

Maßnahmen zur Integration erneuerbarer Energien in das deutsche Stromnetz

Stefan Saatmann, Sebastian Gerhard, Sören Trümper

Stromnetz Hamburg GmbH, Bramfelder Chaussee 130, 22177 Hamburg, 040/ 49202 8594,
stefan.saatmann@stromnetz-hamburg.de, www.stromnetz-hamburg.de

Vattenfall Europe Innovation GmbH, Überseering 12, 22297 Hamburg, 040/ 6396 3802
sebastian.gerhard@vattenfall.de, www.vattenfall.de

Sören Trümper, TU Hamburg-Harburg, Institut für Verkehrsplanung und Logistik, 21073
Hamburg, 040/ 42878-3805, truemper@tu-harburg.de, www.vsl.tu-harburg.de

Kurzfassung: Die Energiewende in Deutschland kommt nach der Bundestagswahl 2013 in eine neue Phase. Auf der Erzeugungsseite gibt es weiterhin einen dynamischen Ausbau der erneuerbaren Energien (EE), der aber in Zukunft laut Koalitionsvertrag der amtierenden Bundesregierung geregelt einem festgelegten Ausbaukorridor folgen soll. Das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (EEG) bleibt vorerst Grundlage für den veränderten Erzeugungsmix, soll aber ab 2018 durch ein noch zu definierendes Ausschreibungsverfahren abgelöst werden. Insbesondere die Energieträger Solar und Wind haben bereits heute einen gewichtigen Anteil an der Stromerzeugung in Deutschland und werden zunehmend zu systembestimmenden Faktoren.[ZfK13] Diese müssen jedoch in ein bestehendes und historisch gewachsenes Energiesystem integriert werden, dessen Planungsgrundlage auf Großkraftwerken und einer vertikalen Verteilungstopologie im Stromnetz ausgerichtet war. Im Stromnetz als natürliches Monopol entsteht jetzt der Bedarf, Energie aus Sonne und Wind aufzunehmen und deren systemischen Auswirkungen technisch, wirtschaftlich und regulatorisch abzubilden - das gilt sowohl für die Übertragungs- als auch für die Verteilnetze.

Die Maßnahmen zur Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz umfassen die komplette Wertschöpfungskette wie z. B. flexible Erzeugungsmöglichkeiten konventioneller Kraftwerke oder der Einsatz von Energiespeichern und das Lastmanagement (Demand Response, DR) der Endverbraucher. Letztendlich dienen die Maßnahmen dazu, die Systemstabilität bei großen Mengen Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen zu erhalten. In dieser Arbeit sollen die beiden Gestaltungsoptionen Speichertechnologien und Lastmanagement erörtert werden. Weitere Integrationsmaßnahmen wie z.B. Netzausbau oder netztechnische Ertüchtigungen durch Informations- und Kommunikationstechnologien (Smart Grid) werden nicht betrachtet. Ausgangspunkt ist hierbei eine Extrapolation der zukünftigen Einspeisung erneuerbarer Energiequellen auf Basis des Ausbaupfades der deutschen Bundesregierung. Den Abschluss bildet eine Einordnung der Betrachtungen in die regulatorische Diskussion um Fördererlemente und das zukünftige Marktdesign.¹

Keywords: Energiewende, Netzintegration erneuerbarer Stromerzeugung, Regulierung

¹ Der Inhalt der Arbeit entspricht ausschließlich der Meinung der Autoren und ist nicht mit Unternehmenspositionen gleichzusetzen.

1 Einleitung

Der politisch unterstützte Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) begann bereits 1990 mit dem „Gesetz über die Einspeisung von Strom aus EE in das öffentliche Netz“. Dieses wurde im Jahr 2000 von dem EEG abgelöst. Diese Gesetze haben den politischen Willen zum Ausbau der EE mit einem Einspeisevorrang versehen und damit deren Ausbau massiv gefördert. Unter den EE ist in diesem Zusammenhang der Ausbau der Stromerzeugung durch Photovoltaik, Wind und Biomasse z. B. Deponie- oder Biogas zu verstehen. Andere erneuerbare Energieträger die Strom produzieren, wie z. B. Lauf- und Pumpspeicherkraftwerke sind ebenso gemeint, wurden aber schon mehrheitlich vor dem Jahr 2000 errichtet. Mit dem „Energiekonzept 2050“ aus dem Jahre 2010 und einem 10-Punkte Sofortprogramm hat die deutsche Bundesregierung diesen grundlegenden Systemwechsel in der Energieversorgung eingeleitet. Durch das Kernreaktorunglück in Fukushima, Japan, im März 2011 wurde die Rolle der Kernenergie im deutschen Energiemix neu bewertet und am 06. Juni 2011 ein beschleunigter schrittweiser Ausstieg aus der Stromproduktion mithilfe von Kernenergie bis 2022 beschlossen. [Pr11] Diese politische Handlungsentscheidung markiert in Deutschland den Kern der Energiewende.

Die energiepolitischen Beschlüsse aus den Jahren 2010 und 2011 definieren holistische Energie- und Klimaziele bis 2050 und bauen auf den Zielen der Europäischen Union (EU) und Deutschlands bis 2020 auf. Diese Ziele verändern die Rahmenbedingungen in der Energiewirtschaft und lassen Handlungsbedarf bei den Marktakteuren entstehen. Die Leitplanken für die Entwicklung des Energiesystems im Energiekonzept sind:

- Gesetzlich festgeschriebener Ausstieg aus der energetischen Nutzung der Kernenergie bis 2022;
- Reduktionsziele für Primärenergie- und Stromverbrauch;
- Gesamtstrategie für das Jahr 2050 mit Reduktionszielen der Treibhausgasemissionen und mit Ausbauzielen der EE und des Kraft-Wärme-Koppelung-Anteils an der Stromerzeugung. [Bu10]

So stellt die wachsende Zahl der dezentralen Erzeugungskapazitäten die Übertragungsnetze und insbesondere die Verteilnetze vor immer größere Herausforderungen. Durch den Zubau von u. a. Photovoltaik- und Windkraftanlagen auf der Erzeugerseite wird Strom auf allen Netzebenen produziert und in das Netz eingespeist. Dadurch häufen sich die Lastschwankungen oder es entstehen Prozesse der Lastflussumkehr durch z. B. Rückspeisung der über der örtlichen Stromnachfrage eingespeisten Leistung aus EE. [De12] Die Verteilnetzbetreiber (VNB) agieren zunehmend als Systemdienstleister, um die durch volatile Erzeugung hervorgerufenen Spannungsschwankungen auszugleichen. Insgesamt entsteht ein Adaptionsbedarf der Verteilnetze an die veränderte Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur.

Folglich verursacht im System der Stromversorgung die veränderte Erzeugungsstruktur erhöhte Investitionen vor allem in die Netzinfrastruktur und erzeugt Anpassungsbedarf im Marktdesign, z. B. beim Design der Entgelte. [AG13] Im Gesamtsystem ergeben sich neue Herausforderungen und Anforderungen für die Energielogistik im Netz, um das fluktuierende Angebot und die fluktuierende Nachfrage lokal und regional auszubalancieren. [Wi13]

Diese Herausforderungen berühren die Regulierung, da sie durch gesetzte oder unterlassene Anreize zentralen Einfluss auf die Anpassungsgeschwindigkeit der Erzeugungs- und Verbrauchsseite in den Stromnetzen hat. Zwar sollen unterschiedliche Regulierungsinstrumente, wie z. B. das EEG oder die Anreizregulierungsverordnung (ARegV), auf den einzelnen Stufen der Wertschöpfungskette der Stromversorgung Veränderungen unterstützen – sie unterliegen jedoch keiner übergeordneten zielverschränkten Abstimmung.

Die vorliegende Arbeit zeigt die Diskussion zur Integration der EE in das bestehende Elektroenergiesystem auf. Mit den Speichertechnologien und dem Lastmanagement werden zwei Lösungsoptionen angeschnitten. Die regulatorischen Rahmenbedingungen schließen die Betrachtung ab.

1.1 Kraftwerksstruktur in Deutschland (Stand 31.12.2012)

Die Kraftwerkslandschaft in Deutschland hat in den letzten Jahren eine starke Veränderung durchlaufen. Der Atomausstieg und die Förderung der EE waren hierbei die entscheidenden Treiber. Insgesamt betrug die absolute Anzahl der Erzeugungsanlagen zum 31.12.2012 in Deutschland 1.338.959. Hervorzuheben sind hierbei die Anlagenzahlen der Energieträger Solar und Wind mit ca. 1.300.000 bzw. 23.000 Anlagen. Ihre gemeinsame installierte Leistung erreichte Ende 2012 bereits 65 GW. Diese Zahl verdeutlicht zum einen das bisher erreichte Mengenvolumen und zum anderen den daraus resultierenden Netzintegrationsbedarf. Durch die Faktoren Dargebotsabhängigkeit und Einspeisevorrang werden sie zu den bestimmenden Elementen der Stromherstellung in Deutschland. Die konventionellen Kraftwerke mit fossilen und nuklearen Energieträgern stellten jedoch in 2012 weiterhin den Hauptteil der Erzeugung mit 482 TWh von insgesamt 617 TWh bei 102 GW installierter Leistung und 259 Anlagen. Folgende Tabelle fasst die Zahlen zusammen.

| Erzeuger | Anlagen | Inst. Leistung | Erzeugung |
|-------------------|------------------|----------------|------------|
| Energieträger | Anzahl | GW | TWh/a |
| Solar | 1.300.000 | 33 | 28 |
| Wind | 23.000 | 32 | 45 |
| Biomasse (Biogas) | 8.000 | 5 | 41 |
| Wasser | 7.700 | 5 | 21 |
| Fossil | 250 | 90 | 382 |
| Nuklear | 9 | 12 | 100 |
| Summe | 1.338.959 | 177 | 617 |

Tabelle 1: Kraftwerke in Deutschland 2012 [DB12]

Der Koalitionsvertrag der aktuellen Bundesregierung und die Eckpunkte für die Reform des EEG vom Januar 2014 unterstützen den angelaufenen Umbau des Kraftwerksparks. Durch die Novelle des EEG soll der Anteil erneuerbare Energien an der Stromversorgung bis 2025 bis zu 45 % und bis 2035 bis zu 60 % betragen. Die Herausforderungen bestehen einerseits

in der kosteneffizienten Vollendung der Ausbauziele und andererseits in der Gewährleistung einer kosteneffizienten Versorgungssicherheit. Für das Jahr 2015 bedeutet das bspw. bei Neuanlagen eine mehrheitliche Installation der kostengünstigsten Technologien Wind Onshore und PV (ca. 6 TWh Stromerzeugung neu). Biomasse wird auf Abfall- und Reststoffförderung zurückgefahren (ca. 0,5 TWh Stromerzeugung neu) und Wind offshore wird aufgrund des Anfangs der industriellen Lernkurve überdurchschnittlich gefördert (4 TWh Stromerzeugung). Somit wird die Kostendynamik versucht zu bremsen, ein weiterer Anstieg der Endverbraucherpreise wird sich aber nicht verhindern lassen, da die EEG Umlage durch die Wind offshore Finanzierung weiter steigen wird und Prämien für die Versorgungssicherheit dazukommen (Kapazitätsmechanismus bzw. erhöhte Netzentgelte durch Netzstabilitätsmaßnahmen). [BMW14]

1.2 Charakteristika in der Einspeisung von Solar- und Windenergieanlagen

Die Charakteristika der Einspeisung von Solar- und Windenergieanlagen (WEA) stehen dem gewachsenen Stromversorgungssystem diametral entgegen. Sonne und Wind sind dargebotsabhängig und somit in ihrer Stromherstellung wenig steuerbar. Im Grundsatz folgte im bisherigen System jedoch die Erzeugung der Last. Hervorgerufen war diese Verfahrensstrategie durch die Speicherfähigkeit fossiler Brennstoffe und ihrer darauf aufbauenden planbaren und steuerbaren Verstromung. Daraus entstand eine zentrale Erzeugungsstruktur mit einer nachgelagerten Verteilungstopologie im Stromnetz. Die Anlagen für die Stromherstellung aus Sonne und Wind bilden weitestgehend keine zentralen Kraftwerke, sondern verteilen sich auf die Fläche (Flächenkraftwerk). Dies wiederum kehrt die Verteilungstopologie der Netze um und erfordert veränderte Netzstrukturen bzw. –fahrweisen. [St11] Weiterhin komprimiert sich die Betriebszeit der Erzeugungsanlagen. So laufen PV-Anlagen ca. 970 und WEA-Onshore ca. 1.650 Volllaststunden Betriebszeit ($h = W/P_{Nenn}$), während konventionelle Anlagen zwischen 3.200 und 7.640 Volllaststunden Betriebszeit Strom erzeugen. [Hi12] Eine Entwicklungsmöglichkeit für Strom aus Sonne und Wind sind Zwischenprodukte, bspw. Wasserstoff, oder Zwischenspeicher in Pumpspeicherkraftwerken oder Batterien, bevor erneut Strom hergestellt werden kann.

Die Integration dargebotsabhängiger Erzeuger stellt die Netzbetreiber vor große Herausforderungen. Die Übertragungsnetzbetreiber sind derzeit die zentralen Systemdienstleister und müssen zu jeder Zeit die Stabilität des Netzes garantieren (Frequenzschwankungen) und dafür sowohl temporäre Überangebote an erneuerbarem Strom wie auch das kurzfristige Wegbrechen solcher Erzeugungskapazitäten ausgleichen. Während VNB ihren topologischen Strukturen folgend sich um Spannungsschwankungen kümmern und entweder überschüssigen EE-Strom einsammeln und abtransportieren oder aufnehmen und verteilen müssen. [Sc13] Insgesamt verschieben sich die Aufgaben, da durch vermehrte Einspeisung auf Mittel- und Niederspannungsebene auch VNB Systemdienstleistungen übernehmen.

2 Maßnahmen zur Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz

Die Maßnahmen zur Integration erneuerbarer Energien in das Stromnetz umfassen die komplette Wertschöpfungskette, wie z. B. flexible Erzeugungsmöglichkeiten konventioneller

Kraftwerke, Netzaus- und Netzbau, der Einsatz von Energiespeichern und Lastmanagement durch die Endverbraucher. Letztendlich dienen die Maßnahmen dazu, die Systemstabilität unter Aufnahme von großen Strommengen aus erneuerbaren Energiequellen zu erhalten. In dieser Arbeit sollen folgend die beiden Gestaltungsoptionen Speichertechnologien und Lastmanagement erörtert werden.

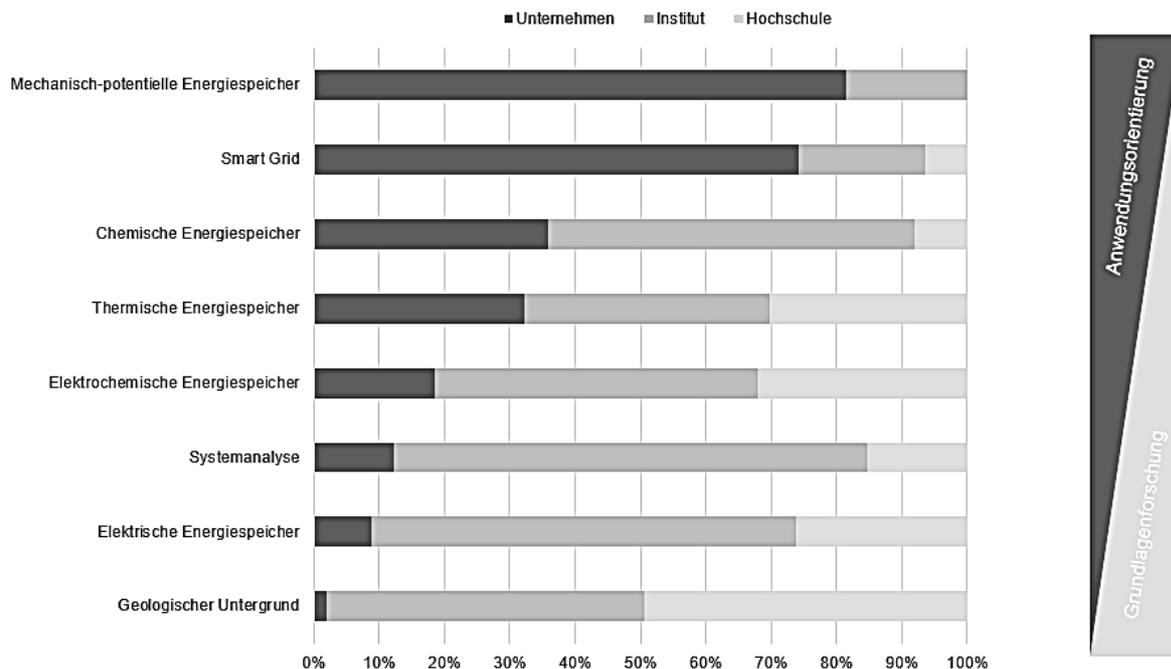
2.1 Speichertechnologien

Eine mögliche Antwort auf die veränderten Anforderungen an die Netze, ist eine Integration verschiedener Speichertechnologien in das Stromnetz (Hybride Verteilnetze). [Bun13] Um Technologien und Lösungsansätze im Bereich der Energiespeicherung schon heute voranzutreiben, hat die Bundesregierung die Förderinitiative *Energiespeicher* ins Leben gerufen. Die Förderinitiative bietet Unternehmen, Instituten und Hochschulen finanzielle Unterstützung, um die zum Teil noch grundlegenden technologischen Hürden der Energiespeicher zu überwinden. Ziel ist es, Deutschland Zugriff auf leistungsfähige, effiziente und wirtschaftlich zu betreibende Energiespeicher zu sichern. [BMBF14]

Das Budget wird gemeinsam durch die Bundesministerien für Bildung und Forschung (BMBF), für Wirtschaft und Energie (BMWi) und für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) gestellt. Es beläuft sich auf insgesamt 200 Mio. EUR und wird für die Förderung von Projekten in den Jahren 2012 bis 2017 eingesetzt. Davon wurde bis April 2013 bereits 132 Mio. EUR an verschiedene Projekte in den Bereichen elektrische, stoffliche und thermische Speicherung vergeben.

Zwecks einer Analyse der derzeitigen Forschungsschwerpunkte der Förderinitiative wurden die öffentlich zugänglichen Daten des Projektträgers Jülich (PtJ) herangezogen.[PtJ13] Vorbereitend zur Auswertung wurden die Forschungsschwerpunkte der einzelnen Projekte einer Technologie zugeordnet, sodass die Technologien-Cluster Chemisch, Elektrochemisch, Elektrisch, Thermisch, Mechanisch-potenziell, Geologischer Untergrund, Smart Grid und Systemanalyse entstanden.

Darstellung 1 gibt eine Übersicht des Forschungsgrades einzelner Technologien. Zur Ermittlung des Forschungsgrades der Technologien wurde der steigende Anteil der Unternehmen am Technologie-Förderbudget als Indikator für die steigende Anwendungsorientierung der Technologie herangezogen. Entgegengesetzt indiziert der steigende Anteil an Hochschulen den Anteil an Grundlagenforschung.



Darstellung 1: Prozentuale Anteile der Unternehmen/Institute/Hochschulen am gesamten Förderbudget innerhalb der geförderten Technologien. Unternehmensanteil korreliert mit der Anwendungsorientierung [eigene Darstellung]

Der große Unternehmens-Förderanteil im Bereich der Mechanisch-potentiellen Energiespeicher ergibt sich durch das in dieser Technologieart geförderte Projekt *Adele-Ing.* Dieses Projekt hat zum Ziel eine Demonstrationsanlage zur adiabaten Druckluftspeichertechnik (AA CAES) in Staßfurt, Deutschland, zu errichten. Diese Technologie bietet das Potential zukünftig ähnlich der Pumpspeicherkraftwerke große Energiemengen über Tage, Wochen oder Monate zu speichern.

Neben dieser Langzeitspeicherung werden aber auch Kurzzeitspeicher (Sekunden, Minuten und Stunden, bis hin zu einem Tag) benötigt. Diese werden zum großen Teil von elektrochemischen Speichern, wie Blei-Gel/Säure und Lithium-Ionen Batterien abgedeckt. Die Förderanteile von Unternehmen, Instituten und Hochschulen sind in dieser Technologieart homogen. Es werden sowohl Projekte im Bereich der Grundlagenforschung unterstützt als auch Projekte zur Optimierung der Zellfertigung und Batterieanwendung.

Beispiele bieten die Projekte *SmartRegion Pellworm* und *tubulAir*. Im Projekt auf Pellworm wird ein Verbund aus Redox-Flow- und Lithium-Ionen Batterien zur Integration großer Anteile von EE Erzeugung genutzt. Das Projekt *tubulAir* hat die Entwicklung der Schlüsselkomponenten zur kostengünstigen Herstellung einer mikro-tubulären Vanadium/Luft Redox-Flow-Batterie zum Ziel.

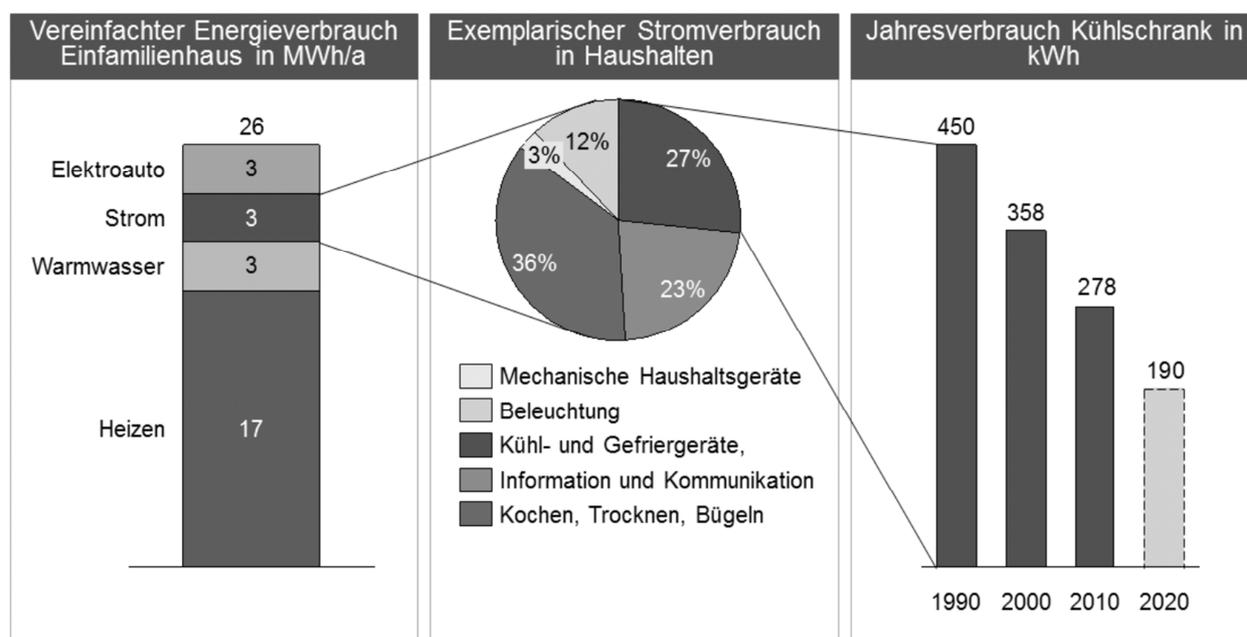
Neben den Projekten, die durch die Förderinitiative unterstützt werden, gibt es aber auch schon kommerziell getriebene Projekte. Ein Beispiel ist ein 2 MW Lithium-Ionen Batteriespeicher, der von der Vattenfall Europe Wärme AG seit Februar 2013 zur Bereitstellung von Primärregelleistung im Übertragungsnetz der 50Herz Transmission GmbH genutzt wird.

2.2 Lastmanagement

Der Lastverlauf im Netz zeichnet sich analog dem Berufsverkehr durch Spitzenlastzeiten aus. Die Dimensionierung der elektrischen Netze orientiert sich an dieser Spitzenlast. Vergleichbar mit einer Brücke entstehen andernfalls Engpässe bzw. ein „Stau“ im Elektronenfluss (congestion) und die Versorgungssicherheit im elektrischen Energiesystem wäre gefährdet. Auf der Lastebene wird der Strom in der Industrie, im Gewerbe, im öffentlichen Sektor oder im Haushalt verwertet. Im Gesamtsystem kommen zu den fluktuierenden Wind- und Solarstromerzeuger ebenso Lastschwankungen der Verbraucher hinzu.

Die Idee des Lastmanagement ist es durch eine Verschiebung der Last aus Spitzenlastzeiten heraus den erforderlichen Netzausbau zu reduzieren bzw. lokal Netzengpässen vorzubeugen (Lastverlagerungen). Als Mittel dienen u. a. die beiden Instrumente „Demand Side Management“ (DSM) und „Demand Response“ (DR). DSM umfasst hierbei alle Maßnahmen zur Lastbeeinflussung auf der Verbraucherseite wie z. B. die direkte Steuerung unterbrechbarer / kontrollierbarer Lasten auf Grundlage von Verträgen (siehe z. B. § 14 a EnWG Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung). DR hingegen bezeichnet die indirekte Steuerung der Nachfrage auf Basis der Anreizwirkung flexibler Tarife. [So10] Aufgrund der vorhergehend erläuterten Energieverdichtung sind somit Lastverlagerungen oder Speicher, Möglichkeiten für die Verbraucher auf die neuen Gegebenheiten zu reagieren. [Sch13]

Darstellung 1 zeigt einen vereinfachten Energieverbrauch – einschließlich der Wärmeversorgung, die in der Regel nicht durch Strom bereitgestellt wird – eines Einfamilienhauses von ca. 26 MWh im Jahr. Es zeigt sich, dass die größten Potenziale zur Lastverschiebung in der Bereitstellung von Wärme (Wärmepumpen, Elektroheizungen, BHKW) und dem Elektroauto liegen. Diese Verbrauchssegmente müssen demnach elektronisch mit dem Stromnetz verknüpft und somit steuerbar gemacht werden. Im Gegensatz dazu bietet das Steuern von elektrischen Verbrauchsgegenständen wie bspw. Kühlschränken nur ein sehr geringes Potenzial, das zusätzlich durch Energieeffizienzziele tendenziell kleiner werden könnte. Dies dokumentiert das Beispiel Kühlschrank mit einem geringen Anteil am Stromverbrauch (27 %) und dem tendenziell weiter abnehmenden Jahresverbrauch (1990 450 kWh und 2010 278 kWh). Die Betrachtung dass pro Haushalt mehrere Kühlschränke genutzt werden, ist in diesem Beispiel ausgeklammert.



Darstellung 2: Energieverbrauch und elektrische Verbraucher in Einfamilienhäusern sowie ihr möglicher Anteil steuerbarer Elemente in einem Smart Grid [eigene Darstellung]

Hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung des Lastmanagements kann in eine markt- oder einer netzgetriebenen Steuerung unterschieden werden. Ein marktgetriebener Einsatz orientiert sich i.d.R. an Preissignalen der Strombörse bzw. des Stromvertriebs und kann sogar zu einem erhöhten Netzausbaubedarf führen [De12]. Im Gegensatz dazu ist eine netzgetriebene Steuerung von der gewährleisteten Netzstabilität und der Leistungsauslastung abhängig. Deshalb ist für eine Konkretisierung des § 14 a EnWG eine Orientierung am Ampelkonzept im Gespräch. Das Ampelkonzept sieht eine rote, eine grüne und eine gelbe Phase vor. Eine marktgetriebene Steuerung findet in der grünen Phase („Marktphase“) statt. Hier liegen keine kritischen, systemischen Netzengpässe vor, während in der roten Phase („Netzphase“) eine unmittelbare Gefährdung der Netzstabilität und Versorgungssicherheit existiert und der Netzbetreiber eingreift. Für diese beiden Phasen sind bereits heute Instrumente im Energieregulierungsrahmen z. B. die Verordnung zu abschaltbaren Lasten oder die Systemstabilitätsverordnung verankert. Offen ist die Gestaltung in der gelben Phase, in der ein „intelligentes Zusammenwirken von Netz und Markt“ zu beschreiben ist [BD13] [Eu13].

Das Zusammenspiel von Markt und Netz ist auch bei der Gestaltung der Netzentgelte ein wichtiger Faktor. Hier kommt allerdings ein zusätzlicher Punkt zum Tragen: Die Frage lautet, ob die aktuelle Netzentgeltsystematik einer wachsenden Anzahl so genannter „Prosumer“ (Konsumenten mit dezentraler Erzeugungsanlage) noch standhalten kann. So enthält das zu zahlende Netzentgelt für Kunden in der Niederspannung kein direktes Leistungselement (obwohl der erforderliche Netzausbau von der Leistung bestimmt wird), sondern allein ein Arbeitsentgelt. Der Anteil an der Spitzenlast soll mit der bezahlten Arbeit abgegolten sein. Kennzeichnend für Prosumer ist allerdings, dass ein gewisser Anteil der Erzeugung den Eigenbedarf deckt und damit die insgesamt nachgefragte Menge an Arbeit deutlich sinkt. Gleichzeitig bleibt der Beitrag zur Spitzenlast gleich oder kann sogar steigen.

Im Zuge der Energiewende ist es Ziel auf den Energiemärkten mit ausgewählten Anreizen politisch gewünschte Effekte zu erreichen. Ein konkretes Beispiel hierfür ist der Strommarkt, auf dem mit dem EEG als Anreiz eine politisch gewünschte erneuerbare Erzeugung aufgebaut werden soll. Unterschiedliche Regulierungsinstrumente, wie z. B. das EEG auf der Stromerzeugungsseite oder die Anreizregulierungsverordnung (ARegV) im Netzbereich, bilden diese Eingriffe ab und ergeben den regulatorischen Rahmen der Energiewende.

3.1 Förder- und Regulierungselemente

Im Gesamtsystem zeigt sich auf den Ebenen der VNB und der Verbraucher Handlungsbedarf. Während auf der Erzeugungsseite bspw. mit dem EEG oder der Kraftwerks-Netzanschlussverordnung (KraftNAV) vielerlei Förder- und Regulierungselemente existieren, sind im Verteilnetz und beim Verbraucher die wirtschaftlichen Anreize unsicher bzw. weniger im Fokus der politischen Diskussion. Die derzeitige Anreizregulierung agiert im Wesentlichen vor dem Ziel der Kosteneffizienz. Die für die Netzbetreiber festgelegte Erlösobergrenze setzt primär Anreize für Kostensenkungen und weniger für Investitionen. Hier wurde versucht mit Zusätzen, wie z. B. der Ausdehnung von § 23 Investitionsmaßnahmen ARegV auf die Hochspannungsebene, das Investitionsklima zu verbessern. Grundsätzliche Investitionshemmnisse wie der Zeitverzug sind bisher jedoch nicht ausgeräumt und die Anreize für Forschung und Entwicklung greifen nur sehr kurz. Am 05.07.2013 wurde im Entschließungsantrag 447-3-13 des Bundesrates „Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts“ neben weiteren Detailänderungen darauf reagiert und eine Anerkennung der Ausgaben für Forschung und Entwicklung in der Erlösobergrenze genehmigt (siehe § 25a ARegV der Anerkennung von Forschung und Entwicklung in der Erlösobergrenze). Die weitergehende grundsätzliche Entwicklung der Regulierung ist derzeit jedoch noch offen, vor allem das Problem des Zeitverzuges, das ebenso im Entschließungsantrag 447-3-13 aufgegriffen wurde. So ist die Bundesregierung aufgefordert, baldmöglichst eine grundlegende Änderung des bestehenden Instrumentariums zur Berücksichtigung von Investitionskosten während der Regulierungsperiode vorzuschlagen. Für dies und weitere Themen wird Ende 2014 ein Evaluierungsbericht von der Bundesnetzagentur erwartet, der die Diskussion um die Ausgestaltung der dritten Regulierungsperiode ab 2019 in Gang setzen wird. [BR13]

3.2 Marktdesign

Die Anknüpfungspunkte für ein Marktdesign für den Umbau des Energiesystems sind vielfältig. Elemente im Rahmen dieser Überlegungen sind u. a. die Netznutzungsentgelte und deren Ausgestaltung, Kapazitätsprämien für Residualkraftwerke, Standardlastprofile vs. flexible Verbraucherprofile, Speicherbonus oder die Neugestaltung des EEG. Zielführend ist es, die bereits vorhandenen neuen Anreize wie z. B. die Stromsteuerbefreiung für neue Speicher (z. B. Elektrolyse) in vorhandene und zukünftige marktorientierte Geschäftsmodelle einzuarbeiten. Darüber hinaus darf das Netzentgelt nicht als Auffangstation für regulatorische Versäumnisse auf anderen Wertschöpfungsstufen erhalten. Im Spannungsfeld der Versorgungssicherheit ist hierbei die Kontrahierung von Kraftwerkskapazitäten durch Netzbetreiber hervorzuheben, deren Refinanzierung über das

Netzentgelt funktioniert. Vor weiteren regulatorischen Alleingängen ist bestenfalls eine europäische Perspektive einzunehmen, um zumindest Ergebnisoffen zu prüfen, ob europäischen Marktlösungen nationalen Regulierungsalleingängen vorzuziehen sind. Hierbei auf die komplexen Wechselwirkungen der einzelnen Marktsegmente zu achten, stellt eine hervorgehobene Herausforderung dar.

4 Fazit und Ausblick

Die Stromerzeugung aus EE stellt sich unter den gegebenen Rahmenbedingungen als weiter dynamisches Wachstumsfeld heraus. Dies führt aufgrund der Netzintegration dezentraler erneuerbarer Erzeugungsanlagen zu unterschiedlichen Anforderungen an die Netzbetreiber. Das Marktdesign und somit das wirtschaftliche Umfeld der EE werden in weiten Teilen von regulatorischen und nicht von marktwirtschaftlichen Prozessen bestimmt. Eine bessere Zielabstimmung zwischen der Regulierung und den Zielen der Energiewende unter Beachtung energiewirtschaftlicher Zusammenhänge ist eine der kommenden Herausforderungen. Notwendig wird eine übergeordnete Betrachtung, die versucht die Wechselwirkungen der Förder- und Regulierungselemente auf den verschiedenen Stufen der Wertschöpfungskette abzubilden.

Eine Teillösung könnte in einer angepassten Regulierung der Stromnetze liegen. Doch welche Antworten hat die Regulierung und mit welchem Ziel wird sie weiterentwickelt? Welche Gestaltungsoptionen stehen zur Verfügung? Wie sehen wirtschaftliche Anreize zur Anpassung der Netze aus? Werden durch Investitionen und Betrieb verursachte Ausgabenströme ausreichend Einkommensströme gegenübergestellt? Anspruch einer ursachengerechten Lösung dieses selbsterschaffenen Grundkonfliktes ist es, diesen hierzulande zu lösen und das Problem nicht in den europäischen Netzverbund zu verlagern. Um Wind und Sonne im Netz erfolgreich zu integrieren und zu regulieren bedarf es eines regulatorischen Gesamtüberblicks der Stromversorgung.

5 Literaturverzeichnis

- [AG13] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.: Auswertungstabellen zur Energiebilanz von 1990 bis 2011, Berlin, 2013.
- [BD13] Bundesverband der Deutschen Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: BDEW-Roadmap Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland, Berlin, 2013.
- [BMBF14] Bundesministerium für Bildung und Forschung: Förderinitiative Energiespeicher, Berlin, 2014.
- [BMWi14] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie: Eckpunkte für die Reform des EEG, Berlin, 2014.
- [BR13] Bundesrat, Verordnung zur Änderung von Verordnungen auf dem Gebiet des Energiewirtschaftsrechts, Drucksache 447/13; Erläuterung , 912. Berlin, 2013.
- [Bu10] Bundesregierung: Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung, Berlin, 2010.

- [Bun13] Bundesnetzagentur: Warum brauchen wir den Netzausbau? Bonn, 2013.
- [DB12] Deutsche WindGuard GmbH, Bundesnetzagentur, Status am 31. Dezember 2012, AG Energiebilanzen e.V., Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2012.
- [De12] Deutsche Energie-Agentur: dena-Verteilnetzstudie Ausbau- und Investitionsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Berlin, 2012.
- [Eu13] Eurelectric Union of the Electricity Industry: Active Distribution System Management – A key tool for the Smooth Integration of Distributed Generation, Brüssel, 2013.
- [Hi12] Hille M.: Technische und wirtschaftliche Situation konventioneller Kraftwerke in Deutschland, Dialogforum dena, Berlin, 2012.
- [Ho13] Hoppmann J. et. al.: The Economic Viability of Battery Storage for Residential Solar Photovoltaic Systems – A Review and a Scenario-Based Optimization Model, Zurich, 2013.
- [Pr11] Presse- und Informationsdienst der Bundesregierung: Reaktorsicherheit und Ethik, Berlin, 2011.
- [PtJ13] Projektträger Jülich: Energiespeicher, Jülich, 2013.
- [Sc13] Schulz T.: Stabilität durch Flexibilität: Demand Response und Virtuelle Kraftwerke als Schlüssel zum neuen Energiesystem, Berlin, 2013.
- [Sch13] Schleicher-Tappeser R.: Die Verteilnetze im Elektrizitätssystem – Fokus offene Fragen der Energiewende?, Berlin, 2013.
- [So10] Sonnenschein M. et. al.: Demand Side Management und Demand Response, S. 3, In "Handbuch Energiemanagement, EW Medien und Kongresse GmbH, Frankfurt am Main, 2010.
- [St11] Strunz K.: Smart Grids, Berlin, 2011.
- [WH13] Wiechmann H.; Hufendiek K.: The mechanism of the "Grid signal light" as a part of the Smart Market/Grid System – the cooperation between Customers, Energy Logistics, Grid and Regulation, Dresden, 2013.
- [ZfK13] Zeitschrift für Kommunale Wirtschaft (Hrsg.): BDEW mahnt grundlegende EEG-Reform an, München, 2014.