Systemintegration erneuerbarer Energien: Die Rolle von Speichern für die Energiewende*

WOLF-PETER SCHILL**

Wolf-Peter Schill, DIW Berlin – Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, E-Mail: wschill@diw.de

Zusammenfassung: Im Zuge der Energiewende werden die fluktuierenden erneuerbaren Energien in Deutschland stark ausgebaut. Dadurch ergeben sich neue Herausforderungen für das Elektrizitätssystem. In diesem Beitrag wird zunächst dargestellt, welche Arten von Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen grundsätzlich zur Verfügung stehen, um diesen Herausforderungen zu begegnen. Mögliche Einsatzbereiche von Stromspeichern im Kontext der Energiewende werden dargestellt und im Zusammenhang mit anderen Flexibilitätsoptionen diskutiert. Aus heutiger Sicht erscheint es vorteilhaft, beim Ausbau der erneuerbaren Energien zunächst die Stromerzeugung so bedarfsgerecht und flexibel wie möglich zu gestalten. Bei weiter steigenden Anteilen erneuerbarer Energien gewinnen weitere erzeugungs-, nachfrage- und netzseitige Flexibilitätsoptionen an Bedeutung. Mittelfristig erscheint der Beitrag unterschiedlicher Speicher zur Systemflexibilisierung und zur Erbringung von Systemdienstleistungen besonders relevant. Langfristig dürften verstärkt Stromspeicher zur Aufnahme von Überschüssen und zur zeitlichen Verschiebung von Energie im größeren Maßstab benötigt werden. Soll eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien angestrebt werden, dürften Saisonspeicher unverzichtbar werden.

Summary: The Energiewende in Germany aims at increasing the share of fluctuating renewable energy drastically. With this, new challenges for the electricity system arise. Different types of storage and other flexibility options are available to cope with these challenges. This paper discusses different areas of application for power storage in the context of the Energiewende and discusses possible interactions with other flexibility options. With increasing shares of fluctuating renewables, power generation should become more flexible in the first place. Later on, different flexibility options related to generation, demand and networks gain increasing importance. In the medium term, different types of storage could provide valuable flexibility and ancillary services. In the long run, power storage is needed to reduce renewable curtailment and shift bulk energy between different periods. In a 100 percent renewable energy system, seasonal storage options become essential.

→ JEL Classification: Q42, Q47, Q48
→ Keywords: Storage, flexibility, renewable energy, Germany

* Dieser Beitrag entstand im Rahmen des Forschungsprojekts „StoRES – Storage for Renewable Energy Sources", das vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit gefördert wird (FKZ 0325314).
** Der Autor dankt den Teilnehmern des StoRES Workshop vom Mai 2013 für hilfreiche Anregungen.

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

1 Einleitung

Die Einhaltung der Vorgaben des Energiekonzepts der Bundesregierung vom September 2010 und der ergänzenden Beschlüsse vom Sommer 2011 erfordert einen fundamentalen Umbau der Stromversorgung in Deutschland (BMWi und BMU 2010).[1] Wesentliche Ziele für die künftige Entwicklung des Stromsektors sind demnach die Senkung des Bruttostromverbrauchs um zehn Prozent bis 2020 und um 25 Prozent bis 2050 gegenüber 2008, das endgültige Auslaufen der Kernkraft bis zum Jahr 2022 sowie ein starker Ausbau erneuerbarer Energien (EE). Ihr Anteil am Bruttostromverbrauch soll von 23,5 Prozent im Jahr 2012 (BMU 2013) bis 2020 auf mindestens 35 Prozent und bis 2050 auf 80 Prozent steigen. Entscheidende Beiträge zur Erreichung dieser Ziele müssen aus heutiger Sicht die Windkraft und die Solarenergie leisten, deren Stromerzeugungsmöglichkeiten sowohl wetterbedingten als auch tages- und jahreszeitlichen Schwankungen unterliegen.

Die Transformation des Stromsektors hin zu einer im Wesentlichen auf diesen fluktuierenden Energiequellen basierenden Versorgung bringt eine Reihe von Herausforderungen mit sich, denen durch unterschiedliche technische und institutionelle Maßnahmen begegnet werden kann. In diesem Zusammenhang gelten Stromspeicher oder allgemeiner Energiespeicher als vielversprechend (VDE 2012a). Daneben bestehen weitere Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise nachfrageseitige Maßnahmen, die Flexibilisierung thermischer Kraftwerke oder der Netzausbau (Plattform Erneuerbare Energien 2012a).

In diesem Beitrag wird zunächst dargestellt, welche Herausforderungen die zunehmende Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energien für das Elektrizitätssystem mit sich bringt. Danach wird ein Überblick gegeben, welche Arten von Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen grundsätzlich zur Verfügung stehen, um diesen Herausforderungen zu begegnen. Dabei werden verschiedene Möglichkeiten der Klassifizierung von Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen vorgestellt. Mögliche Einsatzbereiche von Stromspeichern im Kontext der Energiewende werden dargestellt und anschließend unter Berücksichtigung alternativer beziehungsweise ergänzender Flexibilitätsoptionen diskutiert. In einem abschließenden Fazit werden die Ergebnisse kurz zusammengefasst, Schlussfolgerungen gezogen und der politische Handlungsbedarf diskutiert.

2 Herausforderungen beim Ausbau erneuerbarer Energien im Strombereich

In jedem Stromsystem müssen Stromangebot und -nachfrage jederzeit in Einklang gebracht werden. Dies ist eine große Herausforderung, da große Teile der Nachfrage kurzfristig kaum auf Preise am Strommarkt reagieren und eine selektive Abschaltung einzelner Verbraucher meist nicht möglich ist (Stoft 2002). Der Ausgleich von Stromerzeugung und Last muss aber nicht nur in zeitlicher sondern auch in räumlicher Hinsicht erfolgen. Es können drei Dimensionen des Ausgleichs unterschieden werden, die sich konzeptionell teilweise überschneiden:

1 Zum Energiepaket der Bundesregierung vom Sommer 2011 gehörten neben der Atomgesetznovelle unter anderem eine Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes, das Netzausbaubeschleunigungsgesetz und eine Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (BMWi 2012).

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

- Erstens muss ein *Ausgleich zwischen geplanter Erzeugung und erwarteter Last* geschaffen werden. Es ist ökonomisch sinnvoll, diesen Ausgleich bereits bei der Kraftwerkseinsatzplanung anzustreben, da die meisten thermischen Kraftwerke kurzfristig nicht perfekt flexibel sind und nennenswerte Anfahrkosten aufweisen (Stoft 2002). Im deutschen Strommarkt erfolgt dies in der Regel stundenscharf am Vortag (day ahead, vergleiche Ockenfels et al. 2008).

- Zweitens muss der *Erhalt der Systemsicherheit in Echtzeit* gewährleistet werden. Dazu gehört insbesondere der Ausgleich ungeplanter Abweichungen auf der Erzeugungs- oder Nachfrageseite. In Deutschland wird dies durch den Intradayhandel sowie durch Vorhaltung und Einsatz von Regelleistung unterschiedlicher Qualitäten operationalisiert. Dadurch sollen Abweichungen der Netzfrequenz von einem Wert von 50 Hertz minimiert werden. Auch muss unerwünschten Spannungsabfällen oder -anstiegen in den Netzen entgegen gewirkt werden. Darüber hinaus bestehen unterschiedliche Erfordernisse zur dynamischen Netzstützung (BDEW 2008, Beck et al. 2013). Verantwortlich für die Systemsicherheit sind laut Energiewirtschaftsgesetz die Netzbetreiber (EnWG 2013).

- Drittens muss ein *räumlicher Ausgleich* von Stromangebot und -nachfrage sichergestellt werden. Dabei dürfen die verfügbaren Kapazitäten von Übertragungs- und Verteilnetzen sowie Transformatoren nicht überschritten werden. Für das Management von Netzengpässen sind ebenfalls die Netzbetreiber zuständig, denen nach Paragraf 13 des Energiewirtschaftsgesetzes hierzu verschiedene Maßnahmen zur Verfügung stehen (EnwG 2013).

Unabhängig vom Ausbau der erneuerbaren Energien mussten bereits im bisherigen deutschen Stromsystem institutionelle und technische Vorkehrungen getroffen werden, um diese drei Dimensionen des Ausgleichs jederzeit zu ermöglichen. Dabei besteht aus Systemsicht das Ziel, dies zu möglichst geringen Gesamtkosten zu erreichen. Im Kontext der Energiewende kommen nun weitere Randbedingungen hinzu: So sollen die CO_2-Emissionen des Stromsystems sinken, die Primärenergieeffizienz steigen, und es sollen stark steigende Anteile erneuerbarer Energien genutzt werden.[2]

Aufgrund beschränkter ausschöpfbarer technisch-ökonomischer Potenziale insbesondere der Wasserkraft und der Biomasse in Deutschland müssen Windkraft und Solarenergie große Teile der künftigen Stromerzeugung übernehmen (BMU 2012). Dementsprechend werden die Stromerzeugungskapazitäten dieser Technologien, die in den vergangenen Jahren bereits deutlich gestiegen sind, in Zukunft weiter wachsen. Abbildung 1 zeigt die Entwicklung der installierten Leistung und der jährlichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für die Jahre 2000 bis 2050 entsprechend dem Langfristszenario „2011 A“ von Nitsch et al. (2012). In diesem Szenario haben die Windkraft an Land und auf See sowie die Photovoltaik im Jahr 2050 einen gemeinsamen Anteil von 66 Prozent an der insgesamt installierten Bruttoerzeugungsleistung und einen Anteil von 55 Prozent am gesamten Bruttostromverbrauch.

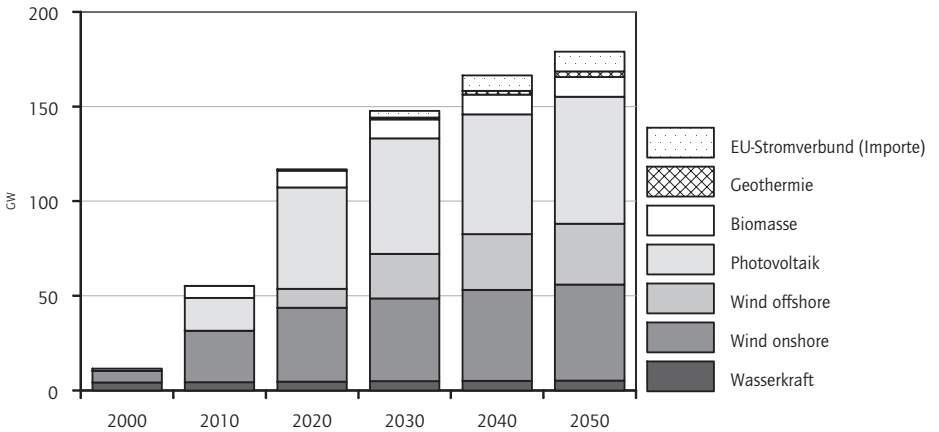
2 Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist von der Bundesregierung als eigenständiges Ziel definiert, kann aber auch als Mittel zur Erreichung der Emissions- und Effizienzziele aufgefasst werden.

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

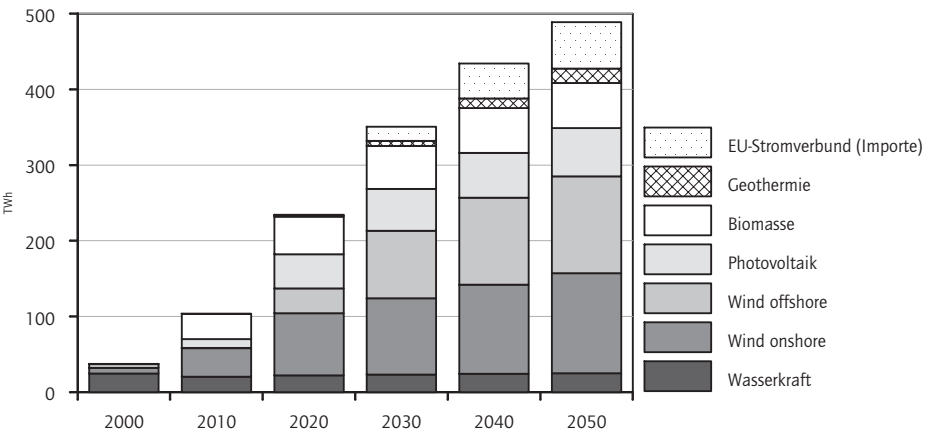
Abbildung 1

Leistung und Stromerzeugung erneuerbarer Energien nach Nitsch et al. (2012)

Installierte Stromerzeugungsleistung



Jährliche Stromerzeugung



Biomasse beinhaltet Biogas, Klärgas, feste Biomasse, biogene Abfälle.
Quelle: Nitsch et al. (2012), Szenario 2011 A.

Windkraft- und Photovoltaikanlagen unterscheiden sich von konventionellen Kraftwerken in mehrerlei Hinsicht. Neben länger- und kurzfristigen natürlichen Schwankungen der Stromerzeugungsmöglichkeiten weisen diese Technologien beispielsweise eine andere Art der Netzverbindung auf als konventionelle Großkraftwerke und sind darüber hinaus geographisch anders verteilt. Im Folgenden werden spezifische Eigenschaften der Stromerzeugung in Windkraft- und Photovoltaikanlagen und die daraus resultierenden Herausforderungen für das Stromsystem

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

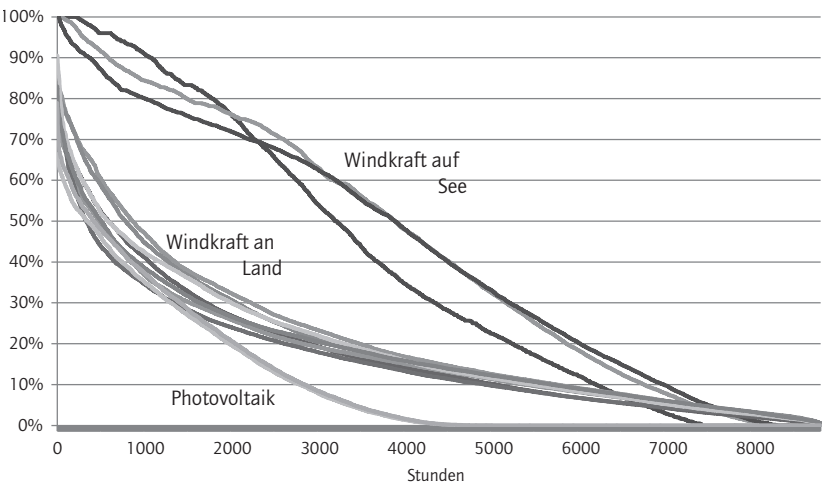
dargestellt. Dabei wird eine Gliederung entsprechend den drei oben genannten Dimensionen der zeitlichen und räumlichen Ausgleichserfordernisse vorgenommen.

2.1 Ausgleich zwischen geplanter Erzeugung und erwarteter Last

Die Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie weist sowohl wetterbedingte als auch tages- und jahreszeitliche natürliche Schwankungen auf. So können Photovoltaikanlagen nur tagsüber Strom erzeugen. Außerdem sind in Deutschland aufgrund des unterschiedlichen Sonnenstands die Stromerzeugungsmöglichkeiten im Sommer größer als im Winter. Die Möglichkeiten zur Stromerzeugung aus Windkraftanlagen schwanken dagegen unregelmäßiger, wobei ihre Erzeugungsmöglichkeiten im Winter besonders groß sind. Aufgrund dieser Schwankungen weisen Windkraft- und PV-Anlagen im Vergleich zu konventionellen Stromerzeugern geringe Auslastungen auf. Zwischen 2006 und 2012 erreichten die deutschen Windkraftanlagen an Land im Mittel eine Auslastung von 19 Prozent, wobei die Jahreswerte zwischen 18 Prozent im Jahr 2009 und 21 Prozent 2007 schwankten.[3] Windkraftanlagen auf See kamen seit 2011 auf höhere Auslastungen von im Mittel 43 Prozent. PV-Anlagen erreichen wegen der nächtlichen und winterlichen Produktionsausfälle im Mittel Werte von nur rund elf Prozent. Abbildung 2 zeigt die stündlichen Verfügbarkeiten von Windkraft- und PV-Anlagen in Deutschland. Sie wurden aus den verfügbaren historischen Einspeisedaten seit 2006 (Windkraft an Land), 2010 (Windkraft auf See) bezie-

Abbildung 2

Stündliche Verfügbarkeit fluktuierender erneuerbarer Energien



Windkraft an Land: Daten für 2006–2012; Windkraft auf See: 2010–2012; Photovoltaik: 2011–2012.
Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten der Übertragungsnetzbetreiber.

3 Eigene Berechnungen auf Grundlage der Daten der Übertragungsnetzbetreiber. Die Methodik der Berechnungen wird in Schill (2013) beschrieben.

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

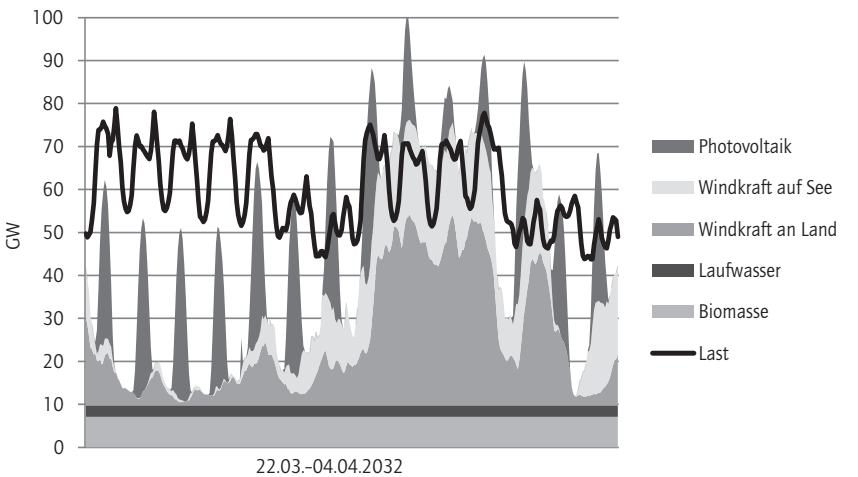
hungsweise 2011 (PV) errechnet und in absteigender Höhe sortiert. Die unterschiedlich hohen jährlichen Durchschnittsauslastungen spiegeln sich in den Flächen unter den einzelnen Kurven wider. Darüber hinaus zeigt die Abbildung, dass die jährliche Verteilung der stündlichen Verfügbarkeiten vor allem für die Windkraft an Land und die Photovoltaik stark rechtsschief sind. Dies bedeutet, dass Einspeisespitzen in relativ wenigen Stunden erreicht werden, während in vielen anderen Stunden des Jahres nur eine geringe Einspeisung möglich ist.

Aufgrund dieser natürlichen Schwankungen ist die mögliche Einspeisung aus Windkraft- und PV-Anlagen nur geringfügig mit der Netzlast korreliert.[4] Während die PV-Einspeisung grundsätzlich tagsüber und damit in Perioden hoher Last liegt, trägt sie kaum zur Lastdeckung während der abendlichen Verbrauchsspitzen und grundsätzlich gar nicht zur Lastdeckung während der Dunkelheit bei. Bei der Windkraft finden sich derartige systematische Produktionsausfälle nicht; jedoch stimmt ihr schwankendes Einspeiseprofil regelmäßig nicht mit dem täglichen Verlauf der Last überein.

Abbildung 3 verdeutlicht die geringe Korrelation von Wind- und Solarenergie mit der Netzlast für zwei exemplarische Wochen im Jahr 2032 und verdeutlicht gleichzeitig die aufgrund dieser Einspeisecharakteristika wachsenden Herausforderungen für den täglichen Ausgleich zwischen Stromerzeugung und Nachfrage. Die Simulation beruht auf historischen Einspeise- und Last-

Abbildung 3

Last und Einspeisung erneuerbarer Energien für zwei exemplarische Wochen im Jahr 2032



Lastdaten basierend auf Daten von 2010, korrigiert um nicht beobachtete Anteile und Netzverluste. EE-Einspeisung hochgerechnet für 2032 auf Grundlage der Einspeisung von 2012.
Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Schill (2013).

4 Der Zeitverlauf der Stromnachfrage ist keine vollkommen unabhängige Größe, sondern wurde historisch auch von der Angebotsseite beeinflusst, beispielsweise der Grundlastbedarf in Nebenzeiten. Insofern sollte das Nachfrageprofil als historisch gewachsen und in gewissen Grenzen langfristig als veränderbar betrachtet werden.

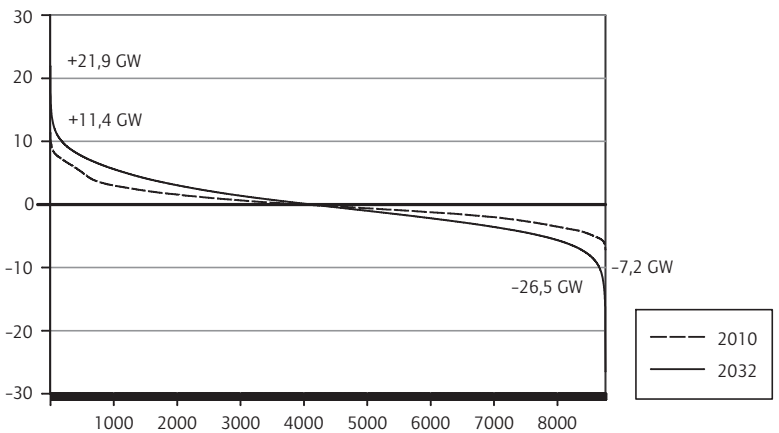
DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

daten.[5] Die Abbildung illustriert die regelmäßigen, täglichen Schwankungen der Photovoltaik ebenso wie die weniger regelmäßigen Schwankungen der Windkraft. Treffen hohe Erzeugung aus Wind- und Sonnenergie zusammen, kann es zu deutlichen Überschüssen kommen. Dies gilt insbesondere, wenn die Last zum betreffenden Zeitpunkt gering ist. Aufgrund der fluktuierenden erneuerbaren Energien schwankt die von anderen Stromerzeugern zu deckende Residuallast in den exemplarischen zwei Wochen stark (Fläche zwischen der Einspeisung der erneuerbaren Energien und der Last). Sie kann in einzelnen Stunden sehr hoch sein, beispielweise in den Abendstunden der ersten gezeigten Tage. Das Beispiel zeigt, dass es beim Ausbau der fluktuierenden erneuerbaren Energien innerhalb kurzer Zeit sowohl zu großen temporären Überschüssen als auch zu hohen Anforderungen an die Residuallastdeckung kommen kann.

Bei steigenden Anteilen der Wind- und Solarenergie vergrößern sich aufgrund ihrer schwankenden Stromerzeugungsmöglichkeiten auch die stündlichen Änderungen der Residuallast (Gradienten), die erzeugungs- oder nachfrageseitig ermöglicht werden müssen. Abbildung 4 zeigt die stündlichen Residuallastgradienten, die in den Szenarien B 2022 und B 2032 des Netzentwicklungsplans auftreten würden (Schill 2013). Der maximale stündliche Anstieg betrug im Jahr 2010 gut elf GW. Im Jahr 2032 steigt er auf knapp 22 GW. Demnach müssten im Extremfall erzeugungs- oder nachfrageseitige Kapazitäten bereit stehen, um einen Anstieg der residualen Last von einer Stunde auf die nächste von 22 GW auszugleichen. Genauso sinkt der minimale Gradient deutlich von minus sieben auf fast –27 GW. Im Mittel steigen auch die sonstigen positiven beziehungsweise negativen Residuallastgradienten deutlich.

Abbildung 4

Stündliche Änderungen der Residuallast für 2010 und 2032
In GW



Quelle: Schill (2013).

5 Die Simulation basiert auf Lastdaten des Jahres 2010, Wind- und PV-Einspeisedaten des Jahres 2012 sowie Erzeugungskapazitäten des Szenarios B 2032 des Netzentwicklungsplans 2012. Biomasse und Laufwasser erzeugen hier annahmegemäß auf einem konstanten Niveau Strom. Die Methodik wird in Schill (2013) näher beschrieben.

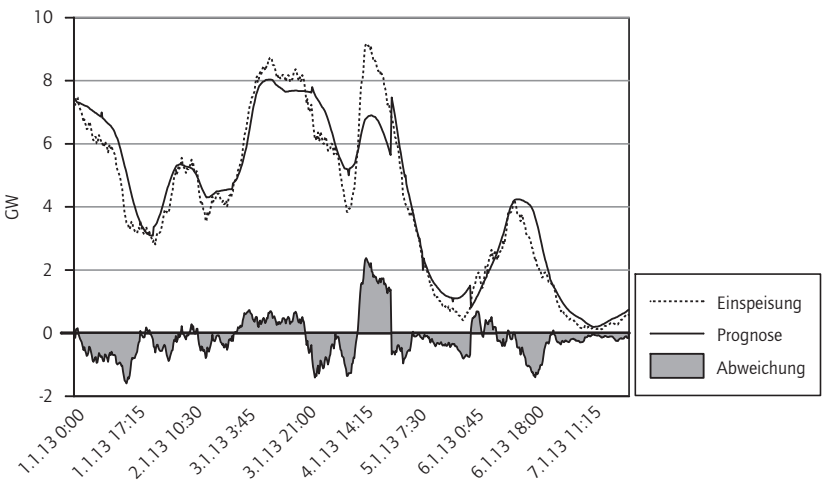
DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

2.2 Erhalt der Systemsicherheit in Echtzeit

Die schwankenden Erzeugungscharakteristika erneuerbarer Energien führen bereits in der Erwartung beziehungsweise bei Vorliegen perfekter Einspeiseprognosen zu den im vorherigen Abschnitt diskutierten Herausforderungen der Residuallastdeckung. In Hinblick auf die Erhaltung der Systemsicherheit in Echtzeit kommt eine weitere Eigenschaft von Windkraft- und PV-Anlagen zum Tragen: Ihre tatsächliche Stromerzeugung weicht aufgrund natürlicher Schwankungen kurzfristig regelmäßig von den prognostizierten Werten ab. Abbildung 5 zeigt exemplarisch die Viertelstundenwerte der Windenergieeinspeisungsprognose in der Regelzone von 50 Hertz, die vom Netzbetreiber mit Hilfe externer Dienstleister jeweils um 8:00 Uhr des Vortages erstellt wurden, sowie die tatsächlichen Einspeisewerte und die Abweichungen zwischen den beiden Größen. Die Abweichungen können stark schwanken und innerhalb kurzer Zeit in beide Richtungen auftreten. Grundsätzlich steigt die Prognosequalität mit abnehmender Prognosedauer deutlich an, im Rahmen der energiewirtschaftlich relevanten Vorlaufzeiten verbleiben derzeit jedoch immer noch relevante Prognosefehler.[6] Kurzfristige Abweichungen zwischen geplanter und tatsächlicher Einspeisung können beispielsweise durch die Vorhaltung und den Einsatz von Regelleistung kompensiert werden. Steigende Anteile von mit Prognosefehlern behafteten erneuerbaren Energien vergrößern daher den Regelleistungsbedarf (Consentech und R2B 2010, Dena 2012a). Gleichzeitig verringert sich bei steigender Nutzung erneuerbarer Energien tendenziell die Möglichkeit, Regelleistung auf bisher übliche Arten bereit zu stellen, insbesondere durch

Abbildung 5

Windstromprognose und tatsächliche Einspeisung für eine exemplarische Woche des Jahres 2013



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Viertelstundendaten von 50Hertz.

6 Auch bei konventionellen Kraftwerken kann es aufgrund von Störungen zu ungeplanten Ausfällen kommen, die zwar relativ selten sind, dafür aber kurzfristig zu vergleichsweise hohen Leistungsabweichungen führen können. Zur Kompensation solcher Ausfälle wird Regelleistung vorgehalten.

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

Nutzung von am Netz befindlichen thermischen Kraftwerken (spinning reserve). Demnach müssen künftig verstärkt andere Anlagen zur Frequenzstabilisierung herangezogen werden.

Eine weitere für die Erhaltung der Systemsicherheit relevante Eigenschaft von Windkraft- und PV-Anlagen betrifft ihre Netzverbindung. Konventionelle Großkraftwerke erzeugen Elektrizität in direkt mit dem Netz verbundenen Synchrongeneratoren mit großen rotierenden Massen. Dadurch können sie in zweierlei Hinsicht zum Erhalt der Systemsicherheit beitragen: Einerseits dämpft die physikalische Trägheit die Auswirkungen von kurzfristigen Erzeugungs- oder Lastabweichungen im Stromnetz und wirkt somit stabilisierend auf die Netzfrequenz. Andererseits können solche Generatoren Blindleistung zur Verfügung stellen, indem sie mit einer Phasenverschiebung einspeisen und somit die Spannung im Stromnetz stabilisieren. Im Gegensatz dazu sind Windkraft- und Photovoltaikanlagen in der Regel über Umrichter mit dem Netz verbunden. Frequenz- und Spannungshaltung fallen daher nicht mehr als „Nebenprodukte" der Stromerzeugung in konventionellen Großkraftwerken an. Darüber hinaus kann es in den Verteilnetzen durch Überspeisung erneuerbarer Energien zu einer lokalen Spannungsanhebung kommen (Dena 2012b). Auch die über Umrichter ans Netz angebundenen Windkraft- und PV-Anlagen können grundsätzlich zur Lösung dieser Herausforderungen und zum Erhalt der Systemsicherheit beitragen, wenn zusätzliche technische und/oder organisatorische Maßnahmen ergriffen werden (BDEW 2008, Plattform Erneuerbare Energien 2012a).

2.3 Sicherstellung eines räumlichen Ausgleichs

Die geographische Verteilung der Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien stimmt im Allgemeinen weder mit derjenigen der konventionellen Kraftwerke überein, die durch die erneuerbaren Energien ersetzt werden, noch mit der geographischen Verteilung der Last. Beispielsweise sind die Windkraftpotenziale in Norddeutschland besonders groß, während die Lastschwerpunkte in West- und Süddeutschland liegen. Bei der Windkraftnutzung auf See ergibt sich ein noch größerer räumlicher Ausgleichsbedarf. Entsprechend ergeben sich beim Ausbau der Windkraft zunehmend Engpässe im (historisch gewachsenen) Übertragungsnetz (NEP 2012). Bei der Photovoltaik muss dagegen vor allem auf Ebene der Verteilnetze ein räumlicher Ausgleich geschaffen werden. PV-Anlagen können zwar grundsätzlich dezentral und damit lastnah installiert werden, ihre Einspeisespitzen können jedoch zu Verteilungsnetzengpässen oder der Überlastung von Transformatoren führen (Dena 2012b). Somit kann der Ausbau erneuerbarer Energien sowohl in den Verteil- als auch in den Übertragungsnetzen einen erhöhten Bedarf für das Management von Netzengpässen induzieren.

3 Überblick zu Speichern und anderen Optionen für Flexibilität

Das bestehende deutsche Elektrizitätssystem konnte die in Abschnitt 2 skizzierten Herausforderungen beim Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien mit Hilfe einiger operationeller und technischer Anpassungen bisher weitgehend bewältigen.[7] Beispielsweise können flexible

7 Das deutsche Übertragungsnetz kann dabei grundsätzlich nicht losgelöst vom europäischen Verbundsystem betrachtet werden. So finden beispielsweise in unterschiedlichen Stunden des Tages regelmäßig marktbasierte Importe oder Exporte statt (vergleiche Schaffhausen in diesem Heft). Dadurch leistet auch das benachbarte Ausland einen gewissen Beitrag zur Integration erneuerbarer Energien in Deutschland.

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

Kraftwerke, die früher zur Spitzenlastdeckung gedacht waren, auch die zunehmend von erneuerbaren Energien geprägten Residuallastspitzen decken. Die früher für Kraftwerksausfälle und Lastschwankungen vorgehaltene Regelleistung wird verstärkt zum Ausgleich von Prognoseabweichungen erneuerbarer Energien genutzt. Außerdem wird das Übertragungsnetz, das historisch der gegenseitigen Absicherung einzelner Versorgungsregionen diente, nun regelmäßig zum Transport erneuerbarer Energien genutzt. Bei weiter steigenden Anteilen erneuerbarer Energien dürften die bestehenden Integrationsmöglichkeiten jedoch zunehmend an ihre Grenzen stoßen. Bei den Stromnetzen wird dies bereits besonders deutlich (NEP 2012, Dena 2012b). In Zukunft wird daher in allen genannten Bereichen die Nutzung zusätzlicher Maßnahmen zur Systemintegration erneuerbarer Energien erforderlich. Diese werden in der Fachdebatte Flexibilitätsoptionen genannt (Plattform Erneuerbare Energien 2012a). Sie beinhalten unterschiedliche Formen von Energiespeichern[8], die Flexibilisierung der Erzeugungs- und Nachfrageseite, die Einbindung neuer Lasten, sowie netzseitige Maßnahmen (Ruester et al. 2012, BET 2013). Diese werden im Folgenden beschrieben und kategorisiert. Tabelle 1 gibt einen Überblick.[9]

Tabelle 1

Überblick verschiedener Flexibilitätsoptionen

Flexibilitätsoptionen	Beispiele
Stromspeicher im eigentlichen Sinne (Power-to-Power)	• Mechanische, chemische, elektrische Stromspeicher • Kurzzeit-, Tages- und Saisonspeicher
Andere funktionale Stromspeicher	• Indirekte Wasserspeicherung • KWK-Flexibilisierung • Biomasseflexibilisierung • Lastmanagement
Andere erzeugungsseitige Optionen	• Flexible konventionelle Kraftwerke (Must-run, Laständerungsraten) • Gesteuerte Einspeisung fluktuierender EE
Andere nachfrageseitige Optionen / neue Lasten	• Power-to-Heat • Power-to-Gas • Elektromobilität (Power-to-Mobility)
Netzseitige Maßnahmen	• Netzausbau und -optimierung • Leistungselektronik

8 Es existiert eine kaum zu überschauende Zahl an Übersichtsstudien zu verschiedenen Speichertechnologien, deren Kosten, technischen Parametern und Anwendungsbereichen, vergleiche zum Beispiel VDE (2009), EPRI (2010) und Fuchs et al. (2012).

9 Im Sinne von Fuchs et al. (2012) können fast alle Optionen als eine Art von Energiespeicher betrachtet werden, wenn eine Klassifizierung nach ein- und ausgespeister Energieform vorgenommen wird. Die Kategorie „Electricity to electricity" umfasst Stromspeicher im eigentlichen Sinne. „Anything to electricity" beinhaltet umfasst beispielsweise die flexible Stromerzeugung in konventionellen Kraftwerken, bei der die gespeicherte Energie in Form von Brennstoffen vorliegt. „Electricity to anything" schließlich bezeichnet alle Anlagen, die Strom aufnehmen und dauerhaft in andere Energieformen zur Nutzung außerhalb des Stromsektors überführen. Dazu gehört beispielsweise die Nutzung von Elektrizität im Wärmebereich, wobei die gespeicherte Energie konzeptionell in Form substituierter Brennstoffe vorliegt.

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

3.1 Stromspeicher im eigentlichen Sinne

Im Folgenden werden als Stromspeicher im eigentlichen Sinne solche Technologien bezeichnet, die Strom vom Netz oder direkt von einer Stromerzeugungsanlage aufnehmen und zu einem späteren Zeitpunkt eine äquivalente Menge Strom wieder abgeben (Power-to-Power). Dabei ist in der Praxis die zurückgespeiste Energiemenge immer kleiner als die eingespeiste, da immer Verluste auftreten.

Stromspeicher können auf unterschiedliche Arten kategorisiert werden (Zach et al. 2012, Fuchs et al. 2012). Eine gebräuchliche Kategorisierung unterscheidet nach der zwischengespeicherten Energieform. Zur Gruppe der mechanischen Speicher gehören solche Anlagen, die potenzielle oder kinetische Energie speichern, beispielsweise Pumpspeicher, Druckluftspeicher oder Schwungmassenspeicher. Zu den chemischen Speichern gehören unterschiedliche Arten von elektrochemischen Batterien. Außerdem können Wasserstoffspeicher und andere stoffliche Speicher als chemische Stromspeicher bezeichnet werden, sofern der zwischengespeicherte chemische Energieträger später wieder rückverstromt wird. Daneben gibt es elektrische Speicher, in denen Elektrizität ohne Umwandlung gespeichert wird. Dazu gehören elektrostatische Speicher wie Kondensatoren sowie elektrodynamische Speicher, die mit supraleitenden Spulen arbeiten.

Stromspeicher können außerdem in Hinblick auf ihre Leistungs- und Energiedimensionierung unterschieden werden. Das Verhältnis von Energiespeichervermögen (beispielsweise in MWh) und Lade- beziehungsweise Entladeleistung (in MW) gibt an, wie lange ein Speicher höchstens Strom abgeben kann, bevor er neu beladen werden muss. Alternativ kann dieses Verhältnis auch interpretiert werden als maximal mögliche Einspeicherdauer. Dabei kann grob in Kurzzeitspeicher, Tagesspeicher und Saisonspeicher unterschieden werden, wobei allgemeingültige Definitionen nicht vorliegen. In der Praxis gelten Anlagen mit maximalen Lade- beziehungsweise Entladedauern von weniger als einer Stunde als Kurzzeitspeicher, solche mit bis zu zehn Stunden als Tagesspeicher und Anlagen mit Dauern von mehreren Tagen bis Wochen als Saisonspeicher (Fuchs et al. 2012). Darüber hinaus können zentrale und dezentrale Speicher unterschieden werden, die entweder in den Übertragungs- oder den Verteilnetzen oder auch in einzelnen Objekten angesiedelt sind.

3.2 Andere funktionale Stromspeicher

Neben den oben genannten Stromspeichern im eigentlichen Sinne können weitere erzeugungs- oder nachfrageseitige Maßnahmen als funktionale Stromspeicher betrachtet werden. Im Folgenden werden mit diesem Begriff solche Technologien bezeichnet, deren Systemwirkung derjenigen der oben genannten Stromspeicher im eigentlichen Sinne entspricht.[10]

In diesem Sinne sind alle erzeugungsseitigen Maßnahmen als funktionale Stromspeicher aufzufassen, die dafür sorgen, dass die Stromerzeugung temporär gegenüber dem ansonsten vorherrschenden Niveau reduziert und im Gegenzug zu einem späteren Zeitpunkt um ein äquivalentes Maß erhöht werden kann. Ein Beispiel hierfür ist die sogenannte indirekte Wasserspeicherung, bei der die Stromerzeugung aus Reservoirs mit natürlichen Zuflüssen temporär ausgesetzt wird, beispielsweise wenn ein hohes Angebot erneuerbarer Stromerzeugung vorliegt; die da-

10 Vergleiche hierzu auch die Definition von funktionalen Speichern im Beitrag von Buber et al. in diesem Heft.

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

durch indirekt gespeicherte Wassermenge kann zu einem späteren Zeitpunkt bedarfsgerecht verstromt werden. Dieses Konzept wird in Deutschland vor allem im Zusammenhang mit einer Anbindung an Norwegen und den Alpenraum diskutiert, da dort große Reservoirs existieren (SRU 2011, Prognos 2012). Außerdem kann die stromgeführte Fahrweise von Biogas- beziehungsweise Biomasseanlagen sowie die Flexibilisierung der Stromerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) als funktionaler Stromspeicher aufgefasst werden, wenn dadurch temporäre Abweichungen von einem ansonsten vorherrschenden konstanten Erzeugungsniveau ermöglicht werden (VDE 2012c). Bei Biogasanlagen wird dies beispielsweise durch eine entsprechend erhöhte Auslegung der Anlagenleistung und die Errichtung eines Biogasspeichers möglich.[11] Bei KWK-Anlagen erfüllen Wärmespeicher und gegebenenfalls zusätzliche Brennstoffspeicher diesen Zweck (Prognos 2011). Er erlaubt beispielsweise die Erhöhung der Stromproduktion in Zeiten hoher Residuallast. Die dabei erzeugte Überschusswärme kann gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt mit geringerer Residuallast genutzt werden.[12]

Spiegelbildlich zur Erzeugungsseite können auch auf der Nachfrageseite alle Maßnahmen, die kurzzeitig eine Erhöhung des ansonsten vorherrschenden Stromverbrauchs bewirken und mit einer äquivalenten Senkung des Verbrauchs zu einem späteren Zeitpunkt verbunden sind, als funktionale Stromspeicher aufgefasst werden. Dazu gehört beispielsweise die Lastverschiebung in industriellen Prozessen oder bei Querschnittstechnologien wie Pumpen oder Kompressoren (VDE 2012b).[13] Mit Ausnahme der indirekten Wasserspeicher dürften alle genannten funktionalen Stromspeicher relativ kurze Speicherdauern aufweisen, sie sind also im Bereich der Kurzzeit- sowie Tagesspeicher zu verorten.

3.3 Weitere Flexibilitätsoptionen

Neben den Stromspeichern im eigentlichen Sinne und den funktionalen Stromspeichern bestehen vielfältige weitere Optionen zur Flexibilisierung der Stromerzeugungs- oder Nachfrageseite (Plattform Erneuerbare Energien 2012a, BET 2013). Dazu zählen erzeugungsseitig die Flexibilisierung bestehender beziehungsweise der Neubau flexibler konventioneller Kraftwerke zur Senkung des technisch und/oder ökonomisch bedingten Must-run Niveaus sowie zur Steigerung der Laständerungsraten (VDE 2012c).[14] Daneben ist die gesteuerte Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien zu nennen, die sich nicht in der Abregelung von Überschüssen erschöpfen muss, sondern beispielsweise durch verzögertes An- oder frühzeitiges Abfahren auch zur Minderung von Residuallastgradienten führen könnte. Daneben eröffnet eine gedrosselte Fahrweise erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen die Bereitstellung positiver und negativer Regelleistung,

11 Die im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gewährte Flexibilitätsprämie wirkt in diese Richtung; vergleiche Rohrig et al. (2011).

12 Darüber hinaus könnten solche Wärmespeicher in Perioden mit Stromüberschüssen direkt mit Elektrizität beheizt werden. Dies ist eine Ausprägung der Option Power-to-Heat, die im nächsten Abschnitt besprochen wird.

13 Vergleiche auch den Beitrag von Luhmann et al. in diesem Heft.

14 Die kraftwerksunabhängige Erbringung von Systemdienstleistungen wird teilweise ebenfalls als eigene Flexibilitätsoption definiert (Plattform Erneuerbare Energien 2012a). Sie ist hier implizit bereits bei den Stromspeichern, den funktionalen Stromspeichern und der gesteuerten EE-Einspeisung berücksichtigt. Auch institutionelle Anpassungen wie eine Verkürzung der Ausschreibungsdauern kann zur kraftwerksunabhängigen Erbringung von Regelleistung beitragen.

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

die allerdings mit Prognosefehlern behaftet und darüber hinaus durch das jeweilige natürliche Energiedargebot beschränkt ist.[15]

Auf der Nachfrageseite könnten unterschiedliche neue Lasten zu Flexibilitätsoptionen werden. Dazu gehört die zeitweilige Nutzung von Elektrizität im Wärmebereich (Power-to-Heat).[16] Während diese in einem konventionellen Stromsystem in Hinblick auf Primärenergieverbrauch und Emissionen als unvorteilhaft galt, wird sie in einem künftig von erneuerbaren Energien dominierten System zunehmend attraktiver, insbesondere wenn erneuerbarer Überschussstrom genutzt werden kann (VDE 2009a). Ähnliches gilt für die Option Power-to-Gas, bei der Strom zur Erzeugung von Wasserstoff genutzt wird, der im Nachgang aus infrastrukturellen oder anwendungstechnischen Gründen zusätzlich zu synthetischem Erdgas methanisiert werden kann (Sterner 2009).[17]

Die Netzintegration künftiger Elektrofahrzeugflotten (Power-to-Mobility) und deren gesteuerte Interaktion mit dem Stromsystem könnten neue Netzlasten, neue Lastverschiebungsmöglichkeiten sowie neue Stromspeicherkapazitäten mit sich bringen. So ist die gesteuerte Beladung von Fahrzeugbatterien grundsätzlich dem Bereich des Lastmanagements zuzuordnen, während die mögliche Rückspeisung von gespeichertem Strom im Rahmen des Vehicle-to-Grid-Konzepts wie ein Stromspeicher wirkt (Kempton und Tomić 2005).

Weitere Flexibilitäten können durch Ausbau und die Optimierung der Übertragungs- und Verteilnetze geschaffen werden (NEP 2012, Dena 2012a). Darüber hinaus kann durch Leistungselektronik auf unterschiedliche Art und Weise zur statischen und dynamischen Netzstützung beigetragen werden. Dazu zählen die Blindleistungsregelung durch Umrichter, regelbare Ortsnetztransformatoren sowie die gezielte Beeinflussung von Leistungsflüssen im Übertragungsnetz (VDE 2009b).

4 Die Rolle von Stromspeichern bei der Integration erneuerbarer Energien

Unabhängig von den Fragestellungen der Energiewende wurden und werden netzgebundene Stromspeicher bereits in konventionellen Stromsystemen für vielfältige Zwecke eingesetzt (Eyer und Corey 2010). Dies betrifft alle drei oben skizzierten Dimensionen des Ausgleichs von Angebot und Nachfrage. Die traditionellen Einsatzbereiche von Stromspeichern umfassen den Ausgleich zwischen Phasen hoher und niedriger Last (Arbitrage), Beiträge zur Deckung der Spitzenlast, die Verminderung von An- und Abfahrvorgängen konventioneller Kraftwerke mitsamt den

15 Eine Verbesserung der EE-Prognosen stellt in diesem Sinne keine Flexibilitätsoption dar, sondern ist lediglich eine Maßnahme zur Minderung von Prognosefehler-bedingten Integrationsproblemen, insbesondere in Hinblick auf die Erfordernisse zur Vorhaltung von Regelleistung.

16 Hier ist insbesondere die direkte Nutzung von Strom durch Elektroheizer in bivalenten Heizungssystemen zu nennen (vergleiche auch Nitsch et al. 2012). Auch die zusätzliche Nutzung elektrischer Wärmepumpen kann mit dem Begriff Power-to-Heat bezeichnet werden. Betrachtet man diese Wärmepumpen allerdings als künftig ohnehin vorhandene und nicht als EE-induzierte neue Lasten, so ist ihr flexibler Betrieb eher der Kategorie der funktionalen Stromspeicher zuzuordnen.

17 In diesem Kontext wird nicht von einer Rückverstromung, sondern von einer anderweitigen Nutzung des chemischen Energieträgers ausgegangen. Power-to-Gas mit Rückverstromung fällt in den Bereich der Stromspeicher.

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

damit verbundenen Kosten sowie Beiträge zur Frequenz- und Spannungshaltung im System. Darüber hinaus werden Stromspeicher in einigen Regionen zum Engpassmanagement und zum Ersatz oder zum Aufschub ansonsten nötiger Netzausbauten genutzt. Auf Konsumentenseite können sie außerdem als Notstromaggregate fungieren, die Qualität von Spannung und Frequenz sicherstellen sowie Strombezugskosten oder Netzentgelte minimieren (EPRI 2010, Sioshansi et al. 2012). Dabei ergibt sich der volle Systemnutzen von Stromspeichern meist nicht aus einem einzelnen Einsatzgebiet, sondern aus einer Kombination mehrerer Anwendungsbereiche. Genauso setzt sich der einzelwirtschaftliche Wert von Stromspeichern aus den Erlösströmen unterschiedlicher Einsatzbereiche zusammen (Eyer und Corey 2010). Letzteres setzt voraus, dass es ökonomische Anreize für die jeweiligen Anwendungen gibt.

Wie im Folgenden skizziert wird, gewinnen die meisten Einsatzbereiche von Stromspeichern im Kontext des Ausbaus fluktuierender erneuerbarer Energien an Bedeutung. Grund hierfür ist einerseits, dass der Bedarf an entsprechenden Flexibilitätseigenschaften steigt; andererseits verringern sich die Möglichkeiten, diese Flexibilität alternativ durch konventionelle Kraftwerke bereitzustellen (Ruester et al. 2012, NREL 2012). Dabei ist aus heutiger Sicht bereits absehbar, dass keine einzelne Stromspeichertechnologie für alle verschiedenen Aspekte der Integration erneuerbarer Energien geeignet ist (Beaudin et al. 2010). Vielmehr haben einzelne Technologien spezifische Vorteile in spezifischen Anwendungsbereichen.[18]

4.1 Ausgleich zwischen Erzeugung und erwarteter Last

Wie in Abschnitt 2.1 gezeigt wird die Residuallast in Zukunft stark durch wetterbedingte sowie tages- und jahreszeitliche Schwankungen fluktuierender erneuerbarer Energien geprägt. Dadurch ergeben sich erweiterte und teilweise auch neue Einsatzbereiche für Stromspeicher. Abbildung 6 zeigt die Residualast für die beiden exemplarischen Wochen des Jahres 2032, die sich aus den in Abbildung 3 dargestellten erneuerbaren Erzeugungsprofilen ergeben. Bei hoher Photovoltaikeinspeisung, aber geringer Stromerzeugung aus Windkraft (die ersten Tage in der Abbildung) ergeben sich relativ regelmäßige Residuallastmuster, die aber im Vergleich zur gesamten Last relativ hohen Spitzen und niedrige Residuallasttäler aufweisen. Interessanterweise hat die Residuallastkurve ihren tiefsten Punkt immer um die Mittagszeit, wenn die Einspeisung aus PV-Anlagen am größten ist. Dadurch ergeben sich im Vergleich zur bisherigen Praxis neue Speicherzyklen: Während Pumpspeicher früher vor allem nachts beladen wurden, dürfte die Aufladung künftig in den Zeitraum der PV-Mittagsspitze fallen.[19] Die Speicherentladung dürfte nach wie vor während der abendlichen Lastspitze erfolgen (Pfeil A1). Hinzu kommt möglicherweise ein zweiter Speicherzyklus mit Einspeisung in der Nacht und Entladung in den Morgenstunden (Pfeil A2). Durch diese Speicherzyklen A1 und A2 wird – abhängig von der Flexibilität der anderen Stromerzeuger – zwar nicht unbedingt mehr erneuerbarer Strom in das System integriert, die übrige Residuallastdeckung kann aber möglicherweise deutlich günstiger gestaltet werden, wenn durch den Einsatz von Stromspeichern die Lasttäler erhöht und die Spitzen absenkt werden können. So lassen sich An- und Abfahrvorgänge thermischer Kraftwerke minimieren, und

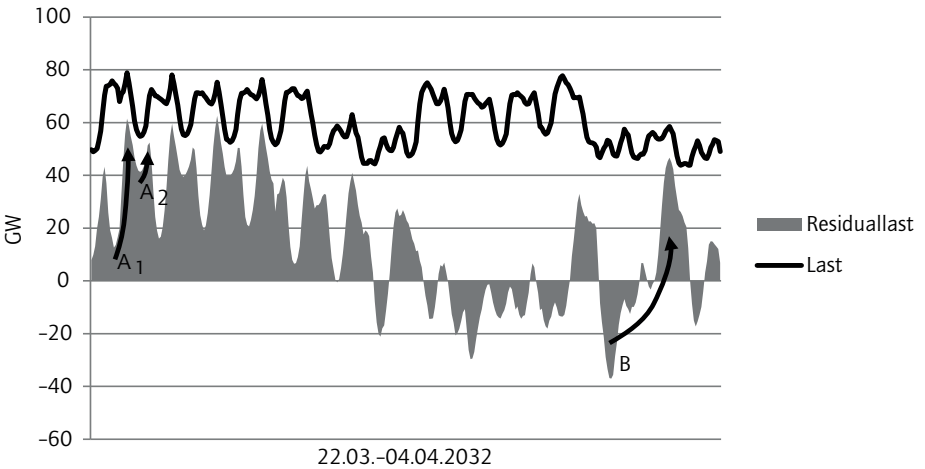
18 Ähnliches zeigt sich auch beim Vergleich von Stromspeichern und weiteren Flexibilitätsoptionen, der in Abschnitt 5 vorgenommen wird.

19 In diesem Rahmen werden keine Spotpreise simuliert, sondern nur die Residuallast. Es ist aber davon auszugehen, dass die Spotpreise auch künftig hochgradig mit der Residuallast korreliert sein werden, so dass sich zum Zeitpunkt der höchsten PV-Einspeisung sehr niedrige Preise einstellen.

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

Abbildung 6

Last, Residuallast und möglicher Speichereinsatz für zwei exemplarische Wochen im Jahr 2032



Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Schill (2013).

die verbleibenden Residuallastgradienten werden verringert. Somit kann die restliche Stromerzeugung deutlich geglättet werden.

In Zeiten mit hoher Windkrafteinspeisung (zweite Woche in Abbildung 6) ändert sich das Residuallastmuster deutlich, und es treten Überschusssituationen auf. Hier könnten Stromspeicher die zusätzliche Integration erneuerbarer Energien ermöglichen, die ansonsten abgeregelt oder anderweitig verwendet werden müssten (Pfeil B). Dies ist im Kontext der Energiewende ein neuer Einsatzbereich von Stromspeichern. Im gezeigten Beispiel würde sich das Einsatzregime beim unregelmäßigen Residuallastmuster der zweiten Woche stark von demjenigen der ersten Woche unterscheiden und müsste von Tag zu Tag neu optimiert werden.

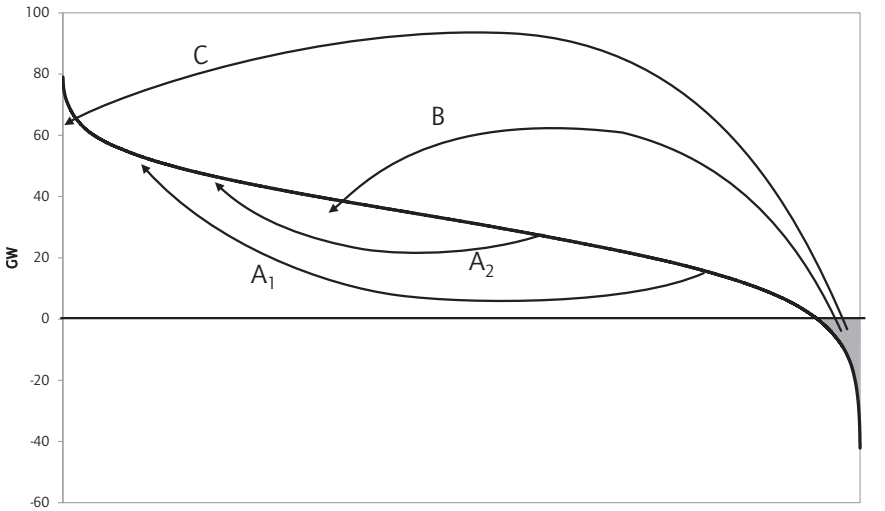
Alternativ zur Darstellung exemplarischer Tage kann die Einsatzweise von Stromspeichern in einem Stromsystem mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien auch anhand der jährlichen Residuallast-Dauer-Kurve illustriert werden (Abbildung 7).[20] Pfeil B symbolisiert die Aufnahme temporärer Stromüberschüsse (graue Fläche unterhalb der Nulllinie) und deren Abgabe zu Zeiten mittlerer Residuallast durch einen Tagesspeicher. Pfeil C dagegen stellt die Wirkungsweise eines Saisonspeichers dar, der erneuerbare Stromüberschüsse aufnimmt und sie zum Zeitpunkt der residualen Spitzenlast wieder abgibt. Die Perioden der Ein- und Ausspeisung können dabei sehr lange auseinanderliegen. Die Pfeile A1 und A2 repräsentieren die mögliche Einsatzweise des Tagesspeichers aus Abbildung 6 im Fall dass keine Überschüsse vorliegen. Dabei werden zwar keine Überschüsse aufgenommen, aber die Residuallast und ihre Gradienten können geglättet

20 Die Residuallastkurve wurde Schill (2013) entnommen. Sie stellt die Residuallast des Szenarios B 2032 des Netzentwicklungsplans von 2012 dar unter der Annahme eines flexiblen Systems und bei Verwendung historischer Verfügbarkeitsfaktoren für fluktuierende erneuerbare Energien.

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

Abbildung 7

Einsatzweise von Stromspeichern illustriert an einer Residuallastkurve



Quelle: Eigene Darstellung.

werden, was tendenziell kosten- und emissionssenkend wirken und die Integration erneuerbarer Energien erleichtern kann. Dabei hängt die CO_2-Bilanz der Speicher stark von den substituierten Energieträgern sowie von den vermiedenen An- und Abfahrvorgängen ab.

Der Einsatz von Stromspeichern im Kontext der Energiewende modifiziert somit die bisherige Praxis des Ausgleichs zwischen erwarteter Erzeugung und Last. Bisher wurden beispielsweise Tagesspeicher meist zur Veredelung von Grundlaststrom eingesetzt; künftig wird hierzu verstärkt erneuerbarer Strom eingesetzt. Neu hinzu kommt die Vermeidung der Abregelung erneuerbarer Energien beziehungsweise ihrer minderwertigen Nutzung in anderen Bereichen.

Die gezeigten Einsatzbereiche könnten größtenteils von Tagesspeichern abgedeckt werden. Sollen auch in einem System mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien Überschüsse weitgehend aufgenommen und in Spitzenlastzeiten genutzt werden, sind Saisonspeicher unverzichtbar. Die Form der Residuallastspitze und des Überschussmaximums (wenige Stunden mit sehr großen Leistungen) lassen eine volle Integration durch Stromspeicher allerdings wenig effizient erscheinen (Schill 2013).

Prinzipiell erscheinen zentrale Speichertechnologien geeignet für die dargestellten Anwendungen. Aus heutiger Sicht sind hierfür die langjährig erprobten Pumpspeicher prädestiniert, gegebenenfalls ergänzt durch die noch zu demonstrierenden adiabaten Druckluftspeicher. Im Fall von Netzengpässen oder knappen Transformatorkapazitäten könnte jedoch der Einsatz von Tagesspeichern auf Verteilnetzebene zur Aufnahme der täglichen PV-Spitze sinnvoll sein. Hier rücken skalierbare Batterien mit vergleichsweise hohen Energiespeicherkapazitäten in den Blickpunkt. Sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilnetz dürften zentrale Speicher aufgrund von

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

Skaleneffekten ökonomisch grundsätzlich effizienter sein als objektgebundene dezentrale Speicher. Letztere können unter bestimmten Annahmen gewisse Vorteile haben, wenn sie beispielsweise zur Vermeidung lokaler Netzausbauten beitragen. Dies hängt allerdings stark von den relativen Kosten von Speichern, Netzoptimierung und anderen Maßnahmen ab; zudem müsste gewährleistet sein, dass dezentrale Speicher auch netzoptimiert betrieben werden (Dena 2012b).

4.2 Erhalt der Systemsicherheit in Echtzeit

Auch in Hinblick auf die in Abschnitt 2.2 genannten Herausforderungen beim Erhalt der Systemsicherheit können Stromspeicher vielfältige Beiträge zur statischen sowie dynamischen Netzstützung leisten und somit die träge Masse konventioneller Kraftwerke substituieren (Beck et al. 2013). Insbesondere können viele Speichertechnologien Regelleistung unterschiedlicher Qualitäten bereitstellen. Dies ist vor dem Hintergrund attraktiv, dass die Anforderungen zur Vorhaltung von Regelleistung tendenziell steigen, die bisherige Praxis der Regelleistungsbereitstellung sich durch den Wegfall konventioneller Kraftwerke aber verändert. Beispielsweise sind manche Batteriespeicher technisch hervorragend geeignet, Primär- und Sekundärregelleistung bereit zu stellen.

Darüber hinaus können Stromspeicher auch zur Blindleistungsregelung beitragen. Bei Pumpspeichern ist dies beispielsweise bereits langjährige Praxis (Dena 2008). Auch dezentrale Stromspeicher, die üblicherweise über Umrichter mit dem Netz verbunden sind, können unabhängig von der Wirkleistungslieferung Blindleistung bereitstellen (VDE 2009a). Somit können sie beispielsweise durch Überspeisung entstehenden Spannungsanhebungen in Verteilnetzen entgegen wirken.

Grundsätzlich müssen Speicher, die zur Wahrung der Systemsicherheit eingesetzt werden, über relativ hohe Anschlussleistungen, aber nur über geringe Energiespeicherkapazitäten verfügen (Beck et al. 2013). Somit sind Kurzzeitspeicher für die meisten Einsatzzwecke ausreichend. Die Bereitstellung von Sekundärregelleistung und erst recht von Minutenreserve erfordert – zumindest nach heutigen Marktregeln – jedoch höhere Entladedauern in der Größenordnung eines Tagesspeichers. Zur Bereitstellung von Regelleistung könnten Stromspeicher zentral auf Übertragungsnetzebene angesiedelt sein; für andere Systemdienstleistungen wie die lokale Blindleistungsregelung müssten sie sich allerdings an bestimmten Netzknoten befinden. Technologisch kommt ein weites Spektrum unterschiedlicher Stromspeicher für diese Zwecke in Frage, insbesondere verschiedene Formen von Batteriespeichern, aber auch kinetische Speicher wie Schwungräder. Auch künftige Elektrofahrzeugflotten könnten aufgrund ihrer absehbar hohen Anschlussleistung für einige Systemdienstleistungen in Frage kommen (Kempton und Tomić 2005). Flexible Tagesspeicher wie beispielsweise Pumpspeicher können ebenfalls relevante Beiträge zur Wahrung der Systemsicherheit leisten (Dena 2008). Allerdings wurden viele Systemdienstleistungen in Deutschland bisher weitgehend als Nebenprodukt der konventionellen Stromerzeugung erbracht, so dass entsprechende Speicheranwendungen nicht im Fokus standen.

4.3 Sicherstellung eines räumlichen Ausgleichs

Stromspeicher können auch einen Beitrag zur Netzentlastung beziehungsweise zum Engpassmanagement leisten, was wie in Abschnitt 2.3 dargestellt durch den Ausbau erneuerbarer Energien an Bedeutung gewinnt. Dies gilt sowohl auf Übertragungs- als auch auf Verteilnetzebene.

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

So können beispielsweise durch Netzengpässe oder Transformatorenüberlastung bedingte Abregelungen erneuerbarer Energien durch Stromspeicher vermieden werden. Zudem können lokale Speicher prinzipiell einen dezentralen Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage ermöglichen.[21] Dazu müssen die Stromspeicher allerdings in der Situation der höchsten Netznutzung auf der richtigen Seite des Netzengpasses liegen (Dena 2010a, Kapitel 13.1.4 für die Übertragungsnetze sowie Dena 2012b für die Verteilnetze).[22]

Zur Netzentlastung im Kontext fluktuierender erneuerbarer Energien dürften Kurzzeitspeicher in der Regel nicht ausreichen, da Phasen mit hoher Einspeisung aus PV und erst recht aus Windkraft in der Regel deutlich länger als eine Stunde dauern; vielmehr erscheinen Tagesspeicher geeignet. Während die Netzentlastung auf Übertragungsnetzeben durch vielfältige großtechnische Speichertechnologien erfolgen kann (Pumpspeicher, Druckluftspeicher, skalierbare Batterien), stehen auf Verteilnetzebene vor allem Batterien im Blickpunkt (Beck et al. 2013). Diese müssen nicht objektweise mit einzelnen Erzeugungsanlagen gekoppelt sein, sondern könnten auch eine zentrale Position im Verteilnetz einnehmen (Dena 2012b).

In jedem Fall müssten Speicher, die der Netzentlastung dienen sollen, sich nicht nur an den richtigen Netzknoten befinden, sondern sie müssten auch netzdienlich betrieben werden (Ruester et al. 2012). Dies setzt voraus, dass ihr Betrieb vom jeweiligen Netzbetreiber gesteuert wird, beispielsweise im Kontext des Redispatchs. Alternativ könnten dezentrale Akteure durch entsprechende Marktpreise zum netzdienlichen Speicherbetrieb angereizt werden. Dies könnte künftig beispielsweise über regional differenzierte Knotenpreise (locational marginal prices) realisiert werden.

5 Stromspeicher im Kontext anderer Flexibilitätsoptionen

Die qualitative Darstellung in Abschnitt 4 deutet bereits an, dass unterschiedliche Stromspeichertechnologien für die gleichen Anwendungsfelder in Frage kommen. Hinzu kommt, dass in allen hier dargestellten Anwendungsfeldern für Stromspeicher im Kontext der Energiewende alternative Flexibilitätsoptionen bestehen. Im Folgenden wird zunächst der Einsatzbereich ausgewählter Optionen anhand einer Residuallastkurve dargestellt. Anschließend wird eine qualitative Einordnung vorgenommen, für welche Aspekte der EE-Integration sich verschiedene aus heutiger Sicht relevante Flexibilitätsoptionen besonders gut eignen. Die Befunde, wesentliche Einflussfaktoren der zukünftigen Entwicklung und mögliche Risiken und Barrieren werden abschließend kurz diskutiert.

21 Dies ist insbesondere für Inselnetze interessant und kann unter gewissen Rahmenbedingungen auch bei Vorhandensein eines Verbundnetzes einzelwirtschaftlich sinnvoll sein; aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist ein großräumiger Ausgleich in der Regel vorteilhaft.

22 Darüber hinaus kann ein weiträumiger europäischer Ausgleich den Umgang mit den in den vorherigen Abschnitten genannten Eigenschaften fluktuierender erneuerbarer Energien erleichtern. So gleichen sich in einem weiträumigen Verbund sowohl die schwankenden Einspeiseprofile erneuerbarer Energien als auch kurzfristige Prognoseabweichungen teilweise aus (Rasmussen et al. 2013). Fragen des paneuropäischen Stromverbunds stehen aber nicht im Mittelpunkt dieses Beitrags.

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

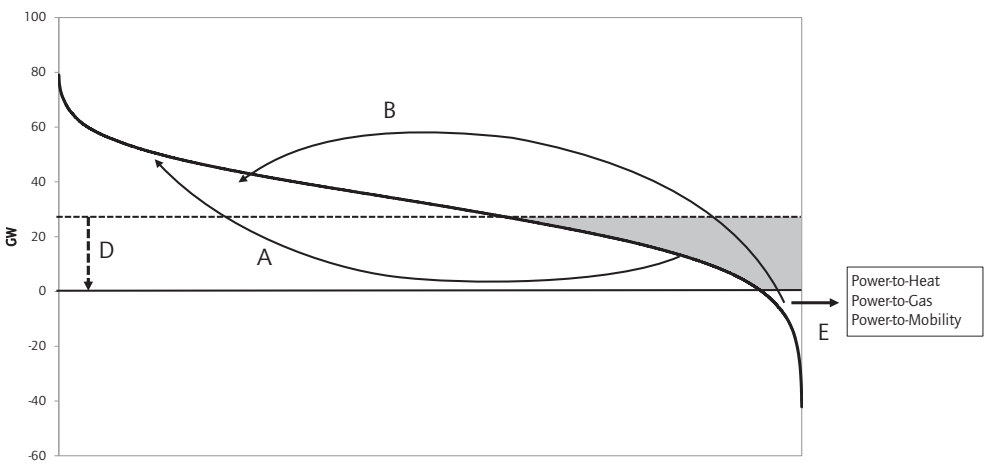
5.1 Wirkung auf die residuale Last

Abbildung 8 veranschaulicht die Wirkungsweise unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen anhand einer Residuallastkurve. Sie enthält exemplarisch zwei der aus Abbildung 7 bekannten Einsatzmöglichkeiten von Stromspeichern: A illustriert den täglichen Residuallastausgleich beziehungsweise die Glättung von Residuallastgradienten, B die Aufnahme von Überschüssen und deren spätere Verwendung im Strombereich. A und B können jedoch nicht nur von Stromspeichern im eigentlichen Sinne, sondern auch von anderen funktionalen Stromspeichern dargestellt werden, insbesondere von indirekten Wasserspeichern oder flexiblen Stromverbrauchern. Auch die Flexibilisierung von KWK- und Biomasseanlagen kann durch A und B abgebildet werden, wenn diese Anlagen ihre Stromerzeugung gegenüber einer sonstigen Banderzeugung in Phasen niedriger Residuallast verringern und sie in Phasen hoher Residuallast entsprechend erhöhen.

Die Flexibilisierung von KWK-, Biomasse- und sonstigen Kraftwerken kann jedoch auch noch auf andere Art und Weise dargestellt werden. Wenn viele dieser Anlagen aus technischen, ökonomischen, institutionellen und/oder systembedingten Gründen jederzeit Strom auf einem gewissen Mindestniveau erzeugen müssen (Must-run), läge die Nulllinie der Residuallast beispielsweise auf der gestrichelten Linie. Eine Verringerung dieses Must-run-Sockels durch verschiedene Flexibilisierungsmaßnahmen verschiebt die gestrichelte Linie nach unten (D). Entsprechend reduzieren sich die Überschüsse im System um die graue Fläche. Dieses Beispiel zeigt, dass die Senkung des Must-run-Sockels thermischer Kraftwerke einen großen Einfluss auf die Entstehung von Stromüberschüssen haben kann (Schill 2013). Allgemeiner gesprochen können grundsätzlich alle Flexibilitätsoptionen einen Beitrag zur Verschiebung D leisten, wenn sie zur

Abbildung 8

Wirkungsweise unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen illustriert an einer Residuallastkurve



Quelle: Eigene Darstellung.

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

Abschaffung des thermischen Must-runs beitragen, beispielsweise durch die kraftwerksunabhängige Bereitstellung von Regelleistung.

Auch die Nutzung temporärer Überschüsse durch neue Lasten (E) lässt sich anhand von Abbildung 8 verdeutlichen: durch sie könnte die Überschussenergie der Fläche unter der Nulllinie in anderen Bereichen genutzt und somit eine Abregelung vermieden werden. Dazu zählt insbesondere die Nutzung elektrischer Energie im Wärmebereich (Power-to-Heat), ihre Umwandlung in chemische Energieträger und deren spätere Nutzung außerhalb des Strombereichs (Power-to-Gas) und die Nutzung von Strom im Verkehrsbereich (Power-to-Mobility).

5.2 Eignung für verschiedene Aspekte der EE-Integration

Tabelle 2 gibt einen Überblick über die Anwendungsgebiete funktionaler Stromspeicher und anderer Flexibilitätsoptionen im Kontext der Energiewende. Dabei wurde basierend auf den in diesem Beitrag genannten Quellen und eigenen Überlegungen für jede Flexibilitätsoption dargestellt, ob sie sich für ein bestimmtes Anwendungsfeld gut eignet (Häkchen), bedingt eignet

Tabelle 2

Anwendungsgebiete für funktionale Stromspeicher und andere Flexibilitätsoptionen im Kontext der Integration erneuerbarer Energien

Teilaspekte der Integration erneuerbarer Energien	Stromspeicher im eigentlichen Sinne	Andere funktionale Stromspeicher			Andere erzeugungsseitige Optionen		Andere nachfrageseitige Optionen / neue Lasten			Netzseitige Maßnahmen	
		Indirekte Wasserspeicherung	KWK- und Biomasse-Flexibilisierung	Lastmanagement	Flexible konventionelle Kraftwerke	Gesteuerte Einspeisung fluktuierender EE	Power-to-Heat	Power-to-Gas	Elektromobilität (Power-to-Mobility)	Netzausbau und -optimierung	Leistungselektronik
Täglicher Ausgleich von EE-Erzeugung und Nachfrage	✓ Tagesspeicher (Saisonspeicher)	✓	✓	✓	(✓)				✓	(✓)	
Residuallastgradienten	✓ Kurzzeitspeicher, Tagesspeicher	✓	✓	✓	✓	(✓)	(✓)	(✓)	✓	(✓)	
Temporäre EE-Überschüsse	✓ Tagesspeicher, Saisonspeicher	✓	(✓)	(✓)	(✓)	✓	✓	✓	(✓)	(✓)	
Spitzenlastdeckung (dunkle Winterflaute)	✓ Saisonspeicher	✓	✓	(✓)	✓				(✓)	(✓)	
Frequenzhaltung	✓ Kurzzeitspeicher (Tagesspeicher)	(✓)	✓	✓	✓	(✓)	(✓)	(✓)	✓	(✓)	✓
Spannungshaltung	✓ Kurzzeitspeicher (Tagesspeicher)	(✓)	✓	(✓)	✓	(✓)			✓	(✓)	✓
Engpassmanagement /regionaler Ausgleich	✓ Kurzzeitspeicher, Tagesspeicher		✓	(✓)	✓	(✓)	(✓)	(✓)	(✓)	✓	✓

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

(Häkchen in Klammern) oder gar nicht eignet (kein Häkchen). Diese Auswahl reflektiert die Einschätzung des Autors in Hinblick auf technische, ökonomische und praktische Aspekte. Unterschiedliche Arten von Stromspeichern eignen sich, wie in Abschnitt 4 dargestellt, für alle hier diskutierten Anwendungsfelder. Daher ist bei den Stromspeichern die Dimensionierung der jeweils geeigneten Stromspeicher angegeben.

Tabelle 2 macht deutlich, zu welchen Teilaspekten der Integration erneuerbarer Energien einzelne Flexibilitätsoptionen beitragen können; außerdem werden mögliche Synergien aber auch Konkurrenzen zwischen einzelnen Technologien aufgezeigt. Stromspeicher im eigentlichen Sinne (Power-to-Power) können wie in Abschnitt 4 dargestellt einen Beitrag zu allen hier genannten Teilaspekten der EE-Integration leisten.[23] Dabei eignen sich jedoch nicht alle Technologien gleich gut für alle Anwendungsbereiche: während Kurzzeitspeicher für den Umgang mit Residuallastgradienten, die Frequenz- und Spannungshaltung und gegebenenfalls auch für das Engpassmanagement genutzt werden können, eignen sich flexible Tagesspeicher grundsätzlich für alle genannten Aufgaben mit Ausnahme der Spitzenlastdeckung während einer dunklen Winterflaute. Letzteres können nur Saisonspeicher leisten. Diese könnten wiederum auch für den täglichen Ausgleich genutzt werden, sofern sie hinreichend flexibel sind. Andere funktionale Stromspeicher können ähnliche Wirkungen entfalten. Die indirekte Wasserspeicherung im Ausland eignet sich für alle Aspekte des Ausgleichs zwischen geplanter Erzeugung und erwarteter Residuallast. Zur kurzfristigen Frequenz- und Spannungshaltung kann sie aufgrund der räumlichen Entfernung nur einen eingeschränkten Beitrag leisten, zum Engpassmanagement keinen nennenswerten.[24] Die Flexibilisierung von KWK-Anlagen oder Biomasseanlagen beziehungsweise deren strommarktgeführte Stromerzeugung ermöglicht ebenfalls EE-Integrationsbeiträge in allen genannten Bereichen. In Hinblick auf die Aufnahme von Überschüssen gilt dies nur eingeschränkt: die Flexibilisierung solcher Anlagen kann die Entstehung von Überschüssen durch Absenkung des Must-run Sockels vermindern; diese Möglichkeiten sind jedoch ausgereizt, wenn die Anlage zum Zeitpunkt des Überschusses bereits komplett heruntergefahren ist. Verschiedene Formen des Lastmanagements können Beiträge in allen Teilbereichen leisten. Dabei dürften die Möglichkeiten zur Aufnahme temporärer Überschüsse und zur Spitzenlastbereitstellung durch Energie- und Leistungsrestriktionen in der Praxis stark eingeschränkt sein.[25] Beiträge zur Spannungshaltung und zum Engpassmanagement setzen eine entsprechende netztopologische Position der Lasten voraus.

Durch flexible konventionelle Kraftwerke können ähnliche Beiträge zur EE-Integration geleistet werden wie durch die KWK- oder Biomasseflexibilisierung. Allerdings dürften die zusätzlichen Möglichkeiten zum täglichen Ausgleich etwas geringer sein, da konventionelle Kraftwerke ohne KWK bereits in der Vergangenheit grundsätzlich strommarktgeführt betrieben wurden.[26] Die gesteuerte Einspeisung von Windkraft- und Solaranlagen beispielsweise durch temporäre Ab-

23 Sowohl die Möglichkeiten zur Aufnahme von EE-Überschüssen als auch zur Deckung der Spitzenlast sind in der Praxis durch die Leistungs- und Energiedimensionierung der Stromspeicher beschränkt. Insbesondere weisen die künftig zu erwarteten Überschüsse extrem hohe Leistungsspitzen sowie im Einzelfall sehr hohe zusammenhängende Überschussenergien auf; vergleiche Schill (2013).

24 Für die Frequenzhaltung müssten hohe Übertragungsnetzkapazitäten reserviert werden, was im Allgemeinen unwirtschaftlich sein dürfte; Spannungshaltung muss regional erfolgen.

25 Vergleiche den Beitrag von Buber et al. in diesem Heft.

26 Allerdings kann die Bereitstellung von Regelleistung – abhängig von der institutionellen Gestaltung des Regelleistungsmarkts – ebenfalls ein Must-run Niveau konventioneller Kraftwerke bewirken.

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

regelung oder gedrosselten Betrieb könnte neben der Vermeidung von Überschüssen Beiträge zum Umgang mit Residuallastgradienten, zur Frequenz- und Spannungshaltung und zum Engpassmanagement leisten. Allerdings sind die Möglichkeiten insbesondere für die positive Regelleistungserbringung immer durch die schwankenden natürlichen Potenziale limitiert.

Neue Lasten wie Power-to-Heat und Power-to-Gas sind prädestiniert für die Aufnahme temporärer Überschüsse. Sie können außerdem den Umgang mit Residuallastgradienten erleichtern und Beiträge zur Frequenzhaltung und zum Engpassmanagement leisten, jeweils verbunden mit der Einschränkung, dass Lasten hauptsächlich zugeschaltet, aber nur in geringem Umfang abgeschaltet werden können.[27] Power-to-Gas dürfte aufgrund des Elektrolyseprozesses auch in Zukunft unflexibler sein als Power-to-Heat, so dass beispielsweise die Lieferung negativer Primär- und Sekundärregelleistung für Power-to-Heat geeigneter erscheint als für Power-to-Gas. Künftige Elektrofahrzeugflotten, die zeitweise mit dem Netz verbunden sind, stellen möglicherweise nicht nur neue, steuerbare Lasten dar, sondern könnten bei Umsetzung des Vehicle-to-Grid-Konzepts auch als dezentrale Netzspeicher im Stromsystem wirksam werden. Dementsprechend sind Beiträge zur Integration erneuerbarer Energien in allen genannten Bereichen denkbar. Aufgrund der hohen kumulierten Anschlussleistung von Elektrofahrzeugen, aber relative geringen Speicherkapazitäten erscheinen dabei kurzfristige Anwendungen wie die Frequenzhaltung oder auch der Umgang mit Residuallastgradienten aus heutiger Sicht besonders geeignet (Schill 2010). Um zum Engpassmanagement beitragen zu können, müssten sich die Elektrofahrzeuge an den entsprechenden Netzknoten befinden; außerdem wären hinreichende Transformatorkapazitäten zwischen den verschiedenen Netzebenen eine Voraussetzung.

Ausbau und Optimierung der Übertragungs- und Verteilnetze dienen im Wesentlichen der Verbesserung des lokalen und überregionalen Ausgleichs. Indirekt können allerdings auch positive Wirkungen auf alle anderen Integrationsaspekte erzielt werden, wenn die Herausforderungen lokaler Natur sind und durch eine Vergrößerung des Bilanzgebietes vermindert werden können (Dena 2010a). Gleichermaßen können viele Fragen der EE-Integration in einem weiträumigen europäischen Verbund grundsätzlich besser gelöst werden (Dena 2012a). Verschiedene leistungselektronische Anlange können relevante Beiträge zu Frequenz- und Spannungshaltung sowie zum Engpassmanagement leisten.

Tabelle 2 zeigt, dass für einige Teilaspekte der EE-Integration eine Vielzahl von Flexibilitätsoptionen geeignet erscheinen. Auch wenn die Interaktionen einzelner Flexibilitätsoptionen derzeit noch Gegenstand der Forschung sind ist bereits jetzt abzusehen, dass insbesondere die funktionalen Stromspeicher bei fast allen diskutierten Anwendungsfeldern in einem Konkurrenzverhältnis stehen. Darüber hinaus eignen sich für viele Anwendungsbereiche auch weitere Flexibilitätsoptionen. Besonders vielfältige Optionen bestehen beispielsweise in Hinblick auf den künftigen Umgang mit Residuallastgradienten und auf die Verwendung von erneuerbarem Überschussstrom. Darüber hinaus könnte es mittelfristig zu einer zusätzlich induzierten Stromnachfrage in Überschussperioden kommen. Insofern stellen das Auftreten und die Verwendung temporärer Stromüberschüsse aus heutiger Sicht kein relevantes Problem des Ausbaus erneuerbarer Energien dar (vergleiche auch Schill 2013). Zur Frequenzhaltung können alle hier genannten Maßnahmen gewisse Beiträge leisten. Dies ist vor dem Hintergrund relevant, dass

27 Dies unterstellt, dass Power-to-Heat und Power-to-Gas nur im Fall von Stromüberschüssen genutzt werden. Wird hingegen davon ausgegangen, dass diese Technologien dauerhaft im Einsatz sind – was in Hinblick auf die EE- und Effizienzziele der Bundesregierung eher unvorteilhaft wäre – dann wären durch temporäre Abschaltungen dieser Verbraucher weitere Flexibilitätspotenziale erschließbar.

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

die Vorhaltung von Regelleistung durch konventionelle Kraftwerke in Zukunft aufgrund des Ausbaus erneuerbarer Energien zurückgehen wird, während gleichzeitig die Erfordernisse, Regelleistung vorzuhalten, deutlich steigen dürften (Dena 2012a). Die Realisierung der Frequenzhaltung durch verschiedene Flexibilitätsoptionen hängt neben anderen Faktoren allerdings wesentlich von der künftigen Ausgestaltung des Regelleistungsmarkts ab. Auch in Hinblick auf das Engpassmanagement zeigt sich eine grundsätzliche Eignung vielfältiger Flexibilitätsoptionen. Diese könnten künftig die Möglichkeit eröffnen, den Ausbau der Übertragungsnetze, der oft mit Akzeptanzproblemen und hohen Transaktionskosten verbunden ist, zumindest teilweise zu substituieren (Gerbaulet et al. 2013). Kostenvergleiche zwischen verschiedenen Flexibilitätsoptionen sind somit besonders interessant, wenn diese sich für ähnliche Anwendungen eignen.

5.3 Diskussion

Es wurde aufgezeigt, dass den Herausforderungen der EE-Integration durch verschiedene Arten von Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen begegnet werden kann. Der genaue Bedarf an Flexibilität im zukünftigen Stromsystem, der optimale Mix von Flexibilitätsoptionen und die Identifikation von Konkurrenzen und Synergien sind offene Fragen für die Forschung. Antworten auf diese Fragen dürften stark von Annahmen zum künftigen Erzeugungsmix, den relativen Kostenentwicklungen einzelner Technologien, den institutionellen Rahmenbedingungen und der betrachteten Systemgrenze abhängen. Daher lassen sich aus heutiger Sicht noch keine absoluten Aussagen zur Vorteilhaftigkeit einzelner Flexibilitätsoptionen treffen.

Auffällig ist jedoch, dass einzelne Flexibilitätsoptionen wie beispielsweise Power-to-Heat, Power-to-Gas, oder Leistungselektronik gut geeignet für einzelne Anwendungsbereiche wie die Aufnahme von Überschüssen oder die Bereitstellung von Systemdienstleistungen sind, zu anderen Aspekten der Integration erneuerbarer Energien aber vergleichsweise wenig oder gar nichts beitragen können. Demgegenüber stehen andere Optionen, die in fast allen Bereichen relevante Beiträge leisten können, insbesondere die Flexibilisierung von KWK-, Biomasse- oder sonstigen konventionellen Kraftwerken sowie die Nachfrageflexibilisierung. Unter den Stromspeichern eignen sich insbesondere Tagesspeicher für fast alle EE-bedingten Herausforderungen. Vor diesem Hintergrund gewinnen insbesondere die langjährig bewährten und flexibel einsetzbaren Pumpspeicher neue Relevanz (Dena 2010b).

In diesem Beitrag kann keine quantitative Analyse der der Wirtschaftlichkeit einzelner Flexibilitätsoptionen vorgenommen werden. Der Schluss liegt jedoch nahe, dass solche Optionen, die in vielen Anwendungsbereichen beziehungsweise unterschiedlichen Teilsegmenten eines künftigen EE-dominierten Strommarkts einsetzbar sind, deutlich höhere Erlöse erzielen können als solche, die nur auf einzelne Integrationsaspekte zugeschnitten sind. Dies dürfte insbesondere auf flexible Tagesspeicher zutreffen. Allerdings sind diese, wenn man das Beispiel Pumpspeicher heranzieht, mit vergleichsweise hohen Investitionen verbunden. Demgegenüber kann beispielsweise Power-to-Heat im Wesentlichen nur einen Beitrag zur Aufnahme von Überschüssen leisten; dafür ist diese Technologie jedoch auch wesentlich weniger kapitalintensiv (VDE 2009a). Die einzel- und gesamtwirtschaftliche Vorteilhaftigkeit verschiedener Flexibilitätsoptionen hängt ab von den zukünftig erzielbaren Preisen in unterschiedlichen Marktsegmenten, die wiederum vom künftigen Marktdesign und dem regulatorischen Rahmen bestimmt werden (Ruester et al. 2012). In Hinblick auf einen momentan geringen, künftig aber steigenden Speicherbedarf erscheint derzeit vor allem die Förderung der Forschung, Entwicklung und Demonstration un-

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

terschiedlicher Speichertechnologien geboten (technology push). Eine forcierte Markteinführung (market pull) ist dagegen derzeit nicht erforderlich (Borden und Schill 2013).

Es lassen sich vielfältige Barrieren und Risiken für den zukünftigen Einsatz unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen identifizieren. So gilt beispielsweise, dass die verschiedenen Optionen nicht nur untereinander konkurrieren, sondern sich bei wachsender Anwendung auch selbst ihre Geschäftsgrundlage zerstören. So verringert zum Beispiel der zunehmende Einsatz von Stromspeichern grundsätzlich die Spreizung der Preise zwischen Einspeise- und Ausspeiseperioden, die wiederum Voraussetzung für die Wirtschaftlichkeit dieser Speicher ist. Genauso erhöht die wachsende Anwendung von Power-to-Heat und Power-to-Gas die Nachfrage und damit die Preise in Überschussperioden. Saisonspeicher dürfen nur geringe Investitionen erfordern, da sie im Gegensatz zu Tagesspeichern jährlich nur wenige Zyklen erreichen und andernfalls auf extrem hohe Strompreise zum Zeitpunkt der Ausspeicherung angewiesen wären, um Kapitalkosten und Speicherverluste zu decken. Darüber hinaus bestehen Hemmnisse und Risiken in Hinblick auf das Marktdesign und künftige regulatorische Eingriffe (Plattform Erneuerbare Energien 2012b für Deutschland und Sioshansi et al. 2012 im internationalen Kontext). Zudem gibt es bei Großprojekten wie Pumpspeichern neben Restriktionen des natürlichen Potenzials weitere Barrieren wie Wassergebühren, Belange des Naturschutzes sowie Akzeptanzprobleme (Steffen 2012). Die Entwicklung einiger elektrochemischer sowie elektrodynamischer Speichertechnologien könnte zudem durch Ressourcenverknappungen bei Metallen wie Zink, Blei oder auch Lithium behindert werden (Beaudin et al. 2010). Allerdings ist auch in Zukunft mit Materialeffizienzsteigerungen und neuen Substitutionsmöglichkeiten zu rechnen.

6 Fazit

Im Kontext der Energiewende gewinnen Windkraft und Photovoltaik immer größere Anteile an der gesamten Stromerzeugung. Der Ausbau dieser fluktuierenden erneuerbaren Energien bringt vor dem Hintergrund ihrer spezifischen Charakteristika eine Reihe von Herausforderungen für das Stromsystem mit sich. Insbesondere muss die geplante Erzeugung jederzeit mit der erwarteten Last in Einklang gebracht, die Systemsicherheit erhalten und ein räumlicher Ausgleich sichergestellt werden. Die meisten dieser Herausforderungen sind aus Systemsicht nicht neu; bisher konnte das bestehende Elektrizitätssystem sie weitgehend bewältigen. Beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien nimmt künftig der Bedarf an Flexibilitätsoptionen insgesamt zu. Dazu gehören aus heutiger Sicht neben Stromspeichern im eigentlichen Sinne verschiedene funktionale Stromspeicher sowie weitere erzeugungs-, nachfrage- und netzseitige Optionen.

Stromspeicher erscheinen in diesem Kontext grundsätzlich als geeignete Flexibilitätsoption, da sie schon bisher für den täglichen Ausgleich von Stromerzeugung und -nachfrage, die Minderung von Lastgradienten, die Spitzenlastdeckung, Frequenz- und Spannungshaltung und das Engpassmanagement genutzt wurden. Im Kontext der Energiewende gewinnen all diese Anwendungsgebiete an Bedeutung. Neu hinzu kommt der Einsatz von Stromspeichern zur Aufnahme temporärer Stromüberschüsse, wodurch eine Abregelung erneuerbarer Stromerzeugung oder deren möglicherweise minderwertige Nutzung in anderen Bereichen vermieden werden kann. Allerdings kann die Entstehung von Überschüssen durch erzeugungs- und nachfrageseitige Flexibilisierung deutlich vermindert werden.

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

Stromspeicher werden oft mit der Integration erneuerbarer Energien verbunden, ihr Einsatzbereich ist aber nicht auf diese beschränkt. Bei noch vorhandenen fossilen Kraftwerken können Stromspeicher beispielsweise auch deren Auslastung erhöhen. Dabei kann jedoch auch die Speicherung von konventionell erzeugtem Strom die EE-Integration erleichtern, beispielsweise wenn dadurch die Bewältigung von Residuallastspitzen oder -gradienten günstiger zu bewerkstelligen ist, oder wenn sich dadurch kosten- und emissionsintensive An- und Abfahrvorgänge von Kraftwerken vermindern lassen. Die Emissionsbilanz zusätzlicher Speicher hängt dabei stark vom Erzeugungsmix und dem jeweils substituierten Energieträger ab.

Vor diesem Hintergrund und unter Berücksichtigung von Speicherverlusten stellt die Nutzung von Speichern auch im Kontext der Energiewende keinen Selbstzweck dar. Prämisse sollte vielmehr sein, dass so viel gespeichert wird wie nötig, aber so wenig wie möglich. Sofern Strom direkt für energetisch hochwertige oder emissionsreduzierende Anwendungen genutzt werden kann, sollte dies immer Vorrang vor einer kapitalkostenintensiven und verlustbehafteten Speicherung haben. Besonders naheliegend ist eine direkte Nutzung im Strombereich durch Angebots- und Nachfrageflexibilisierung sowie perspektivisch die Stromnutzung in Wärmebereich, solange dort fossile Energieträger substituiert werden, und die direkte Stromnutzung im Verkehr. Power-to-Gas erscheint vor diesem Hintergrund als eine sehr langfristige Zukunftstechnologie, deren Vorteile erst in einer Welt mit sehr häufigen und hohen Stromüberschüssen zur Geltung kommen.

Der künftige Bedarf an Flexibilität und der optimale Mix von Stromspeichern und anderen Flexibilitätsoptionen hängen von einer Vielzahl unsicherer Einflussparameter ab und sind offene Fragen für die Forschung. Aus heutiger Sicht erscheint es vorteilhaft, beim Ausbau der erneuerbaren Energien zunächst die Flexibilisierung der Erzeugungsseite voranzutreiben, um den thermischen Must-run zu verringern und die Stromerzeugung grundsätzlich so bedarfsgerecht wie möglich zu gestalten. Außerdem sollten relevante Netzengpässe beseitigt werden. Bei weiter steigenden EE-Anteilen gewinnen weitere erzeugungs- und nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen an Bedeutung (Plattform Erneuerbare Energien 2012a). Mittelfristig erscheint der Beitrag von Speichern zur Systemflexibilisierung und zur Erbringung von Systemdienstleistungen besonders relevant. Langfristig dürften verstärkt Stromspeicher im eigentlichen Sinne zur Aufnahme von Überschüssen und zur zeitlichen Verschiebung von Energie im größeren Maßstab benötigt werden. Soll eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien angestrebt werden, dürften Saisonspeicher unverzichtbar werden. Diese grundsätzliche Einsatzreihenfolge unterschiedlicher Flexibilitätsoptionen findet sich auch in der internationalen Literatur (Denholm und Hand 2011, NREL 2012).

Literaturverzeichnis

— BDEW (2008): Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz: Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. Juni 2008.
— Beaudin, M., H. Zareipour, A. Schellenberglabe und W. Rosehart (2010): Energy storage for mitigating the variability of renewable electricity sources: An updated review. Energy for Sustainable Development, 14 (4), 302–314.

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

— Beck, H.-P. et al. (2013): Eignung von Speichertechnologien zum Erhalt der Systemsicherheit. FA 43/12. Abschlussbericht. Energie-Forschungszentrum Niedersachsen. Goslar, 8.3.2013.
— BET (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie. BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH. Bochum, April 2013.
— BMU (2012): Erneuerbare Energien in Zahlen: Nationale und internationale Entwicklung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin, Juli 2012.
— BMU (2013): Erneuerbare Energien in Zahlen: Nationale und internationale Entwicklung. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin, Juli 2013.
— BMWi (2012): Die Energiewende in Deutschland: Mit sicherer, bezahlbarer und umweltschonender Energie ins Jahr 2050. Sonderheft Schlaglichter der Wirtschaftspolitik. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Nachdruck September 2012. Berlin.
— BMWi und BMU (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin, 28. September 2010.
— Borden, E. und W.-P. Schill (2013): Policy Efforts for the Development of Storage Technologies in the U. S. and Germany. DIW Discussion Paper 1328.
— Buber, Tim et al. (2013): Lastmanagement für Systemdienstleistungen und zur Reduktion der Spitzenlast. In diesem Heft, S. 89–106.
— Consentech und R2B (2010): Voraussetzungen einer optimalen Integration erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem. Endbericht. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Aachen, Köln, 30.6.2010.
— Dena (2008): Elektrizitätswirtschaftliche und energiepolitische Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken (kurz: NNE-Pumpspeicher). Abschlussbericht. Deutsche Energie-Agentur. Berlin, 24.11.2008.
— Dena (2010a): dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick 2025. Deutsche Energie-Agentur. Berlin, November 2010.
— Dena (2010b): Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien (PSW – Integration EE). Abschlussbericht. Deutsche Energie-Agentur. Berlin, 5.2.2010.
— Dena (2012a): Integration der erneuerbaren Energien in den deutschen/europäischen Strommarkt (Kurz: Integration EE). Endbericht. Deutsche Energie-Agentur. Berlin, 15.8.2012.
— Dena (2012b): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (kurz: dena-Verteilnetzstudie). Endbericht. Deutsche Energie-Agentur. Berlin, Dezember 2012.
— Denholm, P., E. Ela, B. Kirby und M. Milligan (2010): The Role of Energy Storage with Renewable Electricity Generation. Technical Report NREL/TP-6A2-47187. National Renewable Energy Laboratory, January 2010.
— Denholm, P. und M. Hand (2011): Grid flexibility and storage required to achieve very high penetration of variable renewable electricity. Energy Policy, 39 (3), 1817–1830.
— EnWG (2013): Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das durch Artikel 3 Absatz 4 des Gesetzes vom 4. Oktober 2013 (BGBl. I S. 3746) geändert worden ist.

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

— EPRI (2010): Electric Energy Storage Technology Options: A White Paper Primer on Applications, Costs, and Benefits. Electric Power Research Institute, Palo Alto, CA, 2010. 1020676.
— Eyer, J. und G. Corey (2010): Energy storage for the electricity grid benefits and market potential assessment guide: a study for the DOE energy storage systems program. Sandia Report SAND2010-0815. Sandia National Laboratories, February 2010.
— Fuchs, G., B. Lunz, M. Leuthold, D.U. Sauer (2012): Technology Overview on Electricity Storage: Overview on the potential and on the deployment perspectives of electricity storage technologies. On behalf of Smart Energy for Europe Platform GmbH (SEFEP). ISEA RWTH Aachen. June 2012.
— Gerbaulet, C., F. Kunz, C. von Hirschhausen und A. Zerrahn (2013): Netzsituation in Deutschland bleibt stabil. Wochenbericht des DIW Berlin 20/21 2013.
— Kempton W. und J. Tomić (2005): Vehicle-to-grid power fundamentals: Calculating capacity and net revenue. Journal of Power Sources 144 (1), 268–279.
— Luhmann, Hans-Jochen et al. (2013): Wo bleiben die Optionen Stromeffizienz und Demand Side Management?. In diesem Heft, S. 107–122.
— NEP (2012): Netzentwicklungsplan Strom 2012. 2. Überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. 50Hertz, Amprion, TenneT TSO, TransnetBW. 15. August 2012.
— Nitsch, J., N. Gerhardt, B. Wenzel et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. DLR, IWES, IFNE. Stuttgart, Kassel, Teltow, 29. März 2012.
— NREL (2012): Renewable Electricity Futures Study (Entire Report). Hand, M. M., Baldwin, S., DeMeo, E., Reilly, J. M., Mai, T., Arent, D., Porro, G., Meshek, M., Sandor, D. eds. 4 vols. NREL/TP-6A20-52409. Golden, CO, National Renewable Energy Laboratory.
— Ockenfels, A., V. Grimm und G. Zoettl (2008): Strommarktdesign: Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX. Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht. 11. März 2008.
— Plattform Erneuerbare Energien (2012a): Bericht der AG 3 Interaktion an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder. www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/Plattform_EE_EEG-Dialog/121015_Bericht_AG_3-bf.pdf. Stand: 15.10.2012.
— Plattform Erneuerbare Energien (2012b): Anhang: Potentiale und Hemmnisse der Flexibilitätsoptionen. www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/Plattform_EE_EEG-Dialog/121015_UEbersicht_Potenziale_und_Hemmnisse_der_Flexibilitaetsoptionen-bf.pdf. Stand: 15.10.12.
— Prognos (2011): Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien. Prognos. Berlin, 19. Dezember 2011.
— Prognos (2012): Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende. Berlin, 9. Oktober 2012.
— Rasmussen, M. G., G. B. Andresen und M. Greiner (2013): Storage and balancing synergies in a fully or highly renewable pan-European power system. Energy Policy, 51, 642–651.
— Rohrig, K., P. Hochloff, U. Holzhammer, F. Schlögl, W. Lehnert, K. Rehfeldt, J. Diekmann, L. Hofmann (2011): Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan: die Einführung einer Kapazitätskomponente als Förderinstrument. 29. April 2011.

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH

— Ruester, S., J. Vasconcelos, X. He, E. Chong und J.-M. Glachant (2012): Electricity Storage: How to Facilitate its Deployment and Operation in the EU. THINK Topic 8. Final Report. Florenz, Juni 2012.
— Schafhausen, Franzjosef (2013): Die Energiewende – Aufbruch in die Zukunft. In diesem Heft, S. 11–28.
— Schill, W.-P. (2010): Elektromobilität in Deutschland – Chancen, Barrieren und Auswirkungen auf das Elektrizitätssystem. Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung, 79 (2), 139–159.
— Schill, W.-P. (2013): Residual Load, Renewable Surplus Generation and Storage Requirements in Germany. DIW Discussion Paper 1316.
— Sioshansi, R., P. Denholm und T. Jenkin (2012): Market and Policy Barriers to Deployment of Energy Storage. Economics of Energy & Environmental Policy, 1 (2), 47–63.
— SRU (2011): Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten. Sachverständigenrat für Umweltfragen. Berlin, 29. Juni 2011.
— Steffen, B. (2012): Prospects for pumped-hydro storage in Germany. Energy Policy, 45, 420–429.
— Sterner, M. (2009): Bioenergy and renewable power methane in integrated 100% renewable energy systems. Dissertation. Universität Kassel.
— Stoft, S. (2002): Power System Economics: Designing Markets for Electricity. Piscataway, IEEE Press.
— VDE (2009a): Energiespeicher im Stromversorgungssystem mit hohem Anteil erneuerbarer Energieträger: Bedeutung, Stand der Technik, Handlungsbedarf. ETG Task Force Energiespeicher. VDE, Frankfurt a. M.
— VDE (2009b): Internationaler ETG-Kongress 2009 (ETG-FB 118): Fachtagung 1: Intelligente Netze/Fachtagung 2: Leistungselektronik in Netzen/Vorträge der Internationalen ETG-Kongresses vom 27. bis 28. Oktober 2009 in Düsseldorf. ETG-Fachbericht Band 118. VDE, Frankfurt a. M.
— VDE (2012a): Energiespeicher für die Energiewende. Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz für Szenarien bis 2050. ETG-Task Force Energiespeicherung. VDE, Frankfurt a. M.
— VDE (2012b): Ein notwendiger Baustein der Energiewende: Demand Side Integration. Lastverschiebungspotenziale in Deutschland. ETG-Task Force Demand Side Management. VDE, Frankfurt a. M.
— VDE (2012c): Erneuerbare Energie braucht flexible Kraftwerke – Szenarien bis 2020. ETG-Task Force Flexibilisierung des Kraftwerksparks. VDE, Frankfurt a. M.
— Zach, K., H. Auer und G. Lettner (2012): Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy. D2.1 Report summarizing the current Status, Role and Costs of Energy Storage Technologies. Final Version. Energy Economics Group, TU Wien.

DOI https://doi.org/10.3790/vjh.82.3.61
Generated for Hochschule für angewandtes Management GmbH at 88.198.162.162 on 2025-07-25 20:02:11
FOR PRIVATE USE ONLY | AUSSCHLIESSLICH ZUM PRIVATEN GEBRAUCH