Energiespeicherung – Herausforderungen bei der Bestimmung des Bedarfs und der Förderung

Holger Höfling

Dass bei wachsenden Anteilen Erneuerbarer Energien an der deutschen Stromversorgung der Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten zur Energiespeicherung zunehmen wird, darüber sind sich alle Akteure einig. Über den tatsächlichen Speicherbedarf, zu welcher Zeit, an welchem Ort und mit welcher Technologie, wird noch über Jahre kontrovers diskutiert werden. Fest steht, dass das Thema Energiespeicher von sehr vielen unsicheren Faktoren beeinflusst wird. Nachfolgend soll daher kurz beleuchtet werden, wo nach Einschätzung des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU) die größten Herausforderungen liegen und welche Schwerpunkte gesetzt werden sollten um diese zu meistern.

Bei steigenden Mengen fluktuierender Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien steigen auch die Anforderungen an die Flexibilität des gesamten Kraftwerkparks, da zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit die Stromerzeugung zu jeder Zeit auf den Stromverbrauch abgestimmt werden muss. Diese Aufgabe wird heute überwiegend durch konventionelle thermische Kraftwerke übernommen. Grundsätzlich stehen jedoch neben dem flexiblen Einsatz thermischer Kraftwerke noch weitere Optionen zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage zur Verfügung. Energiespeicher, grenzüberschreitender Netzausbau und die Flexibilisierung der Nachfrage (Demand-Side-Management: DSM) sind Maßnahmen, die die Stromerzeugung vom Verbrauch zeitlich entkoppeln können. Da auf dem Weg zu einer weitgehend erneuerbaren Stromversorgung der Anteil an konventionellen Kraftwerken stetig abnimmt und das Potenzial von DSM-Maßnahmen zum Ausgleich großer Energiemengen als gering eingeschätzt wird, kommt dem Ausbau der Netze und der Entwicklung von Energiespeichern eine große Bedeutung zu. Welche Kombination der genannten Ausgleichsoptionen im Übergang volkswirtschaftlich optimal ist, kann heute noch nicht abschließend beurteilt werden. Aus den Ergebnissen der Szenarien, die das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) für das Gutachten des SRU modelliert hat, ist jedoch ein Bedarf an Speichern für das Jahr 2050 ableitbar, der weit über die heute in Deutschland vorhandenen Speicher mit einer Gesamtleistung von ca. 7 GW und einer Speicherkapazität von ca. 40 GWh hinausgeht. Die Modellergebnisse basieren dabei bereits auf einem kostenoptimierten Einsatz von Speichern, europäischem Netzausbau und verschiedenen erneuerbaren Ressourcen.

Energiespeicher können in der Energieversorgung in vielfältiger Weise eingesetzt werden. In den Szenarien des SRU liegt der Fokus jedoch auf der zentralen Speicherung großer Energiemengen für saisonalen Ausgleich, zur Überbrückung längerer Flauten, für den Energiehandel (vor allem zum Ausgleich von Schwankungen im Tagesverlauf) und für Regelaufgaben (Systemdienstleistungen). Zentrale Großspeicheranlagen in Verbindung mit systemadäquatem Netzausbau bieten im Vergleich zur dezentralen Speicherung den Vorteil, dass sie das gesamte Versorgungssystem optimieren können und aufgrund von Skaleneffekten in der Regel kostengünstiger sind. Als geeignete Technologie zur zentralen Großspeicherung kommen Pump-

speicher (PSW), adiabate Druckluftspeicher (AA-CAES) und Wasserstoffspeicherung in Frage (als eine Erweiterung der Wasserstoffspeicherung kann das Konzept des „erneuerbaren Methans“ betrachtet werden). Alle genannten Technologien sind jedoch mit hohen Investitionsrisiken verbunden, da die Investitionskosten hoch, die Abschreibungszeiten lang und die Konkurrenzsituation sowie der tatsächliche Speicherbedarf schwer abzuschätzen sind. Erschwerend kommt hinzu, dass die jeweiligen Technologien sehr unterschiedliche Marktreifegrade und Potenziale aufweisen. Während die Pumpspeichertechnologie Stand der Technik ist und bereits heute erfolgreich eingesetzt wird, befinden sich AA-CAES und Wasserstoff- bzw. Methanspeicherung noch im Entwicklungsstadium. Das Potenzial von Pumpspeicherung in Deutschland ist bereits heute weitgehend ausgeschöpft, während die beiden anderen Technologien noch große Potenziale bieten. Zur Pumpspeicherung können jedoch bei entsprechendem grenzüberschreitendem Netzausbau umfangreiche Potenziale in Skandinavien (bis zu 120 TWh) oder in den Alpenländern erschlossen werden.

Aufgrund der hohen Investitionsrisiken, der unterschiedlichen Marktreifegrade, der Potenzialverteilung und des dafür notwendigen Netzausbaus ist ungewiss, ob die natürlichen Anreize des Strommarktes ausreichen, damit sich dem Ausbau der Erneuerbaren Energien entsprechende Speicherkapazitäten entwickeln.

Tendenzen für den Speicherbedarf in den SRU Szenarien für 2050

Die Szenariofamilien des SRU sind charakterisiert durch unterschiedliche Annahmen für den Stromverbrauch und durch den Grad der Vernetzung Deutschlands mit anderen Regionen. So wird unterschieden zwischen einer Variante der vollständigen regenerativen Selbstversorgung Deutschlands (ohne Import/ Export von Elektrizität), einer Energiekooperation mit den Staaten Dänemark und Norwegen und einer Variante, bei der Europa und Nordafrika vernetzt sind und in Deutschland ein maximaler Nettostromimport von 15 % zugelassen wird.

Die für die jeweiligen Szenarien in Deutschland benötigte Speicherleistung (es wird hier vereinfachend von der gleichen Leistung für den Einspeichervorgang und den Ausspeichervorgang ausgegangen) steigt ohne Stromimport oder Export bis auf etwa 40 GW an, während bei einer europäischen Vernetzung in Deutschland lediglich 15 GW installiert werden.

Eine ähnliche Tendenz ergibt sich aus der Berechnung der benötigten Speicherkapazitäten (Energiemenge zwischen minimalem und maximalem Speicherfüllstand). Hier schwankt der Bedarf zwischen 1.000 GWh und 50 GWh pro Jahr in Abhängigkeit von der Vernetzung Deutschlands mit Europa.

Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass unter der Prämisse der Kostenoptimierung bei einer Ausdehnung der Modellgrenzen über Europa und Nordafrika der Energieaustausch Deutschlands mit anderen Regionen deutlich zunimmt und in negativer Korrelation dazu sich der Speicherbedarf in Deutschland reduziert. Es findet also eine zunehmende Flexibilisierung durch weiträumigen Energieaustausch mit Hilfe von grenzüberschreitendem Netzausbau statt.

Ökonomische Anreize für Speicher am Strommarkt

Die Hauptanwendungsfelder von stationären Großspeichern sind Energiehandel und Regelaufgaben. Dabei ist innerhalb des Energiehandels die am häufigsten angewandte und ökonomisch ausgerichtete Betriebsstrategie die sogenannte intertemporale Arbitrage. Hierbei wird preisgünstiger Strom aus Kraftwerken mit niedrigen variablen Stromgestehungskosten bei Schwachlastzeiten zu hochpreisigem Spitzenlaststrom gewandelt („Peak Shaving“ oder Lastmanagement). Die erzielte Preisdifferenz

abzüglich der Speicherverluste und der variablen Betriebskosten stellt die Gewinnmarge dar, aus der auch die Investitionskosten refinanziert werden müssen.

Ein typischer Einsatz eines Energiespeichers zum „Peak Shaving“ Betrieb ist schematisch in Abbildung 1 dargestellt. Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass das niedrige Preisniveau am Wochenende und während der Nachtstunden genutzt wird um einzuspeichern, um dann bei hohem Preisniveau wieder auszuspeichern. Das Beispiel verdeutlicht aber auch, dass der Einsatz von Energiespeichern in der Tendenz zu einer stärkeren Preiselastizität der Nachfrage und damit zu einer Glättung der Preisschwankungen im Tagesverlauf führt. Ein Zuwachs an Speicherkapazität mindert also die Ertragsmöglichkeiten der vorhandenen Speicher – senkt aber auch den Bedarf an Lastausgleich. Im Gegensatz zu anderen Märkten, an denen ein ähnlicher Effekt auftritt, gibt jedoch der aktuelle Stand von Wissenschaft und Forschung bisher nur unzureichend Auskunft über den Zusammenhang zwischen dem technisch notwendigen Zubau an Speicherkapazitäten zur Gewährleistung der Netzstabilität und den dadurch induzierten Auswirkungen auf die Börsenpreise und damit darüber, ob der marktwirtschaftliche Investitionsanreiz in Systemsicherheitstechnologie ausreichend ist oder nicht. Ob es unter heutigen Marktbedingungen wirtschaftlich wäre in Speichertechnologien zu investieren, kann mit Hilfe von historischen Börsenpreisen untersucht werden. Im Rahmen einer Studie zum Kombi-Kraftwerksbonus wurden am Beispiel der EEX Day-Ahead Stundenkontrakte für das Jahr 2008 die durchschnittlichen Differenzen zwischen den acht Stunden mit den höchsten Preisen (Peak-Preis: 82,6 €/MWh) und den acht Stunden mit den niedrigsten Preisen (Off-Peak-Preis: 43,9 €/MWh) des jeweiligen Tages berechnet. Der sogenannte „Spread“ (Peak minus Off-Peak) beläuft sich im Untersuchungszeitraum auf etwa 39 €/MWh (≈ 4 ct/kWh).

Für adiabate Druckluftspeicher wird zukünftig ein Wirkungsgrad von etwa 70 % angestrebt. Das bedeutet, dass nur 70 % der zur Einspeicherung aus dem Netz entnommenen Energiemenge wieder als Elektrizität ins Netz zurückgespeist wird. In dem obengenannten Beispiel (Börsenjahr 2008) würde einem Betreiber von adiabaten Druckluftspeichern nach Abzug der Speicherverluste von dem durchschnittlichen Spread von ca. 4 ct/kWh nur noch 1,4 ct/kWh als Marge übrig bleiben. Dar-

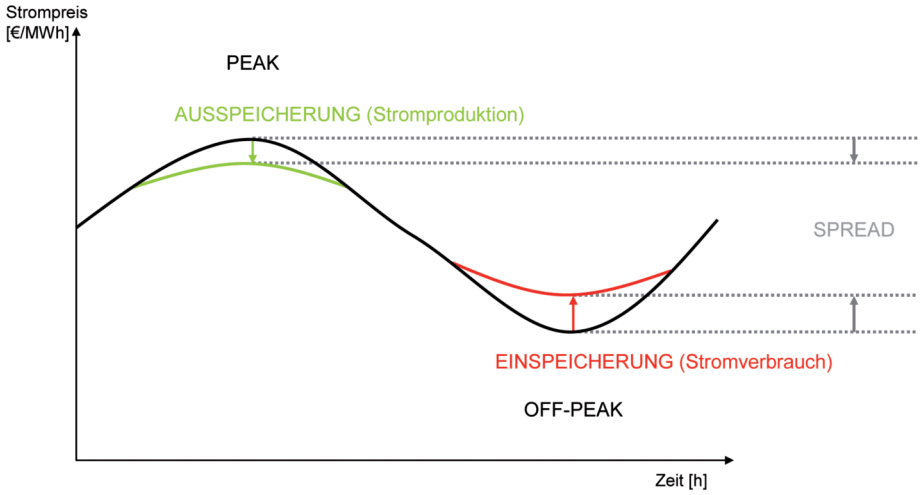

Abbildung 1: Schematisch dargestellter Peak Shaving Betrieb eines Energiespeichers mit dem Ziel des Handels an der Strombörse (Quelle: eigene Darstellung)

aus müssen jedoch noch die übrigen variablen Kosten und die Investitionskosten gedeckt werden. Ob dieser Spread für das Jahr 2008 ausgereicht hätte um ausreichend Anreize für Investitionen in neue Speicherkapazitäten zu setzen, darf angezweifelt werden. Dem steht jedoch gegenüber, dass bereits unter aktuellen Marktbedingungen Pumpspeicherkraftwerke (allerdings mit besseren Wirkungsgraden von bis zu 80 %) in Deutschland wirtschaftlich betrieben werden und dass ein zunehmender Ausbau von Erneuerbaren Energien voraussichtlich zu einer Vergrößerung des zukünftigen Spreads führen wird.

Allerdings wird an diesem Beispiel auch deutlich, dass ein Betrieb von Speichern mit intertemporaler Arbitrage vor allem dann wirtschaftlich wird, wenn die Ein- und Ausspeicherzyklen möglichst nah beieinander liegen (Stunden oder Tage). Nach Einschätzung des VDE (2008) ist daher eine Langzeitspeicherung mit weniger als einem Zyklus pro Woche zum Ausgleich von Großwetterlagen und von saisonalen Schwankungen unter heutigen Marktbedingungen in Deutschland wirtschaftlich nicht darstellbar. Allerdings werden zukünftig solche Speicherkapazitäten zur Langzeitspeicherung benötigt, um die Reservevorhaltung von thermischen Kraftwerken langfristig zu ersetzten.

Abhängig von der jeweiligen Speichertechnologie können von den Betreibern an den entsprechenden Märkten auch Regelenergie und Systemdienstleistungen angeboten werden. Während Pumpspeicher bereits heute häufig zur Bereitstellung von Sekundärregelleistung eingesetzt werden, können Druckluftspeicher aufgrund ihrer längeren Anfahrzeit von bis zu 15 min. vor allem Minutenreserve zur Verfügung stellen. Eine Blindleistungsabgabe und Schwarzstartfähigkeit ist bei beiden Technologien möglich. Letzteres spielt jedoch aufgrund des geringen Bedarfs für den ökonomischen Betrieb keine Rolle.

Die Bereitstellung von Systemdienstleistungen kann zwar für zentrale Großspeicher (PSW, AA-CAES) grundsätzlich zur Verbesserung der Profitabilität genutzt werden, da das Marktsegment in Deutschland jedoch sehr klein und riskant ist, steht das Peak Shaving im Fokus für den wirtschaftlichen Betrieb von Großspeichern. Trotz der technischen Notwendigkeit der Einbindung von Speichern in den Regelenergiemarkt ist der Markt aus heutiger Sicht wenig attraktiv.

Unter dem Einfluss des zukünftigen Ausbaus der Erneuerbaren Energien stellt sich hier die Frage nach der Entwicklung des Marktvolumens für Systemdienstleistungen, insbesondere des Regelleistungsbedarfs. Nach einer Studie von R2B und CONSENTEC (2010) nimmt das Marktvolumen für Regelleistung bis zu einem Anteil von 30 % Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung nur unwesentlich zu, da die Güte der Einspeiseprognose für dargebotsabhängige erneuerbare Ressourcen verbessert wird. Bei mehr als 30 % Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung rechnen die Gutachter jedoch mit einer Ausweitung des Minutenreservebedarfs. Dies könnte also in Zukunft eine Steigerung der Attraktivität des Systemdienstleistungsmarktes für den wirtschaftlichen Betrieb von Großspeichern bedeuten.

Die Option der Pumpspeicherung in Norwegen

Pumpspeicherung ist die kostengünstigste Möglichkeit zur kurz- und langfristigen Speicherung großer Energiemengen. Hinzu kommt die technische Eignung zur Bereitstellung fast aller Systemdienstleistungen. Während in Deutschland jedoch die Potenziale zur Pumpspeicherung bereits weitgehend ausgeschöpft sind, stehen in Norwegen noch enorme Potentiale zur Verfügung. Grundsätzlich gelten bei adäquatem Netzausbau und der damit einhergehenden Verbindung der Märkte für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Pumpspeichern in Norwegen die gleichen ökonomischen Marktanreize wie in Deutschland. Allerdings besteht der Unterschied, dass die vorhandenen Speicherwasserkraftwerke mit den zugehörigen Seensystemen im Verhältnis zu deutschen Druck-

luftspeicherpotenzialen relativ kostengünstig, also mit niedrigen Investitionskosten, zu Pumpspeicherkraftwerken umgebaut werden können und außerdem einen deutlich besseren Wirkungsgrad aufweisen. Dies hat zur Folge, dass bereits bei geringen Deckungsbeiträgen aus einem Betrieb mit dem Ziel intertemporaler Arbitrage ein Gewinn erwirtschaftet werden kann. Dementsprechend bestehen für den Umbau und Einsatz norwegischer Pumpspeicherkapazitäten bereits bei heutigem Marktdesign große finanzielle Anreize. Voraussetzung dafür ist allerdings die verlässliche politische Absichtserklärung aus Deutschland und der entsprechende Ausbau der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten.

Die Eventualität, dass sich norwegische Speicherbetreiber ihre Dienstleistung „teuer bezahlen lassen“ wird dabei dadurch beschränkt, dass sich auch die norwegischen Speicher überwiegend mit intertemporaler Arbitrage refinanzieren und damit der Börsenpreis bzw. der Spread die Höhe der Gewinnmarge bestimmt. Selbst bei einer marktbeherrschenden Stellung auf dem Speichermarkt durch norwegische Speicherbetreiber und der Möglichkeit zu Ausübung von Marktmacht ist nicht mit einer übermäßigen Steigerung der volkswirtschaftlichen Speicherkosten zu rechnen, da jeglicher Einsatz von Speichern zu einer Verringerung des Preis-Spreads führt und die Zurückhaltung von Speicherkapazität die Wirtschaftlichkeit derselben beeinträchtigt. Eine marktbeherrschende Stellung norwegischer Speicherbetreiber ist außerdem nicht absehbar, da die Speicherdienstleistung noch über die nächsten Jahrzehnte in Konkurrenz zu konventionellen thermischen Kraftwerken steht und in dieser Übergangsphase voraussichtlich weitere deutsche Speicherkapazitäten (z.B. AA-CAES) aufgebaut werden. Diese Konkurrenzsituation gilt auch für den Einsatz der Speicher auf dem Systemdienstleistungsmarkt. Unberührt bleibt davon das Argument, dass bei einer stärkeren Verlagerung der Speicherung nach Norwegen die Wertschöpfung auf dem Speicher- und Systemdienstleistungsmarkt aus Deutschland abwandert.

Förderung in Deutschland

Obwohl der Betrieb von Pumpspeicherkraftwerken aufgrund des besseren Wirkungsgrades dauerhaft kostengünstiger sein wird als der Betrieb ausge-

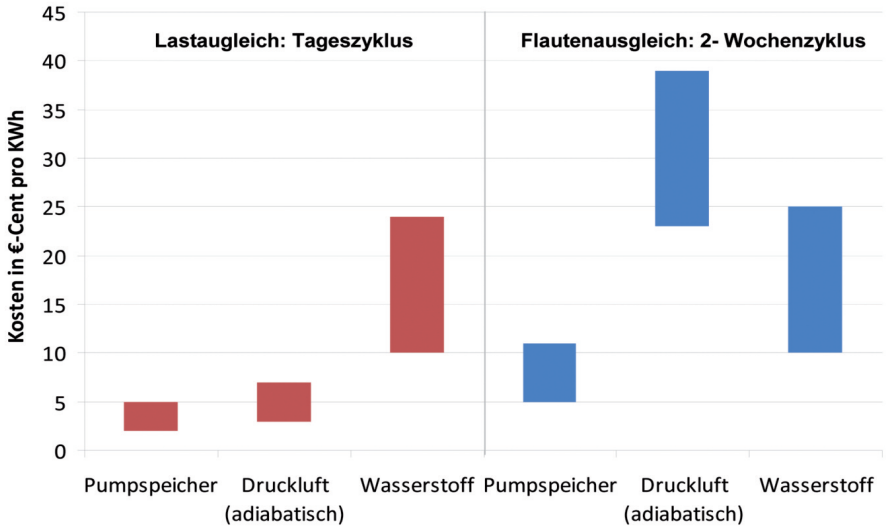

Abbildung 2: Vollkostenvergleich von Speichertechnologien nach Einsatzart (Quelle: eigene Darstellung nach dena 2010 und VDE 2008)

reifter adiabater Druckluftspeicher oder Anlagen zur Gewinnung von erneuerbarem Methan, kann es mittelfristig sinnvoll sein, die Potenziale an Speicherkapazitäten in Deutschland auszuschöpfen. Begründungen dafür können die Reduzierung der Importabhängigkeit, die Wertschöpfung innerhalb Deutschlands oder das Angebot von Systemdienstleistungen vor Ort zur Gewährleistung der Netzstabilität sein.

Ob sich jedoch Speicherkapazitäten in Deutschland alleine durch marktgetriebene Anreize entwickeln werden, ist bisher umstritten. In der Literatur finden sich unterschiedliche Einschätzungen über die zukünftige Wirtschaftlichkeit des Betriebs von Speichern in Deutschland. So kommen z.B. die Gutachter R2B und CONSENTEC in einer Studie für das Wirtschaftsministerium (2010) zu folgendem Schluss: „Die Strom- und Regelenergiemärkte setzen langfristig ggf. adäquate Anreize, um den Zubau von Speichertechnologien in ausreichendem Ausmaß anzureizen. Ein Marktversagen oder die Notwendigkeit der Technologieförderung insbesondere von kleinen, dezentralen Anlagen ist nicht gegeben.“ Zu einer gegenteiligen Einschätzung kommt der VDE (2008): „Rechtliche und energiewirtschaftliche Rahmenbedingungen für den Betrieb von Speichern müssen langfristig definiert werden. Anschubförderung bzw. Anreizsysteme sind in der Anfangsphase dringend erforderlich.“ Und ebenso BCG (2010): „Because the financial logic for investing aggressively to advance storage technologies is currently not compelling, incentives will be necessary to ensure that sufficient storage capacity is online in time to meet governments' green-energy targets."

Die vorangegangene Analyse am Beispiel der Börsenpreise von 2008 (Spread ca. 4 ct/kWh) in Verbindung mit der Einschätzung der Vollkosten für Druckluftspeicher und Wasserstoff (Abbildung 2) macht jedoch deutlich, dass heute die alleinigen Anreize am Strommarkt bestenfalls sehr unsichere Signale für zukünftige Investitionen setzen. Es stellt sich also die Frage, ob eine zusätzliche Förderung notwendig sein wird, um systemadäquaten Speicherausbau zu erreichen. Hinzu kommt die Schwierigkeit, dass die Technologien für Druckluft- und Wasserstoffspeicherung zum heutigen Zeitpunkt noch keine Marktreife erlangt haben und zunächst durch Forschung vorangetrieben werden müssen.

Da eine direkte Förderung von Speichern im Rahmen des EEG zwangsweise an die Speicherung von regenerativ erzeugtem Strom gekoppelt ist, dies aber immanent zu Ineffizienzen im Gesamtsystem führt, ist nach Einschätzung des SRU das EEG nicht der geeignete Rahmen um den Ausbau von zentralen Speicherkapazitäten voranzutreiben. Damit die vorhandenen Potenziale zur adiabaten Druckluft- und Wasserstoffspeicherung (bzw. erneuerbares Methan) in Deutschland unter wirtschaftlichen Bedingungen ausgeschöpft werden können, müssen diese zunächst an die Wettbewerbsfähigkeit herangeführt werden. Um dies zu erreichen, spricht sich der SRU für eine gezielte Forschungsinitiative aus.

In einer Forschungsinitiative sollen neben Forschung und Entwicklung auch Demonstrations- und Pilotanlagen gefördert werden. Um die in der Vergangenheit häufig aufgetretene Unterstützung erfolgloser Projekte zu vermeiden, können erfolgsversprechende Projekte priorisiert und die laufende Förderung an Meilensteine des Forschungsprojektes gekoppelt werden. Pilotprojekte bieten außerdem die Möglichkeit Erfahrungen über die betriebswirtschaftliche Optimierung des Speicherbetriebs auf unterschiedlichen Marktsegmenten zu sammeln.

Aufgrund der bereits diskutierten komplexen Zusammenhänge der Risikofaktoren für den Betrieb von Großspeichern in Deutschland (Abbildung 3) kann heute noch nicht genau beurteilt werden, ob die rein marktlichen Anreize ausreichen, um den technisch notwendigen Zubau an Speicherkapazität zu erreichen. Daher ist es parallel zur Forschungsinitiative erforderlich, detaillierte Untersuchungen über den technischen Bedarf, die tatsächliche Entwicklung und die Prognose der Erlössituation von Speichertechnologien anzustel-

Abbildung 3: Unsicherheiten bei Investitionen in Großspeicheranlagen in Deutschland (Quelle: eigene Darstellung)

len. Dabei sind insbesondere die Rückwirkungen von anderen Speichern (z.B. in Norwegen) und Konkurrenztechnologien (z.B. konventionelle Kraftwerke) auf die Erlössituation (Preis-Spread) zu berücksichtigen.

Selbst bei einem zukünftigen Preis-Spread, der deutlich über dem heutigen liegt, muss aufgrund der komplexen Risikostruktur eines Speicherprojekts und der damit einhergehenden Risikoprämie des Investors mit einer zögerlichen Investitionstätigkeit gerechnet werden. Dies würde selbst im Fall von grundsätzlich zur Refinanzierung ausreichenden Erlösen dazu führen, dass Maßnahmen zur Gewährleistung einer höheren Investitionssicherheit erforderlich sind.

Ob sich die sehr technisch geprägten Anforderungen an die Systemsicherheit bei sehr hohen Anteilen Erneuerbarer Energien hinsichtlich saisonalem Ausgleich großer Energiemengen (oder in schwachen Windjahren sogar Energieausgleich über mehrere Jahre) unter dem aktuellen Martkdesign im Preis-Spread widerspiegeln, kann heute nur schwer abgeschätzt werden. Diese Zusammenhänge bedürfen zunächst näherer Untersuchung, bei der auch Lösungsansätze zur Internalisierung von Systemsicherheitskosten entwickelt werden können. Mögliche Instrumente sollten dabei im Fokus auf den gesamten Markt ausgerichtet sein. Kleinteilige Lösungen, wie beispielsweise eine Speicherförderung im Rahmen des EEG, würden zu unerwünschten Ineffizienzen führen und sollten daher vermieden werden. Im Vordergrund der Untersuchungen könnten Veränderungen im Marktdesign stehen, wie zum Beispiel die Erweiterung des Regelenergiemarktes oder die Einführung eines Marktes für Dienstleistungen zur Gewährleistung von Systemsicherheit (z.B. Bereitstellung von Backup-Kapazitäten, Energiespeicherung über saisonale oder mehrjährige Zyklen). Als Nachfrager könnten in einem solchen Markt die Netzbetreiber auftreten, die nach § 13 EnWG zur Systemverantwortung verpflichtet sind.

Zusammenfassung

Die in einem System mit hohen Anteilen erneuerbarer Stromerzeugung zur Gewährleistung der langfristigen Versorgungssicherheit nötigen Speichertechnologien sind grundsätzlich verfügbar. Die Entwicklung der Technologien bis zur Marktreife erfordert jedoch teilweise noch große Anstrengungen.

Die kostengünstigste, verfügbare Technologie zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage und zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen ist die Pumpspeicherung. Die wirtschaftlichen Anreize zum Betrieb bestehender Pumpspeicheranlagen werden bereits unter den heutigen Marktbedingungen als ausreichend angesehen. Aufgrund des mangelnden Potenzials in Deutschland schätzt der SRU die Nutzung und Anbindung der Pumpspeicherpotenziale in Norwegen als elementar ein. Der dafür notwendige Netzausbau erlangt damit eine Schlüsselposition auf dem Weg zu einer vollständig regenerativen Stromversorgung in Deutschland.

Mittelfristig wird auch die Entwicklung von zentralen Großspeicheranlagen in Deutschland an Bedeutung gewinnen. Angesichts der derzeit unsicheren technologischen und ökonomischen Entwicklung der adiabaten Druckluft- und Wasserstoffspeicherung erscheint eine Förderung von Forschung, Entwicklung und Demonstration dieser Anlagen als sinnvoll. Von einer Speicherförderung im Rahmen des EEG ist jedoch abzuraten, da dies zu Ineffizienzen im Gesamtsystem führen kann.

Wird langfristig ein rein durch marktliche Anreize induzierter Speicherausbau angestrebt, sind stabile politische und rechtliche Rahmenbedingungen eine zwingende Voraussetzung, da bei zentralen Großspeichern die Abschreibungszeiten lang, der tatsächliche Bedarf und die Konkurrenzsituation schwierig abzuschätzen, die Erlösmöglichkeiten komplex und damit die wirtschaftlichen Risiken groß sind. Für den Fall, dass die Marktanreize nicht ausreichen, um ein systemsicherheitsrelevanten Speicherausbau zu gewährleisten, müssen zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden, die zum einen die Investitionsrisiken mindern und zum anderen eine Internalisierung der Systemsicherheitskosten bewirken. Aufgrund der bisher noch wenig untersuchten Zusammenhänge auf diesem Gebiet, besteht hier jedoch noch ausreichend Forschungsbedarf.

Zusammenfassend lassen sich aus der vorangegangenen Analyse die folgenden mehrstufigen Handlungsempfehlungen ableiten:

1) Netzausbau zur Anbindung der norwegischen Speicherkapazitäten.
2) Forschungsinitiative zur Entwicklung der deutschen Speicherkapazitäten (AA-CAES, Wasserstoff, Methan) bis zur Marktreife.
3) Untersuchung des systemrelevanten technischen Bedarfs an Speicherkapazität in Deutschland und des Zusammenhangs mit der Entwicklung der vorhandenen Marktanreize.
4) Für den Fall mangelnder zukünftiger Marktanreize: Entwicklung von Instrumenten zur Verminderung der Investitionsrisiken für Großspeicher und zur Internalisierung von Systemsicherheitskosten.

Holger Höfling ist seit 2009 Wissenschaftlicher Mitarbeiter des Sachverständigenrats für Umweltfragen mit den inhaltlichen Arbeitsschwerpunkten: Klimaschutz und Energiesysteme. Kontakt: holger.hoefling@umweltrat.de

Dieser Aufsatz ist ein Auszug aus dem Sondergutachten „Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung“ des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU). Veröffentlichung: Januar 2011.