

### Stromspeicher: Notwendig, aber teuer und sowohl qualitativ als auch quantitativ häufig überschätzt

Viele Energie- und Umweltpolitiker in Deutschland verfolgen das Ziel, parallel zum Ausbau der Erneuerbaren Energien schrittweise aus der Kernenergie und den fossilen Kraftwerken auszusteigen. Konkret heißt dieses nichts anderes, als den bislang bewährten Energiemix in der Stromproduktion aufzugeben. Dabei bleibt völlig offen, wie die für den Industriestandort Deutschland unerlässliche Grundlastversorgung, rd. 2/3 des Gesamtverbrauchs an Strom, zu wettbewerbsfähigen Preisen gesichert werden soll.

Stromspeicher könnten einen Teil der Erneuerbaren Energien grundlastfähig machen. Den gesamten Grundlastbedarf können sie aber nicht annähernd absichern, dafür fehlt heute noch die geeignete Technologie. Eine rein visionäre Energiepolitik, die weitestgehend auf das „Prinzip Hoffnung“ setzt, kann und darf nicht die Basis für die Industrie- und Energiepolitik der kommenden Jahrzehnte bilden. Auch in der Energie- und Klimapolitik ist Realismus notwendig.

Vor diesem Hintergrund hat sich die IG BCE auf ihrem letzten Kongress im Oktober 2009 in Hannover nicht auf einen zeitlich fixierten Ausstieg aus der friedlichen Kernenergienutzung festgelegt, sondern beschlossen: „Auf absehbare Zeit bleiben Kohle und Kernenergie die wichtigsten Säulen der Versorgungssicherheit. Die IGBCE steht zum Ausstiegsbeschluss der Bundesregierung von 2002. Ein vorzeitiger Ausstieg aus der Kernenergie und der unzureichende Neubau von Kohlekraftwerken stellen die Erzeugung wettbewerbsfähiger Grundlastenergie für die Industrie in Frage. Aus diesen Gründen hält die IGBCE es für sinnvoll, statt einer einfachen Addition von Jahren die Restlaufzeit der Kernkraftwerke vom Sicherheitsnachweis der Anlagen abhängig zu machen...“

#### Die Eckpunkte:

- Nur 5 bis 10 Prozent der installierten Winderzeugung stehen verlässlich zur Verfügung. Bei Photovoltaik sind es 1 Prozent. Die restlichen 90 Prozent müssen durch andere Kraftwerke oder durch Speicherung gedeckt werden.
- Wann und in welchem Umfang die erforderlichen Stromspeicher wirtschaftlich bzw. technisch verfügbar sein werden, ist offen. Bis dahin ist die Erzeugungskapazität der Kernkraftwerke und fossilen Kraftwerke als Reservekapazität für die Erneuerbaren zwingend notwendig, um eine sichere Stromversorgung aufrecht zu erhalten.
- 2030 werden 103.000 Megawatt erneuerbare Erzeugungsleistung in Deutschland auf einen Maximalbedarf von rund 80.000 Megawatt (Wintertag) und einen Minimalbedarf von 40.000 Megawatt (Nacht, Wochenende) treffen.
- Die einzigen heute verfügbaren Speicher sind Pumpspeicherkraftwerke. Davon hat Deutschland selbst 7.000 MW. Weitere 1.400 MW werden in Deutschland für möglich gehalten. Um im Jahr 2030 eine windfreie Woche durch Speicherung zu überbrücken, bräuchten wir das 70-fache der heutigen Speicherkapazitäten.
- Druckluftspeicher stehen am Anfang ihrer Entwicklung.
- Die Weiterentwicklung von Batterien kann helfen, aber nicht das Problem lösen. Die Umwandlung von Strom in Wasserstoff oder in Erdgas ist in dem notwendigen Umfang noch nicht möglich und wird in jedem Fall eine teure Option. Der größte Teil der Energie geht dabei verloren.
- Wenn der entsprechende europaweite Netzausbau gelänge, könnte man die verlässliche Verfügbarkeit von Strom aus Windenergie möglicherweise verdoppeln. Aber das machte einen transnationalen Ansatz in der Energiepolitik notwendig, der bis heute noch nicht gelungen ist.
- Auch die Einbeziehung der skandinavischen Wasserkraft über das „Supergrid“ dürfte nur sehr begrenzt realisierbar sein, da die Norweger die bestehenden Stauseen für die eigene Energieversorgung nutzen und gegen den Bau weiterer Wasserkraftwerke sind. Ohnehin sind die Wasserkraftwerke nicht für einen Pumpspeicherbetrieb ausgerüstet und weitestgehend aus Naturschutzgründen nicht ausrüstbar.

## Die Fakten im Einzelnen:

Erklärtes Ziel der Bundesregierung ist es, den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf 30 Prozent im Jahr 2020 zu erhöhen. Über 2020 hinaus soll der Anteil der Erneuerbaren weiter ausgebaut werden. Das BMU rechnet in seiner Leitstudie für 2030 mit einem Anteil der Erneuerbaren am Strommix von 50 Prozent. Langfristig soll der überwiegende Anteil der Stromversorgung auf Erneuerbaren Energien basieren.

Der größte Teil des Stroms wird dann aus den angebotsabhängigen Quellen Wind und Sonne stammen, deren Angebot nicht mit dem Verlauf der Nachfrage zusammenfällt. Deshalb werden sich Zeiten regionalen Stromüberangebots mit Zeiten abwechseln, zu denen witterungsbedingt nur ein geringer Teil der erneuerbaren Kapazitäten Strom produziert.

Dies bedeutet, dass das Stromangebot aus erneuerbaren Energiequellen immer häufiger die Nachfrage übersteigen wird, so dass insbesondere bei geringer Netzlast die Anlagen zeitweise gedrosselt werden müssen, um die Stabilität der Netze zu gewährleisten. Darüber hinaus drohen Versorgungsgengpässe, wenn in einem Stromversorgungssystem, das von Erneuerbaren Energien dominiert wird, keine ausreichenden „Reservekapazitäten“ (fossile Kraftwerke und Kernkraftwerke) zum Ausgleich von einspeiseschwachen Phasen bereitstehen. Der Grund dafür liegt im Wesentlichen im Verhältnis der installierten Erzeugungslleistung zur praktisch verfügbaren, gesicherten Leistung. Laut DENA-Studie von 2010 beträgt der Anteil der gesicherten Leistung bei der Windkraft lediglich 5 -10 Prozent, bei der Photovoltaik beträgt er nur 1 Prozent – zum Vergleich: Die gesicherte Leistung von Kohle- und Kernkraftwerken beläuft sich auf rd. 90 Prozent (DENA 2008: Kurzanalyse der Kraftwerks- und Netzplanung bis 2020).

### **Stromspeicher sind Teil der Lösung: Augenmaß für die technischen und wirtschaftlichen Potentiale notwendig**

Speicher können den Ausgleich zwischen Erzeugung und Bedarf übernehmen, und somit Stromüberschüsse in Zeiten nutzbar machen, zu denen witterungsbedingt erneuerbare Energiequellen nicht oder nicht ausreichend zur Verfügung stehen. Das vorhandene Potential der Erneuerbaren Energien lässt sich dann wesentlich vollständiger nutzen, die Einspeisung verstetigt sich. In zahlreichen Veröffentlichungen wird der Stromspeicherung eine entscheidende Rolle bei der Lösung dieser Problemstellung zugeschrieben. Der WWF fordert z. B. in seinem Gutachten "Modell Deutschland - Klimaschutz bis 2050" zum Thema Stromspeicher:

*"Zum Ausgleich der massiv steigenden Beiträge fluktuierender Stromerzeugung sollte die Kapazität der existierenden Speicher (bisher v. a. Pumpspeicherkraftwerke) bis 2030 verdoppelt und bis zum Jahr 2050 um den Faktor 4 ausgeweitet werden."*

Die heute einzig verfügbare marktfähige Technik der großtechnischen Stromspeicherung sind Pumpspeicherkraftwerke. Aktuell gibt es in Deutschland Pumpspeicherkraftwerke mit einer Leistung von etwa 7 GW. Darüber hinaus sind weitere 4 GW im benachbarten Ausland für Deutschland nutzbar. Mit den avisierten Ausbauplänen in Deutschland von rund 1,4 GW dürften die Pumpspeicherpotentiale in Deutschland erschöpft sein. Dieser Ausbau sollte möglichst umgehend erfolgen.

Energetisch effiziente Druckluftspeicher können einen ähnlichen Leistungsbereich abdecken, stehen aber erst am Anfang ihrer Entwicklung. Darüber hinaus bieten sich längerfristig alternative Technologien an, z. B. stationäre Großbatterien, Batterien von Fahrzeugen im Rahmen der Elektromobilität oder die Umwandlung von Strom in Wasserstoff.

**Für all diese neuen Technologien gilt: Die technologische Umsetzung ist Neuland und die wirtschaftlichen Potentiale sind offen.** Auch bei großen technologischen Sprüngen werden nach heutiger Einschätzung die Speichermöglichkeiten **bei weitem nicht ausreichen**, eine Grundlastversorgung ausschließlich mit Erneuerbaren Energien zu gewährleisten. Das verdeutlichen folgende Beispiele:

#### **Beispiel 1: Speicherung von Lastspitzen der Erneuerbaren**

Welches Potential an Speichern notwendig ist, um z. B. einen temporären Leistungsüberschuss aus Anlagen mit Vorrangregelung (Erneuerbare Energien, KWK) bei Niedriglast zu speichern, zeigt folgende Rechnung: Die Mindestlast in Deutschland liegt bei ca. 40.000 MW. An einem sonnigen, windreichen und kalten Tag könnten 2030 rund 35.000 MW KWK-Anlagen (laut Leitstudie BMU), fast 60.000 MW installierte Windleistung und 28.000 MW installierte Photovoltaik-Leistung ins Netz einspeisen. Das macht im Minimum rund 83.000 MW Speicherkapazität erforderlich, wollten wir den Überschussstrom national speichern. Dieses ist die Zielstellung, um die angestrebten EE- und KWK-Ziele zu erreichen. Das ist mehr als das zehnfache, der aktuell verfügbaren Pumpspeicherkapazitäten – und das setzt schon voraus, dass die Speicher alle gleichzeitig verfügbar sind.

### **Beispiel 2: Überbrückung einer windarmen Woche**

Um bei einem 30%-Anteil des Windes an der Stromerzeugung (Annahme BMU-Leitstudie für 2030) eine nahezu windfreie Woche durch gespeicherte erneuerbare Erzeugung zu überbrücken, bräuchte man eine Speicherkapazität von 2.800 GWh, das ist das 70-fache der heute in Deutschland verfügbaren Pumpspeicherkapazität (Quelle: RWE AG).

### **Beispiel 3: Umwandlungsverluste bei der saisonalen Stromspeicherung**

Als mögliche saisonal einsetzbare Speichertechnik wird häufig die Kette Elektrische Energie – Elektrolyse – H<sub>2</sub>-Speicherung in Salzkaavernen – Wiederverstromung in GuD oder Brennstoffzelle genannt. Sie weist aber einen Gesamtumwandlungswirkungsgrad von 40 Prozent und weniger auf. Welche Konsequenzen das für die installierte Leistung z. B. bei Windkraftanlagen hat, zeigt folgende Überschlagsrechnung.

Um 1 MW der derzeit wirtschaftlichsten erneuerbaren Quelle "Windenergie" unabhängig vom Zeitpunkt der Erzeugung nutzen zu können, wäre wegen des Wandlungsverlustes eine 2,5-fache Überbauung, also 2,5 MW installierte Leistung erforderlich. Große Anlagen erreichen heute On-Shore 2000 Volllaststunden, Off-Shore werden vielleicht 3.000 Volllaststunden erreicht werden können. Das heißt, hier ist eine weitere Überbauung mindestens um den Faktor 3 erforderlich, um die Leistung über die 8.760 Stunden eines Jahres gesichert in das Versorgungsnetz einspeisen zu können.

1 MW aus Wind als gesicherte Leistung über die Wasserstoffzwischenlagerung erfordert folglich überschlägig mindestens 7,5 MW installierte Windkraftanlagenleistung, 6,5 MW installierte Elektrolyseleistung und 1 MW GuD-Leistung, und dies alles bei einer sehr schlechten Auslastung der Anlagen. Die Stromkosten über diesen Pfad betragen je nach Speicherauslastung leicht das zehnfache bis hundertfache der heutigen Erzeugungskosten.. (Quelle: RWE AG)

### **Ausgleich durch Ausbau des Stromtransportnetzes – Potentiale sind begrenzt**

Durch den Ausbau des europäischen Stromtransportnetzes können verschiedene Wetterzonen und Regionen mit unterschiedlicher Bedarfscharakteristik verbunden werden. Somit wird der Ausgleich von Angebot und Nachfrage bei fluktuierender Einspeisung erleichtert. Doch auch hier sind die Potentiale begrenzt. Die Studie TradeWind kommt zum Ergebnis, dass bis 2020 mit ausreichend nati-

onalen und transnationalen Transportkapazitäten die gesicherte Leistung der Windenergie auf 14 Prozent verdoppelt werden könnte. Das bedeutet aber, dass selbst in diesem sehr optimistischen Fall bei einer Windleistung von 42 GW, lediglich 6 GW konventionelle Leistung ersetzt werden können. DENA kommt daher zum Schluss: „Langfristig ist daher die Speicherung des Stroms auf der europäischen Ebene die einzige Möglichkeit, eine zeitliche Entkoppelung von Verbrauch und Erzeugung zu ermöglichen“ (DENA 2010: Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeichern und anderen Stromspeichern zur Integration der Erneuerbaren Energien).

### **Fazit:**

Der Zubau von Speicherkapazitäten ist notwendig, um die Integration zukünftiger Erneuerbaren Energien in die Energieversorgung zu erleichtern. Ihre technischen und wirtschaftlichen Potentiale müssen jedoch realistisch eingeschätzt werden.

Technologien wie Pumpspeicher, Druckluftspeicher sowie stationäre bzw. mobile Batterien bieten im Prinzip gute Möglichkeiten, witterungsabhängige Einspeiseschwankungen kurzzeitig zu puffern und Spitzenlasten abzufangen. Damit dämpfen sie auch Strompreisspitzen. Auf Grund ihrer begrenzten Kapazität und relativ hohen Kosten eignen sie sich aber nicht zur Speicherung der großen Mengen an Energie, die in einem Stromversorgungssystem mit sehr hohen Anteilen regenerativer Erzeugung benötigt werden, um mehrtägige saisonale und wetterbedingte Einspeiseextreme von Wind und Sonne auszugleichen. Dafür sind andere Konzepte wie Saisonspeicher, Back-up Kapazitäten oder auch chemische Speicher (Wasserstoff, Methan) erforderlich. Da die Kosten der Stromspeicherung sehr hoch sind, stellt sich auch die Frage nach wirtschaftlich möglichst günstigeren Alternativen. Hierzu gehören der Ausbau des Netzes und die Optimierung des Last- und Erzeugungsmanagements (auch für Renewables), die Nutzung von thermischen Speichern (um KWK verstärkt stromgeführt einsetzen zu können) und die gezielte Mitnutzung von Speichern in Anwendungen, die ohnehin Speicher benötigen, wie Elektrofahrzeuge.

Diese Aussagen gelten prinzipiell auch für Stromspeicher außerhalb von Deutschland, z. B. in Skandinavien. Selbst wenn hier noch Standorte denkbar sein sollten, ist ungeklärt, ob die skandinavischen Staaten – und erst Recht die lokalen Behörden und Gruppierungen – einen Ausbau von Pumpspeicherkapazitäten, der zudem für die eigene, nationale Stromversorgung nicht erforderlich ist, akzeptieren würden. Die Diskussion über die ökologischen Auswirkungen eines Pumpspeicherbaus – Salz- oder Brackwasser aus den Fjordbasin müsste dafür in das süßwassergeprägte Landesinnere gepumpt werden – hat z.B. in Nor-

wegen gerade erst begonnen. Hinzu kommt die Frage des notwendigen Netzausbaus, um die anfallenden Strommengen quer durch Europa und über die Nord- und Ostsee transportieren zu können.

**Die Potentiale für Speicher werden ganz offensichtlich in Deutschland und Europa völlig unrealistisch eingeschätzt! Es wäre mehr als fahrlässig, wenn ein Energiekonzept erarbeitet würde, bei dem ein wesentlicher Pfeiler nicht belastbar ist. Solange nicht klar ist, wie die Speicherkapazitäten tatsächlich aussehen, braucht der größte Industriestandort in Europa, die Bundesrepublik Deutschland, eine jederzeit sichere, wettbewerbsfähige und umweltschonende Grundlastversorgung: Und die kann gegenwärtig nur von einem realistischen Mix aus Kernkraftwerken und fossilen Kraftwerken (2009 Kohle, KE und Gas > 80% der Erzeugung) dargestellt werden.**

**Anhang: Bewertung der einzelnen Technologien:**

### 1. Pumpspeicherkraftwerke (PSW):

PSW dienen im Wesentlichen dazu, Spitzenlaststrom bereitzustellen und unerwartete Schwankungen im Stromverbrauch auszugleichen. Überschüssiger Strom wird dazu genutzt, große Mengen Wasser in ein höher gelegenes Reservoir in der Nähe zu pumpen. Wird der Strom knapper, wird Wasser abgelassen und treibt Turbinen an, die wiederum Strom erzeugen. Pumpspeicherkraftwerke arbeiten zu geringen Kosten, sind technisch ausgereift und sehr zuverlässig; ihr Wirkungsgrad liegt zwischen 65 und 85 Prozent; sie können auch als Langzeitspeicher dienen. In Deutschland gibt es PSP mit einer Leistung von zusammen ca. 7.000 MW, in denen etwa 40.000 MWh Strom gespeichert werden können, die je nach Anlage in einem Zeitraum von 4 bis 8 Stunden nutzbar gemacht werden können. Darüber hinaus sind weitere ca. 4.000 MW Turbinenleistung im benachbarten Ausland (Luxemburg, Schweiz, Österreich) installiert, die für den deutschen Markt nutzbar sind. Bis 2020 ist ein Ausbau um rd. 1.400 MW (Turbinenleistung) geplant. Mit diesem Ausbau dürften die Zubaureserven in Deutschland dann weitgehend erschöpft sein.

Die Kapazität reicht bei weitem nicht aus, um die Fluktuationen auszugleichen: So lassen sich in den Speicherbecken derzeit bei einer installierten Windleistung von 25.800 MW in Deutschland gerade einmal etwas mehr als 1,5 h Windvolllastleistung speichern und abrufen – und das auch nur dann, wenn alle Speicherbecken gleichzeitig leer wären. Um bei einem

30 Prozent-Anteil des Windes an der Stromerzeugung (Annahme BMU-Leitstudie für 2030) eine durchschnittliche Windeinspeisung für eine Woche zu puffern, betrüge die benötigte Speicherkapazität das 70-fache der heute in Deutschland verfügbaren Pumpspeicherkapazität. Hinzu kommt, dass die Zentren der Windkraft im Norden und die Lage der Pumpspeicher im Süden liegen. Die geographische Begrenztheit der Standorte für neue Pumpspeicherkraftwerke in Deutschland und deren mangelnde Akzeptanz in der Bevölkerung erfordern damit neue Lösungsansätze.

Große Pumpspeicher befinden sich insbesondere in den alpinen Regionen der Nachbarländer. Teilweise besteht dort auch die Möglichkeit, vorhandene große Saisonspeicher mit einer Pumpfunktion nachzurüsten. An entsprechenden Projekten wird z. B. in Österreich bereits gearbeitet. Diese Standorte sind allerdings sehr weit entfernt von Gebieten mit hohem Windenergiepotenzial, insbesondere von zukünftigen Off-Shore Windparks. In Norwegen sind rd. 28 GW Erzeugung aus Wasserkraft installiert, jedoch lediglich 1,4 GW Pumpspeicher vorhanden, in Schweden stehen 0,33 GW Pumpspeicher zu Verfügung, Dänemark verfügt nicht über Speicher. Freie Übertragungskapazitäten in der erforderlichen Größenordnung sind in den Netzen derzeit jedoch nicht vorhanden und Genehmigungsverfahren für neue Leitungsprojekte gestalten sich zunehmend schwieriger. Die Vorlaufzeiten von Leitungsbau- oder Pumpspeicherprojekten beträgt häufig mehr als 10 Jahre.

### 2. Druckluftspeicherkraftwerke

Eine langfristig attraktive Alternative ist das Druckluftspeicherkraftwerk: Mit Strom wird Luft auf bis zu 100 bar komprimiert und in unterirdischen (Salz-)Kavernen gepresst. Die Entladung des Speichers erfolgt durch die Entspannung der komprimierten Luft in geeigneten Turbinen. Druckluftspeicherkraftwerke – oft auch als CAES-Kraftwerke bezeichnet (CAES – Compressed Air Energy Storage) – arbeiten in einem Leistungsbereich und mit Betriebscharakteristiken, die Pumpspeicherkraftwerken ähnlich sind. Die realisierten Anlagen benötigen eine Erdgaszuführung. Ihr Wirkungsgrad liegt heute bei rund 50 Prozent. In Deutschland existiert derzeit ein Kraftwerk (Huntorf) mit einer Leistung von 290 MW, das über zwei Stunden Volllastbetrieb (580 MWh; Gasspeichervolumen 310.000 m<sup>3</sup>) ermöglicht.

Mit sogenannten „adiabaten“ CAES soll der Wirkungsgrad auf 70 Prozent gesteigert werden. Dabei wird im Gegensatz zu heute bestehenden Anlagen die bei der Kompression ent-

stehende Wärme nicht verworfen, sondern wird zusätzlich zur Druckluft in einem separaten Wärmespeicher gespeichert. Damit kann die ansonsten benötigte Zufeuerung von Erdgas bei der Entladung des Speichers entfallen. Der Speicher ermöglicht daher einen emissionsfreien Betrieb.

Speicherkaavernen für die Druckluft lassen sich in unterirdischen Salzstöcken ohne Bergbau durch Aussolung erzeugen. Für den Wärmespeicher kommen insbesondere Feststoffspeicher in Frage. RWE hat zusammen mit General Electric (GE), Züblin und dem Deutschen Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) ein Projekt gestartet – Projekt ADELE, um diese neue Speichertechnik bis zur Einsatzreife zu entwickeln. Ab 2013 plant RWE die Errichtung einer Demonstrationsanlage. Die Leistung soll bis zu 300 MW betragen, und eine Speicherkapazität von bis zu 1.000 MWh erreicht werden. Eine kommerzielle ADELE-Anlage soll in der Lage sein, Ersatzkapazität bereit zu stellen und für eine Dauer von fünf Stunden 60 hochmoderne Windräder zu ersetzen. Auf Grund der erforderlichen Wärmespeicherung ist die Speicherdauer bei adiabaten Druckluftspeichern auf ca. 3 Tage begrenzt.

Das Nutzungspotenzial der Technik – wesentlich mitbestimmt durch die Verfügbarkeit geeigneter Salzformationen zur Erstellung von Speicherkaavernen – ist insbesondere an den nordwesteuropäischen Küsten nach bisherigen Untersuchungsergebnissen sehr groß. Theoretisch besteht zwar ggf. eine Standortkonkurrenz mit der Erdgasspeicherung, jedoch liegen die Erdgasspeicher i. d. R. in viel größerer Tiefe, als die für Druckluftspeicher benötigten Kavernen. In der Bauphase der Kavernen muss die natürliche Sole abgeleitet werden, was einen Zugang zum Meer oder die Verwendung des Salzes als chemischen Grundstoff erfordert.

### 3. Elektrochemische Speicher

Neben der mechanischen Speicherung von Energie ist seit langem die elektrochemische Speicherung in Batterien üblich – dies aber auf kleine Leistungen begrenzt. Die Zahl der Materialkombinationen, die in solchen Akkumulatorsystemen zum Einsatz kommen können, ist sehr groß. Kommerziell verfügbar sind heute u. a. Blei-, Nickel-Cadmium-, Natrium/Schwefel und Lithium-Ionen-Batterien. Letztere weisen großes Potenzial für mobile Anwendungen auf.

Traditionelle Blei-Säure-Batterien sind ausgereift und relativ zu anderen Batteriespeichern kostengünstig. Sie haben eine Lebensdauer von 6 – 12 Jahren mit ungefähr 2.000 Entlade-

zyklen. Sie finden, neben dem primären Einsatzgebiet als Starterbatterien in Kraftfahrzeugen, Einsatz vor allem in netzfernen Stromversorgungen, zur Stabilisierung von Netzausläufern und zur Aufrechterhaltung von Frequenz- und Spannungsstabilität. Darüber hinaus kommen diese Batterien in der Notstromversorgung zum Einsatz.

Nickel-Cadmium-Batterien sind aus technischer Sicht gut erprobt und bringen insbesondere auch bei Minustemperaturen noch gute Leistungen. Auf dieser Basis sind ähnliche Großbatterien im Betrieb wie auf Bleibasis. Deren Kosten sind allerdings mindestens um den Faktor 2 bis 3 höher. Problematisch ist die Notwendigkeit die Lade- und Entladevorgänge zeitlich so zu führen, dass die Batterie keinen Schaden nimmt. Dies steht Anwendungen mit fluktuierenden Leistungsflüssen entgegen. Ähnliche Konzepte werden seit über 15 Jahren von einzelnen japanischen Energieversorgern mit Natrium-Schwefel-Batterien verfolgt. Diese Batterien benötigen jedoch eine konstant sehr hohe Betriebstemperatur (350 °C) und die Kompetenz liegt i. W. in der Hand eines einzelnen japanischen Herstellers. Beide genannten Technologien verwenden größere Mengen umweltgefährdender Stoffe.

Lithium-Ionen-Batterien sind im Bereich portabler, mobiler Anwendungen innerhalb weniger Jahre zur wichtigsten Speichertechnologie geworden. Sie zeichnen sich durch eine hohe gravimetrische Energiedichte und eine hohen Zyklenwirkungsgrad aus. Lithium-Ionen sind zwar noch relativ teuer, aber die weltweite Konzentration der Entwicklung auf Anwendungen im Fahrzeugsektor könnte hier beschleunigte Fortschritte erreichen.

Allen Batterietechnologien gemeinsam ist, dass sie auf Grund der für Energiesystemanwendungen geringen Speicherkapazitäten und begrenzten Zyklenfestigkeit überwiegend in mobilen oder Insellösungen oder aber nur zur sehr kurzfristigen Pufferung von Stromschwankungen zum Einsatz kommen.

Batterien mit flüssigen Elektrolyten, so genannte flow-batteries, sind Gegenstand einiger Entwicklungsvorhaben. Durch die Speicherung der Elektrolyte in Tanks sind Leistung und Energie voneinander entkoppelt und flexibel in der Auslegung auf unterschiedliche Anwendungen. Die hohen Kosten bzw. mangelnde Einsatzreife und Zuverlässigkeit stehen der kommerziellen Anwendung dieser theoretisch interessanten Technologie aber entgegen.

Neben den für Energieversorgungsanwendungen z. T. problematischen technischen Eigen-

schaften sind Preis und Lebensdauer der Batterien insbesondere im Vergleich zu Pumpspeichern und adiabaten Druckluftspeichern deutlich nachteilig.

#### 4. Elektromobilität

Batterieelektrisch angetriebene Fahrzeuge können aus Erneuerbarer Energien gespeist werden. Dazu müssen Lösungen zur mobilen Energiespeicherung, i. W. Batterien, entwickelt werden, die den Anforderungen an Energieinhalt, Kosten, Größe etc. genügen können. Die Vernetzung mit dem Energiesystem kann es in Zukunft ermöglichen, Fahrzeugbatterien als einen großen verteilten Speicher zum Ausgleich von Erzeugungs- und Lastschwankungen einzusetzen. Die Batterien können überschüssigen Strom aus Erneuerbaren Energien zwischenspeichern und in Zeiten hoher Nachfrage wieder ins Netz einspeisen. Auch helfen Elektrofahrzeuge der Energiewirtschaft dabei, das Lastmanagement ihrer Stromnetze zu optimieren. Hierzu ist sowohl auf der Energie, wie auch auf der Datenübertragungsseite von Netzen und Fahrzeugen noch signifikante F&E erforderlich. Für den Antrieb der Autos steht die ins Netz zurück gespeiste Energie selbstverständlich nicht mehr zur Verfügung.

Die Speicher reiner Elektrofahrzeuge weisen dabei eine Kapazität von 15 bis 40 kWh auf. Für die Speicherung einer durchschnittlichen Woche Windstrom (2.820 GWh) in 2030 wären damit zwischen 70 und 180 Mio. Fahrzeuge erforderlich. Die für 2020 erwarteten 1 Mio. Fahrzeuge könnten zusammen mit 15-40 GWh soviel Energie speichern wie die heutigen PSW.

#### 5. Saisonspeicher:

Um auch die saisonalen Schwankungen der Erneuerbaren Energien ausgleichen zu können, sind immense Energiemengen zu speichern. Dazu wären Speicher mit einer Entladedauer im Bereich von mehreren Tagen und einer Leistung von einigen 10 GW erforderlich. Diese Speicher würden aber nur wenige Lade- / Entladezyklen pro Jahr durchführen. Nur derartige Langzeitspeicher hätten das Potential, thermische Kraftwerke für die Reservehaltung zu ersetzen.

Da die Speicherung aufgrund der generell hohen Investitionskosten umso wirtschaftlicher wird, je häufiger der Speicher zum Einsatz kommt, wird nach kombinierten Nutzungen gesucht. Saisonspeicher sind üblicherweise Wasserkraftwerke, da hier die Speicherdauer

in Abhängigkeit der möglichen Reservoirs groß ist.

Insbesondere in den Alpen und in Norwegen werden die Saisonspeicher durch natürlichen Wasserzufluss gespeist. Die Pumpkapazitäten in Norwegen sind mit 1,3 GW sehr limitiert und werden ausschließlich zum kurzfristigen Spitzenausgleich genutzt. Ein Ausbau wäre z. B. möglich, indem Stauseen mit Pumpen nachgerüstet würden.

#### 6. Back-up Kapazitäten:

Die einzige realistische Alternative zum Saisonspeicher bieten Back-up Kapazitäten in konventionellen Kraftwerken, d. h. Kraftwerke, die ggf. nur wenige Stunden im Jahr ins Netz einspeisen, wenn durch Erneuerbare Energien oder Speicher nicht genügend Energie bereit gestellt werden kann. Hierfür können eigens so genannte Peak-Kapazitäten gebaut werden. Auf Grund ihrer geringen spezifischen Investitionskosten kommen dabei insbesondere offene Gasturbinen in Betracht. Alternativ können Kraftwerke, die anderenfalls stillgelegt würden, weiter in Kaltreserve vorgehalten werden. Im Hinblick auf die wirtschaftliche Bewertung ist entscheidend, ob offene Gasturbinen ihre Vollkosten bzw. die sonstigen Back-up Kapazitäten ihre variablen Kosten verdienen können. Sind die Erlöse zu niedrig, gibt es für Betreiber keinen Anreiz, entsprechende Kapazitäten vorzuhalten.

#### 7. Erneuerbare-zu-Gas Technologie:

Als dritte aktuell diskutierte Alternative für eine Langzeitspeicherung ins Gespräch gebracht wird synthetisches Methan als chemische Speicherung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Dazu wird zunächst über einen Elektrolyse-Prozess Wasserstoff erzeugt, wenn z. B. überschüssiger Windstrom zur Verfügung steht. Dieser könnte direkt in Salzkavernen gespeichert und dann in (noch zu entwickelnden) Turbinen zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Da der Wasserstoff aber relativ schwer zu handhaben ist und vor allem eine (kostenintensive) H<sub>2</sub>-Infrastruktur nicht zur Verfügung steht, soll der Wasserstoff noch am Ort seiner Herstellung unter Hinzugabe von CO<sub>2</sub> in Methan umgewandelt werden. Dieses könnte dann über das bestehende Erdgasnetz transportiert werden. Zur Speicherung stehen die normalen Erdgasspeicher zur Verfügung.

Der Wirkungsgrad dieses Prozesses liegt nach Abschätzungen des IWES allerdings nur bei rund 30 Prozent. Das technische und energie-wirtschaftliche Potential dieser Technologie ist aber noch lange nicht erforscht. Elektrolyseure

in der erforderlichen Größenordnung existieren nicht und sind empfindlich gegenüber Lastwechseln, wie sie gerade in dieser Anwendung typisch sind. Auch sind keine geeigneten, großen Methanisierungsanlagen verfügbar. Aus Sicht der Energiebilanz ist fraglich, ob die Vorteile dieser Technologie den geringen Energienutzungsgrad ausgleichen. Zahlreiche technische Fragen und die Wirtschaftlichkeit sind nicht geklärt.

Ansprechpartner bei der IG BCE

Text: Franz-Gerd Hörnschemeyer

Tel. 0511-7631-257

E-Mail: [franz-gerhard.hoernschemeyer@igbce.de](mailto:franz-gerhard.hoernschemeyer@igbce.de)

Weitere Infos: [www.igbce.de](http://www.igbce.de)

Stand: März 2010