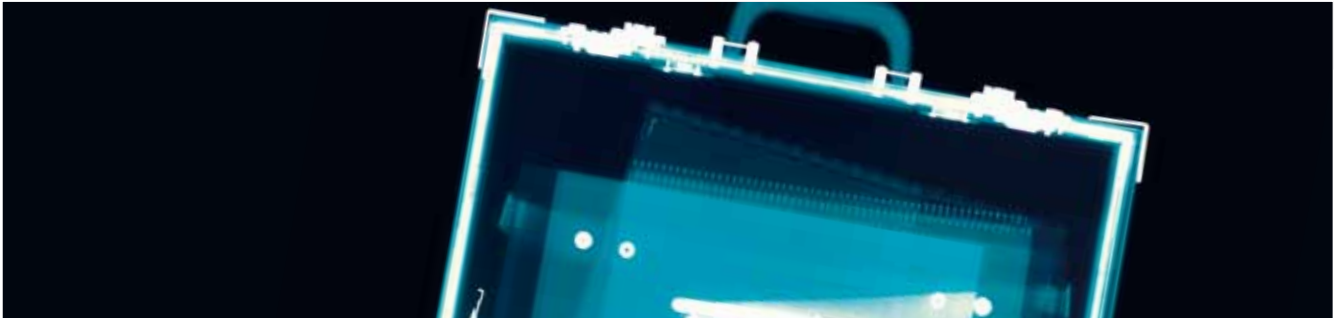


Standpunkt



STROMSPEICHER - EINSATZBEDINGUNGEN UND ENTWICKLUNGSSTAND

Nr. 12, September 2011

Herausgeber
KfW Bankengruppe
Palmengartenstraße 5-9
60325 Frankfurt am Main
Telefon 069 7431-0
Telefax 069 7431-2944
www.kfw.de

Redaktion
KfW Bankengruppe
Abteilung Volkswirtschaft
research@kfw.de

Dr. Karl Ludwig Brockmann
Telefon 069 7431-3771

Peter Franz

ISSN 1869-5159

Frankfurt am Main, September 2011

STROMSPEICHER – EINSATZBEDINGUNGEN UND ENTWICKLUNGSSTAND

Der entscheidende Eckpunkt der deutschen Energiepolitik im Zeichen der Energiewende ist die Zielsetzung, bis zum Jahr 2050 den – durch massive Effizienzsteigerungen zu reduzierenden – Energiebedarf Deutschlands überwiegend mit Erneuerbaren Energien zu decken. Der Anteil Erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung soll bis 2050 auf 80 % steigen. Da das Dargebot der stromseitig besonders wichtigen Wind- und Sonnenenergie stark fluktuiert, wird eine besondere Herausforderung darin bestehen, ihre Integration in die deutsche Elektrizitätsversorgung zu bewerkstelligen, ohne Netzstabilität und Versorgungssicherheit zu gefährden. Stromspeicher können dazu einen elementaren Beitrag leisten. Welche Speichertechnologie sich in Zukunft technisch und wirtschaftlich durchsetzen wird, kann zum heutigen Zeitpunkt allerdings noch nicht gesagt werden und hängt überdies vom gewünschten Einsatzgebiet ab (Regelleistungsbereitstellung, Kurzzeit- oder Langzeitspeicherung).

Zum Ausgleich von Stunden- bzw. Tagesschwankungen haben sich Pumpspeicherkraftwerke als zuverlässige Technik bewährt, jedoch sind für sie in Deutschland kaum neue Erweiterungspotenziale vorhanden. Für eine Nutzung der in den skandinavischen Ländern verfügbaren Pumpspeicherpotenziale besteht unter anderem das Problem unzureichender Leitungskapazitäten. Andere Speichertechniken befinden sich überwiegend noch im Entwicklungsstadium und weisen derzeit keine ausreichende Marktreife bzw. Wirtschaftlichkeit auf. Als eine aussichtsreiche Alternative gelten aktuell die adiabaten Druckluftspeicher, welche bereits mittelfristig die Grenze zur Kosteneffizienz erreichen könnten. Insgesamt kann davon ausgegangen werden, dass neue Speichertechnologien in der Elektrizitätsversorgung zunächst vor allem bei der Anpassung von Erzeugungsschwankungen im Tages- und Wochenverlauf zum Einsatz kommen.

Damit die noch in der Entwicklungsphase befindlichen Speichertechnologien die letzte Hürde zur Marktreife überwinden und kostengünstiger eingesetzt werden können, sollten Forschungs- und Forschungsförderungsanstrengungen weiter forciert werden (v. a. auch größere Demonstrationsvorhaben). Derzeit bestehen aus rein wirtschaftlicher Sicht nur begrenzte Anreize, in die Entwicklung und den Bau von Energiespeichern zu investieren. Ein erster Schritt in diese Richtung ist die jüngst beschlossene längere Befreiung neuer Stromspeicherkraftwerke von den Netzentgelten. Gegebenenfalls sind die Rahmenbedingungen weiter dahingehend zu verändern, dass neue Stromspeicher bei der Speicherung von regenerativ

erzeugtem Strom dauerhaft von den Netzentgelten befreit werden und / oder einen Bonus genießen.

Der Ausbau der Speicherkapazitäten im deutschen Verbundnetz ist dringend erforderlich, um die Erhöhung des Anteils Erneuerbarer Energien in der geplanten Größenordnung zu realisieren und zu verhindern, dass konventionelle Kraftwerke weiterhin als Reserve am Netz bleiben müssen. Als erster Schritt sollte der mittel- und langfristige Bedarf an zusätzlichen Speicherkapazitäten, differenziert nach den verschiedenen Anwendungsbereichen, ermittelt werden.

1. Einleitung

Mit dem im September 2010 veröffentlichten Energiekonzept hat die Bundesregierung das im internationalen Vergleich sehr anspruchsvolle Ziel formuliert, die nationalen Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um 40 % ggü. dem Basisjahr 1990 zu reduzieren. Da die Energiewirtschaft für rund 40 % des deutschen CO₂-Ausstoßes verantwortlich ist, ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) – allen voran Windkraft und Sonnenenergie – von zentraler Bedeutung für die Erreichung dieses Zieles. Als besondere Herausforderung kommt hinzu, dass aufgrund des im Juli 2011 verabschiedeten Pakets zur Energiewende das letzte deutsche Atomkraftwerk schon im Jahr 2022 und damit deutlich früher als bislang vorgesehen vom Netz gehen soll. Die EE müssen demzufolge möglichst rasch die Stromproduktion der deutschen Atomkraftwerke ersetzen, die bisher immerhin rund 20 % der Bruttostromerzeugung abdeckten.

Tabelle 1: Aktueller Stand und Ausbauziele für Erneuerbare Energien

Anteil der EE	2010	2020	2030	2040	2050
– am Bruttostromverbrauch	17 %	35 %	50 %	65 %	80 %
– am Bruttoendenergieverbrauch	11 %	18 %	30 %	45 %	60 %

Quelle: BMU, BEE.

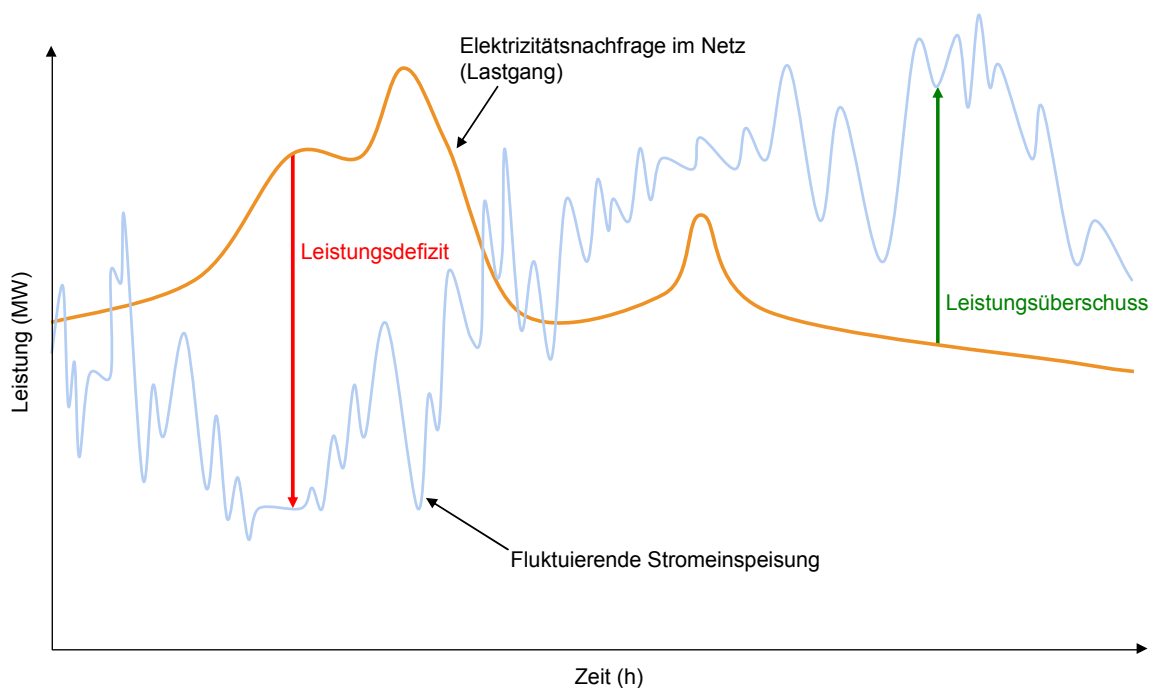
Die EE werden die ihnen zugedachte dominierende Rolle in der langfristigen Energieversorgung nur wahrnehmen können, wenn es gelingt, in größerem Umfang Stromspeicher in das Netz zu integrieren. Die KfW Bankengruppe sieht vor dem Hintergrund ihrer Rolle bei der Finanzierung Erneuerbarer Energien – in Deutschland wurden allein im Jahr 2010 Förderdarlehen in Höhe von insgesamt 9,6 Mrd. EUR hierfür ausgereicht – die Notwendigkeit, das Themenfeld Stromspeicher genauer zu beleuchten.

2. Steigender Anteil Erneuerbarer Energien

Konkret stellt ein weiter ansteigender Anteil der Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie die Energieversorgung vor mehrere Herausforderungen:

- schwankende, kaum beeinflussbare Stromerzeugung (vgl. Grafik 1),
- Veränderung der regionalen Erzeugungsschwerpunkte,
- bidirektionaler Lastfluss durch zunehmende dezentrale Einspeisung.

Diesen wachsenden Anforderungen ist durch die Errichtung neuer Hochspannungstrassen, die Modernisierung der Netzinfrastruktur und die Umstrukturierung des bestehenden Kraftwerksparks zu begegnen. Eine Schlüsselrolle nimmt auch der Ausbau von Stromspeicherkapazitäten ein. Für eine zuverlässige Energieversorgung ist es im Elektrizitätsnetz zwingend erforderlich, dass zu jedem Zeitpunkt ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Stromverbrauch besteht. Speicher tragen dazu bei, die kaum beeinflussbare Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen an den Nachfrageverlauf anzupassen.



Quelle: SRU (2011).

Grafik 1: Schematische Darstellung der Abweichung zwischen Stromangebot und -nachfrage im Tagesverlauf bei hoher Windenergieeinspeisung

In der jüngeren Vergangenheit gab es keinen Bedarf für eine Erweiterung der Speicherkapazitäten, weil die permanente Nachführung der Erzeugungsseite mit dem vorhandenen Kraftwerkspark sichergestellt war. Bei einem weiterhin signifikanten Ausbau der EE könnte es ab einem bestimmten Anteil am Energiemix allerdings zu Auswirkungen auf die Versorgungs-

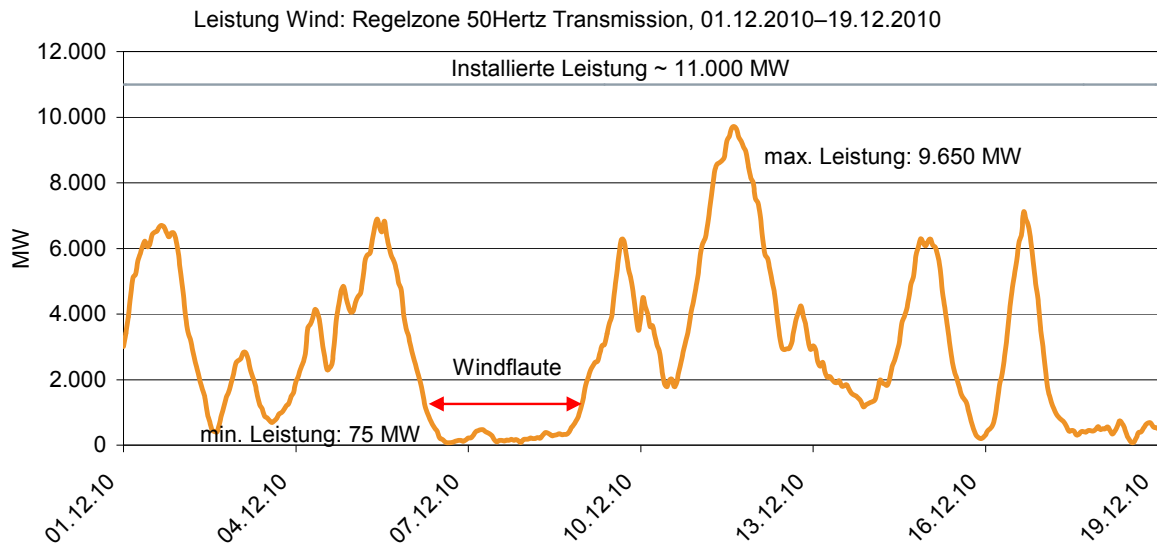
qualität (Frequenz- und Spannungshaltung) kommen (BMWi 2011). Außerdem kann in Zukunft die Situation auftreten, dass zu Schwachlastzeiten die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen die Gesamtlast im Netz übersteigt, sodass diese dann abgeregelt werden müssten. Zur Entkopplung der wetter- und tageszeitabhängigen Stromerzeugung vom tatsächlichen Bedarf wird sich die Errichtung zusätzlicher Speicherkapazitäten als unumgänglich erweisen (Sterner et al. 2010).

Es folgen ein Überblick und eine Bewertung der gegenwärtig aussichtsreichsten Speichertechnologien, welche zu einer erfolgreichen Integration eines hohen Anteils EE in die Elektrizitätsversorgung beitragen können.¹

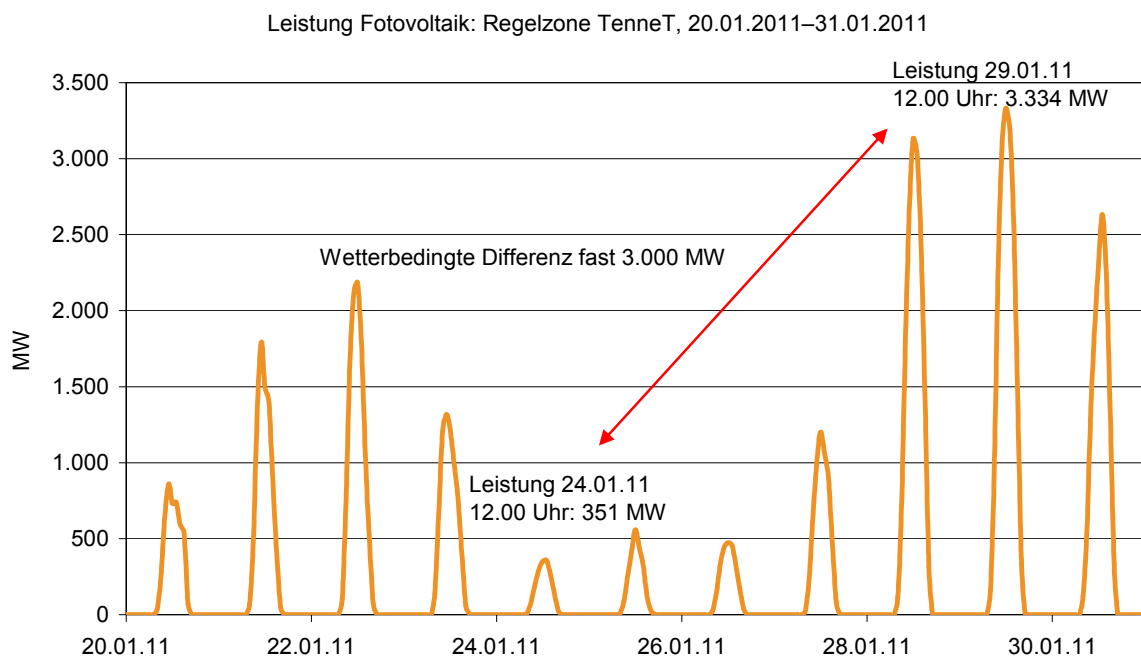
3. Auswirkungen auf Regelleistung und Reservebedarf

Das Angebot an Wind- und Sonnenenergie kann je nach Wetterlage und Tageszeit fast über die komplette Bandbreite der installierten Leistung variieren (siehe Grafiken 2 und 3). Die Einspeiseschwankungen sind in ihrer Größenordnung zwar relativ gut prognostizierbar, dennoch müssen etwa im Fall länger andauernder Windflauten oder in den Nachtstunden stets Reservekapazitäten bereitstehen, welche die prognostizierten Erzeugungsausfälle auffangen und so die von den Verbrauchern angeforderte Strommenge bereitstellen. Bisher wurde der fluktuierende Charakter der Wind- und Sonnenenergie durch flexible Gasturbinenkraftwerke oder den verstärkten Betrieb von konventionellen Kraftwerken im ineffizienten Teillastbereich ausgeglichen. Die im heutigen Kraftwerkspark installierten Kraftwerksreserven werden in Zukunft aber nicht mehr dafür ausreichen (Bünger et al. 2009). Weil langfristig eine möglichst CO₂-freie Energieerzeugung angestrebt wird, ist es vorteilhaft, die zusätzlich benötigten Reservekapazitäten nicht nur über den Bau weiterer Gaskraftwerke, sondern vorrangig mit neuen Speicherkraftwerken abzudecken, die ihren Speicherinhalt in Zeiten überschüssiger regenerativer Stromerzeugung auffüllen und die Energie bei einem Angebotsmangel ins Netz zurückspeisen.

¹ Wesentliche Literaturquellen sind: Oertel (2008), Bünger et al. (2009), SRU (2011) und Wustmann (2010).

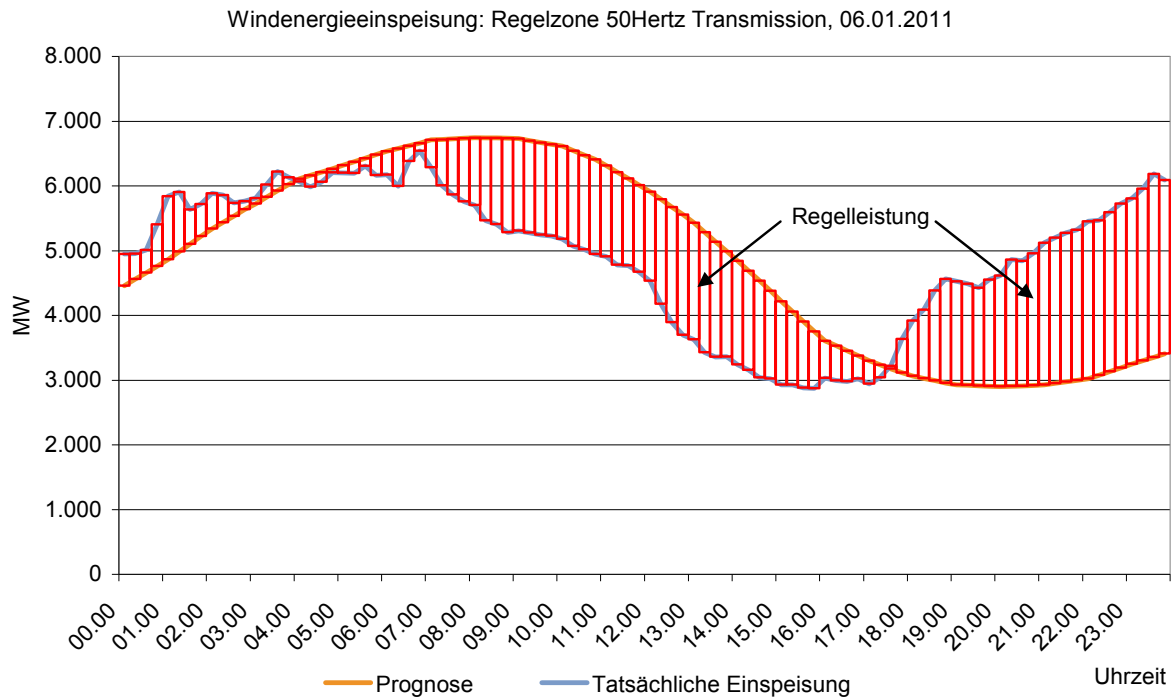


Grafik 2: Schwankende Windstromeinspeisung



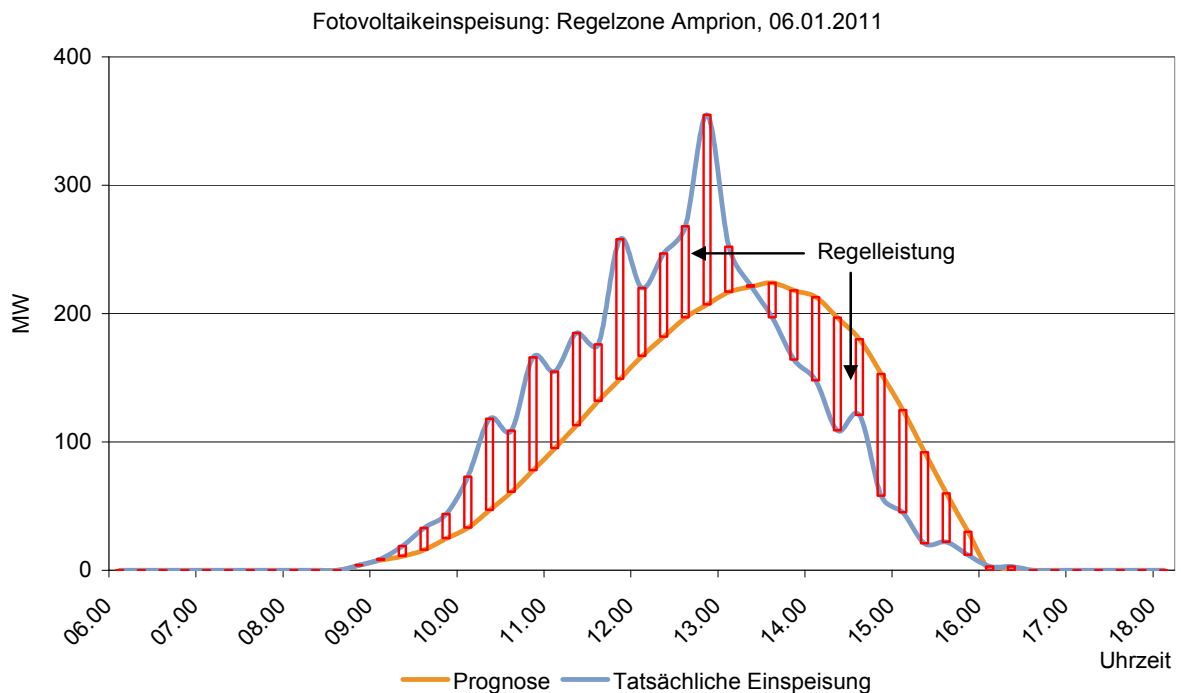
Grafik 3: Schwankende Fotovoltaikstromeinspeisung

Neben dem steigenden Bedarf an Reservekraftwerken wird sich durch den Ausbau der Wind- und Sonnenenergieerzeugung auch die erforderliche Regelleistung erhöhen. Zusätzlicher Bedarf an Regelleistung entsteht durch kurzfristig auftretende Abweichungen zwischen der prognostizierten Stromerzeugungsmenge und der tatsächlichen Energieeinspeisung von Windkraft- und Fotovoltaikanlagen (siehe Grafiken 4 und 5).



Quelle: <http://www.50hertz-transmission.net/de/151.htm>.

Grafik 4: Prognoseabweichung Windenergie



Quelle: <http://www.amprion.net/photovoltaikeinspeisung>.

Grafik 5: Prognoseabweichung Fotovoltaik

Die unabhängig vom auftretenden Strombedarf einspeisenden EE ins Stromnetz zu integrieren, wird auch in den kommenden Jahren eine der größten Herausforderungen für die gesamte Energiewirtschaft darstellen. Während der dafür erforderliche Ausbau der Stromüber-

tragungsleitungen in verschiedenen wissenschaftlichen Studien bereits umfassend untersucht wurde (insbesondere dena Netzstudien I und II), liegen bezüglich des zukünftig zu erwartenden Bedarfs an Stromspeicherkapazitäten nur wenige belastbare Zahlen vor. Das vom Sachverständigenrat für Umweltfragen im Januar 2011 veröffentlichte Sondergutachten „Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung“ liefert erste Ansätze in diese Richtung (SRU 2011).

4. Stromspeicher

Welche Speichertechnologie muss in Zukunft zum Einsatz kommen, damit eine Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energiequellen dennoch den Großteil unseres Stromverbrauchs decken kann? Vorweg: Die „Eine“ optimale, universell einsetzbare Speichertechnik, welche eine sichere und zuverlässige Stromversorgung in allen Bereichen gewährleistet, gibt es nicht. Jede Technologie besitzt ihre Vorzüge, weist aber auch Nachteile auf.

Tabelle 2: Speichereigenschaften

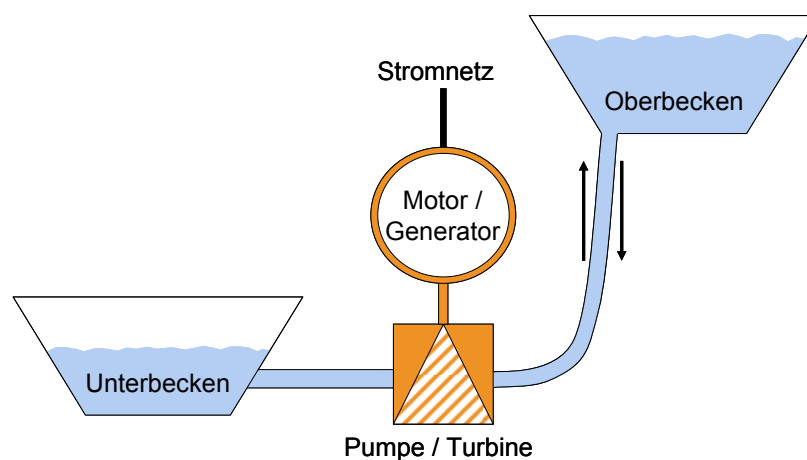
Energiedichte =	Gespeicherte Energiemenge pro Volumen- oder pro Masseneinheit (kWh / l; kWh / kg)
Kapazität, Energieinhalt =	Fassungsvermögen des Speichers (kWh)
Kosten =	Investitions- und Betriebskosten
Lade- und Entladezeit =	Zeitdauer des Auf- bzw. Entladens bei Nennleistung
Leistungsdichte =	Abrufbare Leistung pro Volumen- oder Masseneinheit (kW / l; kW / kg)
Leistungsgradient =	Änderung der Leistungsabgabe pro Zeiteinheit (kW / s)
Selbstentladung, Ruheverluste =	Verluste die selbst ohne Leistungsabgabe anfallen
Tiefentladbarkeit =	Maximale Entladung des Speichers ohne dass eine Schädigung auftritt
Wirkungsgrad / Verluste=	Verhältnis von eingesetzter zu genutzter Energie (Verluste entstehen durch Ruhe- und Umwandlungsverluste)
Zugriffszeit =	Zeit, die bei Abruf bis zur tatsächlichen Leistungsabgabe / -aufnahme vergeht
Zyklenfestigkeit =	Anzahl der möglichen Ladezyklen bis eine deutliche Alterung des Speichers auftritt

Angesichts technologiebedingt stark variierender Speichereigenschaften (siehe Tabelle 2) hängt die Wahl des geeigneten Stromspeichers entscheidend vom Anforderungsprofil im gewünschten Einsatzgebiet ab:

- Kurzfristige Bereitstellung von Regelleistung (Erbringung von Netzdienstleistungen)
- Kurzzeitspeicher (Ausgleich von Abweichungen im Tagesverlauf)
- Langzeitspeicher (Saisonaler Ausgleich von Erzeugungsschwankungen)

Im deutschen Verbundnetz waren in der Vergangenheit fast ausschließlich Pumpspeicherkraftwerke für die Speicherung von Energie verantwortlich. Aufgrund der begrenzten Ausbaumöglichkeiten von Pumpspeichern in Deutschland gewinnen alternative Speichertechnologien jedoch zunehmend an Bedeutung. Eine direkte Speicherung von elektrischer Energie erfolgt dabei nur bei den wenigsten Speicherarten. Bei den meisten Technologien findet zur Zwischenspeicherung eine Umwandlung in andere Energieformen statt (chemische, kinetische, pneumatische oder potenzielle Energie). Im Folgenden werden verschiedene Speichertechnologien dargestellt und u. a. bezüglich ihrer Einsatzmöglichkeiten und technologischer Reife eingeordnet. Die Tabellen 3 und 4 im Anhang enthalten in komprimierter Form Übersichten zu den technischen Parametern der unterschiedlichen Speichervarianten sowie eine vergleichende Bewertung.

4.1 Pumpspeicher



Quelle: Bünger et al. 2009.

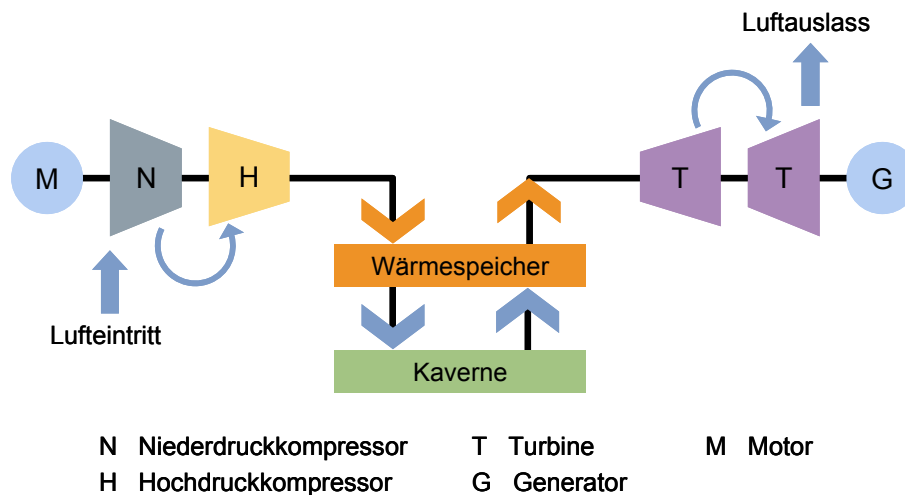
Grafik 6: Pumpspeicherkraftwerk

Pumpspeicherkraftwerke sind die derzeit am weitesten verbreitete Technologie zur Speicherung großer Energiemengen in der Elektrizitätsversorgung. Weltweit sind etwa 280 Pumpspeicher in die Stromversorgung miteingebunden, davon rund 30 in Deutschland (Leistung: ~ 6.900 MW, Kapazität bei Vollast über vier bis acht Stunden: ~ 40 GWh) (Mauch et al. 2009). Das klassische Aufgabengebiet der in den deutschen Netzbetrieb integrierten Pumpspeicher liegt im Ausgleich von Verbrauchsschwankungen im Tagesverlauf, insbesondere in der Abdeckung der täglich auftretenden Lastspitzen. Zunehmend sind sie aber auch für die

Bereitstellung kurzfristiger Regelleistung und zur Überbrückung länger andauernder wind- und sonnenarmer Zeiträume von großem Interesse. Pumpspeicher machen sich die potenzielle Energie von Wasser zu Nutze, indem sie bei Stromüberangebot im Netz Wasser von einem niedriger gelegenen Unterbecken in ein höher gelegenes Oberbecken pumpen (Pumpbetrieb). Im Generatorbetrieb wird die potenzielle Energie wieder in Strom umgewandelt, wenn das im höher gelegenen Reservoir gespeicherte Wasser über Turbinen zurück ins Unterbecken geleitet wird (vgl. Grafik 6). Moderne Pumpspeicher können innerhalb von ein bis zwei Minuten zwischen den Betriebsarten wechseln und erreichen dabei energetische Wirkungsgrade von 70 bis 80 %. Aufgrund des guten Wirkungsgrads, der großen Speicherkapazitäten und der im Vergleich zu anderen Speicherarten geringen Kosten sind sie beim Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage in großen Verbundnetzen momentan konkurrenzlos. Die Technik ist ausgereift und trägt seit Jahren zur Gewährleistung einer zuverlässigen Energieversorgung bei. In Deutschland existieren jedoch kaum noch geeignete neue Standorte. Zusätzliche Potenziale lassen sich allenfalls über ein Repowering bestehender Pumpspeicher (Kapazitätsausweitung von durchschnittlich etwa 5 % möglich) (Klaus et al. 2010) oder die Nutzung unterirdischer Kavernen bzw. ausgedienter Tagebaugruben erschließen, wobei bei Letzterem negative Umweltauswirkungen befürchtet werden.

Andere Nationen wie Norwegen, Schweden oder die Schweiz besitzen noch weit reichende Potenziale, mit denen sich der zukünftig zu erwartende Speicherbedarf Deutschlands grundsätzlich decken ließe. Der Stromaustausch mit den Nachbarländern ist jedoch durch die bestehenden Leitungskapazitäten begrenzt. Vor diesem Hintergrund wird von vielen Experten vermehrt über andere Speicherkonzepte nachgedacht, wobei für Deutschland nach dem heutigen Stand der Technik Druckluftspeicher als viel versprechendste Alternative zu den Pumpspeicherkraftwerken angesehen werden (Bünger et al. 2009).

4.2 Druckluftspeicher



Quelle: <http://www.bine.info/hauptnavigation/publikationen/publikation/druckluftspeicher-kraftwerke>.

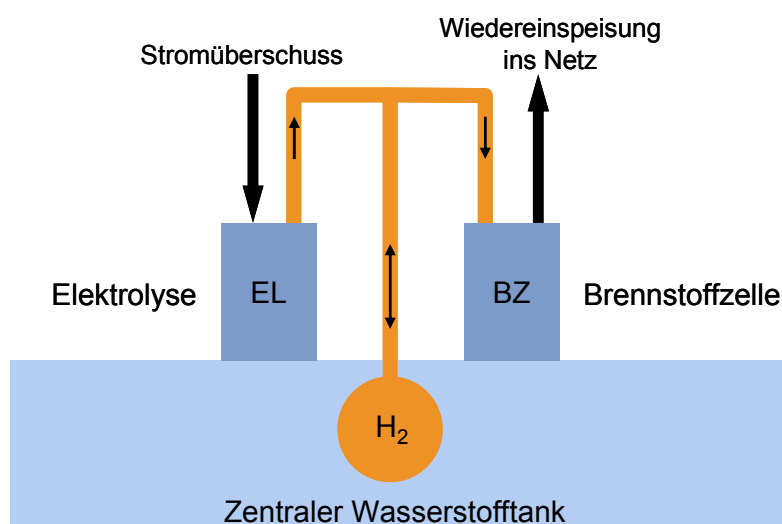
Grafik 7: Schematischer Aufbau eines adiabaten Druckluftspeichers

Druckluftspeicher (Compressed Air Energy Storage, CAES) nutzen überschüssige elektrische Energie zur Kompression von Luft und speichern diese in unterirdischen Kavernen. Die Rückgewinnung der elektrischen Energie erfolgt durch Entspannung der verdichteten Luft über einer Expansionsturbine, die mit einer Generatoreinheit verbunden ist. Konventionelle Druckluftspeicher sind mittlerweile zwar technisch ausgereift, besitzen aber einen geringen Wirkungsgrad (ca. 50 %) und lassen sich deshalb kaum wirtschaftlich betreiben. Gegenwärtig gibt es weltweit nur zwei Druckluftspeicherkraftwerke, die dauerhaft in die Elektrizitätsversorgung miteingebunden sind (in Huntorf / Deutschland und Alabama / USA).

Die momentanen Forschungsanstrengungen gehen in diesem Gebiet in Richtung adiabater Druckluftspeicher (Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage, AA-CAES), die sich aber noch im Entwicklungsstadium befinden. Adiabate Druckluftspeicher nutzen die beim Kompressionsprozess entstehende und zwischengespeicherte Abwärme (600 bis 800 °C), um bei der späteren Rückverstromung die während der Expansion abkühlende Luft zu erwärmen. Dies erspart den Brennstoff, der bei konventionellen Druckluftspeichern ansonsten zur Erhitzung der komprimierten Luft benötigt wird, um zu vermeiden, dass die Turbinen vereisen. Dadurch können adiabate Druckluftspeicher Wirkungsgrade von bis zu 70 % erreichen. In Norddeutschland befinden sich in der Nähe der geplanten Offshore-Windparks zahlreiche unterirdische Salzlagerstätten, die als potenzielle Druckluftkavernen infrage kommen. Da das Gestein ehemaliger Salzstöcke meist luftundurchlässig ist, treten kaum Verluste auf und es kann je nach Tiefe (500–2.000 m) mit Drücken von bis zu 100 bar gearbeitet werden. Von ihren Speichereigenschaften her sind die Druckluftspeicher den Pumpspeichern sehr ähnlich. Sie weisen ebenfalls eine hohe Zyklensfestigkeit auf und können innerhalb we-

niger Minuten (von Stillstand auf Vollast ~ 10 Min.) hochgefahren werden. Ihr zweckmäßiges Einsatzgebiet ist der Ausgleich von Erzeugungsschwankungen im Tagesverlauf sowie die Bereitstellung von Regelleistung. Für einen saisonalen Ausgleich ist die Energiedichte von Druckluftspeichern jedoch zu gering. Die erste Pilotanlage in Deutschland soll frühestens im Jahr 2016 in Betrieb gehen (ADELE-Projekt). Allerdings besteht eine Nutzungskonkurrenz um geeignete Gesteinsformationen für unterirdische Lagerstätten zwischen den Druckluftspeichern und der sich noch im Entwicklungsstadium befindlichen CCS-Technologie (Carbon Capture and Storage: Abscheidung und Speicherung von CO₂ bei fossilen Kraftwerken). Konflikte um potenzielle Speicherstandorte treten ebenso zu den Methanspeichern auf.

4.3 Wasserstoff- / Methanspeicher



Grafik 8: Wasserstoffspeicher

Bei Wasserstoffspeichern erfolgt die Speicherung von Energie in chemischer Form. Dazu wird Wasser (H₂O) mittels Elektrolyse in seine Bestandteile Wasserstoff und Sauerstoff zerlegt. Der Wasserstoff dient als Speichermedium, welches anschließend komprimiert und in gasdichten Drucktanks gelagert wird. Bei Bedarf kann der Wasserstoff über Brennstoffzellen wieder in Strom zurückverwandelt werden. Aufgrund seiner hohen Energiedichte lässt sich mit Wasserstoff bei gleicher Speicherdimensionierung deutlich mehr Energie (60-fache Menge) speichern als bei der Druckluftspeicherung. Jedoch erreicht der Gesamtprozess bei der elektrolytischen Wasserstofferzeugung mit anschließender Rückverstromung selbst bei modernsten Wasserstoffspeichern nur einen Wirkungsgrad von ca. 40 %, d. h. mehr als die Hälfte der ursprünglichen elektrischen Energie geht verloren. Die USA setzen zunehmend auf die Wasserstofftechnik und fördern die Weiterentwicklung in mehreren Großprojekten. Experten aus Europa sind skeptischer und räumen den kostengünstigeren Alternativen wie Druckluftspeichern für die nahe Zukunft bessere Marktchancen ein. Jedoch bietet die Spei-

cherung von Wasserstoff zweifelsohne große Potenziale zum Ausgleich einer fluktuierenden Stromeinspeisung besonders im Jahresverlauf (Bünger et al. 2009).

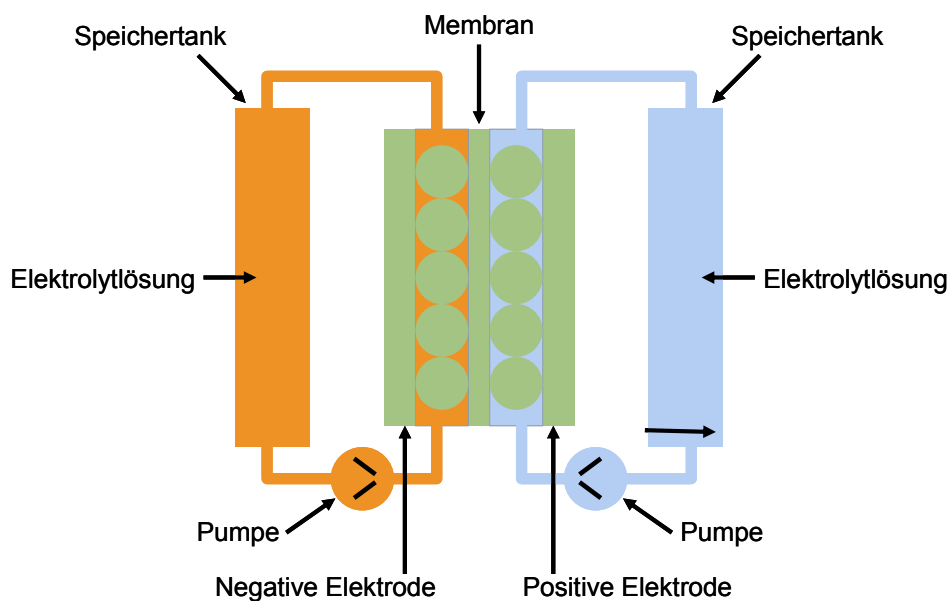
Einen Schritt weiter als die direkte Speicherung von Wasserstoff geht die Methanisierung von H_2 . Hierbei wird der per Elektrolyse gewonnene Wasserstoff anschließend in Verbindung mit CO_2 zu Methan (CH_4) umgewandelt. Der Vorteil liegt neben der etwa dreifachen Energiedichte (kWh / l) im Vergleich zu Wasserstoff in der schon vorhandenen Speicherinfrastruktur für Methan. Im Erdgasnetz, in welches das aus EE erzeugte Methan eingespeist werden kann, sind große Speicherkapazitäten vorhanden. Auf der Nutzerseite gibt es in Deutschland ein relativ gut ausgebautes Netz an Erdgastankstellen und es besteht die Möglichkeit zur dezentralen Wärmeerzeugung. Der Nachteil einer Methanisierung liegt in der weiteren Verringerung des Wirkungsgrades der gesamten Prozesskette um nochmals etwa 7 % (Klaus et al. 2010). Wegen des niedrigen Wirkungsgrades ist deshalb nicht davon auszugehen, dass sich die Wasserstoff- bzw. Methanspeicherung als Alternative zu Pumpspeichern für den Ausgleich von Tagesschwankungen in der Energieversorgung durchsetzen wird. Langfristig dürfte die Wasserstofftechnik eher für die saisonale Langzeitspeicherung von Energie oder im mobilen Bereich (Verkehrssektor, portable Geräte) an Bedeutung gewinnen.

4.4 Akkumulatoren

Ein Akkumulator ist ein elektrochemischer Speicher, der aus zwei unterschiedlichen Elektroden und einem Elektrolyten besteht. Je nach verwendeten Materialien weisen Akkumulatoren teils deutlich verschiedene Speichereigenschaften auf (Blei-Säure, Lithium-Ionen, Natrium-Schwefel, Nickel-Cadmium, etc.). Die größte Verbreitung besitzt derzeit noch die klassische Bleibatterie. Sie ist relativ kostengünstig in der Herstellung, hat aber eine geringe Energiedichte und bei häufigen Ladezyklen nur eine eingeschränkte Lebensdauer, weshalb sie für die künftigen Anforderungen in Stromversorgungsnetzen weniger infrage kommt. Auf dem Vormarsch befinden sich insbesondere im mobilen Sektor weiterhin die Lithium-Ionen-Akkumulatoren. Ihr Vorteil liegt in der deutlich größeren Energiedichte, einer für Akkumulatoren hohen Zyklenfestigkeit sowie der Unempfindlichkeit gegenüber dem bekannten Memory-Effekt beim Aufladen. Damit eignen sie sich auch gut für zahlreiche Ladevorgänge, wie sie bei der Anpassung von Windenergie- und Fotovoltaikeinspeisung an den Strombedarf anfallen. Mit Investitionskosten von 500 bis 1.000 EUR / kWh (Mauch et al. 2009) ist die Verwendung von Lithium-Ionen-Speichern als stationäre Großspeicher in der Energieversorgung allerdings noch zu teuer. Entwicklungsfortschritte und eine größere Verbreitung im Verkehrssektor könnten hier zu weiteren Kostenreduktionen führen. Es ist davon auszugehen, dass Akkumulatoren in der Energieversorgung aufgrund ihrer Speichereigenschaften zukünftig vor allem zur Erbringung von Systemdienstleistungen und zur kurzzeitigen Gewährleistung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung zum Einsatz kommen dürften.

4.5 Redox-Flow-Batterien

Ein spezieller Ableger von Akkumulatoren sind die Redox-Flow-Batterien. Sie speichern die Energie in chemischer Form in zwei Elektrolytlösungen. Die Besonderheit dieses Speichertyps liegt in der Unterbringung des energiespeichernden Materials in zwei separaten Speichertanks außerhalb der Zelle, weshalb sich das Speichervolumen im Gegensatz zu herkömmlichen Batterien unabhängig von der Zellgröße auch im Nachhinein noch erweitern lässt.



Quelle: Oertel (2008).

Grafik 9: Aufbau einer Redox-Flow-Batterie

Bei stationären Großspeichern bietet es sich an, die Speichertanks unterirdisch zu installieren. Mit entsprechend großen Speicherkapazitäten ist eine relativ konstante Leistungsabgabe über mehrere Stunden bis Tage möglich. Auch der Wirkungsgrad von bis zu 90 % und die kaum vorhandenen Selbstentladungsseffekte sprechen für eine Eignung nicht nur im Tagesverlauf, sondern auch zum Ausgleich wetterbedingter Stromerzeugungsausfälle bei EE über mehrere Wochen. In Japan und in den USA wurden bereits einige Anlagen installiert, die dort hauptsächlich zur Glättung der Windenergieeinspeisung im Wochenverlauf eingesetzt werden. Allerdings ist die in der Zelle untergebrachte Konvertereinheit (Membran und Elektroden) relativ teuer, was je nach Leistungsvolumen zu Kosten von 2.000 bis 4.000 EUR / kW führt (Mauch et al. 2009). Außerdem gilt die Redox-Flow-Technologie nicht als ausreichend ausgereift, um großflächig in der Energieversorgung eingesetzt werden zu können.

4.6 Schwungmassenspeicher

Schwungmassenspeicher nutzen die kinetische Energie einer rotierenden Masse als Speichermedium. Die Kapazität des Speichers hängt dabei von der maximalen Umlaufgeschwindigkeit und der Masse des rotierenden Körpers ab. Bei einer kurzzeitigen Speicherung von Energie erreichen Schwungmassenspeicher Wirkungsgrade von mehr als 90 %. Allerdings treten hohe Ruheverluste von bis zu 20 % pro Stunde auf, weshalb Schwungmassenspeicher vorwiegend zur Sicherstellung der Versorgungsqualität (Frequenz- / Spannungshaltung) und zur kurzzeitigen Notstromversorgung zum Einsatz kommen. Bei Verwendung von Magnetlagern und der Unterbringung der Anlage in einem luftleeren Raum lassen sich die Reibungsverluste erheblich reduzieren, allerdings steigen dadurch auch die Kosten des Gesamtsystems. Wegen ihrer sehr kurzen Zugriffszeiten (einige Millisekunden) und großen Leistungsgradienten sind Schwungmassenspeicher für die Bereitstellung von Regelleistung jedoch bestens geeignet. Zukünftig sollen sie deshalb, neben der Anwendung für andere Systemdienstleistungen, vor allem in Kombination mit Windkraftanlagen zum Einsatz kommen, um kurzzeitige Einspeiseschwankungen mit schnellen Leistungsänderungen aufzufangen. Für die Überbrückung von Windflauten über längere Zeitintervalle spielen sie aber keine Rolle.

4.7 Supraleitende Spulen / Superkondensatoren

In ihren Speichereigenschaften sind sich Spulen und Kondensatoren recht ähnlich, weshalb sie im Stromnetz für die gleichen Einsatzgebiete infrage kommen. Spulen speichern die elektrische Energie im magnetischen Feld eines stromdurchflossenen Leiters. Kondensatoren nutzen hierfür das elektrische Feld zwischen zwei elektrisch leitenden Flächen, welche durch ein Dielektrikum voneinander getrennt sind. Beide Speichertypen zeichnen sich durch eine hohe Leistungsdichte und kurze Zugriffszeiten aus, weshalb sie sich wie die Schwungmassenspeicher gut zur Stabilisierung der Netzfrequenz oder zur kurzzeitigen Sicherstellung einer unterbrechungsfreien Stromversorgung eignen. Das Speichervolumen der elektrischen bzw. elektromagnetischen Speicher ist jedoch gering. Außerdem treten bei Spulen hohe Ruheverluste auf.

Eine relativ verlustarme Speicherung (Wirkungsgrad bis zu 95 %) kann durch die Verwendung von Supraleitern² erreicht werden. Dadurch lassen sich die anfallenden Stromwärmeverluste minimieren, allerdings muss zusätzliche Energie für das Herabkühlen unter die Sprungtemperatur aufgewendet werden (Mahnke und Mühlenhoff 2010, S.13). Weil im Ge-

² Supraleiter sind Materialien, die ihren elektrischen Widerstand beim Unterschreiten einer kritischen Temperatur (Sprungtemperatur) verlieren.

gensatz zu Akkumulatoren bei diesen Speichertypen keine chemischen Reaktionen ablaufen, treten selbst bei häufigen Ladevorgängen kaum Alterungserscheinungen auf. Supraleitende Spulen und Superkondensatoren werden derzeit vorwiegend zum Ausgleich schwankender Verbrauchslasten bei kritischen Produktionsprozessen eingesetzt. Weitere Anwendungsgebiete in der Energieversorgung sind die Beseitigung von Frequenz- und Spannungsschwankungen sowie die Bereitstellung von Regelleistung im Sekundenbereich. Zur Überbrückung länger andauernder Schwankungen können sie allerdings aufgrund der geringen Kapazität und der benötigten Kühlenergie bei Supraleitern keinen Beitrag leisten.

5. Fazit

Bei allen positiven Auswirkungen (Treibhausgasreduktion, Verringerung der Importabhängigkeit, usw.), die von einer zügigen Erhöhung des Anteils der EE an der Stromerzeugung ausgehen, dürfen die grundlegenden Bestandteile unserer Energieversorgung, zu denen insbesondere die Gewährleistung von Netzstabilität und Versorgungssicherheit gehören, nicht vernachlässigt werden. Deshalb wird die Integration der fluktuierend einspeisenden EE in eine sichere und zuverlässige Elektrizitätsversorgung auch in den kommenden Jahren eine der größten Herausforderung für die Energiewirtschaft bleiben. Einen elementaren Beitrag dazu können Stromspeicher leisten. Sie stellen, neben anderen Maßnahmen wie dem Ausbau der grenzüberschreitenden Leitungskapazitäten oder einer gezielten Steuerung der Verbrauchsseite (Demand Side Management), die aus Umweltaspekten sicherlich erstrebenswerteste Lösung zum Ausgleich einer wetterabhängigen Stromerzeugung dar. Welche Speichertechnologie sich in Zukunft durchsetzen wird, ist offen und hängt vom gewünschten Einsatzgebiet (Regelleistungsbereitstellung, Kurzzeit- oder Langzeitspeicherung) und den Entwicklungen auf der Kostenseite ab. Gegenwärtig ist davon auszugehen, dass zur Sicherstellung einer zuverlässigen Energieversorgung mit einem hohen Anteil EE eine Kombination aus unterschiedlichen Speichertypen notwendig sein wird.

Zum Ausgleich von Stunden- bzw. Tagesschwankungen haben sich die Pumpspeicherkraftwerke als zuverlässige Technik bewährt, jedoch sind in Deutschland kaum neue Erweiterungspotenziale vorhanden. Für eine Nutzung der in den skandinavischen Ländern verfügbaren Pumpspeicherpotenziale bestünde unter anderem das Problem unzureichender Leitungskapazitäten. Andere Speichertechniken befinden sich überwiegend noch im Entwicklungsstadium und weisen derzeit keine ausreichende Marktreife bzw. Wirtschaftlichkeit auf. Als eine aussichtsreiche Alternative gelten aktuell die adiabaten Druckluftspeicher, welche bereits mittelfristig die Grenze zur Kosteneffizienz erreichen könnten. Redox-Flow-Batterien stellen ebenfalls eine interessante Alternative zu Pumpspeichern dar. Allerdings liegt hier der Break-Even-Punkt für einen wirtschaftlichen Einsatz in noch weiterer Zukunft als bei der Speicherung von Druckluft. Für die Wasserstoffspeicherung existieren ohne Zweifel große

Zukunftspotenziale, wobei das Einsatzgebiet wegen des einerseits niedrigen Wirkungsgrades, aber der andererseits auch sehr geringen Selbstentladung und hohen Energiedichte bei dieser Technik vorzugsweise in der saisonalen Langzeitspeicherung zu sehen ist (Mahnke und Mühlenhoff 2010). Zur Bereitstellung der zukünftig zusätzlich erforderlichen kurzzeitigen Regelleistung im Sekundenbereich kommen insbesondere Hochleistungsspeicher wie Schwungmassen, supraleitende Spulen und Superkondensatoren infrage. Für die weit verbreiteten Lithium-Ionen-Akkumulatoren wird erwartet, dass ihr Haupteinsatzgebiet auch in Zukunft weiter bei portablen Anwendungen und im Automobilsektor zu suchen ist (Oertel 2008). In der Energieversorgung dürften sie wegen der hohen Kosten weniger als stationäre Großspeicher in Verbundnetz, sondern eher in kleineren Inselnetzen oder als dezentrale Kleinspeicher für Hausbesitzer mit Fotovoltaikanlagen zur Erhöhung der Eigenversorgung einen positiven Beitrag leisten.

Insgesamt kann davon ausgegangen werden, dass neue Speichertechnologien in der Elektrizitätsversorgung zunächst vor allem zur Anpassung von Erzeugungsschwankungen im Tages- und Wochenverlauf zum Einsatz kommen. Der Bau von Langzeitspeichern zum saisonalen Ausgleich ist ein langfristig anzustrebendes Ziel, denn momentan lassen sich für die Betreiber hierüber kaum Gewinne erzielen. Zur Festlegung einer Grenze für die Wirtschaftlichkeit alternativer Speichertechnologien kann man sich an den derzeitigen Kosten für die Speicherung und Rückgewinnung von elektrischer Energie bei Pumpspeicherkraftwerken orientieren, die bei etwa 3–5 Cent / kWh (je nach Standort) liegen. Diese bilden die Referenzgröße, bei der Stromspeicher zur Nachführung der Stromerzeugung im Tagesverlauf in Deutschland ökonomisch betrieben werden können (vgl. Bünger et al. 2009).

Die zu den Pumpspeicherkraftwerken alternativen Speichertechnologien sind vom Grundsatz her schon seit Jahren bekannt, zum Großteil aber noch nicht vollständig ausgereift. Meist verhindern hohe Investitionskosten oder die fehlende Rentabilität eine flächendeckende Einbindung in den laufenden Netzbetrieb. Allerdings dürften, neben Verbesserungen bei der Kosteneffizienz, auch die steigenden Rohstoffkosten und die in Verbindung damit zunehmenden Stromgestehungskosten von fossilen Kraftwerken ihren Beitrag dazu leisten, dass diese Speicherarten in einigen Jahren die Schwelle zur Wirtschaftlichkeit erreichen. Der zunehmende Anteil der EE könnte außerdem zu größeren Preisvolatilitäten an den Strombörsen führen und somit die Erlösmöglichkeiten von Stromspeichern steigern. Damit es tatsächlich zu Kostensenkungen kommt und die sich noch in der Entwicklungsphase befindlichen Speichertechnologien die letzte Hürde zur Marktreife überwinden, sollten die Forschungs- und Forschungsförderungsanstrengungen weiter forciert werden (v. a. auch größere Demonstrationsvorhaben).

Derzeit bestehen allein aus wirtschaftlicher Sicht begrenzte Anreize, in die Entwicklung und den Bau von Energiespeichern zu investieren. Ein erster Schritt in diese Richtung ist die jüngst beschlossene längere Befreiung neuer Stromspeicherkraftwerke von den Netzentgelten, um einen Anreiz zum Bau weiterer Speicherkapazitäten zu schaffen. Ob dies ausreicht, um die Investitionen in neue Speicher zu stärken, wird sich in Zukunft zeigen. Gegebenenfalls sind die Rahmenbedingungen dahingehend zu verändern, dass neue Stromspeicher bei der Speicherung von regenerativ erzeugtem Strom dauerhaft von den Netzentgelten befreit werden und / oder einen Bonus genießen. Es ist entscheidend, dass es in den kommenden Jahren zu einem Ausbau der Speicherkapazitäten im deutschen Verbundnetz kommt, damit die Erhöhung des Anteils der EE in der geplanten Größenordnung nicht ins Stocken gerät und die konventionellen Kraftwerke auch tatsächlich substituiert werden können und nicht weiterhin als Reserve am Netz bleiben müssen. Dafür ist es zuvor notwendig, über weitere Studien den quantitativen Bedarf an zusätzlichen Speicherkapazitäten, differenziert nach den verschiedenen Anwendungsbereichen, zu ermitteln.

Literaturverzeichnis

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2011): Erwachsen werden: Schlaglichter der Wirtschaftspolitik – Monatsbericht Januar 2011: 18–23.

Bünger, U. et al. (2009): Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger – Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf: VDE–Studie, ETG Task Force Energiespeicher.

Klaus, T. et al. (2010): Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen: Umweltbundesamt, Kapitel 7 Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Kassel, Dessau-Roßlau, Juli 2010.

Mahnke, E.; Mühlenhoff, J. (2010): Strom speichern: Renew's Spezial, Hintergrundinformationen der Agentur für Erneuerbare Energien, Ausgabe 29 / April.

Mauch, W. et al. (2009): Anforderungen an elektrische Energiespeicher – Stationärer und mobiler Einsatz: Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München; VDI, Fulda.

Oertel, D. (2008): Energiespeicher – Stand und Perspektiven: TAB Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Arbeitsbericht Nr. 123.

SRU - Sachverständigenrat für Umweltfragen (2011): Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung: Sondergutachten, Hausdruck, Januar 2011.

Sterner, M. et al. (2010): Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherkraftwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem – Endbericht: Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), FuE-Bereich Energiewirtschaft und Netzbetrieb, Kassel.

Wustmann, F. (2010): Zukünftige Einsatzmöglichkeiten von Akkus als dezentrale Stromspeicher aus Sicht eines Energieversorgers: Präsentation; DREWAG-Stadtwerke Dresden GmbH.

Tabelle 3: Technische Parameter unterschiedlicher Speichervarianten

	Größenordnung		Wirkungsgrad	Entladedauer (Nennleistung)	Zugriffszeit	Selbstentladung / Ruheverluste	Zyklusfestigkeit / Lebensdauer
	Kapazität	Leistung					
Pumpspeicher	100–1.000 MWh	100 MW–1 GW	70–80 %	Mehrere Std.	1–2 Min.	Fast keine (Verdunstung)	> 50.000 Zyklen
Druckluftspeicher	10–100 MWh	10 MW–1 GW	Max. 70 %	Mehrere Std.	2–3 Min.	Sehr gering (~0,2 % / h)	> 50.000 Zyklen
Wasserstoffspeicher	1–100 MWh	100 MW–1 GW	Ca. 40 %	Mehrere Std.	Einige Sek.*	Fast keine (< 0,1 % / h)	> 10.000 Betriebsstunden*
Lithium-Ionen Akkus	1–1.000 kWh	1 kW–1 MW	70–90 %	Min.–Std.	Wenige Sek.	Gering (< 5 % / Monat)	~ 2.000 Zyklen
Redox-Flow-Batterien	1–100 MWh	10 kW–100 MW	75–85 %	Mehrere Std.	Wenige Sek.	Sehr gering (Strom für Pumpen)	> 10.000 Zyklen
Schwungmassenspeicher	10–1.000 kWh	10 kW–10 MW	85–95 %	Sek.–Min.	Einige Millisek.	Hoch (Bis zu 20 % / h)	~ 1 Mio. Zyklen
Superkondensatoren	0,1–1 kWh	10 kW–10 MW	85–95 %	Einige Sek.	Wenige Millisek.	Temperaturabhängig (0,1–0,5 % / h)	~ 1 Mio. Zyklen
Supraleitende Spulen	0,1–1 kWh	100 kW–100 MW	90–95 %	Einige Sek.	Wenige Millisek.	Gering, aber Kühlung nötig (10 % / Tag)	~ 1 Mio. Zyklen

*Brennstoffzelle

Quelle: SRU 2011, Bünger et al. 2009, Oertel 2008.

Tabelle 4: Bewertung der unterschiedlichen Speichertechnologien

	Systemdienstleistungen	Stundenreserve	Wochenausgleich	Saisonal Speicher	Bevorzugtes Anwendungsgebiet	Speicherkosten	Vorteile	Nachteile
Pumpspeicher	-	++	++	o	Kurzzeitspeicher zum Stunden- oder Wochenausgleich	gering: < 5 Ct. / kWh (tägl. Lastausgleich)	Kostengünstig, ausgereifte Technik	Kaum Ausbaupotenzial in Deutschland vorhanden
Druckluftspeicher	-	++	+	o	Kurzzeitspeicher zum Stunden- oder Wochenausgleich	mittel (tägl. Lastausgleich)	Ausreichend Standorte in Deutschland, kostengünstig	Adiabate Speicher besitzen noch keine Marktreife
Wasserstoffspeicher	--	-	o	+	Langzeitspeicher zum saisonalen Ausgleich	hoch (tägl. Lastausgleich)	Hohe Energiedichte, geringe Selbstentladung	Geringer Wirkungsgrad, hoher technischer Aufwand
Lithium-Ionen Akkus	o	++	o	-	Zum Stundenausgleich oder in separaten Inselnetzen	hoch (tägl. Lastausgleich)	Flexibles Einsatzgebiet, geringe Selbstentladung	Relativ teuer, geringe Lebensdauer
Redox-Flow-Batterien	o	++	+	o	Kurzzeitspeicher zum Stunden- oder Wochenausgleich	hoch (tägl. Lastausgleich)	Hoher Wirkungsgrad, geringe Selbstentladung	Hohe Kosten, Technik nicht ausgereift
Schwungmassenspeicher	++	-	--	--	Hochleistungsspeicher zur Gewährleistung der Versorgungsqualität	relativ gering (Systemdienstleistungen)	Hohe Leistungsdichte, schnelle Zugriffszeit	Hohe Ruheverluste, geringe Speicherkapazität
Superkondensatoren	++	-	--	--	Hochleistungsspeicher zur Gewährleistung der Versorgungsqualität	relativ hoch (Systemdienstleistungen)	Hohe Leistungsdichte, schnelle Zugriffszeit	Geringe Speicherkapazität, hohe Kosten
Supraleitende Spulen	++	-	--	--	Hochleistungsspeicher zur Gewährleistung der Versorgungsqualität	relativ hoch (Systemdienstleistungen)	Hohe Leistungsdichte, schnelle Zugriffszeit	Geringe Speicherkapazität, hohe Kosten

++ sehr gut geeignet + gut geeignet o mäßig geeignet - wenig geeignet -- ungeeignet

Quelle: SRU 2011, Bünger et al. 2009, Oertel 2008.