

This is the author's version of a work that was published in the following source:

McKenna, V. R.; Bertsch, V.; Jochem, P.;
Genoese, M.; Fichtner, W. (2016).

[Infrastructural and demand-side challenges for the energy sector: A task for energy systems analysis \[Infrastrukturelle und nachfrageseitige Herausforderungen für die Energiewirtschaft: Eine Aufgabe für die Energiesystemanalyse\]](#) 

Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis,
68 (6), 615-632.

Please note: Copyright is owned by the author(s) and / or the publisher. The commercial use of this copy is not allowed.

Infrastrukturelle und nachfrageseitige Herausforderungen für die Energiewirtschaft: eine Aufgabe für die Energiesystemanalyse

Infrastructural and Demand-Side Challenges for the Energy Sector: a Task for Energy Systems Analysis

Von Russell McKenna, Valentin Bertsch, Patrick Jochem, Massimo Genoese, Wolf Fichtner*)

Infolge sehr ambitionierter energiepolitischer Ziele befindet sich die deutsche Energiewirtschaft in einer Umbruchphase. In diesem zweiteiligen Beitrag werden die resultierenden Herausforderungen identifiziert, bevor mögliche Lösungsansätze vorgeschlagen und diskutiert werden. Während sich der erste Teil der Stromerzeugung widmet, setzt der vorliegende zweite Teil den Schwerpunkt auf Nachfrage und Infrastruktur, bevor im Ausblick die Energiesystemanalyse als Lösungsansatz diskutiert wird. Die Infrastruktur ist wohl der Bereich der Energiewirtschaft, der vor den größten Herausforderungen steht, weswegen Netzmodelle für alle Netzspannungsebenen zunehmend an Bedeutung gewinnen werden. Bereits heute können Netzengpässe beobachtet werden, zu deren Vermeidung es zukünftig des Netzausbaus bzw. geografisch adäquat verteilter Speicher oder flexibler (Reserve-)Kraftwerke bedarf. Das Abregeln von Erneuerbaren Energien (EE), obwohl ökologisch nicht vorteilhaft, wird zumindest teilweise nicht zu vermeiden sein. Auf der Nachfrageseite müssen wirtschaftliche und andere sozio-ökonomische Anreize für die Erschließung erheblicher Energieeffizienzpotenziale gesetzt werden. Elektrofahrzeuge können hierbei den Anteil der regelbaren Last auf Seiten der Haushalte deutlich erhöhen. Industrieunternehmen sind aktuell die einzigen Kunden mit dynamischen Tarifen; eine große Herausforderung besteht darin, solche Kundenmodelle auf den Haushalts- und Gewerbebereich zu übertragen und dadurch nachfrageseitige Elastizitäten zu erschließen.

Due to very ambitious energy-political goals, the German energy sector is currently undergoing a transition. The resulting challenges are identified in this two-part contribution, before suggesting and discussing possible solutions. While the first part is devoted to electricity generation in renewable and conventional plants, this second part focusses on the demand side and infrastructure, followed by the discussion of energy systems analysis as a

*) Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion (IIP), Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Gebäude 06.33, Hertzstr. 16, 76187 Karlsruhe, Tel.: 0721 6084 4582, E-Mail: mckenna@kit.edu.

suitable methodological approach to these problems. The infrastructure is the area within the energy sector with the most challenges, which is why network models on all voltage levels will become more important. Already today bottlenecks can be observed and in the future an increased requirement for network expansion or spatially-distributed storage capacity is expected. Although ecologically not advantageous, the shutdown of renewable energy plants will be at least partly unavoidable. Finally, on the demand side economic and other socio-economic motivations are required for the realization of significant energy efficiency potentials. Electric vehicles can considerably increase the fraction of flexible load in the household sector. Industrial companies are currently the only customers with dynamic tariffs; a large challenge is represented by transferring these customer models to the household and service sectors and thereby exploiting demand elasticities.

JEL-Kennziffern: C60, L10, L94, M20, Q40

Stichworte: Energiewende, Energiewirtschaft, Energiesystemanalyse, Geschäftsmodelle

Keywords: Transformation of the energy system, Energy economics, Energy systems analysis, Business models

1 Einleitung

Die Strukturen der Energiewirtschaft befinden sich unter anderem aufgrund sehr ambitionierter energie- und umweltpolitischer Vorgaben in einer Umbruchphase. Die europäischen und nationalen energiepolitischen Ziele wurden in dem ersten Teil dieses Beitrags bereits detailliert vorgestellt. Des Weiteren wurden im ersten Teil die größten Herausforderungen für die Stromerzeugung diskutiert. Hierbei zeigte sich, dass die größte Herausforderung die Integration der EE in das bestehende Energiesystem bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit ist. Dabei müssen zum einen die technologiespezifische Förderung an regionale Gegebenheiten angepasst und zum anderen die Fördermaßnahmen mit verschiedenen Politikmaßnahmen abgestimmt werden. Ziel ist die Konkurrenzfähigkeit sowie die Markt- und Systemintegration der neuen Erzeugungstechnologien. Diese Integration wird insbesondere durch die sehr begrenzte Prognostizierbarkeit von EE erschwert und bedeutet, dass zuverlässigere Prognosen von EE-Einspeisung benötigt werden. Zudem stehen diese konventionellen Kraftwerke vor der großen Herausforderung, ihre fixen Kosten bei steigenden Anteilen von EE im Markt zu decken. Ein Kapazitätsmarkt könnte dazu beitragen, dass EE effizienter in den Markt integriert werden und die fixen Kosten konventioneller Kraftwerke erwirtschaftet werden können. In diesem zweiten Teil des Beitrags¹ werden zunächst die Herausforderungen in den Bereichen Nachfrage/Vertrieb sowie Infrastruktur aufgezeigt, und im Anschluss wird die Energiesystemanalyse als ein Lösungsansatz vorgestellt, bevor der Artikel mit einem Fazit schließt.

2 Nachfrage und Vertrieb

2.1 Einleitung

In dem ersten Teil dieses Beitrags wurde u.a. die Möglichkeit eines Kapazitätsmarktes für die Deckung der fixen Kosten der Kraftwerksbetreiber vorgestellt. Eine alternative bzw. ergänzende Maßnahme wäre es, die Nachfrage zu reduzieren, vor allem flexibler zu gestalten und ggf. sogar die Versorgungssicherheit zu privatisieren. Deswegen werden in diesem Kapitel wesentliche nachfrageseitige Herausforderungen und Lösungsansätze andiskutiert. Dies betrifft neben der Elektrizitätsnachfrage auch die Nachfrage nach Wärme und Kälte. Dabei wird es bei einem hohen Anteil an EE nicht mehr nur um die augenblickliche Energieeffizienz und -einsparung gehen, sondern um die jeweilige Verteilung über die Zeit:

¹ Für den ersten Teil vgl. *McKenna/Bertsch/Jochem/Genoese/Fichtner* (2013).

Die ineffiziente Nutzung einer elektrischen Wassererwärmung in windenergiereichen Zeiten kann aus Systemsicht effizienter sein, als eine hoch effiziente Wassererwärmung mit anderen Technologien. Das heißt gleichzeitig, dass die Optimierung der Energiewirtschaft und deren Systemeffizienz nicht nur aufgrund der Dezentralisierung, sondern auch hinsichtlich der verschiedenen Technologien und deren zeitlichen Einsatzes immer komplexer wird. Im Folgenden wird zunächst auf die Energieeffizienz eingegangen, bevor die Möglichkeiten einer Lastverschiebung, einerseits durch dynamische Tarife und andererseits durch „Smarte Technologie“, diskutiert werden.

2.2 Energieeffizienz: Potenziale und Hemmnisse

Aus volkswirtschaftlicher Sicht kann eine Rangordnung von Maßnahmen zur Dekarbonisierung des Energiesystems gebildet werden: Die sogenannte Energiehierarchie richtet sich nach den volkswirtschaftlichen Kosten der Emissionsminderung²; aufgrund des großen Potenzials bei niedrigen oder sogar vernachlässigbaren Kosten kommt typischerweise an erster Stelle die Energieeffizienz.³

In allen Sektoren, privaten Haushalten, der Industrie, dem öffentlichen Sektor sowie im Verkehr, liegen große technische und wirtschaftliche Potenziale für Energieeffizienz.⁴ Im Bereich der Energieeffizienz hat insbesondere der Gebäudesektor eine große Verantwortung, da er vor allem durch seinen Wärmebedarf, der etwa 80% seines Endenergieverbrauchs ausmacht, einen signifikanten Anteil (etwa 30%) an der Gesamtwärmenachfrage hat. Es existieren erhebliche Potenziale zur Energieeffizienzsteigerung durch verbesserte Dämmung der Gebäudehülle sowie effizientere Energiebereitstellung.⁵ Allerdings müssen Strategien zur Erschließung dieser Potenziale die Wechselwirkungen zwischen einzelnen Systemkomponenten berücksichtigen. Bei der Betrachtung der Gebäudedämmung muss beispielsweise die Altersstruktur des Gebäude- sowie des Anlagenbestandes in einem ersten Schritt berücksichtigt werden. Systemische Betrachtungen von Strom- und Wärmesystemen zeigen, dass durch Schlüsseltechnologien wie mikro-Kraft-Wärme-Kopplung (mKWK) gegenüber einer getrennten Erzeugung von Strom und Wärme deutliche

² Vgl. *McKinsey&Company* (2007).

³ Vgl. *IET* (2007).

⁴ Vgl. *McKenna/Fichtner* (2011); *McKinsey&Company* (2007).

⁵ Vgl. *McKenna/Merkel/Fehrenbach/Mehne/Fichtner* (2013).

Primärenergieeinsparungen erschlossen werden können.⁶ Insbesondere in größeren Mehrfamilienhäusern könnte der Einsatz von KWK-Anlagen zu erheblichen CO₂- und Energieeinsparungen führen, allerdings wird ihr Ausbau momentan durch die fehlende Wirtschaftlichkeit sowie andere Hemmnisse eingeschränkt.⁷ Die begrenzte Transportfähigkeit von Wärme gegenüber Strom führt dazu, dass sie überwiegend dezentral und objektbezogen erzeugt wird. Hinsichtlich einer zukünftigen Dezentralisierung des Energiesystems – insbesondere der Stromerzeugung⁸ – werden die Wechselwirkungen zwischen Wärme und Strom immer mehr an Bedeutung gewinnen.

Die Umsetzung vorhandener, gesamtwirtschaftlicher Effizienzpotenziale wird allerdings durch Markthemmnisse und Marktversagen begrenzt. Die tatsächlich realisierten Maßnahmen liegen weit unterhalb der volkswirtschaftlichen oder betriebswirtschaftlichen Potenziale: Hier zeigt sich die sogenannte Energieeffizienzlücke.⁹ Beispiele wichtiger Hemmnisse sind Informationsdefizite, Split-Incentives, Moral Dilemma usw.¹⁰ Dazu kommt der sogenannte Rebound-Effekt, wodurch das theoretisch durch eine Maßnahme erschöpfbare Potenzial teilweise oder sogar völlig durch resultierende Verhaltensänderungen kompensiert wird.¹¹ Ein häufiges Beispiel stellt eine effizientere Heizung dar: Anstatt den Energieeinsatz und die einhergehenden Kosten zu reduzieren, werden Gebäude oft auf ein höheres Temperaturniveau geheizt als vor der Realisierung der Maßnahme. Insbesondere weil der Rebound-Effekt mehrere direkte und indirekte Effekte innerhalb der Wirtschaft umfasst, ist seine empirische Einschätzung schwierig und bestehende Studien zum Thema liegen in ihren Ergebnissen weit auseinander.¹² Zusammen führen diese Hemmnisse und Marktversagen dazu, dass eine Markttransformation bzw. eine Erschaffung eines Marktes für Energieeffizienz nötig ist. Bei weitem die größte Herausforderung liegt hierbei in der Etablierung von Anreizen für Konsumenten, um ihr Verhalten zu beeinflussen. Für die Energiewirtschaft heißt dies: neue Geschäftsmodelle für Energie(effizienz) als Dienstleistung. Eine Möglichkeit, die Elastizität

⁶ Vgl. *Merkel/Fehrenbach/McKenna/Fichtner* (2013).

⁷ Vgl. *Merkel/Fehrenbach/McKenna/Fichtner* (2012).

⁸ Vgl. Abbildung 3.

⁹ engl. „Energy Efficiency Gap“, vgl. *Jaffe/Stavins* (1994); *DeCanio* (1998).

¹⁰ Vgl. *Sorrell/O'Malley/Scott/Schleich/Trace/Boede/Osterag/Radgen/SPRU* (2000).

¹¹ Vgl. *Fronzel* (2012).

¹² Vgl. *Sorrell/Dimitropoulos/Sommerville* (2009).

im Bereich der Elektrizitätsnachfrage zu erhöhen stellen dynamische Tarife dar, die im nächsten Abschnitt diskutiert werden.

2.3 Demand Response und dynamische Tarife

Die durch die steigenden Anteile von EE resultierenden Preisschwankungen auf den Börsen werden bisher nur unzureichend an den Endkunden weitergegeben und das Energieversorgungsunternehmen hat somit im Prinzip den Strom zu Spitzenlastzeiten zu günstig und in Nachtälern zu teuer verkauft. Da durch den höheren Anteil an volatiler Einspeisung aus EE die Strompreise auf den Märkten ebenfalls volatil werden¹³ und in Zukunft auch die Netze öfters an Kapazitätsgrenzen kommen können, ist es aus wirtschaftlicher Perspektive sinnvoll, diese Preisspreizung mit dynamischen Tarifen an die Endkunden weiterzugeben.

Heute haben Haushalte i.d.R. einen Grundpreistarif, der eine Grundgebühr pro Monat und einen Arbeitspreis pro Kilowattstunde (kWh) beinhaltet. Dieser bleibt üblicher Weise konstant bis zur nächsten Preiserhöhung. Die Zähler werden einmal im Jahr abgelesen und der Kunde zahlt seine Rechnung im Wesentlichen über eine monatliche Vorauszahlung. Im Hinblick auf die Standardlastkurve deutscher Haushalte (das sog. „H0-Profil“) ist eine gewisse Korrelation mit den Marktpreisen offensichtlich, so dass heute schon eine durch dynamische Tarife induzierte Verlagerung der Last in Niedriglastzeiten aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive sinnvoll erscheint.

Grundsätzlich lassen sich DSM¹⁴-Maßnahmen in zwei Handlungsfelder aufteilen: die Verbrauchssteuerung (Energy Response, i.d.R. zur Reduzierung der Elektrizitätsnachfrage) und die Laststeuerung (Demand Response, zur kurzzeitigen Anpassung der Nachfrage).¹⁵ Damit kann die Laststeuerung genutzt werden, um Lastspitzen zu senken (Peak Clipping), Lasttäler zu füllen (Valley Filling), die Kombination aus beidem (Load Shifting) oder in Extremform auch das flexible Lastformen zu ermöglichen (Flexible Load Shaping).¹⁶ Zeitweise kann der dynamische Tarif genutzt werden, um die Energienachfrage über eine Zeitperiode zu senken (Load Conservation) oder zu steigern (Load Building). Diese Steuerung kann einerseits über dynamische Stromtarife erfolgen, andererseits können

¹³ Vgl. *Benini/Marraci/Pelacchi/Venturini* (2002).

¹⁴ engl. Demand Side Management.

¹⁵ Vgl. *Kostková/Omelina/Kycina/Jamrich* (2013).

¹⁶ Vgl. *EPRI* (1987).

Energiedienstleister die Last der Kunden beeinflussen (bspw. durch Steuerung der Waschmaschine o.ä.). Bei der Steuerung durch Tarife müssen neben der Beachtung der Preiselastizitäten der Kunden auch die Deckung der Stromgestehungskosten und weiterer Systemkosten berücksichtigt werden.

Auch wenn das Europäische Recht und die Deutsche Gesetzgebung (EnWG¹⁷) dynamische Tarife unterstützen, kommen heute lediglich bei einigen Industriebetrieben („Sondervertragskunden“) dynamische bzw. lastvariable Tarife vor. Bei Privatkunden („Tarifkunden“) sind nicht nur die fehlenden Smart Meter, sondern auch fehlende Angebote der EVU¹⁸ hierfür verantwortlich. Lediglich der „Hoch- und Niedertarif“ („HT-NT“) aus den Zeiten der Nachtspeicheröfen hat sich am Markt gehalten. Dieser ermöglicht einen verminderten Arbeitspreis zur Nachtzeit, der durch ein Rundsteuersignal begonnen und beendet wird.

Derzeit werden zahlreiche Tarifarten diskutiert.¹⁹ Grundsätzlich kann der Tarif an der Maximallast („Lastabhängiger Tarif“) oder am Bezugszeitpunkt („Zeitabhängiger Tarif“) orientiert sein. Naheliegend ist wohl der Time-of-Use (TOU) Tarif, eine Erweiterung des HT-NT, der den Tageszeiten unterschiedliche Preise zuordnet, die im Vorhinein bekannt sind. In extremer Form werden die Preise über den Tag stündlich an den Börsenpreis angepasst; geschieht dies in Echtzeit – ohne Planungssicherheit für den Kunden – so wird von Real-Time-Pricing (RTP) gesprochen. Im Prinzip können die Preise künftig auch in kleineren Zeitintervallen geändert werden und dann auch (lokale) Netzrestriktionen berücksichtigen. Dies kann dann mit lastvariablen Tarifen bzw. Critical-Peak-Pricing (CPP) Tarifen umgesetzt werden, welche für Zeiten einer kritischen Netzsituation deutlich höhere Preise vorsehen. Insbesondere die Verbindung der zeitabhängigen und lastabhängigen Tarife erscheint aus heutiger Sicht eine erfolversprechende Alternative zu sein.²⁰

Durch Tarifanpassungen werden die Nutzer versuchen ihre Elektrizitätsnachfrage entsprechend anzupassen (Feedback) und im Falle einer verfügbaren Elektrizitätserzeugungstechnologie (bspw. mKWK, PV oder Batteriespeicher) sich zu aktiven Teilnehmern am Strommarkt zu entwickeln (sog. „Prosumer“), die sich zu virtuellen

¹⁷ Das Energiewirtschaftsgesetz in der aktuellen Fassung von 2005 stellt die energiepolitischen Rahmenbedingungen für leitungsggebundene Energie in Deutschland dar.

¹⁸ Energieversorgungsunternehmen.

¹⁹ Vgl. *Albadi/El-Saadany* (2008); *Fox-Penner* (2009); *Wolter/Reuter* (2005).

²⁰ Vgl. *Kaschub/Paetz/Jochem/Fichtner* (2012).

Kraftwerken zusammenschließen lassen. Für den Stromversorger und Bilanzkreisverantwortlichen ist es nun von großer Wichtigkeit, das preissensitive Nachfrageverhalten abschätzen zu können. Dieses wird sich abhängig von der Tageszeit und den Preisänderungen in gewissem Rahmen verändern lassen. Dabei kann zwischen der veränderbaren Last (Regelpotenzial) und einem Verschiebepotenzial unterschieden werden.²¹

2.4 Lastverschiebepotenzial in der Industrie und privaten Haushalten

Heute wird auf den Elektrizitätsmärkten von einer mehr oder weniger preisunelastischen Nachfrage ausgegangen.²² Nach Einführung dynamischer Tarife dürfte sich dies jedoch ändern. So versuchen beispielsweise Klobasa, Stötzer oder VDE²³, die Lastverschiebepotenziale (LVP) der Industrie zu klassifizieren und identifizierten insbesondere in der Papier-, Metall-, Chlor- und Aluminiumindustrie erhebliche (negative) LVP.

Um diese Potentiale für die Energiewirtschaft wirklich nutzbar zu machen, sind zum einen die notwendigen Investitionen in ein solches System (und die erhöhten Preise für die Nutzer) zu identifizieren und zum anderen die LVP weiter aufzugliedern (auf die verschiedenen Märkte). Das sogenannte marktbasierete LVP²⁴ lässt sich in einer zeitlichen Struktur verwirklichen: Können Endkunden kurzfristig Laständerungen realisieren, kann dies beispielsweise als Regelpotenzial (prinzipiell) auf den Regelenergiemärkten angeboten werden. Eine Lastverlagerung über 24 Stunden könnte auf dem Day Ahead Markt gehandelt werden, und eine garantierte Laständerung bei Nachfragespitzen könnte sogar auf Kapazitätsmärkte einen Einfluss haben, da die vorgehaltene Kraftwerkskapazität geringer ausfallen könnte.²⁵

Neben der fehlenden Steuerungstechnologie ist das LVP in privaten Haushalten bis dato ohnehin begrenzt. Generell kann man Haushaltsgeräte jedoch hinsichtlich ihres LVP in „Autonomer Einsatz“ und „Nachfragebedingter Einsatz“ untergliedern (vgl. Abbildung 1). Dabei werden die größten Potentiale folgenden Geräten zugesprochen: Nachtspeicherofen, Wärmepumpe, BHKW, Kühlschrank, Waschmaschine, und Spülmaschine.²⁶ Im

²¹ Vgl. Klobasa (2009).

²² Vgl. Fox-Penner (2009).

²³ Vgl. Klobasa (2009); Stötzer (2012); VDE (2012).

²⁴ Vgl. Albadi/El-Saadany (2008).

²⁵ Vgl. Albadi/El-Saadany (2008).

²⁶ Vgl. Klobasa (2009); Stötzer (2012).

Energiesystem von morgen könnten auch stationäre Kleinspeicher (bspw. Li-Ion Batterien) und/oder Elektrofahrzeuge eine größere Rolle übernehmen. Elektrofahrzeuge haben erhebliche Freiheitsgrade für eine Laststeuerung: Sie parken i.d.R. 23 Stunden am Tag und hiervon ca. 13 Stunden zuhause²⁷ und könnten in dieser Zeit mit dem Stromnetz verbunden sein; sie können eine Ladeleistung von heute bis zu 22 kW (in Zukunft vielleicht auch mehr) ermöglichen²⁸ und haben einen durchschnittlichen Jahresenergiebedarf, der einem Zweipersonenhaushalt gleichkommt. Den Fragen ob und wie die Energieinfrastruktur diese Voraussetzungen treffen kann, widmet sich das folgende Kapitel.



Abbildung 1: Verbraucherklassifikation nach Steuerbarkeit²⁹

3 Energieinfrastruktur zur Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch

3.1 Einleitung

Wie beschrieben führen der ambitionierte Ausbau der EE und die damit einhergehende Dezentralisierung zu vielfältigen Herausforderungen für einen stabilen Betrieb der Energieinfrastruktur zur Vernetzung von Erzeugung und Verbrauch. Um die

²⁷ Vgl. *Infas/DLR* (2010).

²⁸ In der Norm IEC 61851 der International Electrotechnical Commission (IEC) sind „Lademodi“ für Elektrofahrzeuge normiert. Derzeit setzen sich Mode 2 (laden bis 3,5 kW an der Haushaltssteckdose) und Mode 3 (intelligentes Laden bis 43 kW mit dem „Type 2“ Stecker) durch. Künftig könnten auch öffentliche Ladestationen in Mode 4 (mehr als 100 kW Gleichstrom) relevant werden.

²⁹ Vgl. *Paetz/Kaschub/Jochem/Fichtner* (2011).

betriebswirtschaftlichen Implikationen dieser Herausforderungen besser verstehen und beurteilen zu können, sollen nachfolgend zunächst grundlegende technische Zusammenhänge in Kürze dargestellt werden. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die wesentlichen Herausforderungen, Ursachen und möglichen Lösungsbeiträge, die im Rahmen dieses Kapitels diskutiert werden sollen.

Relevante Konsequenz des EE-Ausbaus bzw. der Dezentralisierung	Steigende Fluktuation der Erzeugung im System und somit steilere Gradienten der Residuallast	Wachsende Entfernung zw. Erzeugungs- und Verbrauchszentren und somit steigender Transportbedarf	Hohe dezentrale Einspeisung; sinkender Anteil therm. KW im Markt/am Netz, die Blindleistung bereitstellen
Herausforderungen	Frequenzhaltung	Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen (Netzleitungen, Transformatoren)	Spannungshaltung
Verstärkungsfaktor	Sinkender Anteil rotierender Massen im System	Flussumkehr in Verteilnetzen	Abschaltung Kernkraftwerke
Mögliche Lösungsbeiträge	- DSM - Abregeln EE		
	Verstärkter Außenhandel		- Zubau therm. KW bzw. Erhalt eines (geografisch adäquat verteilten) Mindestanteils therm. KW - Phasenschieber - Spannungslängsregler - Regelbarer Ortsnetztransformator
	- Regelkraftwerke - Speicher (z.B. Pumpspeicherkraftwerke, Power-to-Gas)	- Netzausbau - Geografisch adäquat verteilte Speicher	
	Notwendige Infrastruktur: Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT)		

Tabelle 1: Wesentliche Herausforderungen für einen stabilen Systembetrieb und mögliche Lösungsbeiträge

3.2 Wesentliche infrastrukturelle Herausforderungen und Ursachen

Der starke Anstieg des EE-Anteils an der Stromversorgung bringt Herausforderungen für nahezu alle Komponenten des Energieinfrastruktursystems mit sich. Aus Netzsicht werden dabei insb. Herausforderungen bzgl. der Frequenzhaltung, der Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen und der Spannungshaltung unterschieden.

Zur Gewährleistung eines stabilen Systembetriebs müssen Erzeugung und Verbrauch von Elektrizität zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein. Eine Abweichung in die eine oder andere

Richtung würde sich auf die Netzfrequenz auswirken. Insbesondere industrielle Produktionsanlagen sind üblicherweise für eine bestimmte Netzfrequenz ausgelegt, d.h. Abweichungen davon würden sich negativ auf Funktion und Lebensdauer der Anlagen auswirken und könnten entsprechend hohe Folgekosten in den betroffenen industriellen Sektoren nach sich ziehen. Durch die steigende Fluktuation der Erzeugung wird es zunehmend anspruchsvoller, eine ausgeglichene Bilanz von Erzeugung und Verbrauch zu gewährleisten. Verstärkt wird diese Problematik dadurch, dass durch die Verdrängung der thermischen Großkraftwerke im Zuge des EE-Ausbaus auch die rotierenden Massen/Schwungräder aus dem System verdrängt werden, die ihrerseits aber einen wichtigen Beitrag zum Einhalten der Netzfrequenz geleistet haben.

Eine weitere Herausforderung besteht in der zunehmenden Entfernung zwischen Erzeugungs- und Verbrauchszentren. Daraus resultiert ein steigender Transportbedarf großer Mengen elektrischer Energie über weite Strecken, bspw. aus der Nordseeregion hin zu den großen Lastzentren Deutschlands (z. B. im Ruhrgebiet und im Süden). Als Konsequenz wird die Last im Transportnetz vielfach so stark ansteigen, dass die Belastung mit den existierenden Betriebsmitteln (insb. Leitungs- und TransformatorKapazitäten) kaum bewältigt werden kann.³⁰ Hinzu kommt eine wachsende Anzahl kleiner, dezentraler Energieerzeugungsanlagen (insb. PV, Wind und mKWK), die ins Verteilnetz einspeisen und dort – zumindest zeitweise – lokal bzw. regional für eine Umkehrung des Lastflusses sorgen (vgl. Abbildung 3). Die Verteilnetze sind dafür nur bedingt ausgelegt und bewältigen in bestimmten Regionen den geplanten Zubau an Windenergie- und PV-Anlagen bereits heute nicht mehr. Eine dauerhafte Überlastung der Betriebsmittel führt zu einem deutlich erhöhten Risiko eines Systemausfalls bzw. des Ausfalls bestimmter Systemteile, was sich wiederum negativ auf die gesamte Wirtschaft und Gesellschaft auswirkt. Das dauerhafte Vermeiden von Netzengpässen wird künftig also zunehmend anspruchsvoller.

Neben einer Beanspruchung der Betriebsmittel führt eine verstärkte Einspeisung dezentraler Erzeuger ins Verteilnetz bereits heute zu lokalen bzw. regionalen Spannungserhöhungen. Die Herausforderungen an die Spannungshaltung auf Transport- und Verteilnetzebene werden weiterhin dadurch erhöht, dass ein wachsender Anteil von EE-Erzeugern mittel- bis langfristig dazu führt, dass zunehmend weniger thermische Großkraftwerke in das System einspeisen. Während diese Entwicklung vor dem Hintergrund der Ziele zur Emissionsreduktion durchaus erstrebenswert ist, sind die Implikationen für die

³⁰ Vgl. *Nolden/Schönfelder/Eßer-Frey/Bertsch/Fichtner* (2013).

Systemsicherheit nicht zu vernachlässigen. Traditionell werden die konventionellen Großkraftwerke neben der reinen Elektrizitätserzeugung zur Bereitstellung von Blindleistung genutzt, welche einen Beitrag zum Einhalten eines möglichst kleinen Spannungsbandes leistet. Eine hohe Spannungsqualität ist nicht nur für private Haushalte, sondern insbesondere auch für industrielle Prozesse von hoher Bedeutung, da die meisten Produktionsanlagen nicht nur für ein bestimmtes Frequenzniveau, sondern auch für ein bestimmtes Spannungsniveau ausgelegt sind. Verstärkt wird die Spannungsproblematik in Deutschland durch das Abschalten von acht Kernkraftwerken im Jahr 2011, da diese Blöcke einen Großteil der benötigten Blindleistung in Süddeutschland bereitstellten.³¹

3.3 Mögliche infrastrukturelle Lösungsbeiträge

Um den im vorangehenden Abschnitt dargestellten Herausforderungen zu begegnen, wird derzeit eine Vielzahl alternativer Lösungsbeiträge diskutiert. Tabelle 1 gibt einen Überblick über häufig diskutierte Möglichkeiten, die nachfolgend im Einzelnen beschrieben werden. Grundsätzlich kann dabei zwischen Lösungsbeiträgen im regulierten Bereich (Netzbetrieb) und im wettbewerblichen Bereich (z.B. Erzeugung, Handel, Vertrieb) unterschieden werden.

Im regulierten Bereich ist ein Ausbau von Transport- bzw. Verteilnetzen möglich. Der vonseiten der deutschen Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichte und auf Basis von über 2.000 Stellungnahmen überarbeitete Netzentwicklungsplan Strom (NEP) für das Jahr 2012 gibt hierbei Aufschluss über geplante Ausbau- sowie Modernisierungsvorhaben auf Transportnetzebene.³² Eine gezielte Verstärkung der Netze trägt insbesondere zur Entlastung der vorhandenen Betriebsmittel bei und wird konventionell außerdem zur Spannungshaltung eingesetzt. Zur Frequenzhaltung kann der Netzausbau keinen Beitrag leisten. Wie bei allen Infrastrukturprojekten ist heutzutage allerdings neben der Wirksamkeit und den Kosten von Netzverstärkungsvorhaben die Relevanz der öffentlichen Akzeptanz solcher Projekte nicht zu unterschätzen und dementsprechend in der Entwicklung von Strategien zu berücksichtigen. Alternativ zum konventionellen Netzausbau stehen verschiedene „intelligente Netzkomponenten“ zur Verfügung. Insbesondere auf der Niederspannungsebene können beispielsweise sog. regelbare Ortsnetztransformatoren zur Lösung des Spannungsproblems eingesetzt werden. Diese sind im Hinblick auf ihrer Effektivität teilweise vergleichbar mit

³¹ Vgl. *Bundesnetzagentur* (2012).

³² Vgl. *Amprion GmbH/TenneT TSO GmbH/50Hertz Transmission GmbH/TransnetBW GmbH* (2012).

Netzausbaumaßnahmen, bringen aber Vorteile hinsichtlich der Akzeptanz und oftmals auch der Kosten mit sich. Neben Maßnahmen der konventionellen oder intelligenten Netzaufrüstung steht Netzbetreibern im Rahmen des EEG-Einspeisemanagements unter bestimmten Voraussetzungen die Möglichkeit zur Verfügung, EE-Anlagen gezielt abzuregeln. In EEG 2012 § 6 sind die technischen Vorgaben beschrieben, die Neu- bzw. Bestandsanlagen erfüllen müssen, um ihren Beitrag zur Netzstabilisierung leisten zu können. Betriebswirtschaftliche Konsequenzen für Anlagenbetreiber oder -investoren hat das Abregeln durch die Entschädigungsregelung im EEG zumeist allerdings bislang nicht. Volkswirtschaftliche Konsequenzen hat die Maßnahme aber sehr wohl, da die Netzbetreiber die Entschädigungszahlungen üblicherweise bei der Ermittlung der Netzentgelte berücksichtigen können und sich die Zahlungen dementsprechend auf die Endverbraucherpreise auswirken.

Auf der Wettbewerbsseite werden insb. Maßnahmen und Technologien zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch stark an Bedeutung gewinnen. Geeignete Energiespeichertechnologien, beispielsweise Pumpspeicherkraftwerke, moderne Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) in Kombination mit marktbasierten Ansätzen zur Umsetzung von DSM-Maßnahmen oder zukünftig evtl. auch Power-to-Gas-Konzepte³³ zur Nutzung des Erdgasnetzes als Energiespeicher können dabei eine zentrale Rolle spielen. Speichertechnologien leisten dabei heutzutage in erster Linie einen Beitrag zur Frequenzhaltung. Bei geografisch adäquater Verteilung können sie allerdings auch einen Beitrag zur Entlastung der Betriebsmittel sowie zur Lösung des Spannungsproblems leisten. Problematisch bzgl. klassischer Speichertechnologien wie den Pumpspeicherkraftwerken ist jedoch, dass das Potenzial noch nicht erschlossener Standorte einerseits begrenzt und andererseits überwiegend weit entfernt von Regionen mit hohem Windpotenzial ist. Somit sind diesbezüglich die Möglichkeiten zur Entlastung der Betriebsmittel stark eingeschränkt. Das Potenzial von DSM-Maßnahmen könnte künftig durch entsprechende Marktpenetration der Elektromobilität deutlich erhöht werden (vgl. Kap. 2). Interessant ist dabei u.a. die Tatsache, dass die räumliche Verteilung der Speichermöglichkeiten durch DSM-Maßnahmen mit Elektromobilität deutlich weniger eingeschränkt ist als bei Pumpspeicherkraftwerken.

³³ Indem Elektrizität in einem Schritt durch Elektrolyse in Wasserstoff und ggf. in einem zweiten Schritt durch Methanisierung in Methan umgewandelt wird.

Gleiches gilt auch für die Nutzung von stationären Speichern (Batterien) in privaten Haushalten, die künftig wirtschaftlich relevant werden könnten.³⁴

Neben der geografischen Verteilung der Potenziale unterscheiden sich die verschiedenen Speichertechnologien insb. in Bezug auf ihren Speicherenergieinhalt und die mögliche Speicherdauer (siehe Abbildung 2). Vor allem in einem Stromversorgungssystem, das gemäß Energiekonzept langfristig zu einem Großteil auf erneuerbarer, fluktuierender Stromerzeugung basieren soll, sind Speicherdauer und -energieinhalt von Speichertechnologien von großer Bedeutung für die Frequenzhaltung im System – beispielsweise in Zeiten einer mehrtägigen Flaute. Aus Abbildung 2 wird aber auch ersichtlich, dass nicht alle Speichertechnologien gleichermaßen zur Frequenzhaltung beitragen können. In Zukunft werden auch Elektrofahrzeuge einen Teil des Speicherbedarfs decken können, da sie zum einen unter gewissen Bedingungen mit geringen Kosten als stationäre Batterien betrieben werden können³⁵ und zum anderen das LVP der Haushalte beim DSM erheblich erhöht wird. Eine Marktpenetration der Elektromobilität hat nur einen relativ geringen Effekt auf das Gesamtsystem. Ein (unrealistisches) vollständiges Ersetzen aller Verbrennungsfahrzeuge in Deutschland würde eine Erhöhung der Elektrizitätsnachfrage um ca. 15 % bedeuten.³⁶ Lokal können Elektrofahrzeuge aber sehr wohl einen signifikanten Effekt haben. Einerseits wird sich die heute übliche Ladeleistung von ca. 2 kW (i.d.R. an der Haushaltssteckdose CEE7/7 nach IEC61851-1 Mode 2³⁷) in der Zukunft erhöhen. Hier sind Ladeleistungen von bis zu 60 kW (in Mode 3 und 4) denkbar. Dies hat einen erheblichen Einfluss auf die lokalen Verteilnetze. Andererseits können Elektrofahrzeuge durch ihre langen Standzeiten und im Vergleich hierzu kurzen Ladezeiten sowie durch eine Verdopplung der Elektrizitätsnachfrage der Privathaushalte (für einen durchschnittlichen Einpersonenhaushalt und 20.000 km Jahresfahrleistung) einen erheblichen Beitrag zu Lastverschiebepotenzialen der Haushalte leisten.³⁸ Während Batterien und DSM-Maßnahmen zum Ausgleich untertägiger Schwankungen effizient beitragen können, sind diese Technologien zum Ausgleich saisonaler Schwankungen ungeeignet. Zur saisonalen Speicherung sind aus

³⁴ Vgl. *Kaschub/Jochem/Fichtner* (2011).

³⁵ Im Vergleich von sofortigem und zeitverzögertem Laden ändert sich die Beanspruchung der Batterie nicht. Der Kunde profitiert hierdurch durch günstigere Strombezugpreise bspw. zu Nachtstunden. Bei zusätzlicher Rückspeisung (sog. Vehicle-to-grid, v2g) ist die Batterieabnutzung jedoch mit heutigen Technologien und im heutigen Energiemarkt noch nicht wirtschaftlich, vgl. *Jochem/Kaschub/Fichtner* (2012a).

³⁶ Vgl. *Jochem/Kaschub/Fichtner* (2012a).

³⁷ Vgl. Fußnote 28.

³⁸ Vgl. *Jochem/Kaschub/Paetz/Fichtner* (2012b).

heutiger Sicht u.a. große Jahresspeicherkraftwerke (wie z.B. in den Alpen) oder Power-to-Gas-Konzepte erforderlich.

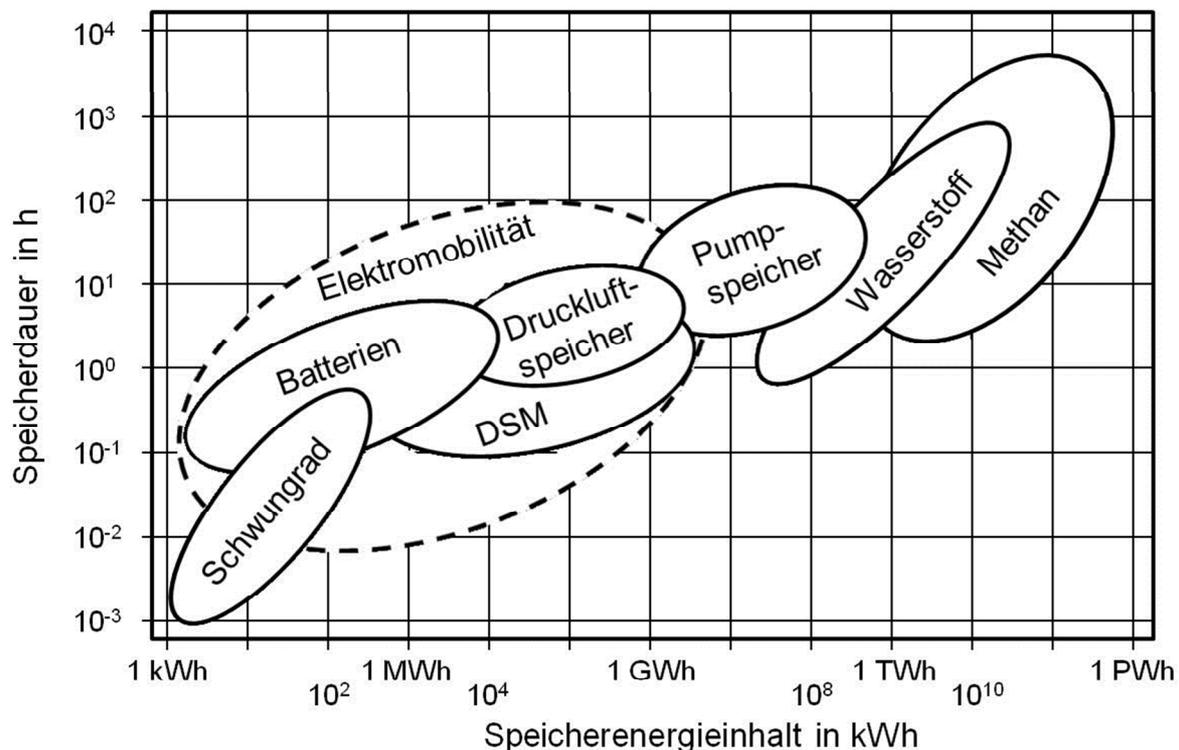


Abbildung 2: Speicherdauer und -energieeinheit verschiedener Speichertechnologien (angelehnt an Specht et al.³⁹)

Als letzte Maßnahme – allerdings nur auf Gesamtsystemebene – im wettbewerblichen Bereich sei noch eine Verstärkung des Außenhandels (Stromimport bzw. -export) genannt. Beispielsweise würden ein verstärkter Stromimport vornehmlich in Süddeutschland sowie ein Stromexport in Norddeutschland, insb. zu Starkwindzeiten, einen Beitrag zur Frequenzhaltung sowie zur Entlastung des innerdeutschen Netzes leisten. Damit verbunden wäre unter Umständen allerdings zumindest eine teilweise Aufgabe des Autarkiegedankens, da zu Zeiten geringer Einspeisung aus EE auf Kraftwerks- und Netzkapazitäten im Ausland zurückgegriffen werden müsste. Darüber hinaus sind der Außenhandelsverstärkung – ceteris paribus – Grenzen durch die bestehenden Kuppelkapazitäten mit den Nachbarländern gesetzt.

Aus den Beschreibungen der verschiedenen Möglichkeiten wird ersichtlich, dass bei nahezu allen Lösungen die IKT eine notwendige Voraussetzung zur Realisierung darstellt, d.h., dass die Bedeutung der IKT im Energiesystem im Vergleich zu heute noch stark ansteigt. Darüber hinaus wird eine intelligente Integration der verschiedenen Infrastrukturen (z.B. Stromnetz-

³⁹ Vgl. Specht/Baumgart/Feigl/Frick/Stürmer/Zuberbühler/Sterner/Waldstein (2010).

Gasnetz, Stromnetz-Wärmenetz, Stromnetz-Speicher, stärkere Integration von IKT in Stromnetze) zunehmend wichtiger, um weitere Flexibilisierungspotenziale ökonomisch effizient zu erschließen.

4 Energiesystemanalyse zur Bewertung alternativer Lösungsansätze

4.1 Einleitung

In den vorhergehenden Kapiteln wurden die Herausforderungen der einzelnen Bereiche der Energiewirtschaft identifiziert und diskutiert. Ein zukünftiges Energiesystem, in dem alle Teilelemente deutlich mehr interagieren und zusammenspielen, könnte wie in Abbildung 3 dargestellt aussehen. Hierbei ist es ein wichtiges Merkmal, dass im Gegensatz zu dem heutigen unidirektionalen Energiesystem (Erzeugung-Transport-Verteilung-Nachfrage) das System durch eine Verschmelzung von Angebots- sowie Nachfrageseite charakterisiert wird. Hierdurch werden die Komplexität des Systems sowie die Interaktion unterschiedlicher Energieformen (insb. Strom, Gas, Wärme und Kälte) stark zunehmen. Diese Wechselwirkungen zwischen den diversen energiewirtschaftlichen Herausforderungen bedeuten auch, dass Lösungsansätze wie beispielsweise Netzausbau, Speicher und DSM allein nur in begrenztem Umfang zu einem Gesamtkonzept beitragen können. Dies bedeutet aber nicht, dass ihre einzelnen Potenziale gering sind, sondern dass durch Synergieeffekte die Summe der Einzelpotentiale geringer ist, als das Gesamtpotential bei gleichzeitiger Realisierung.

4.2 Die Energiesystemanalyse als Lösungsansatz

Um die Auswirkungen einzelner Maßnahmen auf das gesamte Energiesystem untersuchen zu können sind übergreifende Ansätze nötig. Einen solchen Ansatz stellt beispielsweise die Energiesystemanalyse dar, deren Ziel es ist, diejenigen Aspekte des Systems abzubilden, die für die Fragestellung besonders relevant sind.⁴⁰ Üblicherweise hat das untersuchte und abgebildete Energiesystem diverse Energieressourcen, die durch Erzeugungsanlagen in nutzbare (End-)Energieformen umgewandelt werden, bevor sie von unterschiedlichen Endnutzern nachgefragt werden. Das System kann prinzipiell beliebig groß sein, von einzelnen Gebäuden bis hin zu ganzen Kontinenten, wobei der Detaillierungsgrad der räumlichen Auflösung im Modell i.d.R. von der Größe des Untersuchungsraumes abhängt. Geeignete Fragen für die Energiesystemanalyse sind also beispielsweise, wie unter gegebenen Bedingungen eine (hinsichtlich Emissionen oder Ausgaben) optimale Energieversorgung

⁴⁰ Vgl. Möst/Fichtner (2008).

gestaltet werden kann, wie sich das System unter gewissen Annahmen zukünftig entwickeln würde und wie verschiedene Agenten im System interagieren.

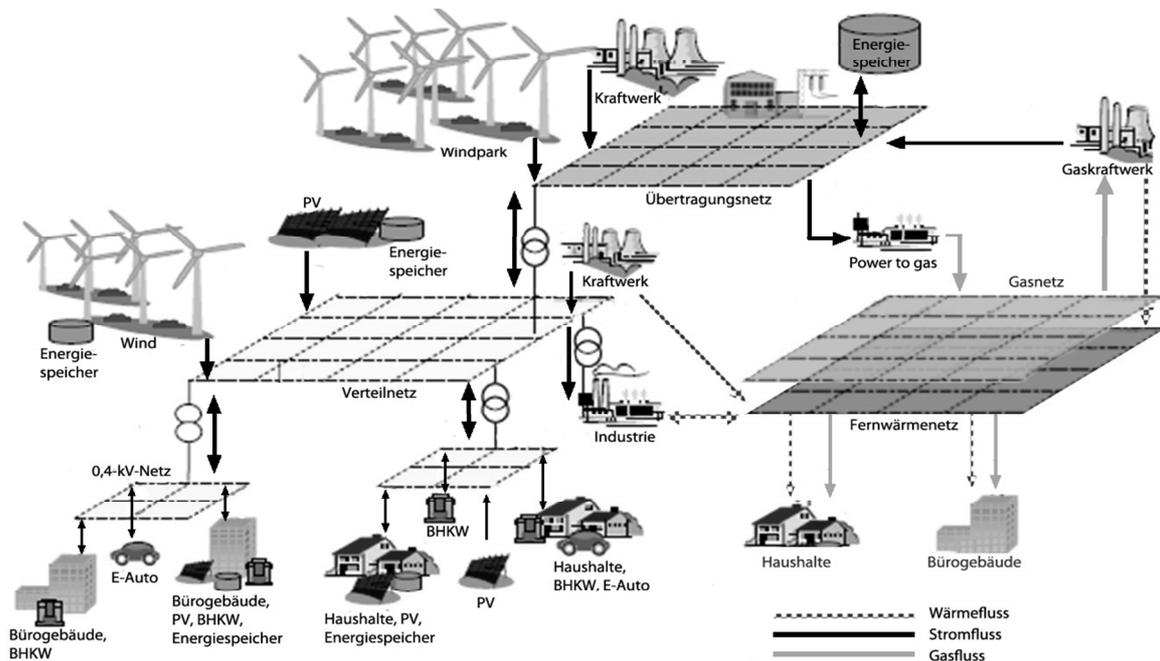


Abbildung 3 – Schematische Darstellung des zukünftigen Energiesystems (eigene Darstellung nach Bretschneider, Fraunhofer IOSB-AST, in Ament⁴¹)

Energiesystemmodelle lassen sich grundsätzlich je nach Betrachtungszeitraum in kurzfristige und mittel- bis langfristige Ansätze unterscheiden.⁴² Erstere haben eine hohe zeitliche Auflösung sowie einen hohen technischen Detaillierungsgrad und werden üblicherweise von Kraftwerksbetreibern zur kurzfristigen Kraftwerkseinsatzplanung eingesetzt. Langfristmodelle werden eher für die Ausbauplanung von Kraftwerken über Jahrzehnte hinaus angewendet und haben dafür i.d.R. eine niedrigere zeitliche Auflösung. Eine gewisse Wechselwirkung zwischen diesen zwei Kategorien besteht, insbesondere weil auch in Realität die Systemführung und -auslegung voneinander nicht vollständig zu trennen sind. Weiterhin kann grundsätzlich zwischen zwei Hauptarten von Methoden unterschieden werden, nämlich optimierenden und simulierenden Modellen.⁴³

Im Falle eines optimierenden Energiesystemmodells ist die Zielfunktion üblicherweise die Minimierung aller entscheidungsrelevanten Systemausgaben unter der zwingenden

⁴¹ Vgl. Ament (2012).

⁴² Vgl. Möst/Fichtner (2008).

⁴³ Es ist in der Literatur nicht eindeutig geklärt, ob systemdynamische Modelle eine eigene Kategorie oder eine Unterkategorie von Simulationsmodellen bilden, vgl. Möst/Fichtner (2008).

Nebenbedingung, dass die Last zu jedem Zeitpunkt zu decken ist. Bei Simulationsmodellen wird hingegen das Gesamtsystem durch das Verhalten von seinen Teilelementen abgebildet. In diesem Sinne stellen diese Modellvarianten entgegengesetzte Lösungsansätze dar: Eine Optimierung gibt eine Zielsetzung (Optimalität) vor, wobei eine Simulation sich das System von einem Ausgangspunkt nach gewissen Regeln selbst entwickeln lässt.

Optimiermodelle wurden über mehrere Jahrzehnte, insbesondere nach den Ölpreiskrisen der 1970er Jahre, für die Langfristmodellierung diverser Energiesysteme entwickelt und zur Beantwortung vielfältiger energiewirtschaftlicher Fragestellungen herangezogen. Die Stärken der Optimiermodelle liegen in der expliziten Berücksichtigung der Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Systemteilaspekten, wie etwa verschiedene Nachfragesektoren⁴⁴ und/oder Energiebereitstellungstechnologien⁴⁵, sowie in der Ermittlung einer optimierten Systemgestaltung unter verschiedenen energiepolitischen Rahmenbedingungen. Ihre Schwächen liegen in der Annahme des Vorhandenseins von perfekten Märkten mit vollständiger Information sowie ihrer Abstrahierung von Einzelentscheidungen. Diese Schwächen können zusammen zu dem sogenannten „bang-bang“-Verhalten führen, bei dem kleine Änderungen von Inputparametern große Auswirkungen auf die Optimiererergebnisse zur Folge haben können.

Simulationsmodelle besitzen die oben erwähnten Schwächen nicht. Eine besonders relevante Unterkategorie der Simulationsmodelle bilden Agentenbasierte Modelle. Bublitz et. al.⁴⁶ und Sensfuss et al.⁴⁷ geben jeweils einen Überblick über Agentenbasierte Modelle für die Elektrizitätswirtschaft. Die Grundidee in diesen Modellen ist, dass die zeitliche Entwicklung des Systems durch das Verhalten der Akteure bestimmt wird. Auf eine übergeordnete Zielfunktion wird bei diesem Ansatz verzichtet. Ein großer Vorteil dieses Ansatzes ist, dass das Verhalten der Akteure beliebig spezifiziert werden kann. Allerdings leiden diese Modelle unter dem Nachteil, dass die Wechselwirkungen zwischen den Einzelentscheidungen unklar sind. Agentenbasierte Simulationsmodelle eignen sich dazu, das Marktgeschehen und die Interaktion von Akteuren im Markt abzubilden und zu untersuchen.

⁴⁴ Vgl. *Cail/McKenna/Fichtner* (2011), in *McKenna/Fichtner* (2011).

⁴⁵ Vgl. *Merkel/Fehrenbach/McKenna/Fichtner* (2013).

⁴⁶ Vgl. *Bublitz/Genoese/Fichtner* (2013).

⁴⁷ Vgl. *Sensfuss/Genoese/Ragwitz/Moest* (2007).

Bezüglich der Bewertung der beschriebenen infrastrukturellen Lösungsansätze⁴⁸ werden künftig neben den rein ökonomischen Kriterien auch ökologische oder sozio-psychologische Aspekte zunehmend an Relevanz im Rahmen der Bewertung gewinnen. Dies wird umso bedeutsamer, da der Ausbau von EE neben einer steigenden Fluktuation der Elektrizitätserzeugung insbesondere zu einer zunehmenden Dezentralisierung führt, mit der eine steigende Anzahl von Akteuren einhergeht, die jeweils unterschiedliche – ggf. konfliktäre – Ziele verfolgen und verschiedenen Kriterien eine unterschiedliche Bedeutung beimessen.⁴⁹ Da für alle Akteure die eigene Entscheidungs- und Gestaltungsfreiheit ein wichtiger Aspekt ist, kommt im Rahmen der Bewertung alternativer Ansätze zur Gestaltung des künftigen Elektrizitätsversorgungssystems somit multikriteriellen, partizipativen Ansätzen⁵⁰ eine wachsende Bedeutung zu. Dabei sind neben den rein ökonomischen Kriterien auch technische, ökologische und sozio-psychologische Aspekte sowie die Einbindung verschiedener Akteure in Entscheidungs- bzw. Bewertungsprozesse zu beachten.⁵¹ Methoden aus dem Bereich der multikriteriellen Entscheidungsunterstützung⁵² können hier einen wesentlichen Beitrag zur transparenten Strukturierung und Gestaltung von Bewertungs- und Entscheidungsprozessen leisten.⁵³

Zusammenfassend werden die zukünftig verstärkten Wechselwirkungen zwischen den Teilelementen der Energiewirtschaft höhere Ansprüche als bisher an die Energiesystemmodellierung mit sich bringen. Die Modellierung von Energiesystemen mit einem steigenden Anteil von EE setzt eine hohe zeitliche und räumliche Auflösung voraus, was tendenziell zu größeren Modellen führen wird. Dabei müssen Kompromisse zwischen Genauigkeit und Machbarkeit (insbesondere im Sinne von Rechenzeiten) eingegangen werden. Zum einen werden die Entwicklung und Anwendung von diesen umfangreicheren Modellen durch höhere Rechenkapazitäten zukünftig unterstützt werden. Zum anderen müssen jedoch neuartige Modellkopplungen entwickelt werden, die überwiegend die jeweiligen Vorteile von mehreren Teilmodellen vereinen.

⁴⁸ Vgl. Abschnitt 3.3.

⁴⁹ Vgl. *Hillemacher/Hufendiek/Bertsch/Wiechmann/Gratenau/Jochem/Fichtner* (2013).

⁵⁰ Vgl. *Bose/Davey/Olson* (1997); *Bayley/French* (2008).

⁵¹ Vgl. *Bertsch/Geldermann* (2008); *Oberschmidt* (2010).

⁵² Engl. „Multi-criteria Decision Analysis“ – MCDA

⁵³ Vgl. *Von Winterfeldt/Edwards* (1986); *Belton/Stewart* (2002).

5. Fazit

Der aktuelle Umbruch der Energiewirtschaft hin zu einem auf hauptsächlich EE basierendem System führt zu einer Vielzahl an Herausforderungen, wobei die größte Herausforderung die Integration der EE in das bestehende Energiesystem bei gleichzeitiger Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit ist. Der erste Teil dieses Beitrags hat gezeigt, dass dabei zum einen die technologiespezifische Förderung an regionale Gegebenheiten angepasst und zum anderen die Fördermaßnahmen mit verschiedenen Politikmaßnahmen abgestimmt werden müssen. Ziel ist die Konkurrenzfähigkeit sowie die Markt- und Systemintegration der neuen Erzeugungstechnologien. Diese Integration wird insbesondere durch die sehr begrenzte Prognostizierbarkeit von EE erschwert und bedeutet, dass insbesondere für die Netzbetreiber zuverlässigere Prognosen von EE-Einspeisung benötigt werden. Zudem stehen konventionelle Kraftwerke vor der großen Herausforderung, ihre fixen Kosten bei steigenden Anteilen von EE im Markt zu decken. Ein Kapazitätsmarkt könnte dazu beitragen, dass EE effizienter in den Markt integriert werden und die fixen Kosten konventioneller Kraftwerke erwirtschaftet werden können.

Dieser zweite Teil des Beitrags hat gezeigt, dass die Infrastruktur wohl der Bereich ist, der vor den größten Herausforderungen steht. Um alternative Möglichkeiten zur Aufrechterhaltung eines stabilen Systembetriebs analysieren und bewerten zu können, werden daher insb. Netzmodelle für alle Netzspannungsebenen zunehmend an Bedeutung gewinnen. Bereits heute können Netzengpässe beobachtet werden. Infolge des zunehmenden Ungleichgewichts zwischen erneuerbarer, fluktuierender Erzeugung im Norden/Nordosten auf der einen Seite und den Verbrauchszentren im Süden und Westen auf der anderen Seite ist mit einem steigenden Bedarf an Netzausbau bzw. geografisch adäquat verteilten Speichern oder flexiblen (Reserve-)Kraftwerken zu rechnen. Darüber hinaus wird durch die steigende Fluktuation der Erzeugung die Frequenzhaltung noch anspruchsvoller als bereits heute. Weiterhin erschwert der höhere Dezentralitätsgrad dieser Einspeisung die Spannungshaltung. Das Abregeln von EE wird zumindest teilweise nicht zu vermeiden sein.

Auf der Nachfrageseite müssen wirtschaftliche und andere sozio-ökonomische Anreize für die Erschließung von erheblichen Energieeffizienzpotenzialen gesetzt werden, und es bedarf noch empirischer Untersuchungen, um die Marktakteure aktiv in einen zukünftigen (aber noch nicht bestehenden) Markt für Energieeffizienz zu integrieren. Elektrofahrzeuge können hierbei den Anteil der regelbaren Last auf Seiten der Haushalte erheblich erhöhen. Industrieunternehmen sind aktuell die einzigen Kunden mit dynamischen Tarifen; eine große

Herausforderung besteht darin, solche Kundenmodelle auf den Haushaltsbereich zu übertragen und dadurch nachfrageseitige Elastizitäten zu erschließen und zu beeinflussen. Für Industriebetriebe stellt sich die Frage, wie sie ihre Produktionsprozesse zukünftig nicht nur produktionsorientiert, sondern auch energieorientiert (bspw. durch DSM) optimieren können. Die Vielzahl an Herausforderungen bietet zugleich große Geschäftschancen für bestehende sowie neue Unternehmen. Zur vergleichenden Gegenüberstellung und Untersuchung der Wechselwirkungen zwischen den einzelnen, hier diskutierten Lösungsansätzen ermöglicht die Energiesystemanalyse eine Identifikation und Bewertung adäquater Handlungsstrategien unter bereits existierenden sowie zukünftigen energiepolitischen und technischen Rahmenbedingungen.

Literaturverzeichnis

- Albadi, M.H./El-Saadany, E.F.* (2008), A summary of demand response in electricity markets, *Electrical Power System Research*, 78. Jg., Nr. 11, S. 1989–1996.
- Ament, C.* (2012), Optimierung komplexer Systeme - Erkenntnisse der Kybernetik, Vortrag auf der dena-Energieeffizienzkonferenz, Okt. 2012, Berlin.
- Amprion GmbH/TenneT TSO GmbH/50Hertz Transmission GmbH/TransnetBW GmbH* (2012), Netzentwicklungsplan Strom 2012, Bayreuth.
- Belton, V./Stewart, T.* (2002), Multiple Criteria Decision Analysis – An integrated approach, Boston.
- Benini, M./Marracci, M./Pelacchi, P./Venturini, A.* (2002), Day-ahead market price volatility analysis in deregulated electricity markets, *Power Engineering Society Summer Meeting – IEEE*, Nr. 3, S. 1354–1359.
- Bertsch, V./Geldermann, J.* (2008), Preference Elicitation and Sensitivity Analysis in Multi-Criteria Group Decision Support for Industrial Risk and Emergency Management, *International Journal of Emergency Management*, 5. Jg., Nr. 1–2, S. 7–24.
- Bublitz, A./Genoese, M./Fichtner, W.* (2013), Agentenbasierte Simulation von Elektrizitätsmärkten, *WiSt - Wirtschaftswissenschaftliches Studium*, 42. Jg., Nr. 3, S. 371–378.
- Bundesnetzagentur* (2012), Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/12, Bonn.
- DeCanio, S.J.* (1998), The efficiency paradox: bureaucratic and organizational barriers to profitable energy-saving investments, *Energy Policy*, 26. Jg., Nr. 5, S. 441–454.
- EPRI* (1987), Moving Toward Integrated Resource Planning: Understanding the Theory and Praxis of Least-Cost-Planning and Demand-Side Management, Final Report, Electric Power Research Institute, Palo Alto.
- Fox-Penner, P.* (2009), Smart Power: Climate Change, the Smart Grid, and the Future of Electric Utilities, Washington D.C.
- Fronzel, M.* (2012), Der Rebound-Effekt von Energieeffizienz-Verbesserungen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*. 62. Jg., Nr. 8, S. 12–17.
- Hillemacher, L./Hufendiek, K./Bertsch, V./Wiechmann, H./Gratenau, J./Jochem, P./Fichtner, W.* (2013), Ein Rollenmodell zur Einbindung der Endkunden in eine smarte Energiewelt, *ZfE - Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 37. Jg., Nr. 3, S. 195–210.

- IET* (2007), *The IET Energy Principles*, The Institution of Engineering and Technology, London.
- Jaffe, A.B./Stavins, R.N.* (1994), *The Energy-Efficiency Gap*, *Energy Policy*, 22. Jg., Nr. 10, S. 804–810.
- Jochem, P./Kaschub, T./Fichtner, W.* (2012a), *How to Integrate Electric Vehicles in the Future Energy System?*, In: *Hülsmann, M./Fornahl, D.* (Hrsg.), *Evolutionary Paths Towards the Mobility Patterns of the Future*, Heidelberg.
- Jochem, P./Kaschub, T./Paetz, A.-G./Fichtner, W.* (2012b), *Integrating Electric Vehicles into the German Electricity Grid – an Interdisciplinary Analysis*, *Electric Vehicle Symposium 2012*, Los Angeles, USA, 6-9/5/2012.
- Kaschub, T./Jochem, P./Fichtner, W.* (2011), *Integration von Elektrofahrzeugen und Erneuerbaren Energien ins Elektrizitätsnetz – eine modellbasierte regionale Systemanalyse*, 7. Internationale Energiewirtschaftstagung, TU Wien, Wien, 16/2/2011
- Kaschub, T./Paetz, A.-G./Jochem, P./Fichtner, W.* (2012), *Lastmanagement mit intelligenten Haushaltsgeräten und Elektrofahrzeugen – eine modellgestützte Analyse*, Tagungsband VDE Kongress, Stuttgart, 5-6/11/2012.
- Klobasa, M.* (2009), *Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz*, ISI Schriftenreihe Innovationspotenziale, Stuttgart.
- Kostková, K./Omelina, L./Kycina, P./Jamrich, P.* (2013), *An introduction to load management*, *Electrical Power System Research*, Nr. 95, S. 184–191.
- McKenna, R./Bertsch, V./Jochem, P./Genoese, M./Fichtner, W.* (2014), *Angebotsseitige Herausforderungen für die Energiewirtschaft: Erneuerbare und Konventionelle Stromerzeugung*, *Betriebswirtschaftliche Forschung und Praxis*, 66. Jg., Nr. 3, S. 317–329
- McKenna, R./Merkel, E./Fehrenbach, D./Mehne, S./Fichtner, W.* (2013), *Energy efficiency in the German residential sector: a bottom-up building-stock-model-based analysis in the context of energy-political targets*, *Building and Environment*, 62. Jg., S. 77–88.
- Cail, S./McKenna, R./Fichtner, W.* (2011), *Environmental instruments to increase energy efficiency. Experience with white certificates in France*. In: *McKenna, R./Fichtner, W.* (Hrsg.) *Energieeffizienz: Tagungsband des VDI-Expertenforums „Energieeffizienz in den Städten und der Industrie von morgen“*, KIT, Karlsruhe, 22-23/2/2011.
- McKinsey&Company* (2007), *Kosten und Potenziale der Vermeidung von Treibhausgasemissionen in Deutschland*, Studie im Auftrag der BDI initiativ – Wirtschaft und Klimaschutz, Düsseldorf.
- Merkel, E./Fehrenbach, D./McKenna, R./Fichtner, W.* (2012), *Analyse der Wärme- und Elektrizitätsversorgung des deutschen Wohngebäudesektors in einem optimierenden Energiesystemmodell*, *Symposium Energieinnovation 2012 - TU Graz, Austria*, 15/2/2012.
- Merkel, E./Fehrenbach, D./McKenna, R./Fichtner, W.* (2013), *Modellgestützte Untersuchung der Wärme- und Elektrizitätsversorgung des deutschen Wohngebäudesektors*, Tagungsband des Workshops der GOR-Arbeitsgruppe “OR im Umweltschutz”, Karlsruhe, 7-8/3/2013, (in Vorbereitung).
- Moest, D./Fichtner, W.* (2008), *Einführung zur Energiesystemanalyse*, In: *D. Moest/W. Fichtner/A. Grunwald*, (Hrsg.) (2008), *Tagungsband des Workshops Energiesystemanalyse*, November 2008, KIT Zentrum Energie, Karlsruhe, 27/11/2008, S. 11–32.

- Nolden, C./Schönfelder, M./Eßer-Frey, A./Bertsch, V.Fichtner, W.* (2013), Network constraints in techno-economic energy system models: towards more accurate modeling of power flows in long-term energy system models, *Energy Systems*, 4. Jg., Nr. 3, S. 267–287.
- Oberschmidt, J.* (2010), Multikriterielle Bewertung von Technologien zur Bereitstellung von Strom und Wärme, Universität Goettingen.
- Paetz, A.-G./Kaschub, T./Jochem, P./Fichtner, W.* (2011), Erfahrungen mit dynamischen Tarifkonzepten im intelligenten Haus, Tagungsband VDE Kongress, Würzburg, 8-9/11/2012.
- Sensfuss, F./Genoese, M./Ragwitz, M./Moest, D.* (2007), Agent-based simulation of electricity markets – A literature review, *Energy Studies Review*, 15. Jg., Nr. 2, S. 19–47.
- Sorrell, S./O'Malley/E./Scott, D/S., Schleich, D. J./Trace, F./Boede, U./Osterag, K./Radgen, D. P./SPRU* (2000), Barriers to Energy Efficiency in Public and Private Organisations, University of Sussex.
- Sorrell, S./Dimitropoulos, J./Sommerville, M.* (2009), Empirical estimates of the direct rebound effect: A review, *Energy Policy*, 37. Jg., Nr. 4, S. 1356–1371.
- Specht, M./Baumgart, F./Feigl, B./Frick, V./Stürmer, B./Zuberbühler, U./Sternner, M./Waldstein, G.* (2010), Speicherung von Bioenergie und erneuerbarem Strom im Erdgasnetz, FVEE Jahrestagung 2009, Berlin.
- Stoetzer, M.* (2012), Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen – Potentialanalyse und Bewertung, Universität Magdeburg.
- VDE* (2012), Demand Side Integration – Lastverschiebepotentiale in Deutschland, Frankfurt a.M.
- Von Winterfeldt, D./Edwards, W.* (1986), *Decision Analysis and Behavioral Research*, Cambridge.
- Wolter, D./Reuter, E.* (2005), Preis- und Handelskonzepte In Der Stromwirtschaft: Von den Anfängen der Elektrizitätswirtschaft zur Einrichtung einer Strombörse, Wiesbaden.