



Future Energy Markets

Mehr Markt für eine effiziente Energiewende

Hans-Jürgen Appelrath/Gerd Brunekreeft/
Anke Weidlich/Carsten Wissing/
Christoph Mayer/Anja Ohsenbrügge/
Sabrina-Cynthia Schnabel/Martin Tröschel

acatech MATERIALIEN

Autoren/Herausgeber:

Prof. Dr. Dr. h.c. Hans-Jürgen Appelrath
Carl von Ossietzky Universität Oldenburg
Escherweg 2
26121 Oldenburg
E-Mail: appelrath@offis.de

Prof. Dr. Gert Brunekreeft
Jacobs University Bremen
Campus Ring 1
28759 Bremen
E-Mail: g.brunekreeft@jacobs-university.de

Prof. Dr. Anke Weidlich
Hochschule Offenburg
Badstraße 24
77652 Offenburg
E-Mail: anke.weidlich@hs-offenburg.de

Carsten Wissing
OFFIS - Institut für Informatik
Escherweg 2
26121 Oldenburg
E-Mail: carsten.wissing@offis.de

Projekt:

Future Energy Markets

Reihenherausgeber:

acatech – DEUTSCHE AKADEMIE DER TECHNIKWISSENSCHAFTEN, 2014

Geschäftsstelle
Residenz München
Hofgartenstraße 2
80539 München

Hauptstadtbüro
Unter den Linden 14
10117 Berlin

Brüssel-Büro
Rue d'Egmont/Egmontstraat 13
1000 Brüssel
Belgien

T +49 (0) 89 / 5 20 30 90
F +49 (0) 89 / 5 20 30 99

T +49 (0) 30 / 2 06 30 96 0
F +49 (0) 30 / 2 06 30 96 11

T +32 (0) 2 / 2 13 81 80
F +32 (0) 2 / 2 13 81 89

E-Mail: info@acatech.de
Internet: www.acatech.de

© acatech – DEUTSCHE AKADEMIE DER TECHNIKWISSENSCHAFTEN, 2014

Koordination: Dr. Martin Tröschel, OFFIS, Oldenburg

Redaktion & Lektorat: Dunja Reulein, München

LayoutKonzeption: acatech

Konvertierung und Satz: Fraunhofer-Institut für Intelligente Analyse- und Informationssysteme IAIS, Sankt Augustin

> DIE REIHE acatech MATERIALIEN

In dieser Reihe erscheinen Diskussionspapiere, Vorträge und Vorstudien, die im Rahmen der acatech Projektarbeit entstanden sind. Die Bände dieser Reihe liegen in der inhaltlichen Verantwortung der jeweiligen Herausgeber und Autoren.

Autoren:

Hans-Jürgen Appelrath, Gerd Brunekreeft, Anke Weidlich, Carsten Wissing,
Christoph Mayer, Anja Ohsenbrügge, Sabrina-Cynthia Schnabel, Martin Tröschel

INHALT

VORWORT	7	
1	MOTIVATION: PROBLEMSTELLUNG DURCH DIE ENERGIEWENDE	9
2	ASPEKTE EINES ZUKÜNFTIGEN MARKTDESIGNS	11
2.1	Investitionen Erzeugungsleistung	12
2.2	Investitionen in das Stromnetz	13
2.3	Betrieb Erzeugungsleistung	16
2.4	Betrieb Stromnetz	17
2.5	Wechselwirkung Investitionen Erzeugungsleistung/Stromnetz	18
2.6	Wechselwirkung Investitionen/Betrieb Erzeugungsleistung	20
2.7	Wechselwirkung Betrieb Erzeugungsleistung/Stromnetz	21
3	ZUSAMMENFASSUNG	23
4	LITERATUR	26

VORWORT

Zunehmend stellt sich in Forschungs-, Entwicklungs- und Pilotprojekten heraus, dass sich die technischen Herausforderungen des Energiesystems meistern lassen, jedoch die energiewirtschaftlichen Rahmengesetze entweder die Umsetzung verhindern oder – trotz hohen volkswirtschaftlichen Nutzens – zumindest betriebswirtschaftlich unattraktiv sind.

Das vom Niedersächsischen Ministerium für Wissenschaft und Kultur geförderte Projekt Smart Nord ist deutschlandweit eines der Projekte, die den weitgehendsten Ansatz zu einem Energiesystem verfolgen, das sowohl IKT- und energiesystemtechnische als auch ökonomische Aspekte über alle Spannungsebenen hinweg betrachtet und möglichst ohne Eingriffe in den Markt auskommen möchte. Mit anderen Worten: Alle Entscheidungen im Energiesystem – sowohl auf der Seite der Energielieferung als auch beim Engpassmanagement – werden in Smart Nord von dezentralen Akteuren aufgrund von Marktanreizen getroffen.

Die zentrale Hypothese ist also, dass ein Markt, in dem sowohl Energielieferung als auch Systemdienstleistungen integriert sind, einen stabilen Systembetrieb auch ohne zentral koordinierenden Akteur sichern kann.

Allerdings hat der Markt, wie er in Smart Nord oder verwandten Projekten modelliert wird, wenig Ähnlichkeit mit dem heutigen realen System, in dem Strommärkte, Einspeisevergütung und Netzbelange noch nicht auf eine dezentrale Stromversorgung ausgerichtet sind. Um die Kernwidersprüche und bekannte mögliche Lösungsansätze zu formulieren, aber auch gegensätzliche Positionen aufzuzeigen, wurde daher von acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften und Akteuren aus Smart Nord ein gemeinsamer Workshop mit Experten aus Industrie, Politik und Wirtschaft ausgerichtet. Die Ergebnisse dieses Workshops wurden anschließend aufgearbeitet und werden hier präsentiert.

1 MOTIVATION: PROBLEMSTELLUNG DURCH DIE ENERGIEWENDE

Die Energiewende ist ein sowohl technisch als auch volkswirtschaftlich ambitioniertes Projekt. Bis zum Jahr 2030 sollen zwischen 50 Prozent¹ und 67 Prozent² des Bruttostrombedarfs durch erneuerbare Energien gedeckt werden, bis 2050 sogar 80 Prozent beziehungsweise 85 Prozent. Diese Ziele sollen unter anderem durch den Ausbau der erneuerbaren Energien, durch Maßnahmen zur Reduktion der Stromnachfrage sowie durch Investitionen in die elektrischen Stromnetze und in flexible Kraftwerkskapazitäten erreicht werden. Zusammengenommen resultieren diese Maßnahmen perspektivisch in einer signifikanten Reduktion konventioneller Großkraftwerkskapazitäten und einem deutlichen Ausbau dezentraler und leistungsbezogen kleinerer Energiesysteme, die räumlich weit verteilt und insbesondere auch auf der Ebene der Verteilnetze elektrische Energie in das Gesamtsystem einspeisen. Vor diesem Hintergrund ergibt sich eine Reihe von Problemfeldern, die wesentliche Anforderungen an die Ausgestaltung von zukünftigen Energiemärkten stellen, welche nachfolgend kurz skizziert werden.

Problemfeld I: Koordination von Erzeugung und Verbrauch bei fluktuierender Einspeisung

Wesentlich für eine stabile und zuverlässige Energieversorgung ist es, Erzeugung und Verbrauch im Sinne der Leistungsbilanz des Gesamtsystems kontinuierlich abzustimmen, um eine konstante europaweite Netzfrequenz aufrechterhalten zu können. Ein Anpassen der Netzfrequenz, das heißt ein Ausbalancieren der Ungleichgewichte, erfolgt, indem teure Regelleistung genutzt wird. Darüber hinaus nehmen durch die zunehmende Integration dargebotsabhängiger dezentraler Energieanlagen (Wind, Photovoltaik [PV]) insbesondere auch die Perioden zu, in denen die Erzeugung den Verbrauch regional/lokal übersteigt. Um ein umweltpolitisch unvorteilhaftes Abschalten oder Drosseln erneuerbarer Energieeinspeisung zu vermeiden, sind Anreize sowohl zur (in Grenzen) koordinierten Einspeisung durch dezentrale Anlagen als auch zur Flexibilisierung der Nachfrageseite notwendig.

Problemfeld II: Partizipation der erneuerbaren Energien an der Bereitstellung und Erbringung von Systemdienstleistungen

Neben der reinen Bilanzierung der Wirkleistung ergibt sich durch den perspektivischen Wegfall konventioneller Kraftwerkskapazitäten

für die erneuerbaren Energien zunehmend auch die Notwendigkeit, sich an der Bereitstellung und Erbringung von Systemdienstleistungen zu beteiligen. Dazu gehören neben der Regelleistung zur Frequenzhaltung insbesondere auch Beiträge zur Spannungshaltung sowie zur Erbringung von Kurzschlussströmen im Fehlerfall. Diese Aspekte können zukünftig einerseits in die technischen Anschlussbedingungen einfließen, andererseits aber auch – gerade im Kontext der „gelben“ Phase der Kapazitätsampel des BMWi³ – durch neuartige Systemdienstleistungsprodukte an Energiemärkten angereizt werden.

Problemfeld III: Investitionen und Standortplanung von (konventionellen) Kraftwerkskapazitäten

Die Integration der erneuerbaren Energien in die heutigen Marktprozesse erfolgt aufgrund der Vorrangregelung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes über die Abnahme und Vermarktung der Einspeisung durch die Übertragungsnetzbetreiber. Aufgrund der hierbei als (nahezu) null angenommenen Grenzkosten der Erzeugung kommt es zum sogenannten Merit-Order-Effekt: Die vorrangig abgenommene Einspeisung verschiebt die Angebotskurve am Wirkleistungsmarkt zuungunsten der konventionellen Kraftwerke mit hohen Grenzkosten, die dadurch aufgrund der signifikant sinkenden Jahresbetriebsstunden eine geringere Rentabilität aufweisen. Durch den Einsatz des sehr teuren Primärenergieträgers Gas betrifft dies ungünstigerweise aktuell die prinzipiell sehr flexiblen Gaskraftwerke, die bislang vorrangig zu Spitzenlastzeiten eingesetzt wurden und gerade aufgrund ihrer Flexibilität grundsätzlich eine wünschenswerte Ergänzung zum Ausbau der erneuerbaren Energien darstellen.

Neben den mangelnden Investitionsanreizen ist zudem festzuhalten, dass die Standortplanung sowohl von konventionellen als auch erneuerbaren Kraftwerkskapazitäten zunehmend nicht mehr systemorientiert, sondern unabhängig von den verfügbaren Kapazitäten der elektrischen Infrastruktur erfolgt.

Problemfeld IV: Investitionen in und Ausbau der Stromnetze

Durch die Energiewende haben sich die Planungsgrundlagen und Rahmenbedingungen für die Stromnetze verändert. Die Stromnetze müssen an die neuen Anforderungen angepasst werden: Das Übertragungsnetz bedarf unter anderem eines

¹ BUND 2010.

² BMU 2012.

³ DKE 2013.

starken Nord-Süd-Ausbaus, um die veränderte Standortsituation der Kraftwerke zu kompensieren und (insbesondere erneuerbare) Energiemengen möglichst weiträumig zu verteilen. Dabei besteht eine Herausforderung darin, die Ausbaumaßnahmen zügig durchführen zu können. Der hohen Dynamik im Ausbau der erneuerbaren Energien stehen dabei lange Planungs- und Bauzeiten entgegen, zumal auch die Bürgerbeteiligung aus Akzeptanzgründen im Kontext des Netzentwicklungsplans (NEP)

zunehmend wichtiger wird. Die Verteilnetze hingegen müssen nicht nur ausgebaut, sondern die bestehende Infrastruktur auch mit IKT ausgerüstet werden, um die Erfassung des Netzzustands zu verbessern (beziehungsweise zu ermöglichen) und mithilfe optimierter Netzbetriebsführungen auch langfristig, das heißt mit einem stetig zunehmenden Anteil dezentral eingespeister elektrischer Energie, einen zuverlässigen und stabilen Betrieb gewährleisten zu können.

2 ASPEKTE EINES ZUKÜNFTIGEN MARKTDESIGNS

Eine getrennte Betrachtung von Markt, Übertragungsnetz und Verteilnetz ist an vielen Stellen nicht sinnvoll. Hier ist vielmehr eine systemische Betrachtung dieser drei miteinander verknüpften Aspekte und ihrer Wechselwirkungen notwendig, um das Ineinandergreifen der bislang unabhängig voneinander agierenden (Teil-)Systeme zu verstehen und daraus Anforderungen an ein zukünftiges Energiemarktdesign abzuleiten.

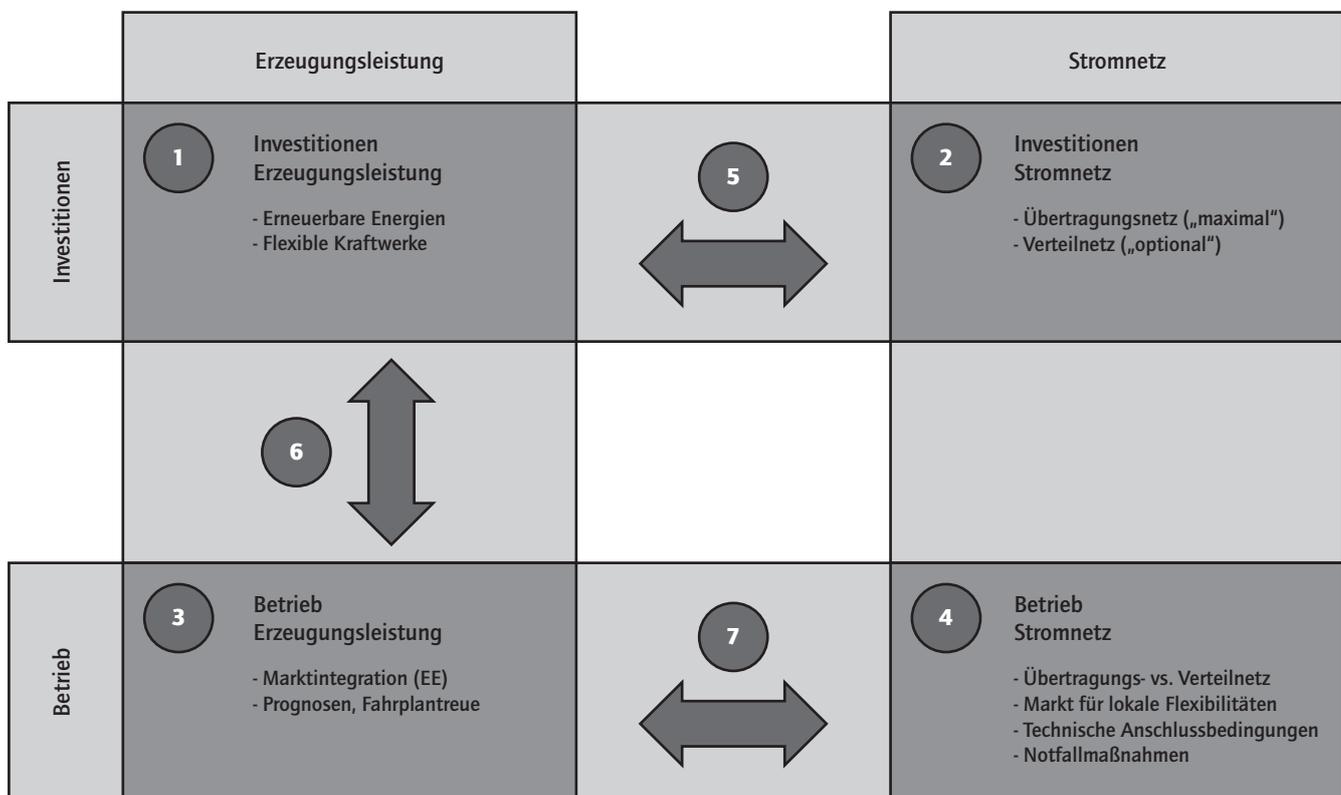
In Abbildung 1 ist der strukturelle Aufbau der nachfolgenden Diskussion dargestellt. Änderungen im Marktdesign wirken sich zwangsläufig auf andere Themenbereiche aus, insbesondere auf die Investitionsbereitschaft und auf ökonomische und technische Aspekte des Betriebs. Die Differenzierung zwischen Investition und Betrieb hilft dabei, Themenkomplexe aus unterschiedlichen Sichten wahrzunehmen, und wurde daher für die Struktur in Abbildung 1 übernommen. Insbesondere bei den erneuerbaren Energieanlagen und der zugrunde liegenden Subventionspolitik sowie bei Diskussionen im Bereich

des Energy-only-Auktionsmarktes der EEX ist eine solch differenzierte Betrachtung häufig vorzufinden und zwingend. Eine weitere strukturelle Differenzierung erfolgt zwischen dem Stromnetz und der Erzeugungsleistung, wie sie auch durch die Bundesnetzagentur vorgenommen wurde.⁴

Dadurch ergeben sich in der Matrixdarstellung in Abbildung 1 vier Blöcke beziehungsweise Themenfelder (Abschnitt 2.1 – Abschnitt 2.4) sowie drei Wechselbeziehungen zwischen den Themenfeldern (Abschnitt 2.5 – Abschnitt 2.7), die in Kapitel 2 vorgestellt werden.

1. **Investition Erzeugungsleistung:** Die Kombination aus Investition und Erzeugungsleistung stellt den ersten thematischen Block dar. In Abschnitt 2.1 finden sich Diskussionspunkte wieder, die im Kontext von Kraftwerksinvestitionen berücksichtigt werden sollten. Dies sind neben den Investitionsoptionen in erneuerbare Kraftwerke

Abbildung 1: Aspekte eines integrierten Marktdesigns



⁴ Bundesnetzagentur 2011.

ebenso die Diskussionen zu Kapazitätsmärkten und den möglichen Ausgestaltungsformen (Standortabhängigkeit, Leistungsgradienten).

2. **Investitionen Stromnetz:** Der zweite Block setzt sich aus Investitionen und Stromnetz zusammen und behandelt Investitionen in das Stromnetz. Dabei wird das Stromnetz weiter in das Übertragungs- sowie das Verteilnetz differenziert.
3. **Betrieb Erzeugungsleistung:** Im dritten Block wird der Betrieb von Erzeugungsleistungen thematisiert. Dabei geht es einerseits um den Betrieb der Anlagen (Prognosen, Fahrpläne) und andererseits um die marktwirtschaftliche Integration.
4. **Betrieb Stromnetz:** Der letzte Block behandelt den Betrieb von Stromnetzen. Hierbei werden der Übertragungs- und Verteilnetzbetrieb unabhängig voneinander diskutiert und aufgezeigt, welche Optimierungen im Betrieb zukünftig möglich sein sollten. Für den Bereich des Verteilnetzes werden die technischen Anschlussbedingungen für Erzeugungsanlagen (Stand 2013) sowie Notfallmaßnahmen diskutiert.

Die in Abbildung 1 dargestellten Doppelpfeile (5), (6) und (7) beschreiben in den folgenden Abschnitten 2.5, 2.6 und 2.7 die wechselseitigen Beziehungen zwischen den Blöcken (1) bis (4) mit der Zuordnung, wie sie sich aus Abbildung 1 ergibt: (5) zwischen den Blöcken (1) und (2), (6) zwischen den Blöcken (1) und (3) und (7) zwischen den Blöcken (3) und (4). Die wechselseitigen Beziehungen zwischen den Investitionen ins Stromnetz und dem Betrieb des Stromnetzes sind kein Schwerpunkt dieses Dokuments und werden daher nicht vertieft diskutiert.⁵

2.1 INVESTITIONEN ERZEUGUNGSLEISTUNG

Der überwiegende Anteil der installierten Leistung der erneuerbaren Energien in Deutschland stammt aus Wind und Sonne. Es drängt sich die offensichtliche Frage auf: Wer baut die notwendigen Reservekapazitäten für „Tage ohne Wind und Sonne“? Diese Frage führt zum Thema Kapazitätsmechanismen, die in der aktuellen politischen Diskussion auch als Kapazitätsmärkte bezeichnet werden und unter dem Namen Missing Money Problem⁶ bekannt geworden sind.

Bei Solar- und Windenergie dominieren die Kapitalkosten; sobald die Kapazitäten gebaut sind, wird die Energie zu variablen Kosten nahe null produziert. Das führt dazu, dass Sonnen- und Windenergie sehr weit vorne beim Merit Order der Stromproduktion stehen. Merit Order ist die nach variablen Kosten aufsteigende Abrufreihenfolge der Erzeugungskapazitäten, die zur Deckung der Nachfrage benötigt werden. Die erneuerbaren Energien verschieben die Merit Order und drücken Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen in den Bereich der höheren Nachfrage oder sogar ganz aus der Merit Order. Diese Verschiebung hat zwei Effekte. Zum einen wird der Großhandelspreis am Markt (EPEX) häufiger von Kraftwerken mit relativ geringen variablen Kosten gesetzt. Dadurch ist das generelle Preisniveau niedrig und die Wirtschaftlichkeit vieler konventioneller Kraftwerke bedroht. Dieser in Deutschland sehr stark vorhandene Effekt hat durch grenzüberschreitenden Handel und Market Coupling bereits die angrenzenden Länder erreicht. Ein unmittelbarer Folgeeffekt ist, dass die Kraftwerksbetreiber derzeit Kraftwerke abschalten und vom Netz nehmen möchten. Neubauten sind derzeit nicht wirtschaftlich. Zum anderen wird der Bedarf an regelbarer Kapazität weiterhin groß sein, da das Angebot von Sonne und Wind fluktuiert. Es stellt sich unmittelbar die Frage, ob die erforderlichen Reservekapazitäten im derzeitigen Marktdesign wirtschaftlich sind, sodass der Markt hinreichend in solche Reserven investiert, oder ob zu schwache Investitionsanreize zu Kapazitätsengpässen bei geringem Wind- und Solaraufkommen führen werden. Dieses sogenannte Missing Money Problem gab es grundsätzlich schon immer, es hat aber durch den stark wachsenden Anteil der erneuerbaren Energien eine größere Bedeutung in der praktischen Diskussion erlangt.⁷

Viele Großhandelsmärkte für elektrische Energie sind sogenannte Energy-only-Märkte. Das heißt, dass die Kraftwerke lediglich für tatsächlich produzierten Strom bezahlt werden, nicht jedoch für zur Verfügung stehende Kapazität. Kurzum: Ein Kraftwerk, das nicht eingesetzt wird, wird nicht bezahlt. Die Energie- und Kapitalkosten müssen mit Energy-only-Erlösen gedeckt werden. Der Deckungsbeitrag für ein Kraftwerk hängt entscheidend davon ab, wie häufig es zur Produktion eingesetzt wird und wie hoch die Preise in dessen Einsatzzeiten sind. Wenn Erzeugung aus erneuerbaren Quellen die Last zu höheren Anteilen decken kann, werden konventionelle Kraftwerke zunehmend nur in sonnen- und windarmen Zeiten benötigt. Nur

⁵ Vergleiche dazu zum Beispiel Brunekreef et al. 2011 a.

⁶ Vergleiche insbesondere Cramton/Stoft 2006.

⁷ Vergleiche zum Beispiel Bauknecht et al. 2013.

dann kommen sie zum Einsatz und werden für den produzierten Strom bezahlt. Der Erlöszeitraum zur Deckung der Kapitalkosten nimmt daher mit steigendem Anteil an erneuerbaren Energien stetig ab. Zur Kompensation müssten die Erlöse in diesem Zeitraum entsprechend steigen. Obwohl in der Literatur umstritten,⁸ wird häufig angenommen, dass die erforderlichen Preisspitzen nicht erreicht werden,⁹ sodass befürchtet werden muss, dass eine Kostendeckung für flexible Kapazitäten nicht gegeben ist.

Eine Simulation für den Kraftwerkspark in Deutschland wurde mithilfe eines dynamischen Investitionsmodells von Roland Berger Strategy Consultants durchgeführt.¹⁰ Die Simulation macht deutlich, dass die Gesamtkapazität in Deutschland bis etwa 2016 weiter steigt, dann aber durch Rückbau von konventionellen Kraftwerken fällt und ab etwa 2020 bedrohlich nah an der Reservegrenze liegt. Spätestens dann offenbart sich das Problem mangelnder Reserven. Variantenrechnungen mit dem Modell zeigen, dass die Kapazitätsmarge zunimmt, wenn das Niveau der Preisspitzen steigt. Gleichwohl deutet die Simulation auch an, dass sogar ein Niveau von 8000 Euro/Megawattstunde, was als „Value of Lost Load“ (VoLL) gesehen werden kann (und damit die Grenze, ab der die Konsumenten lieber abgeschaltet werden möchten), für das Investitionsniveau nicht ausreichend ist. Solche Berechnungen suggerieren, dass ein Energy-only-Markt alleine nicht ausreicht, um genügend Reservekapazität zu gewährleisten.

Es ist allerdings umstritten, ob dieses Problem so wirklich zwingend eintritt. Unterstellt man jedoch, dass ein Energy-only-Markt zu schwache Investitionsanreize setzt, dann wäre das alternative Marktdesign eine zusätzliche Kapazitätsbezahlung. Das heißt neben einer Vergütung für produzierten Strom (*energy*) würde auch die Vorhaltung von Kapazitäten (*capacity fee*) vergütet werden, unabhängig von der tatsächlichen Erzeugung. „Kapazitätsmechanismen“ werden in vielen Varianten diskutiert,¹¹ dabei geht es im Grunde immer um eine zusätzliche direkte oder indirekte Vergütung für verfügbare Kapazität. Die Diskussion um Kapazitätsmechanismen ist im vollen Gange, und es gibt noch viele offene Fragen, zum Beispiel, welche Variante am besten geeignet ist. Eine sehr grundsätzliche Frage hierbei ist, ob Kapazitätzahlungen alle Kraftwerke oder nur die mit (strategische relevanten) Reserven betreffen sollten. Zu

beachten ist, dass manche Varianten (etwa Kapazitätsmärkte wie in den USA) nicht unmittelbar auf Deutschland übertragbar sind. Eine weitere Frage ist, ob Kapazitätsmechanismen innerhalb der EU (oder gar innerhalb Deutschlands) untereinander abgestimmt werden müssen. Was passiert, wenn an den beiden Seiten eines Interkonnektors (das heißt einer binationalen Netzkuppelstelle) zwei unterschiedliche Kapazitätsmechanismen eingeführt werden? Ergänzen oder bekämpfen diese sich gegenseitig? Kapazitätsmechanismen zielen in erster Instanz auf Erzeugungseinheiten. Können die Systeme aber ergänzt werden um Last- und Speicherkapazitäten? Letzteres wäre sicherlich sehr wünschenswert, weil Speicher das Problem der volatilen Erzeugung und Nachfrage grundsätzlich angehen.

Kernaspekte:

1. Aufgrund der mit Grenzkosten nahe null behafteten EE-Einspeisung verschiebt sich die Merit Order an der Strombörse zuungunsten (flexibler) teurer konventioneller Kraftwerke, deren Rentabilität durch nur wenige Jahresvolllaststunden erreicht werden muss.
2. An den heutigen Energy-only-Märkten ist eine Kostendeckung für Reservekapazitäten, die vorrangig in Zeiten fehlender EE-Einspeisung zur Verfügung stehen müssen, vermutlich mittel- und langfristig nicht möglich (Missing Money Problem).
3. Für die möglicherweise notwendige Einführung von *Kapazitätsmechanismen* sind mehrere Varianten denkbar. Insbesondere ist dabei eine länderübergreifende Betrachtung notwendig, um gegenseitige negative Beeinflussungen etwa auf EU-Ebene durch sich gegenseitig ausbremsende oder blockierende Mechanismen zu vermeiden. Hierfür bedarf es weiterer Analysen, um solche Mechanismen einführen zu können.

2.2 INVESTITIONEN IN DAS STROMNETZ

Im Bereich der Investitionen in Stromnetze ist abzuwägen zwischen der bestmöglichen Effizienz der Märkte einerseits,

⁸ Vergleiche Roques et al. 2004.

⁹ Vergleiche Stoft 2002.

¹⁰ Vergleiche für Ausführungen Brunekreeft/Meyer 2013.

¹¹ Brunekreeft et al. 2011 b.

indem jeder Stromaustausch, der ökonomisch sinnvoll ist, auch jederzeit erfolgen kann, und der bestmöglichen Effizienz der Netze andererseits, indem Überkapazitäten beziehungsweise wenig genutzte Kapazitäten vermieden und eine insgesamt gute Auslastung der Infrastruktur angestrebt werden. Hier ist ein Niveau des Netzausbaus zu wählen, das beiden Zielsetzungen möglichst gut gerecht wird und einem gesamtheitlichen volkswirtschaftlichen Optimum möglichst nahe kommt. Der optimale Netzausbau kann hier je nach Netzebene durchaus unterschiedlich aussehen. Im Folgenden sollen einige Überlegungen getrennt für Übertragungs- und Verteilnetze dargestellt werden.

Im *Übertragungsnetz* können Höchstspannungsleitungen Strom über weite Entfernungen transportieren, was unter anderem für die Übertragung von Windstrom in den Süden dringend benötigt wird. Durch die große Menge transportierter Energie sind die Kosten pro Energieeinheit bei diesen Trassen vergleichsweise gering. Optimal ausgebaute Übertragungsnetze ermöglichen größtmögliche Effizienz im Strommarkt. Wenn Energiemengen aus einer Region in beliebige andere Regionen transportiert werden können, können im Gesamtmarkt stets die günstigsten Stromerzeugungsoptionen genutzt werden, was zu insgesamt niedrigen Großhandelspreisen führt. Engpässe im Netz, die durch ein zu schwach ausgebautes Netz entstehen, hätten zur Folge, dass Austauschpotenziale ungenutzt blieben und sich dadurch unterschiedliche Preiszonen bilden würden. Alternativ zum Netzausbau können diese Engpasssituationen durch Redispatching, Countertrading und andere Maßnahmen der Netzbetreiber¹² gelöst werden. Diese Maßnahmen verursachen jedoch zusätzliche Kosten, welche durch die Umlage über die Netzentgelte von (fast) allen Netznutzern getragen werden müssen. Auf europäischer Ebene geht die Entwicklung im Rahmen des Market Couplings dahin, auch zwischen einzelnen Ländern die Übertragungskapazitäten der Kuppelstellen optimiert zu nutzen, um eine Harmonisierung der Preisniveaus und eine bestmögliche Ausnutzung von Effizienzvorteilen durch Im- und Export zu ermöglichen. Je mehr Kapazitäten an den Kuppelstellen zur Verfügung stehen, umso größer sind die erreichbaren Effizienzvorteile im Markt.

Die Stromnetze erfüllen nicht nur die Funktion, die vom Markt gewünschten Transporte zu ermöglichen, sondern erhöhen durch

eine starke Vermaschung auch die Versorgungssicherheit. Im Fall von ungeplanten Leitungs- oder Kraftwerksausfällen können alternative Transportwege verwendet werden, um großflächige Blackouts zu verhindern. Aus den genannten Gründen der relativ zur transportierten Energie niedrigeren Kosten des Übertragungsnetzausbaus, der Erhöhung der Effizienz im nationalen und europäischen Markt und dem Beitrag zur Versorgungssicherheit sollten Übertragungsnetze daher eher großzügig ausgelegt werden.

Anders stellt sich die Situation im *Verteilnetz* dar. Gerade in ländlichen Gebieten verursacht die Integration beziehungsweise der Anschluss von erneuerbaren Energieanlagen oder entlegenen Verbrauchern zum Teil hohe Kosten. Aufgrund geringer Skaleneffekte sind die Kosten pro Kilowattstunde hier ungleich höher. Dies gilt insbesondere für fluktuierende Einspeisung durch EE, denn bei gleicher installierter Leistung erzeugen sie weniger Energie als kontinuierlich laufende Kraftwerke.¹³ Während in größeren Gebieten Durchmischungseffekte durch die Einspeisung vieler verschiedenartiger Energiequellen an unterschiedlichen Standorten zu einer relativen Verstetigung der Lastflüsse im Zeitverlauf beitragen, wirken sich insbesondere kurzfristige Fluktuationen in einzelnen Teilen der Verteilnetze mit hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien stark auf die Netzzustände aus und erfordern oft gezielte Maßnahmen, um eine ausreichende Netzqualität aufrechtzuerhalten. Ein auf die jeweils maximal auftretenden Leistungen ausgelegter Netzanschluss ist somit vergleichsweise kostenintensiv. Während also der Übertragungsnetzausbau in der Energiewirtschaft einhellig als dringend nötig angesehen wird, kommt es im Verteilnetz auf eine ausgewogene Planung an, um Kosten im Rahmen zu halten.

Die Deutsche Energie-Agentur hat in ihrer Verteilnetzstudie den Ausbaubedarf auf den Ebenen der Nieder-, Mittel- und Hochspannung nach aktuellem Stand der Technik und bisher üblichen Planungsmethoden auf 27,5 bis 42,5 Milliarden Euro quantifiziert.¹⁴ Es wurde auch untersucht, inwieweit verschiedene technische Optionen wie der Einsatz innovativer Betriebsmittel oder Lastmanagement den Ausbaubedarf verringern können. Hierbei wurden zum Teil deutliche Kostensenkungspotenziale identifiziert, wobei zusätzliche Kosten zur Umsetzung dieser Maßnahmen allerdings nicht in die Rechnung einfließen. Das

¹² VDN 2007.

¹³ Die durchschnittliche produzierte Energiemenge pro Kilowatt installierter Leistung einer Photovoltaik-Anlage betrug zum Beispiel 2007 nur 910 Kilowattstunden, die einer Windkraftanlage rund 1550 Kilowattstunden; im Vergleich dazu produzieren Erdgaskraftwerke im Durchschnitt mehr als 3000 Kilowattstunden pro installiertem Kilowatt, Steinkohlekraftwerke circa 3550 und Kernkraftwerke über 7700 Kilowattstunden (BDEW 2010).

¹⁴ Die Angabe von 27,5 Milliarden Euro bezieht sich auf die Annahme des Ausbaus erneuerbarer Energien (EE) gemäß dem Szenario B des Netzentwicklungsplans Strom; die 42,5 Milliarden Euro beziehen sich auf die Zielsetzungen der deutschen Bundesländer im Hinblick auf den EE-Ausbau (dena 2012).

größte Potenzial zur Senkung des Ausbaubedarfs in den Verteilnetzen hat demnach der Einsatz innovativer Betriebsmittel wie zum Beispiel regelbare Ortsnetztransformatoren.

Ebenfalls ein großes Potenzial hat die Abregelung der Erzeugungsspitzen von Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Nach aktueller Rechtslage sind Netzbetreiber stets verpflichtet, jede gewünschte Stromeinspeisung jederzeit zu ermöglichen. Sollten trotzdem einmal Netzengpässe auftreten, müssen etwa nach EEG geförderte Anlagen für den nicht aufgenommenen Strom dennoch eine Vergütung erhalten; die Engpässe sind umgehend zu beheben, um dann wieder jederzeit 100 Prozent des EE-Stroms aufnehmen zu können. Für einige Anlagentypen gelten mittlerweile jedoch auch erste Änderungen der Anschlussbedingungen. Mit den technischen Vorgaben in § 6 EEG müssen Photovoltaik- und andere EE-Anlagen in ein Einspeisemanagement einbezogen werden oder, bei Anlagen ≤ 30 Kilowatt, wahlweise ihre Einspeisung in das Stromnetz auf 70 Prozent der Maximalleistung begrenzen. So soll der Netzbetreiber die Möglichkeit erhalten, Anlagen wenn nötig fernabzuschalten. Bei der Wahl der 70-Prozent-Regelung muss der Netzbetreiber das Netz weniger stark ausbauen, als wenn es auf 100 Prozent Aufnahme auszulegen wäre. Diese Maßnahmen müssen nicht zwangsläufig dazu führen, dass EE-Strom „verschwendet“ wird. Durch die Maximierung des Stromverbrauchs in unmittelbarer Nähe der Anlage (als Eigenverbrauch oder, wo möglich, lokale Direktvermarktung) können Einspeisemengen reduziert und dennoch der Strom verwendet werden. Dies fördert gleichzeitig Maßnahmen zur Lastflexibilisierung. Ein weitaus geringeres Kostensenkungspotenzial wird für den Einsatz von Speichern und Laststeuerung ausgemacht; dies lässt sich zudem nur realisieren, wenn diese nach netztechnischen Kriterien und nicht marktgetrieben eingesetzt werden.

Im Zusammenhang mit der Frage, wie durch gezielte Maßnahmen die Investitions- und Betriebskosten der Verteilnetze reduziert werden können, ist es wichtig zu beachten, dass diese sehr spezifisch auf die jeweilige Netzsituation auszulegen sind. Der Ausbaubedarf ist in ländlichen Regionen mit geringer Bevölkerungsdichte sehr viel höher als in städtischen Gebieten mit gut ausgebauten Netzen und vergleichsweise wenig fluktuierender Einspeisung. Somit sind auch Kostensenkungspotenziale in stärker „belasteten“ Netzregionen höher, was eine individuelle Betrachtung nötig macht. Es muss stets das Ziel sein, eine Ausgewogenheit zwischen der möglichst guten Integration der erneuerbaren Energien und den Kosten für den Ausbau

der Verteilnetze zu finden. Da in diesen Fragen die jeweiligen Verteilnetzbetreiber die Expertise zur Berechnung ihres Ausbaubedarfs und den damit verbundenen Kosten besitzen, sollten sie in Zukunft flexibler zwischen einer Netzverstärkung, der Erneuerung von Betriebsmitteln oder des Einsatzes innovativer Maßnahmen beim Anschluss von neuen Erzeugungsanlagen auswählen können. Investitionen in „Intelligenz“, das heißt in Informations- und Kommunikationstechnologien, neue Netzführungskonzepte oder neuartige Betriebsmittel müssen dazu in der Anreizregulierung gleichberechtigt neben klassischen Ausbauvarianten anerkannt werden können. Es müssen außerdem für die Optimierung Kriterien vorgegeben werden, wie eventuell nicht eingespeiste EE-Mengen zu bewerten sind, um dem volkswirtschaftlichen Optimum möglichst nahe zu kommen. Gleichzeitig ist durch Höchstgrenzen für die Nichtaufnahme von EE-Strom sicherzustellen, dass diese ein gewisses Maß nicht überschreitet, um Deutschlands EE-Ausbauziele und die Investitionssicherheit der Anlagenbetreiber nicht zu gefährden.

Kernaspekte:

1. Die Abwägung zwischen maximaler Effizienz der Energiemärkte und maximaler Effizienz des Netzbetriebs und -ausbaus ist aus *volkswirtschaftlicher Sicht* im systemischen Gesamtzusammenhang vorzunehmen.
2. Bei Investitionen in die *Übertragungsnetze* sind die Kosten pro transportierter Energieeinheit vergleichsweise gering. Gleichzeitig ist ein gut ausgebautes Übertragungsnetz Voraussetzung für ein effizientes und überregional wenig restringiertes Funktionieren des Energiemarktes.
3. Bei Investitionen in die *Verteilnetze* sind die Kosten pro transportierter Energieeinheit deutlich höher, zumal bei EE-Anlagen das Verhältnis von Anschlussleistung zu Jahresenergieeinspeisung geringer ausfällt als bei konventionellen Kraftwerken. Ein Netzausbau muss zudem heterogenen Strukturen (etwa städtisch/ländlich) Rechnung tragen und steht prinzipiell in Konkurrenz zu bislang noch wenig ausgeschöpften intelligenten Netzführungsmaßnahmen (zum Beispiel regelbare Ortsnetztransformatoren, Abregelungen, aktualisierte technische Anschlussbedingungen). Die Anreizregulierung sollte den Trade-off zwischen dem physikalischen Netzausbau und den intelligenten Netzführungsmaßnahmen berücksichtigen.

2.3 BETRIEB ERZEUGUNGSLEISTUNG

Die Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien geschieht heute noch größtenteils außerhalb bestehender Märkte und wird nach den Regeln und Vergütungssätzen des EEG vergütet. Für den Ausgleich der Fluktuationen aus Wind- und Sonnenstrom sind die Übertragungsnetzbetreiber zuständig, die den Strom an der Börse vermarkten müssen. Neuerdings gewinnt jedoch auch die Direktvermarktung von EEG-fähiger Erzeugung an Bedeutung. Um die Vorteile der Märkte zu erschließen und nicht eine dauerhafte Sonderbehandlung der erneuerbaren Energien zu zementieren, ist es wünschenswert, dass diese Erzeugungstechnologien sukzessive in den Markt integriert werden und die Verantwortung für die Fluktuationen beziehungsweise deren präzise Prognose sich ebenfalls im Markt widerspiegelt. Dies kann so ausgestaltet werden, dass jeder Betreiber einer EEG-Anlage selbst bestehende Fluktuationen ausgleicht, um Fahrpläne einhalten zu können, oder dass er diese Aufgabe speziellen Marktakteuren (Aggregatoren, Betreiber virtueller Kraftwerke etc.) überlässt. Ebenfalls denkbar ist, dass ein Stromlieferant eine gewisse Menge fluktuierender EEG-Erzeugung abnehmen und für den Fluktuationsausgleich sorgen muss, oder dass eine Mengensteuerung der EEG-Erzeugung mittels sogenannter Grünstromzertifikate erfolgt.¹⁵ Die Ausgestaltung sähe für die Varianten recht unterschiedlich aus, würde aber in jedem Fall für die beteiligten Marktakteure Anreize setzen, systemdienlich zu agieren und sich zuverlässig in das Gesamtsystem zu integrieren.

Überträgt man die Verantwortung der Fahrpläneinhaltung auf die EEG-Erzeuger, so könnte man zum Beispiel über eine Vermarktungspflicht und eine damit verknüpfte Marktprämie, die bereits heute im EEG verankert ist, eine angemessene Förderung noch nicht marktreifer Technologien erreichen. So kann sich auch ein dynamisches Umfeld entfalten, in dem Angebote zur intelligenten Koordination zwischen Angebot und Nachfrage entstehen und gehandelt werden können. Lösungen aus den Bereichen Nachfragesteuerung (Demand Side Management), Einspeisemanagement, Energiespeicherung oder auch der Kopplung mit angrenzenden Systemen (Gas, Wärme, Mobilität) können so technologieoffen miteinander konkurrieren.

Eine zunehmende Marktintegration erneuerbarer Energien kann noch weitere wünschenswerte Effekte erzielen. So vergütet der heutige EEG-Fördermechanismus ausschließlich die

Einspeisung von Wirkleistung unabhängig vom (tages-)zeitlich variierenden Marktwert dieses eingespeisten Stroms, was in der Vergangenheit zu einer Installation von EEG-Anlagen nach dem Optimierungsziel der Wirkleistungsmaximierung geführt hat. Dementsprechend wurden Photovoltaikanlagen wenn möglich nach Süden ausgerichtet und Windkraftanlagen für diejenigen Windgeschwindigkeiten und Standorte ausgelegt, die den höchsten Wirkleistungsertrag ermöglichen. Da die Optimierungskriterien für alle Anlagenbetreiber identisch sind, ist die Gleichzeitigkeit der EEG-Einspeisung vergleichsweise hoch, was mit zunehmender Häufigkeit zu einem Überangebot an Strom mit entsprechend niedrigen oder gar negativen Strompreisen führt. Würde hingegen der Marktwert der eingespeisten Energie eine stärkere Rolle in der Vergütung spielen, dann würde es sich für Anlagenbetreiber mehr als bisher auch lohnen, eine PV-Anlage nach Osten oder Westen auszulegen, sodass sie besser die (teurere) Morgen- oder Abendnachfrage bedienen kann. Bei der Windenergie käme es tendenziell zu einer größeren Diversität von Anlagen, die auf Starkwind- beziehungsweise Schwachwindprofile ausgelegt sind, sodass in einem breiteren Spektrum von Windgeschwindigkeiten Strom aus Windkraftanlagen eingespeist und die regionale Verteilung sich stärker ausdifferenzieren würde.

Kernaspekte:

1. Bei einer perspektivisch stärker ausgeprägten *Marktintegration von EE* liegt die Verantwortlichkeit zur Einhaltung von vermarkteten Energiemengen beziehungsweise gemeldeten Fahrplänen bei den Anlagenbetreibern oder Dienstleistern wie etwa Aggregatoren der virtuellen Kraftwerke (VK).
2. Die Direktvermarktung plus Marktprämie oder eine marktpreisbasierte Vergütung von EE-Einspeisung setzt Anreize für eine *Veränderung der Anlagenbetriebsführung*. Dadurch ist auch eine Verminderung der heute hohen Gleichzeitigkeit der EE-Einspeisung erreichbar.
3. Für eine volkswirtschaftliche wünschenswerte und technologieoffene Konkurrenz intelligenter Lösungen im Anlagenbetrieb sind weitere Anreize für die *Erschließung der potenziellen Flexibilitäten* der unterschiedlichen Netznutzer (Erzeuger, Verbraucher, Speicher) notwendig.

¹⁵ acatech 2012, S. 5.

2.4 BETRIEB STROMNETZ

Der Betrieb des Stromnetzes durchlief in den letzten Jahren einem enormen Wandel: Durch die Entflechtung der vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen wurde der Netzbetrieb als identifizierter Monopolbereich aus der vertikalen Struktur herausgezogen. Der Verlust einer zentralen Optimierung (über alle vertikalen Ebenen) der Stromversorgung wurde in Kauf genommen, um Wettbewerb in den Bereichen Erzeugung und Vertrieb zu etablieren. Dementsprechend mussten sich die Akteure entlang der Wertschöpfungskette neu aufstellen und ihre Zielfunktionen nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten verändern.

Aufgabenbereiche eines Übertragungsnetzbetreibers

Die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) sind für die allgemeine Versorgungssicherheit der elektrischen Energieversorgung im Übertragungsnetz verantwortlich.¹⁶ Dabei obliegt den ÜNB eine systemische Verantwortung, der sie durch Frequenzhaltung sowie Spannungshaltung im Übertragungsnetz nachkommen müssen. Für die *Frequenzhaltung* wird kurzfristig einsetzbare Kraftwerkskapazität (sowohl positiv als auch negativ) über die deutsche Plattform für Regelleistung (<http://www.regelleistung.net>) ausgeschrieben und eingekauft. Die Regelleistung wird genutzt, um im europäischen Verbundnetz den deutschen Beitrag zur Frequenzhaltung zu leisten und das (ständige) Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch auszuregeln. An den Ausschreibungen nehmen hauptsächlich großthermische Kraftwerke, jedoch auch kleinere Anlagen sowie in den letzten Jahren vermehrt virtuelle Kraftwerke teil. Bei einem Ungleichgewicht sind die ÜNB in der Lage, die Regelleistung bei den Kraftwerken abzurufen und Erzeugung und Verbrauch wieder in Einklang zu bringen. Insbesondere durch den vermehrten Einsatz von IKT sind virtuelle Kraftwerke in den letzten Jahren auf dem Vormarsch. Durch die virtuellen Kraftwerke gekapselt, tragen dabei auch kleinere Anlagen, die im Verteilnetz angesiedelt sind, zur Frequenzhaltung im europäischen Verbundnetz bei. Ein weiterer Aufgabenbereich der ÜNB ist die *Spannungshaltung* in den Übertragungsnetzen. Die Spannung an Netzknoten wird über die Blindleistungseinspeisung in den Kraftwerken auf diesen Spannungsebenen gesteuert. Vertragliche Regelungen erlauben es den ÜNB, Einfluss auf die Sollwerte der Wirk- und Blindleistungserbringung der Kraftwerke zu nehmen. Zusammenfassend nehmen die ÜNB zur Frequenzhaltung Einfluss auf Kraftwerks- und Verbrauchsleistungen in allen Spannungsebenen und zur Spannungshaltung lediglich auf Kraftwerksleistungen im Übertragungsnetz selbst.

Aufgabenbereiche eines Verteilnetzbetreibers

Der Verteilnetzbetreiber (VNB) hingegen trägt keine systemische Verantwortung für die Stromversorgung insgesamt, sondern lediglich für sein eigenes Netzgebiet. Dabei zählen zu den Aufgaben des VNB die Spannungshaltung, die Versorgungssicherheit sowie die Anschlusspflicht von Verbrauchern und Erzeugungsanlagen. Die *Spannungshaltung* wurde historisch derart sichergestellt, dass die Netzsituation in einer Top-down-Versorgungssituation definiert war. Dadurch war es auch nicht notwendig, die Netzsituation eines Verteilnetzes zu jedem Zeitpunkt (online) zu überwachen. Im Rahmen der *Versorgungssicherheit* muss sichergestellt werden, dass bei einem Netzausfall die Versorgung schnellstmöglich durch Isolation von Fehlerstellen sowie Netzwiederaufbaumaßnahmen gewährleistet wird. Eine *Anschlusspflicht* von Verbrauchern und Erzeugungsanlagen stellt sicher, dass Netznutzer diskriminierungsfrei an das Stromnetz angeschlossen werden.

Um einen *wirtschaftlichen* und *effizienten Betrieb* der Verteilnetze zu gewährleisten, wurden die VNB und die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) der Kontrolle der Bundesnetzagentur (BNetzA) unterstellt und müssen dieser gegenüber die Kosten des Netzbetriebes offenlegen. Die Anreizregulierung etablierte einen Effizienzwettbewerb, in dem die VNB miteinander verglichen werden. Diese hat zum Ziel, den (monopolistischen) Betrieb der Verteilnetze möglichst effizient zu gestalten, und offeriert höhere Gewinnmöglichkeiten für besonders effiziente VNB. Durch die Anreizregulierung werden die VNB motiviert, ihre Kosten, die sie über die Netzentgelte auf die Netznutzer abwälzen können, zu minimieren und ihren Netzbetrieb unter anderem nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten zu optimieren. Das hat Auswirkungen auf die Netzplanung, die sich heute nicht mehr nur nach dem technologischen Bedarf richtet, sondern auch nach Kriterien der Anreizregulierung, bei der Investitionen anhand einer Reihe von Kriterien in Bezug auf ihre Notwendigkeit beurteilt werden.

Ein Kostenfaktor für den VNB entsteht durch den Bezug von Wirk- und Blindleistung aus dem Stromnetz des übergeordneten ÜNB. Der VNB hat auf Jahresbasis einen Leistungspreis zu entrichten, der sich nach dem höchsten Leistungsbezug von Wirk- und Blindleistung innerhalb eines Jahres richtet. Diese Kosten können minimiert werden, indem durch Netzumschaltungen Lastflussverlagerungen vorgenommen, Kompensationsanlagen zur Blindstromreduktion genutzt sowie Erzeugungsanlagen¹⁷

¹⁶ Das Übertragungsnetz umfasst die Hoch- und Höchstspannungsnetze mit 220 beziehungsweise 380 Kilovolt.

(zum Beispiel Netzersatzanlagen) gesteuert werden. Da der Zeitpunkt des Jahreshöchstbezugs erst in der Rückschau zu identifizieren ist, nutzen VNB die oben beschriebene Strategie immer dann, wenn sich ein möglicher Höchstbezug von Wirk- und Blindleistung anbahnt.

Durch den massiven Ausbau von dezentralen Energieanlagen ändern sich die Stromflüsse in den Verteilnetzen derart, dass die Netzzustände nicht mehr top-down definiert sind. Dadurch erhöht sich der Aufwand für die Netzbetreiber, die Spannungen in den vorgeschriebenen Korridoren (das heißt zulässigen Spannungsbändern) zu halten. Im Kontext der Energiewende kann festgehalten werden, dass der Handlungs- und Steuerungsbedarf für einen stabilen Betrieb des Verteilnetzes mit dem Ausbau der dezentralen Energieanlagen schon heute stark angestiegen ist und zukünftig weiter steigen wird. Netzbetreiber müssen daher neue Wege gehen und neue Technologien einsetzen.¹⁸

Zielkonflikte in den Aufgabenbereichen von Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern

Im oberen Abschnitt wurden die Aufgaben der Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber dargestellt, wobei deutlich wird, dass sich die Aufgabenbereiche stark voneinander unterscheiden. Während dem Übertragungsnetzbetreiber neben dem operativen Betrieb der Netze auch die Systemsicherheit obliegt, betreibt der Verteilnetzbetreiber losgelöst von der allgemeinen Systemsituation sein eigenes Verteilnetz nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten. Die Netze sind jedoch technisch eng miteinander verbunden, und die Fahrweisen der jeweiligen Netze üben Einfluss aufeinander aus.¹⁹ Dadurch kann es dazu kommen, dass ein Verteilnetzbetreiber sich nicht optimal im Sinne der Systemstabilität verhält. Dies soll an einem Beispiel erläutert werden: Eine Erzeugungsanlage, die im Verteilnetz auf Mittelspannungsebene angeschlossen ist, leistet über den Regelleistungsmarkt einen Beitrag zur Frequenzhaltung. Bei Abruf von positiver Sekundärregelleistung durch den Übertragungsnetzbetreiber speist die Anlage elektrische Energie in das Stromnetz ein und stützt damit die Netzfrequenz. Der Verteilnetzbetreiber hingegen weiß nicht, ob eine Anlage Regelleistung erbringt. Sollte ein Verteilnetzbetreiber zum gleichen Zeitpunkt eine eigene Optimierung durchführen, kommt es zum Zielkonflikt, wobei der Verteilnetzbetreiber dem Effekt der Regelleistungserbringung entgegenwirken kann.

Kernaspekte:

1. Die Entflechtung der Energienetze beabsichtigt, den diskriminierungsfreien Wettbewerb voranzutreiben; andererseits wird dadurch das *Optimierungspotenzial in der technischen Betriebsführung* von Kraftwerkspark und Netzen eingeschränkt.
2. Während die *Übertragungsnetzbetreiber* systemische Verantwortung für die Frequenz- und Spannungsstabilität des Gesamtsystems tragen, sind die *Verteilnetzbetreiber* für die Betriebsführung eines regional eng begrenzten Versorgungsgebiets verantwortlich.
3. Der wirtschaftlich optimierte Betrieb des Verteilnetzes kann aufgrund der technischen Kopplung mit dem Übertragungsnetz im Gesamtsystem zu *suboptimalem Verhalten* führen. Eine besondere Schwierigkeit stellen dabei *nicht abgestimmte Optimierungen* – zum Beispiel hinsichtlich des Eingriffs in den Betrieb dezentraler Energieanlagen, die eine Systemdienstleistung für das Gesamtsystem erbringen sollen – dar.

2.5 WECHSELWIRKUNG INVESTITIONEN ERZEUGUNGSLEISTUNG/STROMNETZ

Bei der Neugestaltung der Energiemärkte ist es außerdem wichtig, die Auswirkungen der Investitionen in Erzeugerleistung auf das Stromnetz zu berücksichtigen. Dabei lassen sich diese Auswirkungen in die Aspekte „räumlich“ und „zeitlich“ differenzieren.

Im räumlichen Kontext führt insbesondere der vermehrte Ausbau der erneuerbaren Energien im Norden Deutschlands zu einem Nord-Süd-Gefälle, was einen verstärkten Bedarf an Investitionen in große Übertragungsleitungen zur Folge hat. So wird durch den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien im Bereich der Offshore-Windenergie die Stromerzeugung auf See und in den Küstenregionen deutlich zunehmen, während zeitgleich Kernkraftwerke insbesondere im Süden in Regionen mit hohem Verbrauch vom Netz gehen. Auch heute sind die deutschen

¹⁷ VNB verfügen häufig über Netzersatzanlagen, die zur Absicherung von kritischer Infrastruktur, wie Krankenhäuser oder Banken, vorhanden sind.

¹⁸ dena 2011.

¹⁹ Das Verteilnetz und das Übertragungsnetz sind technisch über die Größen Leistungs- und Blindleistungsbezug sowie über die Spannungshöhe und die Frequenz miteinander gekoppelt.

Stromnetze bereits überlastet,²⁰ und laut dena-Studie²¹ treten Engpässe beim Netzausgleich und Transportkapazitäten bereits ab dem Jahr 2015 auf. Schätzungen gehen alleine in Deutschland von einem zusätzlichen Bedarf an Stromleitungen von 3400 Kilometern aus.²² Darüber hinaus wird Deutschland aufgrund seiner geografischen Lage zunehmend am Stromtausch in Europa teilnehmen. Daher hat die Bundesregierung neben dem bisherigen schrittweisen Ausbau des nationalen Netzes ein Konzept für die bundesweite strategische Planung eines Zielnetzes 2050 vorgelegt.²³

Dieses Zielnetz umfasst insbesondere

- die weitere Entwicklung des Bestandsnetzes,
- die Planung für ein Overlay-Netz („Stromautobahnen“),
- Nordsee-Netz und Clusteranbindung für Offshore, und
- die Integration des deutschen Netzes in den europäischen Verbund.

Ein Netzausbau zur gänzlichen Integration von fluktuierenden erneuerbaren Energien ist weder volks- noch betriebswirtschaftlich effizient.²⁴ Der Netzausbau sollte daher nicht dem Anspruch genügen, jegliche fluktuierenden Energien ohne Abregelung in das Netz integrieren zu können. Ein Netzausbau mit Augenmaß zum weiträumigen Transport großer Energiemengen ist dennoch unerlässlich, damit die Standortvorteile der unterschiedlichen Technologien weiträumig miteinander kombiniert werden können. Außerdem sind durch die ähnlichen klimatischen Bedingungen in großen Teilen Europas große Leitungen (High-Voltage Direct Current [HVDC]; Hochspannung mit Gleichstrom) erforderlich, um große Entfernungen zu überbrücken. Die klimatischen Bedingungen korrelieren mit den Erzeugungsleistungen je Technologie. Experten schätzen dabei alleine die Kosten für dieses EU-Supergrid und die Verbindung der Offshore-Windenergie an der Nordsee auf circa 16 Milliarden Euro.²⁵ Aber auch bei diesen Leitungen kommt es zu Übertragungsverlusten. Diese liegen zwar 30 bis 50 Prozent²⁶ unter denen von Wechselstromleitungen, aber auch bei Gleichstromleitungen

muss mit einer relativen Verlustleistung von etwa 3 Prozent pro 1000 Kilometer gerechnet werden.²⁷

Wünschenswert wäre es daher, wenn bei der Investitionsplanung weiterer Erzeugungsanlagen die Netzsituation (Engpässe) und die Kosten des Netzanschlusses beziehungsweise der Verlustleistung berücksichtigt würden. Durch die wirtschaftliche Trennung von Erzeugung und Netzbetrieb ist diese Interdependenz nicht länger gegeben. Bisher sind die Möglichkeiten der Netzbetreiber, die Erzeuger an den von ihnen erzeugten Netzausbaukosten zu beteiligen oder auf andere Standortmöglichkeiten zu verweisen, nur gering. Da die Netzkosten rund ein Drittel der Haushaltstromkosten ausmachen, ist eine Standortwahl, die vorrangig kraftwerksseitige Interessen verfolgt, volkswirtschaftlich höchst ineffizient und sollte daher regulatorisch gelöst werden.²⁸ Aus Sicht des Kraftwerksinvestors sollten die externen Kosten der Netzverstärkung beziehungsweise des Netzausbaus, welche durch den Anschluss seiner Kapazität erzeugt werden, initialisiert werden. Dies könnte beispielsweise durch Anschlussgebühren erreicht werden. So ließen sich etwa durch Kapazitätsmärkte Kraftwerksstandorte gezielt anreizen, indem eine Ausschreibung mit Lokalitätsbezug stattfindet, um eine ausgeglichene Netzbelastung zu generieren. Das Ziel muss es sein, Netzkosten über Preismechanismen direkt in die Investitionsplanung für Erzeugungskapazitäten einfließen zu lassen. Bereits jetzt wird versucht, über präventive Maßnahmen – wie den Preisbildungsmechanismus des hybriden Market Coupling – Anreize für einen Verbrauchsrückgang sowie den Ausbau der Erzeugungskapazitäten innerhalb der Engpassregionen zu schaffen.²⁹

Neben diesen örtlichen Komponenten gilt es bei der Kraftwerks- und Netzinvestition, diese auch zeitlich stärker zu synchronisieren. So sollten bei der Zeitplanung großer Offshore-Windparks auch die Planungshorizonte des Netzausbaus berücksichtigt werden.

Wechselwirkungen in Bezug auf ein geeignetes Marktdesign ergeben sich zwischen den Investitionen in die Stromnetze und

²⁰ Bundesnetzagentur 2012.

²¹ dena 2011.

²² dena 2010.

²³ Bund 2010.

²⁴ Bundesnetzagentur 2011.

²⁵ IWES 2010.

²⁶ Siemens 2013.

²⁷ Siemens 2012.

²⁸ Steger 2008.

²⁹ Dieckmann 2008.

solchen in die Erzeugungskapazitäten auch bei der Frage nach einer verursachungsgerechten Kostenverteilung. Im aktuellen Marktdesign ergibt sich ein starker Anreiz für die Errichtung dezentraler Stromerzeugungsanlagen zur Eigenversorgung. Wenn die Erzeugung im eigenen Blockheizkraftwerk oder in der eigenen Photovoltaik-Anlage günstiger ist als der Strombezug aus dem Netz der allgemeinen Versorgung, lohnt es sich, selbst zum Erzeuger zu werden und den Eigenversorgungsanteil zu maximieren. Diese Tendenz, die sowohl bei gewerblichen Verbrauchern als auch bei Privathaushalten zu erkennen ist - 35 Prozent der in einer Umfrage befragten Unternehmen eigene Stromerzeugungsanlagen oder planen dies als Maßnahme gegen steigende Strompreise. Der monetäre Vorteil der Eigenerzeugung aus Photovoltaik ist potenziell für Haushaltskunden noch größer, da diese höhere durchschnittliche Strompreise bezahlen als Unternehmen³⁰ - birgt jedoch die Gefahr, dass sich das generelle Strompreisniveau erhöht. Denn der positive Effekt aus Sicht der Eigenverbraucher resultiert derzeit vor allem aus der Befreiung von Umlagen und Abgaben, die das gesamte Elektrizitätssystem finanzieren. Wenn diese Kosten auf immer weniger Energiemengen umgelegt werden müssen, steigen die Gebühren pro Energieeinheit.

Wichtig sind daher zukunftsfähige Regelungen für die Kostenumlage bei der Förderung der erneuerbaren Energien und die Finanzierung von Netzausbau und -betrieb. Oft diskutiert wird hierbei eine Ausrichtung der Netznutzungsgebühren an der Anschlussleistung statt an der konsumierten Energiemenge. Der stärkere Bezug zur Leistung wird einem zunehmend fixkostengetriebenen System gerecht, denn in einem vorwiegend auf erneuerbarer Energie basierenden Energiesystem entstehen hohe Kosten für die Investitionen in die Erzeugungsleistung und die Infrastruktur, während die Betriebskosten des Systems wenig ins Gewicht fallen. Der Nachteil einer Bepreisung der Anschlusskapazität ist, dass dadurch der Anreiz zum Energiesparen verringert wird und insbesondere Haushalten mit einem sehr niedrigen Verbrauch höhere Kosten entstehen.

Des Weiteren könnten Erzeuger, die in das öffentliche Stromnetz einspeisen, an den Netzanschlusskosten beteiligt werden. Anschlusspreise könnten regional variieren, um über diesen Weg auch die oben diskutierte Lenkungswirkung hin zu einer optimierten Netzeinbindung zu erlangen. Dies müsste jedoch konsequenterweise auf alle Einspeiser angewandt werden und würde eine sehr weit reichende Änderung der bestehenden Praxis darstellen.

Kernaspekte:

1. Im *räumlichen Kontext* führt das starke Ungleichgewicht zwischen Erzeugungskapazitäten in Norddeutschland und den (industriellen) Verbrauchsschwerpunkten in Süddeutschland zu einem ausgeprägten Netzausbaubedarf (unter anderem Nord-Süd-Trasse und „Thüringer Strombrücke“).
2. Neben dem räumlich motivierten Netzausbaubedarf besteht auch die Notwendigkeit einer stärkeren *zeitlichen Synchronisierung* von Netzverstärkungsmaßnahmen und dem weitergehenden Ausbau dezentraler und erneuerbarer Energien.
3. Der weitergehende Netzausbau wirft auch die Frage nach einer *verursachergerechten Kostenverteilung* auf. Insbesondere der aktuelle Trend der Installation dezentraler Anlagen zur Eigenbedarfsdeckung folgt zwar individuellen wirtschaftlichen Anreizen, wirkt sich aber mittelfristig negativ auf eine faire Verteilung der Netznutzungsentgelte auf die Netzteilnehmer aus.

2.6 WECHSELWIRKUNG INVESTITIONEN/ BETRIEB ERZEUGUNGSLEISTUNG

Stirbt das EEG am eigenen Erfolg? Der erfolgreiche, massive Zuwachs an erneuerbaren Energien ändert die Merit Order der Stromproduktion und hat somit erhebliche Auswirkungen auf das Risiko-Rendite-Profil der Kraftwerke. Zwei größere Themen werden zunehmend die Diskussion bestimmen: das marktkonforme Abregeln von erneuerbaren Energien und die sinkende Rentabilität der Erneuerbaren bei fallender Auslastung.

Bereits 2009 wurde durch erhebliche negative Preise an der Strombörse erstmals überaus deutlich, dass es je nach Last- und Netzsituation zu einem Überangebot von erneuerbaren Energien kommen kann. In aller Regel ist das „Überangebot“ lokal von einem Netzengpass bedingt; zunehmend wird aber auch bundesweit das Gesamtangebot die Gesamtlast übersteigen. Im Hintergrund steht das Problem der Inflexibilität bei der Regelbarkeit von erneuerbaren Energien.³¹ Diese genießen den Schutz des EEG und sind von Marktsignalen weitgehend abgeschirmt. Die Abregelung erneuerbarer Energien ist aus technischer Sicht auf jeden Fall sinnvoll, aber auch

³⁰ Deutscher Industrie- und Handelskammertag 2013.

volkswirtschaftlich geboten. Das Problem ist der umweltpolitische Aspekt: Wenn Erneuerbare abgeregelt werden, verringert sich damit – zumindest aus kurzfristiger Perspektive – ihr Anteil an der Gesamtproduktion. Mittlerweile gibt es eine Regelung zur Abregelung erneuerbarer Energien,³² die allerdings eher als Übergangslösung gesehen werden muss. Mit weiter steigendem Anteil an erneuerbaren Energien wird es unvermeidbar sein, die Problematik der markt- und umweltpolitisch konformen Abregelung systematisch anzugehen. Abregeln kann auf verschiedene Weisen erfolgen. Sicherlich muss nicht die gesamte Anlage ausgeschaltet werden; immer stärker wird aber eine stufenweise Feinregelung möglich. Eine wesentliche Frage ist, welche Technologien für Regelung eingesetzt werden sollen. Vor allem muss grundsätzlich geklärt sein, inwiefern erneuerbare Energien auf Preissignale reagieren müssen, zumindest wenn es um eine etwaige Abregelung geht. Eine wichtige Folgefrage ist, wie ein solches marktkonformes System unter Beibehaltung der Förderung für erneuerbare Energien aussähe. In anderen Worten, das EEG wird sich ändern müssen.

Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien kommt es unvermeidbar immer häufiger zur Abregelung von erneuerbaren Energien. Infolgedessen wird der Lastfaktor – das heißt die Volllaststundenzahl beziehungsweise der Quotient aus tatsächlicher Energieeinspeisung und maximal möglicher Energieeinspeisung – der EE-Anlagen fallen. Das betrifft neu zu bauende Anlagen genauso wie Bestandsanlagen.³³ Dieses Mengenrisiko wird derzeit unter dem EEG abgefangen, indem nicht produzierter Strom kompensiert wird. Es dürfte offensichtlich sein, dass dies unter den prognostizierten EE-Kapazitäten keine Dauerlösung sein kann. Durch den geringeren Lastfaktor steigen die Stückkosten für EE, was die Erwartung infrage stellt, dass die EE-Stückkosten im Lauf der Zeit fallen.

Dieser Folgeeffekt des Erfolgs des EEG wirft neue Fragen auf. Können die Ziele des EE-Ausbaus unter volkswirtschaftlich akzeptablen Kosten erreicht werden, oder sind diese zu hoch angesetzt? Und vorausgesetzt, dass die Ausbauziele weiterhin erreicht werden sollen, folgt aus den fallenden Lastfaktoren, dass gegebenenfalls auch für erneuerbare Energien ein Kapazitätsmechanismus eingeführt werden soll? Wie sähe ein solches System aus, und wäre es mit einem Kapazitätsmechanismus für konventionelle Anlagen vereinbar?

Kernaspekte:

1. Das EEG war als Förderinstrument erfolgreich und hat zu einem massiven Ausbau von erneuerbaren Energien geführt, jedoch sind die technischen und ökonomischen Systemgrenzen für die heutige Art der Förderung erreicht.
2. Aufgrund eines zeitlich und/oder räumlich punktuellen Überschusses in der Einspeisung von erneuerbaren Energien sind Abregelungen unumgänglich; ein marktkonformer Umgang mit der Abregelung von erneuerbaren Energien ist dringend erforderlich.
3. Aufgrund der zunehmenden Menge erneuerbarer Energien und der steigenden Abregelhäufigkeit sinkt der Nutzungsgrad auch bei EE-Anlagen, wodurch der weitere Ausbau unter den jetzigen Feed-In-Bedingungen betriebswirtschaftlich erschwert wird.

2.7 WECHSELWIRKUNG BETRIEB ERZEUGUNGSLEISTUNG/STROMNETZ

Erzeugungsanlagen können zur Netzstabilität beitragen, aber auch eine Herausforderung für diese sein. Neben der flexiblen Erzeugung können auch flexible Verbraucher einen Beitrag zur Netzstabilität liefern, indem sie ihre bezogene Last der aktuellen Einspeise- und Netzsituation anpassen. Dies kann sowohl über Marktsignale als auch direkt über Steuersignale des Netzbetreibers erfolgen.

Sowohl für steuerbare Erzeugung als auch für flexible Lasten stellt sich die Frage, ob sich Märkte etablieren können, über die ein Netzbetreiber Dienstleistungen zur Unterstützung des Netzbetriebs beziehen kann. Hierbei wird schnell deutlich, dass es darauf ankommt, welche Arten von Produkten, welche Spannungsebenen und welche Regionen betrachtet werden.

Im Bereich der handelbaren Produkte ist es denkbar, Systemdienstleistungen über Marktplattformen oder wettbewerbliche Ausschreibungen zu beschaffen. Im Bereich der Regelenergie ist dies bei den Übertragungsnetzbetreibern bereits lange gängige Praxis. Andere Systemdienstleistungen wie beispielsweise die

³¹ Vergleiche Brandstätt et al. 2011.

³² Vergleiche Bundesnetzagentur 2013.

³³ Vergleiche EWI 2012, S. 33/34.

Bereitstellung von Blindleistung könnten ebenfalls über Märkte beschafft werden. Es ist jedoch stets ein ausgewogenes Verhältnis zwischen den Effizienzvorteilen, die ein Markt bieten kann, und den bei der Organisation des Marktes entstehenden Transaktionskosten anzustreben. Die Bereitstellung beziehungsweise Kompensation von Blindleistung könnte vermutlich – wie bisher üblich – durch entsprechende Vorgaben in den technischen Anschlussbedingungen für elektrische Anlagen an das Netz besser geregelt werden, um hohe Transaktionskosten zu vermeiden. Hingegen könnten andere Dienste wie zum Beispiel ein Redispatching zur Netzentlastung auch über Märkte und Ausschreibungen organisiert werden, sodass sich flexible Verbraucher oder Erzeuger daran beteiligen können.

Regional ist das Potenzial für marktgetriebene Lösungen der Systemdienstleistungen sehr unterschiedlich. In ländlichen Gebieten mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien schwankt die Erzeugung stark, gleichzeitig gibt es dort jedoch vergleichsweise wenig flexible Erzeuger oder Verbraucher, die die Fluktuation lokal ausgleichen können. In städtischen Gebieten hingegen ist zwar potenziell viel Flexibilität vorhanden, die nutzbar gemacht werden könnte; hier ist jedoch der Bedarf durch Fluktuationen deutlich geringer als auf dem Land. Soll die Flexibilität eher auf der Ebene der Nieder- und Mittelspannung eingesetzt werden, dann ist der Pool an Anbietern räumlich stark begrenzt. Wenn hingegen eher auf der Hochspannungsebene Verteilnetzbetreiber flexible Lasten und Erzeugung gezielt zur Aufrechterhaltung der Netzqualität und auch zur Schonung der Betriebsmittel einsetzen wollen, dann könnten sich potenziell mehr Anbieter an einem Markt für Flexibilitäten beteiligen.

Liquide Märkte sind eine Voraussetzung dafür, dass sich wettbewerbliche Preise bilden und der Markt seine Vorteile entfalten kann. Wenn nur wenige – oder im Extremfall ein – Anbieter zur Netzentlastung beitragen können, dann können sie die Angebote so setzen, dass sie gerade den Kosten der alternativen Maßnahmen des Netzbetreibers entsprechen, sodass dieser im Zweifel eher auf die gängigen Lösungen (in der Regel Netzausbau durch neue Kabel und Transformatoren) setzen und der Markt keinen Beitrag leisten wird. In liquiden Märkten hingegen könnten günstigere Lösungen zum Beispiel zur Vermeidung einer Engpasssituation vom Markt bereitgestellt werden, sodass die Effizienz des Systems insgesamt erhöht wird.

Erste Festlegungen bezüglich einer Flexibilisierung der Stromnachfrage im Verteilnetz wurden mit der Novelle des

Energiewirtschaftsgesetzes EnWG 2011 eingeführt. So regelt § 14a EnWG die „Steuerung von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in Niederspannung“ und ermöglicht es Verteilnetzbetreibern, mit Verbrauchern ein reduziertes Netzentgelt zu vereinbaren, wenn diese im Gegenzug die Steuerung von abschaltbaren Verbrauchsgeräten erlauben und dadurch zur Netzentlastung beitragen. Nicht geregelt ist bisher jedoch der umgekehrte Fall, nämlich das Zuschalten von Verbrauchsgeräten. Dies könnte zur Netzentlastung zu Zeitpunkten beitragen, in denen die Einspeisung aus erneuerbaren Energien zeitweilig sehr hoch ist (etwa zur Mittagsspitze der Photovoltaik-Einspeisung). Des Weiteren sind die Spezifikationen für das Wiederanschalten der unterbrechbaren Verbrauchsgeräte nicht klar, sodass ein nicht ausreichend kontrolliertes Starten der Geräte nach der Unterbrechung neue Stabilitätsprobleme verursachen könnte. Zudem hat die derzeitige Ausprägung der Regelung der unterbrechbaren Lasten noch wenig mit einem Markt zu tun. Es ist bisher nicht vorgesehen, dass auch externe Dienstleister anbieten könnten, die gezielte Steuerung der Geräte zu übernehmen und dem Netzbetreiber entsprechende Dienstleistungen zur Unterstützung der Aufrechterhaltung der Netzqualität zu erbringen. Da aktuell nur der Netzbetreiber Verträge mit den Betreibern der abschaltbaren Last schließen und die Geräte ansteuern kann, sind bisher die regulatorischen Voraussetzungen für das Entstehen von Märkten für entsprechende Dienstleistungen nicht gegeben.

Kernaspekte:

1. Um langfristig eine zuverlässige Substitution konventioneller Kraftwerke zu ermöglichen, ist eine Partizipation der dezentralen und erneuerbaren Energien an der *Bereitstellung von Systemdienstleistungen* notwendig.
2. Zu heute bereits realisierten Systemdienstleistungsprodukten gehört die Regelleistung, die in regelmäßigen Abständen auf der Marktplattform *regelleistung.net* ausgeschrieben und auktioniert wird. Perspektivisch sind auch *ergänzende, marktlich gehandelte Systemdienstleistungsprodukte*, etwa für das Engpassmanagement, denkbar.
3. Geeignet gestaltete *Marktplattformen* können die Bereitstellungen bestimmter Systemdienstleistungen wirtschaftlich effizient gestalten; dabei sind allerdings regionale Unterschiede und Potenziale zu berücksichtigen. Eine wesentliche Schwierigkeit in diesem Kontext ist die Ausgestaltung eines *liquiden Marktes*.

3 ZUSAMMENFASSUNG

Die Ausführungen der vorangegangenen Abschnitte, die sich an den Systembereichen der Stromnetze und der Stromerzeugung sowie an den Perspektiven „Betrieb“ und „Investitionen“ in diesen Bereichen orientiert haben, lassen sich zu einigen zentrale Thesen verdichten, die im Folgenden prägnant dargestellt werden.

These 1: Zukünftige Energiemärkte müssen Anreize für kapazitätssichernde Investitionen in den Kraftwerkspark schaffen.

Neben dem Marktdesign für Systemdienstleistungen bietet auch das bisherige Energy-only-Konzept des Wirkleistungsmarktes Diskussionsbedarf. An den heutigen Energy-only-Märkten ist eine Kostendeckung für Reservekapazitäten, die vorrangig in Zeiten fehlender EE-Einspeisung zur Verfügung stehen müssen, langfristig vermutlich nicht mehr möglich (Missing Money Problem). Aufgrund des Merit-Order-Effekts, das heißt der Verschiebung der Merit-Order-Kurve durch die EE-Einspeisung mit sehr geringen Grenzkosten, wird es insbesondere für teure flexible konventionelle Kraftwerke wie zum Beispiel Gaskraftwerke schwierig, mit nur wenigen Jahresvolllaststunden profitabel zu sein. Dies führt mittel- und langfristig zu einer Verdrängung von teuren, aber flexiblen konventionellen Kraftwerken. Für die möglicherweise notwendige Einführung von *Kapazitätsmechanismen* sind mehrere Varianten denkbar und teilweise bereits in der aktuellen politischen Diskussion.

These 2: Zukünftige Energiemärkte müssen Anreize und Rahmenbedingungen für eine aktive Partizipation von dezentralen Anlagen an der Bereitstellung und Erbringung von Systemdienstleistungen schaffen.

Für eine langfristig erfolgreiche und nachhaltige Substitution konventioneller Kraftwerkskapazitäten durch dezentrale und insbesondere erneuerbare Energiesysteme ist es unumgänglich, dass die kleinen verteilten Anlagen einen wesentlichen Anteil an systemstützenden Aufgaben, wie etwa der Vorhaltung und Bereitstellung von Regelleistung, übernehmen. Hierzu könnten geeignet gestaltete Marktplattformen die Bereitstellungen bestimmter Systemdienstleistungen befördern und wirtschaftlich effizient gestalten; dabei sind allerdings regionale Unterschiede und Potenziale im Energie- und Technologiemarkt zu berücksichtigen. Eine wesentliche Schwierigkeit in diesem Kontext ist die Ausgestaltung eines liquiden Marktes, insbesondere wenn es um Dienstleistungen wie etwa Spannungshaltung für einen stabilen Verteilnetzbetrieb geht, die aufgrund der

räumlich-topologischen Restriktionen nur von einer begrenzten Anzahl von Anlagen beziehungsweise Marktakteuren erbracht werden können.

These 3: Bei der Entwicklung zukünftiger Energiemärkte beziehungsweise neuer Marktmechanismen sollte die Gesamtheit von Markt und Netz gemeinsam optimiert werden.

Diese Aspekte sind immer aus volkswirtschaftlicher Sicht im systemischen Gesamtzusammenhang zu betrachten. Insbesondere gilt es, das Problem eines zeitlich und/oder räumlich punktuellen Überschusses in der Einspeisung von erneuerbaren Energien zu lösen. In der Regel ist der Netzausbau bis hin zur hundertprozentigen Aufnahme der EE-Einspeisung volkswirtschaftlich nicht sinnvoll. Möglichkeiten wie ein flexibles Lastmanagement oder auch ein Einspeisemanagement mit punktuellen Abschaltungen sind ebenso zu prüfende Alternativen wie eine integrierte Planung des EE- und Netzausbaus. Zur Lösung dieses Problems sind sowohl Strategien des Netzausbaus als auch neue Markt-/Anreizmodelle erforderlich. Im Hinblick auf den Netzausbau ist zwischen Investitionen in das Übertragungsnetz und das Verteilnetz zu unterscheiden. Während die Kosten pro transportierter Energieeinheit im Übertragungsnetz vergleichsweise gering sind, liegen diese im Verteilnetz deutlich höher, unter anderem, weil bei EE-Anlagen das Verhältnis von Anschlussleistung zu Jahresenergieeinspeisung geringer ausfällt als bei konventionellen Kraftwerken. Gleichzeitig ist ein gut ausgebautes Übertragungsnetz notwendig, damit der Energiemarkt effizient und überregional wenig restringiert funktionieren kann. Insbesondere das starke Ungleichgewicht zwischen Erzeugungskapazitäten in Norddeutschland und den (industriellen) Verbrauchsschwerpunkten in Süddeutschland führt zu einem ausgeprägten Netzausbaubedarf. Im Verteilnetz steht der Netzausbau dagegen in Konkurrenz zu bislang noch wenig ausgeschöpften intelligenten Netzführungsmaßnahmen, wie zum Beispiel regelbare Ortsnetztransformatoren oder aktualisierte technische Anschlussbedingungen.

These 4: Für ein volkswirtschaftlich optimales Funktionieren zukünftiger Energiemärkte müssen die marktlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen ein effizientes Zusammenwirken aller Systemteilnehmer – und insbesondere der Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreiber – bewirken.

Dieses Zusammenwirken betrifft im Wesentlichen die ÜNB und die VNB. Die stark voneinander entkoppelte Optimierung im

Übertragungsnetz und Verteilnetz verschenkt Synergiepotenzial. So kann der wirtschaftlich optimierte Betrieb des Verteilnetzes aufgrund der technischen Kopplung mit dem Übertragungsnetz im Gesamtsystem zu suboptimalem Verhalten führen. Eine besondere Schwierigkeit stellen dabei nicht abgestimmte Optimierungen – zum Beispiel hinsichtlich des Eingriffs in den Betrieb dezentraler Energieanlagen, die eine Systemdienstleistung für das Gesamtsystem erbringen sollen – dar. Während die Übertragungsnetzbetreiber systemische Verantwortung für die Frequenz- und Spannungsstabilität des Gesamtsystems tragen, sind die Verteilnetzbetreiber für die Betriebsführung eines regional eng begrenzten Versorgungsgebiets verantwortlich. Für die zukünftige Ausgestaltung herrscht ein Konsens darüber, dass die Abstimmung zwischen den Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern verbessert werden soll, die konkrete Umsetzung ist allerdings ein noch offener Diskussionspunkt. Ein mögliches Geschäftsmodell wäre es, dass Verteilnetzbetreiber über definierte Dienstleistungen an den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber in die Bewahrung der Systemstabilität einbezogen werden. Generell stellt sich die Frage, ob sich neben den Regelleistungsprodukten auch weitere Systemdienstleistungsprodukte etwa zu Blindleistungsbereitstellung oder für das Engpassmanagement marktlich gestalten lassen.

These 5: Eine diskriminierungsfreie Erschließung von Flexibilitäten fördert die Effizienz der Märkte.

Potenzielle Flexibilitäten³⁴ der unterschiedlichen Netznutzer (Erzeuger, Verbraucher, Speicher) müssen gleichberechtigt in Märkten um die Erbringung von Wirkleistungs- und Systemdienstleistungen konkurrieren können. Dadurch werden dann solche Flexibilitäten zuerst eingesetzt, die in der jeweiligen Situation die niedrigsten Grenzkosten haben. Flexibilität kann durch schnell steuerbare Kraftwerkskapazitäten ebenso bereitgestellt werden wie durch Nachfragemanagement, Einspeisemanagement, Stromspeicher, Im- und Export beziehungsweise Austausch mit angrenzenden Regelzonen oder den Spartenverbund mit anderen Energiesystemen (Wärme, Mobilität). Einige der Optionen sind derzeit noch nicht wirtschaftlich nutzbar, aber ein attraktives marktliches Umfeld kann dafür sorgen, dass sich vielversprechende Technologien entwickeln können. Durch eine stärkere Ausweitung der marktpreisbasierten Vergütung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien bis hin zur Direktvermarktung vergrößert sich zudem der Anreiz zu einer bedarfsorientierteren Stromerzeugung, was unter anderem die heute hohe Gleichzeitigkeit der EE-Einspeisung vermindern würde,

da derzeit alle Anlagen in gleicher Weise auf eine maximale gesamte Wirkleistungseinspeisung hin optimiert werden. Die Verknüpfung der marktorientierten EE-Einbindung mit der marktlichen Bereitstellung von Flexibilitäten bildet die Basis für einen effizienten Energiemarkt in einer stark auf erneuerbaren Energien basierenden Zukunft.

These 6: Eine gerechte Verteilung der Kosten des Netzausbaus und der Förderung der erneuerbaren Energien ist nicht nur gesellschaftlich geboten, sondern fördert auch die Effizienz des Energiesystems.

Ein gerechtes und effizientes Marktdesign muss so gestaltet sein, dass sich keine Anreize ergeben, in weniger effiziente Technologien zu investieren, um über die Befreiung von Systemkosten finanzielle Vorteile zu erlangen. Während beispielsweise der Einsatz eines lokalen Blockheizkraftwerks bei Verbrauchern mit hohem und gleichmäßigem Wärmebedarf in der Regel hocheffizient und damit ökonomisch und ökologisch sinnvoll ist, besteht aktuell ein hoher Anreiz auch zu weniger effizienter Eigenversorgung, um dadurch Umlagen und Abgaben zu sparen, die das gesamte Elektrizitätssystem finanzieren. Dies führt zu einer Fehlallokation von Mitteln und zu steigenden Energiekosten für die verbleibenden Verbraucher, die auf die Versorgung aus dem Stromnetz angewiesen sind. Diesem Problem muss ein weiterentwickeltes Marktdesign Rechnung tragen, etwa durch eine stärkere Ausrichtung der Netznutzungsgebühren und Umlagen an der genutzten Anschlussleistung, die Beteiligung von Einspeisern an den Netzanschlusskosten oder durch Einbezug des Eigenverbrauchs bei der Verteilung von Umlagen.

Die Gestaltung eines geeigneten Marktdesigns für die Energiewende ist eine zentrale Herausforderung der nächsten Jahre. Dazu wurden hier einige wichtige Bausteine diskutiert und vorgestellt. Als wesentliche Prämisse wurde dabei angenommen, dass für die Marktgestaltung die volkswirtschaftliche Effizienz als primäres Optimierungsziel gelten sollte, ohne die beiden anderen Dimensionen des energiepolitischen Zieldreiecks zu beeinträchtigen. Die Versorgungssicherheit muss dadurch sichergestellt werden, dass der Markt in kritischen Netzsituationen eingeschränkt werden darf; bei einem nicht restringierten Netz sollte hingegen der Markt Vorfahrt haben. Die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung wird derzeit primär durch die Förderung der erneuerbaren Energien erlangt; auch hier sollte der Markt jedoch nur in dem Maß außer Kraft gesetzt

³⁴ Appelrath et al. 2012.

werden, wie es mindestens notwendig ist, um Investitionen in erneuerbare Erzeugung zu ermöglichen. Darüber hinaus müssen auch die Erneuerbaren so weit wie möglich in den Markt integriert werden, um Effizienzpotenziale nutzen zu können. Über diese drei Zieldimensionen hinaus spielt die gesellschaftliche Akzeptanz von (Markt-)Lösungen eine entscheidende Rolle, die unter anderem durch eine verursachungsgerechte Verteilung

der Systemkosten gefördert wird. Und schließlich ist bei jeder Weiterentwicklung des Energiemarktes auch die europäische Perspektive jederzeit konsequent zu berücksichtigen, um Effizienz nicht nur national, sondern auch im Verbund mit den angrenzenden Nachbarn erreichen zu können, mit denen insbesondere das deutsche Energiesystem in sehr starkem Maße gekoppelt ist.

4 LITERATUR

acatech 2012

acatech POSITION: *Die Energiewende finanzierbar gestalten*, Heidelberg: Springer Verlag 2012.

Appelrath et al. 2012

Appelrath, H.-J./Kagermann, H./Mayer, C.: *Future Energy Grid*, Heidelberg: Springer Verlag 2012.

Bauknecht et al. 2013

Bauknecht, D./Brunekreeft, G./Meyer, R.: „From Niche to Mainstream: The Evolution of Renewable Energy in the German Electricity Market“. In: Sioshansi, F. P.: *Evolution of Global Electricity Markets*, USA: Elsevier 2013.

BMU 2012

Schillings, C./Pregger, T./Nitsch, J.: *BMU - Leitstudie „Deutschland 2050“, Szenario 2011-A/B*. FfE Fachtagung: München, 2013.

Brandstätt et al. 2011

Brandstätt, Ch./Brunekreeft, G./Jahnke, K.: „How to Deal with Negative Power Price Spikes? – Flexible Voluntary Curtailment Agreements for Large-Scale Integration of Wind“. *Energy Policy*, 39: 6, 2011, S. 3732–3740.

Brunekreeft et al. 2011 a

Brunekreeft, G./Friedrichsen, N./Bauknecht, D./Koch, M./Schweinsberg, A./Müller, C./Stronzik, M./Pielow, C./Wieser, M./Güneysu, A.: *Innovative Regulierung für Intelligente Netze (IRIN). Abschlussbericht 2011*. URL: <http://www.bremer-energieinstitut.de/download/IRIN/pub/IRIN-AbschlussberichtKF.pdf> [Stand: 28.01.2014].

Brunekreeft et al. 2011 b

Brunekreeft, G./Damsgaard, N./ de Vries, L./Fritz, P./Meyer, R.: *A Raw Model for a North European Capacity Market – A Discussion Paper. Final Report*, Elforsk 2011.

Brunekreeft/Meyer 2013

Brunekreeft, G./Meyer, R.: „Preisspitzen und Investitionsanreiz für Reservekapazitäten im deutschen Strommarkt“. In: *Zeitschrift energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)*, 7, 2013.

Bund 2010

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi)/ Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). *Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011*. BMWi, München 2010.

Bundesnetzagentur 2011

Bundesnetzagentur: *Smart Grid“ und „Smart Market“ – Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems*, Bonn 2011.

Bundesnetzagentur 2012

Bundesnetzagentur: *Monitoringbericht Strom und Gas*, Bonn 2012.

Bundesnetzagentur 2013

Bundesnetzagentur: *Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement – Abschaltangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte*. Version 2, Bonn 2013.

BDEW 2010

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW): *Energiedaten*. URL: http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten [Stand: 11.02.2014].

Crampton/Stoft 2006

Cramton, P./Stoft, S.: *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CA ISO's Resource Adequacy Problem. A White Paper for the Electricity Oversight Board*, Center for Energy and Environmental Policy Research, MIT Center for Energy and Environmental Policy Research 2006.

Dieckmann 2008

Dieckmann, B.: *Engpassmanagement im Europäischen Strommarkt. Dissertation*, Wilhelms-Universität Münster 2008.

dena 2010

Deutsche Energie Agentur (dena) *Netzstudie II: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick auf 2025*, Berlin 2010

dena 2011

Deutsche Energie-Agentur (dena): *Netzstudie: Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015–2020 mit Ausblick auf 2025*, Berlin 2011.

dena 2012

Deutsche Energie-Agentur (dena): *Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*. Endbericht, Berlin 2012.

DKE 2013

DKE: *Normungsroadmap E-Energy/Smart Grids 2.0*. URL: <http://www.dke.de/de/std/kompetenzzentren-energy/aktivitaeten/seiten/deutschenormungsroadmap-energy-smart-grid.aspx> [Stand: 21.03.2013].

EWI 2012

EWI: *Flexibility Options in European Electricity Markets in High RES-E Scenarios; Study on Behalf of the International Energy Agency (IEA)*, Köln 2012.

IWES 2010

IWES Kassel: *Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern in elektrischen Energieversorgungssystemen*, Kassel 2010.

Roques et al. 2004

Roques, F./Newbery, D. M./Nuttall, W. J.: *Generation Adequacy and Investment Incentives in the UK: From the Pool to NETA (Working Paper, CMI EP 58)*, University of Cambridge 2004.

Siemens 2012

Siemens AG: *Ultra HVDC Transmission System*. URL: <http://www.energy.siemens.com/hq/en/power-transmission/hvdc/hvdc-ultra/#content=Benefits> [Stand 11.02.2014].

Siemens 2013

Siemens AG: *Fact Sheet – High-Voltage Direct Current Transmission (HVDC)*. URL: <http://www.siemens.com/press/pool/de/events/2012/energy/2012-07-wismar/factsheet-hvdc-e.pdf> [Stand: Juli 2012]

Steger 2008

Steger, U./Büdenbender, U./Freess, E./Nelles, D.: *Die Regulierung elektrischer Netze*. Springer, Berlin Heidelberg 2008.

Stoft 2002

Stoft, S.: *Power System Economics - Designing Markets for Electricity*. John Wiley & Sons: New Jersey, 2002.

VDN 2007

Verband der Netzbetreiber (VDN): *TransmissionCode 2007 – Netz und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (und Anhänge)*. URL: http://www.bdew.de/internet.nsf/id/de_netzcodes-und-richtlinien [Stand: 08.2007].