www.batteryuniversity.com; abgerufen am 21.10.2006
- Bullis, K. (2006): Battery Breakthrough – A new material could mean batteries that finally make electric cars practical. www.technologyreview.com/read_article.aspx?id=16384&ch=biztech; abgerufen am 25.10.2007
- Bullough, C., Gatzen, C., Jakiel, C., Koller, M., Nowi, A., Zunft, S. (2004): Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage for the Integration of Wind Energy. In: Proceedings of the European Wind Energy Conference, 22.-25. November 2004, London www.ewi.uni-koeln.de/ewi/content/e266/e283/e3047/EWECPaperFinal2004_ger.pdf; abgerufen am 20.06.2007
- Chmiola, J., Yushin, G., Gogotsi, Y., Portet, C., Simon, P., Taberna, P.L. (2006): Anomalous Increase in Carbon Capacitance at Pore Sizes Less Than 1 Nanometer. In: Science Express Vol. 313, S. 1760–1763
- Cho, H. (2005): Next generation growth engines – A Korean perspective. Vortragsdokumentation „Advanced Manufacturing Conference, Belgium“ vom 16. November 2005, Korean Advanced Institute of Science and Technology, www.ims-noe.org/documents/LEUVEN/9Cho.pdf; abgerufen am 21.09.2007
- Christmann, R. (2006): Interview mit Ralf Christmann. Deutschland, BMU, im Referat KI III 5 „Forschung und Entwicklung im Bereich Erneuerbarer Energien“ zuständig für HT-Solarthermie und Windenergie, durchgeführt vom IZT am 17.11.2006
- Crotogino, F. (2003): Einsatz von Druckluftspeicher-Gasturbinen-Kraftwerken beim Ausgleich fluktuierender Windenergie-Produktion mit aktuellem Strombedarf. Vortrag anlässlich der Tagung „Fortschrittliche Energiewandlung und -anwendung“ der VDI-Gesellschaft Energietechnik, Stuttgart www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/AKE2003H/AKE2003H_Vortraege/AKE2003H_03a_Crotogino_CAES-Windausgleich_VDI.pdf; abgerufen am 18.06.2007
- Dany, G. (2000): Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil. Aachen
- Degussa (2007): „Freie Fahrt“ für Lithium-Ionen-Batterien. www.degussa.com/degussa/de/maerkte/degussa4automotive/newsletter/newsletter2/freie_fahrt_fuer_lithium_ionen_batterien/; abgerufen am 30.07.2007
- DENA (Deutsche Energie-Agentur GmbH) (Hg.) (2005): Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Köln
- Dewalt, U. (2002): Vielversprechendes Hybrid-Konzept von Brennstoffzelle und Akku vorgestellt. www.innovations-report.de/html/berichte/energie_elektrotechnik/bericht-12764.html; abgerufen am 13.08.2007

- DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.) (2006a): Wenn Wärme weg will. DLR-Nachrichten 114, S. 22–27
- DLR (2006b): Trans-Mediterraner Solarstromverbund. Institut für Technische Thermodynamik, Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/projects/TRANS-CSP-Zusammenfassung_Final-Deutsch_2006_10_13.doc; abgerufen am 07.11.2007
- DoE (Department of Energy) (2005): FY 2006. Budget-in-Brief. Washington
- DoE (2006): Energy Storage Research and Development. 2005 Annual Progress Report. Washington
- Dworschak, M. (2007): Wankelmut des Windes. In: Der Spiegel 36/2007, S. 158–160
- EC (European Commission) (2005): European Commission Work Programme – 6.1 Sustainable energy systems. Revision 5 for the Energy-4 Call, Bruxelles
- EC (2006): Grünbuch – Eine europäische Strategie für nachhaltige, wettbewerbsfähige und sichere Energie. KOM(2006) 105 endgültig, Brüssel, http://ec.europa.eu/energy/green-paper-energy/doc/2006_03_08_gp_document_de.pdf; abgerufen am 18.09.2007
- EESstor, Inc. (2006): Patentschrift WO 2006/026136 A2, Cedar Park
- Eisenbeiß, G., Schmid, J. (2004): Wasserstoff und Brennstoffzellen. Ein Systemüberblick. In: FVS Themen 2004: Brennstoffzellen und Wasserstoff – Energieforschung im Verbund. www.fv-sonnenenergie.de/publikationen/01_1_01.pdf; abgerufen am 13.08.2007
- Enecho (Agency for Natural Resources and Energy) (2006): Energy in Japan 2006. Ministry of Economy, Trade and Industry, www.enecho.neti.go.jp; abgerufen am 11.11.2006
- energieportal24.de (2003): H2Expo präsentiert neue Wasserstoff-Speicherverfahren. www.energieportal24.de/artikel_556.htm; abgerufen am 16.08.2007
- Energy (Energy & Meteo systems GmbH) (2006): Hy-WindBalance. Projektinformation, www.energymeteo.de/projekte/hywindbalance/; abgerufen am 13.08.2007
- EON (E.ON Ruhrgas AG) (2007): 25 Speicherbetreiber in Deutschland. www.eon-ruhrgas.com/cps/rde/xchg/SID-3F57EEF5-FC2F187C/er-corporate/hs.xml/1460.htm; abgerufen am 25.06.2007
- ESEDC (Energy Storage Engineering Development Center) (2000): 2. Technology Study on Underground Pumped Hydroelectric Storage Power Generation. In: New Energy Foundation: Activity Report. Tokyo www.nef.or.jp/english/info/pdf/ar19.pdf, S. 20–21
- EUREC (European Renewable Energy Centres Agency) (2006): Cross-cutting research priorities for renewable energy in FP7, Brussels
- FEMP (Federal Energy Management Program) (2003): Flywheel Energy Storage. DOE/EE-0286, Washington www1.eere.energy.gov/femp/pdfs/fta_flywheel.pdf; abgerufen am 21.06.2007
- Fichtner, M. (2005): Nanotechnological Aspects in Materials for Hydrogen Storage. In: Advanced Engineering Materials 7(6), S. 443–455
- Fichtner, M., Fuhr, O., Kirchner, O., Léon, A. (2005): Wasserstoffspeicherung in Nanomaterialien. In: NACHRICHTEN – Forschungszentrum Karlsruhe 37(1–2), S. 52–58
- Fisch, N., Bodmann, M., Kühl, L., Saße, Ch., Schnürer, H. (2005): Wärmespeicher. BINE-Informationspaket, Köln www.bine.info/pdf/publikation/IPWrmespeicher_Leseprobe.pdf
- Foote, C.E.T., Roscoe, A.J., Currie, R.A.F., Currie, G.W., Ault, G.W., McDonald, J.R. (2005): Ubiquitous Energy Storage. International Conference on Future Power Systems, Glasgow <http://ieeexplore.ieee.org/iel5/10666/33649/01600538.pdf?isnumber=33649&arnumber=1600538>
- Friedrich, U. (2003): Aquiferspeicher für das Reichstagsgebäude. BINE Informationsdienst 13/03, Eggenstein-Leopoldshafen www.bine.info/pdf/publikation/bi1303internetx.pdf; abgerufen am 11.07.2007
- Frost & Sullivan (2006): World Ultracapacitor Markets. F753-27, www.batteries.frost.com; abgerufen am 18.10.2006
- FZJ (Forschungszentrum Jülich) (2004): Vom Labor auf die Straße: Sauber unterwegs mit Brennstoffzellen. www.fz-juelich.de/portal/index.php?index=721&jahr=2004&cmd=show&mid=239; abgerufen am 13.08.2007
- Gandy, S. (2000): A guide to the range and suitability of electrical energy storagesystems for various applications, and an assessment of possible policy effects. London http://us.share.geocities.com/gandy_sr/attach/SRG_IC_Thesis.pdf; abgerufen am 18.06.2007
- Garche, J. (2006): Elektrochemische Energiespeicher: Stand, Probleme, Perspektiven. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 56(10), S. 61–70
- Garche, J., Treffinger, P., Jörissen, L. (2001): Wasserstoffspeicherung und Verkehr. In: FVS Themen 2001 „Integration Erneuerbarer Energien in Versorgungsstrukturen“, S. 99–113, www.fv-sonnenenergie.de/publikationen/th2001_12.pdf
- Grass, R., Otto, W., Patzelt, A., Wanner, M. (1994): Flüssigwasserstoff für Europa – die Linde-Anlage in Ingolstadt. In: Linde Berichte aus Technik und Wissenschaft 71/1994, [www.linde-gas.de/international/web/ig/de/like35lgde.nsf/repositorybyalias/bericht_fluelligwasserstoff/\\$file/Fluelligwasserstoff.pdf](http://www.linde-gas.de/international/web/ig/de/like35lgde.nsf/repositorybyalias/bericht_fluelligwasserstoff/$file/Fluelligwasserstoff.pdf); abgerufen am 15.08.2007, S. 36–42
- Grünwald, R. (2007): Persönliche Mitteilung vom 02.10.2007, Berlin

- Grünweg, T. (2006): Retrochic trifft Hightec. In: Spiegel-Online, www.spiegel.de/auto/aktuell/0,1518,444624,00.html; abgerufen am 24.07.2007
- Gyuk, I. (2006): Interview mit Dr. Imre Gyuk. USA, Department of Energy, Leiter des Energy Storage Systems Research Program, durchgeführt vom IZT am 08.11.2006
- Hasche, B., Barth, R., Swider, D.J. (2006a): Verteilte Erzeugung im deutschen Energiesystem. AP 1.1 im Projekt NetMod, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, Stuttgart www.netmod.org/download/AP_1_1_NetMod.pdf; abgerufen am 21.06.2007
- Hasche, B., Barth, R., Swider, D.J. (2006b): Verteilte Erzeugung im deutschen Energiesystem. AP 1.1 im Projekt NetMod, Universität Stuttgart www.netmod.org/download/AP_1_1_NetMod.pdf; abgerufen am 28.10.2006
- Hauer, A. (2002): Beurteilung fester Adsorbentien in offenen Sorptionssystemen für energetische Anwendungen. Dissertation, Berlin http://edocs.tu-berlin.de/diss/2002/hauer_andreas.pdf; abgerufen am 27.09.2007
- Heckner, K.-H. (2005): Superkondensatoren – Schnellwirkende Hochleistungsenergiespeicher. Fachtagung Stromspeicher vom 11.10.2005, <http://brennstoffzellen.pitcom.net/upload/dokument94.pdf>; abgerufen am 28.09.2006
- Heinemann, D. (2007): Strukturen von Batterie- und Energiemanagementsystemen mit Bleibatterien und Ultracaps. Dissertation, Berlin http://opus.kobv.de/tuberlin/volltexte/2007/1482/pdf/Heinemann_Detlef.pdf; abgerufen am 25.07.2007
- Henning, H.-M. (2002): Wärmespeicher mit Phasenwechselmaterialien und thermochemische Systeme. Vortrag beim Workshop „Dezentrale Energiespeicherung – Schlüssel zur wirtschaftlichen Entfaltung Erneuerbarer Energien, 08. April 2002 in Wuppertal, www.ea-nrw.de/_database/_data/datainforpool/Tagung/Henning.pdf; abgerufen am 27.09.2007
- Hiebl, A. (2004): Untersuchung des HF-induzierten Schaltvorgangs bei Hochtemperatur-Supraleitern. Dissertation, München http://deposit.ddb.de/cgi-bin/dokserv?idn=972764593&dok_var=d1&dok_ext=pdf&file_name=972764593.pdf; abgerufen am 15.10.2006
- Höhlein, B., Grube, T., Reijerkerk, J., Aicher, T., Jörissen, L. (2004): Wasserstofflogistik – verteilen, speichern und betanken. In: FVS Themen 2004: Brennstoffzellen und Wasserstoff – Energieforschung im Verbund. www.fv-sonnenenergie.de/publikationen/06_2_01.pdf; abgerufen am 14.08.2007
- Honsel, G. (2006): Wind auf Vorrat. www.heise.de/tr/artikel/72987/0/203; abgerufen am 19.06.2007
- Hubert, S., Mattera, F., Malbranche, P. (2003): Investire Network, Investigation on Storage Technologies for intermittent renewable energies: Evaluation and recommended R&D strategy. www.sciencedirect.com/science?_ob=ArticleURL&_udi=B6TH1-48Y0919-1&_user=10&_rdoc=1&_fmt=&_orig=search&_sort=d&view=c&_acct=C000050221&_version=1&_urlVersion=0&_userid=10&md5=84864c852b5dce3964c6a23cd71abf5d; abgerufen am 21.10.2006
- IEA (International Energy Agency) (2003): Energy Policies of IEA countries: Japan 2003 Review. Paris
- IEA (2006): IEA Datenbank für Energieforschungsbudgets. www.iea.org/Textbase/stats/rd.asp; abgerufen am 07.08.2006
- IFE (Institut für Energietechnik) (2004): CO₂-Vermeidungskosten im Kraftwerksbereich, bei den erneuerbaren Energien sowie bei nachfrageseitigen Energieeffizienzmaßnahmen. Schriftenreihe 47, München
- INT (Fraunhofer Institut Naturwissenschaftlich-Technische Trendanalysen) (2006b): Auswertung des INT nach Daten von VDEW auf Basis des Endenergieverbrauchs in Deutschland 2004. Euskirchen
- ISE (Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme) (2004a): Technische und wirtschaftliche Machbarkeitsstudie zu horizontalen Fresnel-Kollektoren. Freiburg
- ISE (2004b): Projektbeschreibung EDISON, aktualisiert am 24.2.2004, www.ise.fhg.de/german/fields/field4/mb1/index.html; abgerufen am 08.11.2006
- IZT (Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung), Frost & Sullivan (2006): The State and Prospects of European Energy Research: Comparison of Commission, Member and Non-Member States' R&D Portfolios. www.izt.de/projekte/archiv/fte_nichtnuklearer_energien.html
- Jonshagen, B. (2006): The zinc bromine battery for Renewable Energy storage. Vortragsfolien, The case of energy autonomy: Storing Renewable Energies, October 30–31, 2006, Gelsenkirchen www.eurosolar.org/new/pdfs_neu/electric/IRES2006_Jonshagen.pdf; abgerufen am 21.10.2007
- Jossen, A., Sauer, D.U. (2006): Advances in Redox Flow batteries. In: First International Renewable Energy Storage Conference (Folien), October 30–31, 2006, Gelsenkirchen www.eurosolar.org/new/pdfs_neu/electric/IRES2006_Jossen.pdf; abgerufen am 30.07.2007
- Juengst, K.-P. (2004): Was kann die Supraleitung im Energiebereich leisten? www.energie-fakten.de/pdf/supraleitung.pdf; abgerufen am 15.10.2006
- Kassakian, J., Schindall, J., Signoretti, R. (2005): Carbon Nanotube Enhanced Ultracapacitors. MIT Tech Talk: 15th International Seminar on Double Layer Capacitors and Hybrid Energy Storage Devices in Deerfield Beach, http://lees-web.mit.edu/lees/projects/cnt_ultracap_project.htm
- Kautenburger, M. (2006): Ein Boom tief unter der Erde. In: Hildesheimer Allgemeine Zeitung vom 4. Dezember 2006, S. 23, www.kbbnet.de/pdfs/Ein_Boom_tief_unter_der_Erde.pdf; abgerufen am 04.10.2007
- KBE (Kraftfahrtbundesamt) (2007): Der Fahrzeugbestand im Überblick am 1. Januar 2007 gegenüber 1. Januar 2006. www.kba.de/Abt3_neu/FZ/Bestand/Themen_jaehrlich_pdf/bki2_2007.pdf; abgerufen am 22.10.2007

- Kemfert, C. (2006): Die deutsche Energiepolitik braucht eine Trendwende – Ein 10-Punkte-Plan für eine nachhaltige Energieversorgung. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, Berlin www.diw.de/deutsch/produkte/publikationen/diskussionspapiere/docs/papers/dp618.pdf; abgerufen am 01.10.2006
- Kiehne, H.A., Berndt, D. (2000): Batterien – Grundlagen und Theorie, aktueller technischer Stand und Entwicklungstendenzen. Renningen
- Kim, E. (2006): Interview mit Eusun Kim. Korea Institute of Science and Technology Information (KISTI), durchgeführt vom IZT am 20.11.2006
- Klassen, Th., Oelerich, W., Bormann, R. (2001): Hochtemperatur-Metallhydride: Energiespeicher für das emissionsfreie Automobil. FVS Workshop 2001: Wasserstoffspeicherung, www.fv-sonnenenergie.de/publikationen/ws011-3_01.pdf; abgerufen am 15.08.2007
- Kötz, R. (2002): Doppelschichtkondensatoren – Technik, Kosten, Perspektiven. In: Siebentes Kasseler Symposium „Energie-Systemtechnik, Erneuerbare Energien und Rationelle Energieverwendung, Energiespeicher und Energietransport“, Tagungsband, S. 138–149
- Laing, D., Bahl, C. (2005): Pre-kommerzielle Entwicklung der WESPE Feststoff-Speichertechnologie für den Einsatz in ANDASOL-Kraftwerken. Öffentliches Statusseminar, Stuttgart
- Lange, E. (2007): Windstrom speichern unter Druck. In: VDI nachrichten vom 04.05.2007, Düsseldorf, S. 7
- Lazarewicz, M. (2005): Flywheel-Based Frequency Regulation for Renewable and Distributed Generation. ElectricPower 2005, Vortragsfolien vom 5.–7. April 2005, www.beaconpower.com/products/EnergyStorageSystems/docs/Electric%20Power%202005%20presentation.pdf; abgerufen am 21.06.2007
- Lazarewicz, M. (2006): Flywheel as High Power Storage Devices for Grid Load Balancing and Stabilization. Vortrag anlässlich der First International Renewable Energy Storage Conference am 30./31.10.2006 in Gelsenkirchen, www.eurosolar.org/new/pdfs_neu/Main/IRE2006_Lazarewicz.pdf
- Leible, L., Kälber, S., Kappler, G., Lange, S., Nieke, E., Proplesch, P., Wintzer, D., Fürniß, B. (2007): Kraftstoff, Strom und Wärme aus Stroh und Waldrestholz – Eine systemanalytische Untersuchung. Wissenschaftliche Berichte Forschungszentrum Karlsruhe FZKA 7170, Karlsruhe
- Leonhard, W. (2003): Regenerative Energie und Speicher. www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/AKE2003H/AKE2003H_Vortraege/AKE2003H01a_Leonhard_RE_undSpeicher.pdf; abgerufen am 01.08.2007
- Linne, E.M. (2004): Entwicklung und Bewertung von zukünftigen dezentralen Energieversorgungsszenarien. Diplomarbeit RWTH Aachen, http://archiv.tu-chemnitz.de/pub/2005/0164/data/DA_Linne.pdf; abgerufen am 28.09.2006
- Lund, P. D., Paatero, J. V. (2006): Energy storage options for improving wind power quality. Nordic Wind Power Conference 22./23. Mai 2006, Espoo http://users.tkk.fi/~patte/pub/conf_2006_NWPC_Espoo.pdf; abgerufen am 21.06.2007
- Mangold, D., Benner, M., Schmidt, Th. (2001): Langzeit-Wärmespeicher und solare Nahwärme. BINE Informationsdienst (Hg.), Eggenstein-Leopoldshafen, www.bine.info/pdf/publikation/pro0101.pdf
- McDowall, J. (2006): Interview mit Jim McDowall. USA, Electricity Storage Association (ESA), durchgeführt vom IZT am 31.10.2006
- Mehling, H. (2001): Latentwärmespeicherung – Neue Materialien und Materialkonzepte. In: FVS Workshop 2001: Wärmespeicherung. S. 49–66, www.fv-sonnenenergie.de/publikationen/ws012-5_01.pdf; abgerufen am 02.07.2007
- Mehling, H. (2002): Latentwärmespeicher. BINE Themen-Info IV/2002, www.bine.info/pdf/publikation/pro0402.pdf; abgerufen am 02.07.2007
- Merck, Th., von Nordheim, H. (2000): Technische Eingriffe in marine Lebensräume. BfN-Skripten 29, Bonn www.ikzm-d.de/addons/pdfs/Windkraft.pdf; abgerufen am 14.11.2007
- METI (Ministry of Economy, Trade and Industry) (2005): Strategic Technology Roadmap (Energy Sector) – Energy Technology Vision 2100. www.iae.or.jp/2100.html; abgerufen am 11.11.2006
- Molnar, Th. (2004): Batterien und Akkumulatoren. www.chemie.uni-regensburg.de/Anorganische_Chemie/Pfitzer/demo/demo_ss04/akku.pdf; abgerufen am 21.03.2007
- Nano-Vision (Firma Nano-Vision Tech Co., Ltd.) (2006): Persönliche Mitteilung an das INT auf der Materialica 2006
- NEDO (New Energy and Industrial Technology Development Organisation) (2004a): Expanding into the Future: New Energy and Industrial Technology – Report on the Latest Results for fiscal Year 2004. Kawasaki City www.nedo.go.jp/english/publications/brochures/fy2003/index.html; abgerufen am 11.11.2006
- NEDO (2004b): Outline of NEDO – New Energy and Industrial Technology Development Organisation 2004–2005. Kawasaki City
- neue energie (2007): Strom on the Rocks. Nr. 10, S. 42–43
- NGEE (Netzwerke Grundlagenforschung Erneuerbare Energie und rationelle Energieanwendung) (2007): Verbundprojekt LWSNet. www.ngee.de/energiespeicher
- Nick-Leptin, J. (2006): Interview mit Joachim Nick-Leptin. BMU, Referatsleiter KI III 5 „Forschung und Entwicklung im Bereich Erneuerbarer Energien“, durchgeführt vom IZT am 06.11.2006

- Nourai, A. (2002): Large-Scale Electricity Storage Technologies for Energy Management. IEEE Power Engineering Society Summer Meeting, <http://ieeexplore.ieee.org/iel5/8076/22348/01043240.pdf>
- Ohl, M., Blesl, M., Fahl, U. (2007): Mobile Wärme. Kurzstudie im Auftrag der EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Karlsruhe (in Vorbereitung)
- OIT, DoE (Office of Industrial Technologies Energy Efficiency and Renewable Energy, U.S. Department of Energy) (2002): Deep-discharge Zinc-Bromine Battery Module offers Megawatts Capacity. www1.eere.energy.gov/inventions/pdfs/zbbenrg.pdf; abgerufen am 01.08.2007
- Otto, A. (2001): Wasserstoffspeicherung in Niedertemperatur-Metallhydriden. FVS Workshop 2001: Wasserstoffspeicherung. www.fv-sonnenenergie.de/publikationen/ws011-4_01.pdf; abgerufen am 15.08.2007
- Pandl, H., Tamme, R. (2007): Solarenergie zukünftig auch nachts: DLR gelingt Durchbruch mit neuem Wärmespeicher. Pressemitteilung vom 07.11.2007, www.dlr.de/desktopdefault.aspx/tabid-13/135_read-10750/; abgerufen am 07.11.2007
- Plumhoff, P.A. (2004): Supraleitung und elektrische Energietechnik. Vorlesungsunterlagen, FH Bingen; Wintersemester 2004, <http://plumhoff.fh-bingen.de/pdf/SupraleitungundEET.pdf>; abgerufen am 15.10.2006
- Pohl, Ch., Kriebs, K. (2006): Wirtschaftliche Einsatzmöglichkeiten der NaS-Batterie. www.tsb-energie.de/service/publikationen/2007/tsb_wirt_bruch.pdf; abgerufen am 26.07.2007
- PowerGenix (2007): Nickel-Zinc Battery Technology Benefits. <http://powergenixsystems.com/technology.php>; abgerufen am 18.07.2007
- PSI (Paul Scherrer Institut) (2004): Zwei-Liter-Auto setzt neue Massstäbe. Pressemitteilung vom 12.10.2004, http://psi.web.psi.ch/medien/Medienmitteilungen/mm_hy_light/mm_hy_light_d.pdf; abgerufen am 22.10.2007
- PTJ (Projektträger Jülich – Forschungszentrum Jülich GmbH) (2005): Faktenpapier „Nichtnukleare Energieforschung USA“. Analyse im Auftrag des BMWA (überarbeitete Fassung), www.fz-juelich.de/ptj/lw_resource/datapool/_pages/pdp_105/USA_EF.pdf; abgerufen am 20.09.2007
- PTJ (2006): Die Energieforschungspolitik Japans (Oberthür, A.). http://www.fz-juelich.de/ptj/lw_resource/datapool/_pages/pdp_105/Japan_final.pdf
- Purkarthofer, G., Fink, C. (2003): Sorptionsspeicher – Langzeit-Wärmespeicherung von Wärme mit hohen Energiedichten. In: Heizung-Lüftung-Klimatechnik 1–2/2003, www.soltherm.at/php/service/download/files/36_HLK-Artikel_Sorptionsspeicher.pdf; abgerufen am 27.09.2007
- Quack, E. (2007): Die Schlüsselrolle der Kryotechnik in der Wasserstoff-Energiewirtschaft. www.tu-dresden.de/mw/iem/kkt; abgerufen am 27.6.2007
- RED (red herring) (2007): Betting on Hybrids. A123Systems introduces next-generation battery for alternative cars. Artikel vom 17. Mai 2007, www.redherring.com/Article.aspx?a=22308&hed=Betting+on+Hybrids; abgerufen am 25.07.2007
- Roscoe, A. (2004): Demand response and embedded storage to facilitate diverse and renewable power generation portfolios in the UK. University of Strathclyde, Energy system research unit, Glasgow ftp://ftp.strath.ac.uk/Esru_public/documents/MSc_2004/roscoe.pdf; abgerufen am 15.10.2006
- Ruddell, A. (2003): Investigation on Storage Technologies for Intermittent Renewable Energies: Evaluation and recommended R&D strategy. Storage Technology report ST6: Flywheel, Chilton Didcot www.itpower.co.uk/investire/pdfs/flywheelrep.pdf; abgerufen am 20.06.2007
- Rufer, A., Lemofouet, S. (2006): Energetic Performance of a Hybrid Energy Storage System based on Compressed Air and Super Capacitors. <http://ieeexplore.ieee.org/iel5/10976/34594/01649817.pdf?isnumber=34594&arnumber=1649817>
- Sanner, B. (2004): Erdwärmesonden-Versuchsanlage in Korea mit deutscher Hilfe aufgebaut. In: Geothermische Energie 44(11) Heft 1/2, <http://www.geothermie.de/gte/gte44/korea.htm>
- Sauer, D.U. (2006): Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung. www.eurosolar.de/de/images/stories/pdf/Sauer_Optionen_Speicher_regenerativ_okt06.pdf; abgerufen am 25.07.2007
- Sauer, D.U. (2007): Persönliche Information ans TAB, Gespräch vom 21.08.2007 in Aachen
- Schaefer, H. (Hg.) (1994): VDI-Lexikon Energietechnik. Düsseldorf
- Schmidt, F. (2006): Neue Materialien und Systemkonzepte für Adsorptionswärmespeicher – Ergebnisse des BMBF-Netzwerkes. Vortrag anlässlich des Statusseminars „Thermische Energiespeicherung – mehr Energieeffizienz zum Heizen und Kühlen“ am 2./3.11.2006 in Freiburg, S. 259–268, www.enob.info/fileadmin/media/Publikationen/EnOB//StatusseminarThermEspeicherung_teil4.pdf; abgerufen am 27.09.2007
- Schmidt, T., Müller-Steinhagen, H. (2005): Erdsonden- und Aquiferspeicher in Deutschland. In: OTTI-Profiforum Oberflächennahe Geothermie, 14.–15. April 2005, Regenstau www.solites.de/download/05-01.pdf; abgerufen am 11.07.2007
- Schneuwly, A., Auer, J. (2006): Energiespeicher fürs Auto. www.elektroniknet.de/index.php?id=482&tx_jppageteteaser_pi1%5BbackId%5D=718; abgerufen am 18.10.2006
- Schossig, P., Dötsch, C., Drück, H., Götsche, J., Huenges, E., Kabus, F., Tamme, R. (2005): Wärmespeicher für die Hausenergieversorgung. In: FVS Themen

- 2005: Wärme und Kälte – Energie aus Sonne und Erde. S. 120–125, www.fv-sonnenenergie.de/publikationen/themen05_r05_b01_01.pdf; abgerufen am 02.07.2007
- Schreiner, K. (2005): Umweltfreundliche Kraftstoffe für Verbrennungsmotoren auf dem Bodensee. Vortrag beim Verband der Freunde, Förderer und Absolventen der FH Konstanz e.V. am 15. November 2005, www.invo.fh-konstanz.de/downloads/kraftstoffe_bodensee.pdf; abgerufen am 13.08.2007
- Schüth, F. (2006): Mobile Wasserstoffspeicher mit Hydriden der leichten Elemente. In: Nachrichten aus der Chemie 54(1), S. 24–28, www.gdch.de/taetigkeiten/nch/inhalt/jg2006/hspeicher.pdf; abgerufen am 15.08.2007
- Schüth, F., Felderhoff, M., Bogdanovic, B. (2007): Komplexe Hydride als Materialien für die Wasserstoffspeicherung. Tätigkeitsbericht, www.mpg.de/bilderBerichteDokumente/dokumentation/jahrbuch/2007/kohlenforschung/forschungSchwerpunkt/pdf.pdf; abgerufen am 15.08.2007
- Schwab, A. (2006): Elektroenergiesysteme- Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie. Berlin
- Sears, J.R. (2005): Thermal and compressed-air storage (TACAS): The next generation of energy storage technology. Austin www.battcon.com/PapersFinal2005/SearsPaper2005.pdf; abgerufen am 20.06.2007
- Semke, S. (2006): Interview mit Dr. Sabine Semke. PTJ, Abteilungsleiterin „Energietechnologien und Naturwissenschaftliche Grundlagenforschung“, durchgeführt vom IZT am 06.11.2006
- Skyllas-Kazacos, M. (2006): The UNSW/V-Fuel vanadium redox flow battery technologies for the storage of Renewable Energy. Vortragsfolien, Gelsenkirchen www.eurosolar.org/new/pdfs_neu/electric/IRES2006_Skyllas-Kazacos.pdf; abgerufen am 21.10.2007
- SM (Solar Millenium AG) (2007): Technische Daten Solarkraftwerk „Andasol 1“. www.solarmillennium.de; abgerufen am 21.05.2007
- Spahi, E., Balzer, G., Münch, W. (2007): Windenergiespeicherung von großen Offshore-Windparks mit Batterien. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 57(7), S. 32–36
- Stadler, I. (2006): Demand Response. Nichtelektrische Speicher für Elektrizitätsversorgungssysteme mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Habilitation an der Universität Kassel, Berlin
- Statistisches Bundesamt (2006): Laufende Wirtschaftsrechnungen Deutschland. Private Haushalte mit ausgewählten Gebrauchsgütern am 1.1.2006. Wiesbaden
- Steffen, R. (2004): Magnetlager – Prinzip und Berechnungsgrundlagen. www.rolandsteffen.de/Magnetlager.pdf; abgerufen am 20.06.2007
- Steinmann, W.-D., Laing, D., Tamme, R. (2005): Speichertechnik für solare Prozesswärme. In: Erneuerbare Energie – Zeitschrift für eine nachhaltige Energiezukunft, 3/2005, S. 17–20
- Storch, G., Hauer, A. (2006): Abwärmenutzung durch Wärmetransport mit mobilen Sorptionsspeichern. Vortrag, www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2006-AKE_Muenchen/Vortraege/DPG2006_AKE4.2_Storch_Konvektion-mitLKW.ppt
- TAB (Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag) (2001): Brennstoffzellen-Technologie (Autoren: Oertel, D., Fleischer, T.). Sachstandsbericht, TAB-Arbeitsbericht Nr. 67, Berlin
- TAB (2003): Möglichkeiten geothermischer Stromerzeugung in Deutschland (Autoren: Paschen, H., Oertel, D., Grünwald, R.). Sachstandsbericht, TAB-Arbeitsbericht Nr. 84, Berlin
- TAB (2007): CO₂-Abscheidung und -Lagerung bei Kraftwerken (Autor: Grünwald, R.). Sachstandsbericht, TAB-Arbeitsbericht Nr. 120, Berlin
- Takehito, F. (2004): Development of a „New Energy Train – hybrid type“. Vortrag auf der „2nd UIC Railway Energy Efficiency Conference“, 4.–5. Februar 2004, Paris
- Tamme, R., Nunez, T., Götsche, J. (2005): Speicherung für Hochtemperaturwärme. In: Forschungsverbund Sonnenenergie (Hg.): Themenheft 2005: Wärme und Kälte – Energie aus Sonne und Erde, www.fv-sonnenenergie.de/publikationen/themen05_r05_b02_01.pdf, S. 126–130
- Tamyurek, B., Nichols, D.K., Demirci, O. (2003): The NAS battery: a multi-function energy storage system. In: IEEE Power Engineering Society General Meeting 13–17 July 2003
- Thompson, R.W., Tilley, R. (2002): Advantages of Zebra high-temperature batteries for military hybrid applications. In: 4th international AECV conference Noordwijkerhout
- Trieb, F. (2005): Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region. Final Report by German Aerospace Center (DLR), Institute of Technical Thermodynamics, Section Systems Analysis and Technology Assessment, Study commissioned by Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety Germany, Stuttgart www.solarpaces.org/Library/MED-CSP_05/docs/WP000_Front_Cover_Final.pdf; abgerufen am 06.11.2007
- UGS (Untergrundspeicher- und Geotechnologie-Systeme GmbH) (2007): Felskavernen. www.ugsnet.de/speicherung_felskavernen.php; abgerufen am 25.06.2007
- Uhlig, H.-R. (1993): Ablenkungen des Magnetkompasses durch zur Energieübertragung bestimmte HGÜ-Kabel (Hochspannungs-Gleichstromübertragung). www.springerlink.com/content/k717805647212x34/; abgerufen am 25.06.2007
- UMSICHT (Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik) (2005): Kältespeicher der Spitzenklasse. In: Jahresbericht 2005, S. 71, Oberhausen www.umsicht.fraunhofer.de/publikationen/jahresberichte/2005_jahres_bericht.pdf,

- Vaillant (Vaillant Deutschland GmbH & Co. KG) (2005a): Das gasbetriebene Zeolith-Heizgerät. Vortragsfolien, www.bfe.de/vortraege/fachtagung_22_09_05/ZeolithVaillant.pdf; abgerufen am 15.10.2006
- Vaillant (2005b): Innovation Zeolith-Heizgerät. Informationen zum Zeolith-Heizgerät; Firmenumdruck, www.vaillant.de/stepone/data/downloads/52/44/00/Broschuere_Zeolith.pdf; abgerufen am 27.09.2007
- Wagner, E. (2003): Inwiefern haben Pumpspeicher-Kraftwerke eine Bedeutung für die Sicherheit der Stromversorgung? www.energie-fakten.de/pdf/pumpspeicherkraftwerke.pdf; abgerufen am 14.06.2007
- Wagner, W., Jähnig, D., Isaksson, C., Hausner, R. (2006): Modularer Energiespeicher nach dem Sorptionsprinzip mit hoher Energiedichte (MODESTORE). Gleisdorf www.aee-intec.at/0uploads/dateien334.pdf; abgerufen am 27.09.2007
- Webs, M., Deutschländer, T., Christoffer, J. (2004): Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere und extreme Witterungsverhältnisse TRY. In: Klimastatusbericht 2004, DWD, S. 199–204, www.dwd.de/de/FundE/Klima/KLIS/prod/KSB/ksb04/30_testreferenzjahre.pdf; abgerufen am 06.11.2007
- Werner, R. (2007): Neue Netze für Europa. In: Neue Energien. Spiegel Spezial. 1/2007, S. 120–121
- Wollin, K. (2006): Interview mit Karl Wollin. BMBF, Referatsleiter Ref. 715 Grundlagenforschung Energie, durchgeführt vom IZT am 03.11.2006
- Wörner, A., Brinner, A., Hinot, K. (2007): Auslegung von Fahrzeug-angepassten H₂-Sorptions speichern. Folien, FVS-Workshop „Wasserstoff aus erneuerbaren Energien“ vom 22. Mai 2007, WBZU, Ulm www.wbzu.de/home/070522-woerner.pdf; abgerufen am 15.08.2007
- Ziesing, H.-J. (2007): CO₂-Emissionen in Deutschland 2006 – nach wie vor keine Trendwende in Sicht. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 57(5), S. 80–87
- Zunft, St., Tamme, R. (2006): Strom speichern unter Hochdruck. In: DLR Nachrichten 116, S. 50–53, www.dlr.de/Portaldata/1/Resources/kommunikation/publikationen/116_nachrichten/Artikel_10_Adiabate.pdf

Anhang

Technische Parameter der verschiedenen Typen von Akkumulatoren

	Bleisäure	Ni-Cd	Ni-MH	Ni-Zn	Li-Ion	Li-Ion-Polymer	Li-Ion (A123M1)	Na-NiCl (Zebra)	Na/S	Vanadium-Vanadium-Brom	Polysulfid-Bromid	Zink/Brom	Cer/Zink
Energiedichte* (Wh/kg)	30-50 ⁽¹⁾ 20-45 ⁽²⁾	45-80 ⁽¹⁾ 25-40 ⁽²⁾	60-120 ⁽¹⁾ 55-85 ⁽²⁾	60 ⁽¹⁰⁾	110-160 ⁽¹⁾ 90-160 ⁽²⁾	100-130 ⁽¹⁾ 130-144 ⁽²⁾		80-100 ⁽³⁾ 90-100 ⁽²⁾	130 ⁽⁴⁾	15-25 ⁽²⁾		70 ⁽⁴⁾ 75-85 ⁽³⁾	
Energiedichte* (Wh/l)	60-95 ⁽²⁾	35-100 ⁽²⁾ 135 ⁽¹⁰⁾	135 ⁽¹⁰⁾	170 ⁽¹⁰⁾	200-300 ⁽²⁾	230-410 ⁽²⁾			80-100 ⁽²⁾	20-33 ⁽²⁾		65 ⁽⁴⁾	
Leistungsdichte (W/kg)	100 ⁽⁸⁾	600 ⁽¹⁰⁾	750 ⁽²⁾ 600 ⁽¹⁰⁾	> 900 ⁽¹⁰⁾	1.350 ⁽⁵⁾ (Hochleistungsvariante)		> 3.000 ⁽³⁾	109 ⁽⁴⁾ 90-155 ⁽²⁾ 170 ⁽⁷⁾	90-110 ⁽⁴⁾			70-90 ⁽⁴⁾	
Zykluszahl** (80 % Nennkapazität)	200-300 ⁽¹⁾ stationär ~ 2.000 (Ausnahme bis 7.000) ⁽⁸⁾	1.000-4.000 ⁽¹⁾ 100-800 ⁽¹⁰⁾	300-500 ⁽¹⁾ 100-800 ⁽¹⁰⁾	100-500 ⁽¹⁰⁾	300-500 ⁽¹⁾ 500-1.200 ⁽²⁾	300-500 ⁽¹⁾ 500-1.000 ⁽²⁾	> 1.000 ⁽⁵⁾	600 ⁽²⁾ 1.700 ⁽⁷⁾ ~ 3.700 ⁽⁸⁾	> 1000 ⁽⁴⁾ 2.500 ⁽³⁾	> 10.000 ⁽¹⁾ > 16.000 ⁽²⁾		> 1.000 ⁽⁴⁾ 3.650 ⁽⁴⁾	
Selbstentladung (pro Monat)	5% ⁽¹⁾	5-20% ⁽²⁾	30% ⁽¹⁾		10% ⁽¹⁾ 5-10% (20 °C) ⁽²⁾	10% ⁽¹⁾ 2-8% (20 °C) ⁽²⁾							
Nennspannung***	2 V ⁽¹⁾	1,2 V ⁽¹⁾	1,25 V ⁽¹⁾	1,6 V ⁽¹⁰⁾	3,6 V ⁽¹⁾	3,6 V ⁽¹⁾	3,3 V ⁽³⁾	2,58 ⁽²⁾	2,1 ⁽⁴⁾	1,7 ⁽¹⁾	1,53 ⁽¹¹⁾	1,8 ⁽⁴⁾	2,4

	Bleisäure	Ni-Cd	Ni-MH	Ni-Zn	Li-Ion	Li-Ion-Polymer	Li-Ion (A123M1)	Na-NiCl (Zebra)	Na/S	Vanadium-Vanadium	Vanadium-Brom	Polysulfid-Bromid	Zink/Brom	Cer/Zink
Überladetoleranz	hoch ¹⁾	mäßig ¹⁾	schwach ¹⁾		sehr schwach ¹⁾	schwach ¹⁾								
Schnellladezeit	8-16 h ¹⁾	1 h ¹⁾	2-4 h ¹⁾	1,5 h ¹⁰⁾	2-4 h ¹⁾	2-4 h ¹⁾								
Ladefaktor****	1,2-1,3 ²⁾ 80-90% ⁶⁾	57% ⁴⁾ ~ 70% ⁶⁾	~ 70% ⁸⁾		90-95% ⁶⁾		91% ⁷⁾	85% ⁹⁾	72% ¹¹⁾	67% ¹¹⁾	75% ¹³⁾			
Arbeitstemperatur (°C)	-40-60 ³⁾	15-60 ⁴⁾ -20-60 ²⁾	0-50 ¹⁰⁾	-20-60 ¹⁰⁾			280-330 ⁴⁾	285-380 ⁴⁾			10-60 ⁴⁾			

* Die Energiedichte bezeichnet die Kapazität eines Akkus (Angaben massen- bzw. volumenbezogen).
 ** Die Zyklenlebensdauer ist die Zahl der Zyklen bis zu der die Batterie in der Lage ist, 80 % ihrer Nennkapazität abzugeben, normalerweise bei 80 % Entladetiefe.
 *** Die Nennspannung bezeichnet die mittlere Spannung, die sich bei Entladung mit mittlerem Ladestrom einstellt.
 **** Als Ladefaktor wird das Verhältnis aus eingeladener Kapazität zu entnehmbarer Kapazität bezeichnet, er wird auch oft in Prozent angegeben (Berücksichtigung von Ladeverlusten durch Nebenreaktionen bzw. durch Selbstentladung).

Quelle: nach INT 2006a; Werte nach 1) Buchmann 2001; 2) www.elektroauto-tipp.de; 3) www.basytec.de/batallg/batallg.htm; 4) www.roempp.com; 5) A123Systems 2007; 6) www.basytec.de/batallg/batallg.htm; 7) Böhm/Beyermann 1999; 8) Thompson/Tilley 2002; 9) Tamyurek et al. 2003; 10) PowerGenix 2007; 11) Jossen/Sauer 2006; 12) Skyllas-Kazacos 2006; 13) Hubert et al. 2003; 14) Jonshagen 2006

