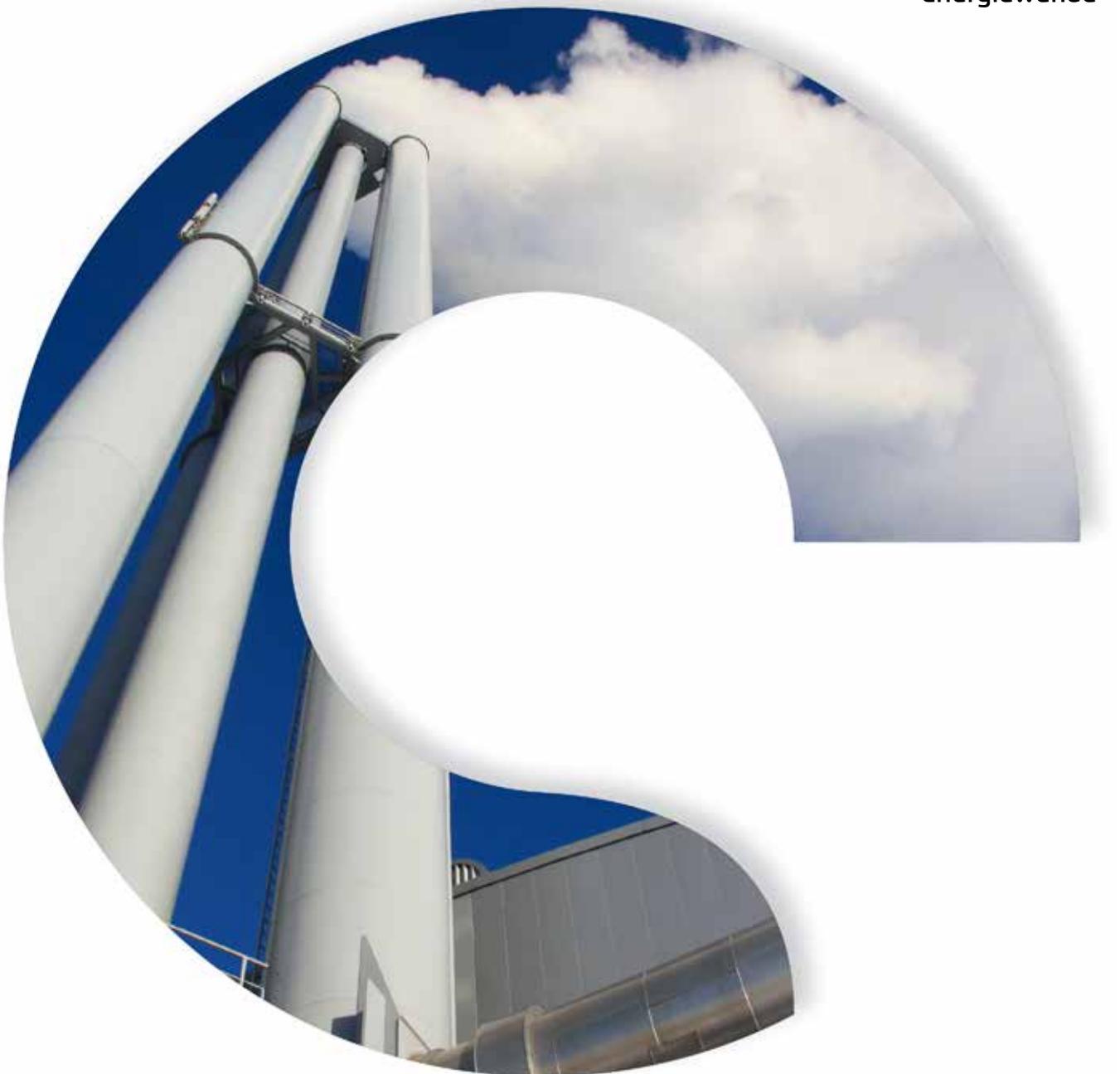

Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?

Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

HINTERGRUND

Agora
Energiewende



Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve Was ist der nächste Schritt?

IMPRESSUM

HINTERGRUND

Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve:
Was ist der nächste Schritt?

Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland

ERSTELLT VON AGORA ENERGIEWENDE

Agora Energiewende
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin
T +49. (0)30. 284 49 01-00
F +49. (0)30. 284 49 01-29
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Projektleitung:
Dr. Patrick Graichen

Satz:
Tozman Satz & Grafik, Berlin

Druck:
Oktoberdruck, Berlin

Titelbild:
© oro2011 – Fotolia.com

Veröffentlichung:
März 2013

007/01-H-2013/DE

Gedruckt auf 100 % Recycling Naturpapier
FSC® Circleoffset Premium White

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

Versorgungssicherheit mit Strom ist ein hohes Gut. Im internationalen Vergleich ist in Deutschland das Niveau an Versorgungssicherheit außergewöhnlich hoch: Mit durchschnittlichen Ausfallzeiten von nur 15 Minuten pro Kunde und Jahr liegt Deutschland in Europa an der Spitze.

Es ist jedoch umstritten, ob das bestehende Strommarktdesign in der Lage ist, das derzeitige Niveau an Versorgungssicherheit dauerhaft zu garantieren. Insbesondere geht es um die Frage, ob von dem bestehenden Großhandelsmarkt, an dem ausschließlich Strommengen gehandelt werden (*Energy-only*-Markt), ausreichend Anreize für den Bau von neuen Kraftwerken ausgehen. Da hier begründete Zweifel existieren, wurden in vielen Ländern wie zum Beispiel den USA, Neuseeland, Chile, Kolumbien sowie Teilen Europas Instrumente zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in unterschiedlichen Ausprägungen etabliert, in etlichen anderen – wie etwa Frankreich und Großbritannien – werden derzeit Gesetze erarbeitet.

Nach der Bundestagswahl im September 2013 werden entsprechende Entscheidungen auch in Deutschland auf der Tagesordnung stehen. Denn die Ende 2012 von der Bundesregierung kurzfristig eingeführte Netzreserve ist per Gesetz zeitlich befristet bis zum 31. Dezember 2017 und soll dann durch ein neues Strommarktdesign ersetzt werden. Zudem ist bereits jetzt absehbar, dass ab dem Jahr 2019/20 ein deutlicher Bedarf an gesicherter Kraftwerkskapazität existiert, um die im Zeitraum 2019 bis 2022 wegfallenden acht Gigawatt Kernkraftwerkskapazitäten zu ersetzen. Auf-

grund der zeitlichen Vorläufe für den Bau von Kraftwerken müssen folglich entsprechende Gesetze und Verordnungen im Zeitraum 2014/15 beschlossen werden.

Als Lösung für das Problem mangelnder Versorgungssicherheit werden derzeit vor allem vier Modelle diskutiert: Die – übergangsweise oder dauerhafte – Einführung einer strategischen Reserve, die Einführung entweder umfassender oder fokussierter Kapazitätsmärkte sowie die Privatisierung der Leistungssicherung. Diese haben jeweils verschiedene Konzeptionierungen und unterscheiden sich zum Teil deutlich in ihren Wirkungen auf den bestehenden *Energy-only*-Strommarkt.

Der vorliegende Sammelband stellt diese vier Modelle aus Sicht der jeweiligen Autoren komprimiert dar, stellt die Kapazitätsmarkt-Diskussion in den Kontext der Energiewende, fasst die geltenden gesetzlichen Regelungen verständlich zusammen und dokumentiert eine Expertendiskussion, die Agora Energiewende zu dieser Frage im August 2012 gemeinsam mit der Zeitschrift *Energie & Management* durchgeführt hat. Damit wollen wir mehr Transparenz im Vorfeld der anstehenden Entscheidungen herstellen und Ihnen die Möglichkeit geben, sich einen Einblick in diese – zugegeben nicht ganz einfache – Debatte zu verschaffen.

Ich wünsche Ihnen eine anregende Lektüre!

Ihr
Rainer Baake
Direktor Agora Energiewende

Inhalt

Einführung

Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve?

Ein Überblick über die aktuelle Debatte um die Versorgungssicherheit

5

Dr. Patrick Graichen

Kapazitätsmechanismen im Kontext der Energiewende

15

Über Kapazitätsmärkte hinaus denken: Flexibilität als Kernelement

Meg Gottstein, Simon Skillings

Die strategische Reserve

27

Versorgungssicherheit effizient gestalten: Zur Diskussion um Kapazitätsmechanismen in Deutschland (Kurzfassung eines Gutachtens für den BDEW)

Dr. Christoph Maurer

Der umfassende Kapazitätsmarkt

37

Ein umfassender Kapazitätsmarkt: Ein Markt für Versorgungssicherheitsverträge (Kurzfassung eines Gutachtens für das BMWi)

Christina Elberg, PD Dr. Christian Growitsch, Prof. Dr. Felix Höffler, Jan Richter

Der fokussierte Kapazitätsmarkt

51

Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem (Kurzfassung eines Gutachtens für den WWF)

Dr. Felix Christian Matthes, Ben Schlemmermeier, Carsten Diermann, Hauke Hermann, Christian von Hammerstein

Kapazitätssicherung durch Privatisierung der Versorgungssicherheit

65

Ein Leistungsmarkt mit dezentraler Nachfrage – Kapazitätssicherung durch Produktdifferenzierung (Kurzfassung eines Gutachtens für den VKU)

Julius Ecke, Dr. Nicolai Herrmann, Uwe Hilmes, Dr. Horst Wolter

Ergänzendes Material

Neues Geld für Kraftwerke? (Dokumentation einer Diskussionsveranstaltung von Agora Energiewende und Energie & Management)

77

Energie & Management

Gesetzliche Regelungen zu Netzreserve und abschaltbaren Lasten (Zusammenstellung der seit 1.1.2013 gültigen Regelungen)

87

Dr. Patrick Graichen

Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve? Ein Überblick über die aktuelle Debatte um die Versorgungssicherheit

Dr. Patrick Graichen*

Worum es geht: Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit mit Strom hat in Deutschland ein anerkannt hohes Niveau. So lag der Nichtverfügbarkeitswert für Strom im Jahr 2011 bei 15,31 Minuten im Jahr¹ und ist damit auf einem im Vergleich mit anderen europäischen Staaten außergewöhnlich hohen Zuverlässigkeitsniveau, das in dieser Größenordnung nur noch in den Niederlanden erreicht wird.² Der Versorgungssicherheitsbericht der Bundesregierung definiert dabei Versorgungssicherheit als „dauerhafte und nachhaltige Bedarfsdeckung“³. Insbesondere geht es darum, dass auch die – nur an wenigen Stunden im Jahr – auftretende höchste Last sicher gedeckt werden kann. „Sicher“ meint: selbst dann, wenn zentrale Betriebsmittel ausfallen.

Dass es vor diesem Hintergrund auch weiterhin einen Bedarf für konventionelle Kraftwerke gibt, ist unumstritten. Denn auch wenn es im Zuge der Energiewende in den nächsten Jahren einen starken Zubau von Erneuerbaren Energien geben wird, so wird dieser doch wenig zur Versorgungssicherheit beitragen können. Denn der größte Teil der installierten Leistung bei den Erneuerbaren Energien entfällt auf Windkraft- und Solaranlagen – im Jahr 2022 dürften es etwa 90 Prozent der installierten 130 Gigawatt

(GW) aus Erneuerbaren Energien sein.⁴ Dies ist aus Kostengründen sinnvoll, denn Wind und Solar sind die günstigsten Erneuerbare-Energien-Technologien und stehen daher im Mittelpunkt der Energiewende.⁵ Allerdings kann Versorgungssicherheit nur gewährleistet werden, wenn es ausreichend steuerbare Stromerzeugungskapazitäten gibt – das heißt Kraftwerke, die auch in Zeiten einer Windflaute im Winter gesichert Strom produzieren.

Die im September 2012 erstmals vorgelegte Leistungsbilanz der Übertragungsnetzbetreiber⁶ macht deutlich, dass die aktuelle Erzeugungssituation in Deutschland angespannt ist. Für 2013 wird erwartet, dass die Stunden der höchsten Last in Süddeutschland gerade so durch die in Deutschland zur Verfügung stehenden Kraftwerke gedeckt werden können. Um auch in Notfällen (zum Beispiel beim Ausfall eines Kraftwerks aufgrund eines Störfalls) den Strombedarf decken zu können, haben die Netzbetreiber deswegen stillgelegte Kraftwerke im Rahmen einer „Kaltreserve“ reaktiviert, die im Bedarfsfall einspringen. Eine Verbesserung der Leistungsbilanz wird für Ende 2014 erwartet aufgrund der dann erfolgten Fertigstellung von einigen derzeit im Bau befindlichen Kraftwerken.⁷

Die Herausforderung stellt sich im Zeitraum 2015 bis 2022 (vgl. Tabelle auf der folgenden Seite): In diesen Jahren fallen aufgrund der gesetzlich vorgegebenen Abschalt-

* Agora Energiewende

1 Vgl. Bundesnetzagentur (2012): Zahlen zur Versorgungssicherheit. SAIDI-Wert 2011, abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de

2 Vgl. Consentec/EWI/IAEW (2010): Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung. Untersuchung im Auftrag des BMWi

3 Vgl. Bundeswirtschaftsministerium (2012): Monitoring-Bericht nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität, S. 4

4 Vgl. Leitszenario B des von der Bundesnetzagentur für den Netzentwicklungsplan 2012 genehmigten Szenariorahmens

5 Vgl. Agora Energiewende (2012): 12 Thesen zur Energiewende

6 Vgl. 50 Hertz et al. (2012): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2012

7 Vgl. 50 Hertz et al. (2012): a.a.O., Anhang A5 sowie Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur vom 1.2.2013, abrufbar unter www.bundesnetzagentur.de

Tabelle: Entwicklung der Versorgungssicherheit 2012 bis 2022

Angebot an gesicherter Kapazität		Nachfrage nach gesicherter Kapazität	
	Leistung (netto)		Last
Gesicherte Leistung Ende 2012 ^a	88 GW	Jahreshöchstlast ^a	82 GW
Netto-Zubau an gesicherter konventioneller Leistung bis Ende 2015 ^b	+ 6 GW	Reserve für Systemdienstleistungen ^a	+ 5 GW
Verstärkte Orientierung der EE-Anlagen an gesicherter Verfügbarkeit ^f	+ 2 GW	Verschiebbare Nachfragelast ^e	- 3 GW
Stilllegungen fossiler Kraftwerke bis 2017 aufgrund der EU-Richtlinie zu Industrieemissionen ^c	- 5 GW		
Wegfall durch Kernenergieausstieg bis 2022 ^d	- 12 GW		
Stilllegungen fossiler Kraftwerke aufgrund von mangelnder Rentabilität ^f	0 bis - 10 GW		
Angebot an gesicherter Kapazität Ende 2022	69 bis 79 GW	Nachfrage nach gesicherter Kapazität Ende 2022	84 GW
Mögliche Deckungslücke zwischen Angebot und Nachfrage Ende 2022			- 5 GW bis - 15 GW

Quelle: Eigene Darstellung

Quellenangaben für die Daten: a) 50 Hertz et al. (2012): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2012, b) Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur vom 1.2.2013, c) BDEW (2012): BDEW-Kraftwerksliste April 2012 (Kommentierte Auswertung), d) Stilllegungen KKW gemäß Atomgesetz 2011, e) Aktivierung Lastpotenzial gemäß VO Abschaltbare Lasten, f) Schätzung durch den Autor (Hinweis: Die Übertragungsnetzbetreiber gehen in ihrer Leistungsbilanz von äußerst niedrigen gesicherten Verfügbarkeiten der EE-Anlagen aus).

daten 12 GW Kernkraftwerkskapazitäten weg, davon 10 GW innerhalb von nur drei Jahren (2019 bis 2022). Zudem verlieren einige ältere Kohlekraftwerke aufgrund verschärfter Luftreinhaltestandards ihre Betriebslaubnis. Je nach darüber hinausgehender Stilllegung von fossilen Kraftwerken aufgrund von mangelnder Rentabilität (insbesondere im Bereich der Gaskraftwerke) ergibt sich im Jahr 2022 insofern eine mögliche Deckungslücke zwischen ca. 5 und 15 GW an gesicherter Leistung⁸. Regionale Engpässe sind schon vor 2019 möglich, da die 2015 bis 2017 wegfallenden Kernkraftwerkskapazitäten in Höhe von 2 GW ausschließlich in Süddeutschland liegen und bis dahin noch nicht sicher von einem voll ausgebauten innerdeutschen

Stromnetz zum Transportieren des Stroms aus Nord- nach Süddeutschland ausgegangen werden kann.

Dieser Ersatzbedarf an gesicherter Kapazität kann auf verschiedene Arten gedeckt werden: Möglich sind die Reaktivierung stillgelegter Kraftwerke, das Inbetriebhalten von Kraftwerken, die ansonsten stillgelegt würden, der Neubau von fossilen oder Biomassekraftwerken, die Aktivierung von verschiebbaren Lasten aufseiten der Stromnachfrager, der Neubau von Stromspeichern (insbesondere Pumpspeicherkraftwerken) und/oder die Sicherung von Kapazität in Nachbarländern.

Die zentrale Frage lautet nun: Ist der bestehende Strommarkt in der Lage, das derzeit bestehende Niveau an Versorgungssicherheit dauerhaft zu garantieren und die notwendigen Investitionsentscheidungen anzureizen? Diese Frage wird in der Wissenschaft kontrovers diskutiert.

8 Dies ist eine grobe Abschätzung aufgrund der veröffentlichten Daten (vgl. Quellenangaben zu der Tabelle), die keinesfalls eine ausführliche Analyse der Entwicklung der Leistungsbilanz bis 2022 durch die Bundesnetzagentur ersetzen kann. Eine solche liegt jedoch bislang nicht vor.

Konsens ist, dass der heutige Strommarkt bestehen bleiben und nicht etwa ersetzt werden soll. Die Strombörse soll auch in Zukunft dafür sorgen, dass zur Deckung der Nachfrage die jeweils kostengünstigsten Kraftwerke zum Zuge kommen. Konsens ist ebenfalls, dass der Ausgleich von Angebot und Nachfrage im europäischen Binnenmarkt erfolgen soll. Der Stromhandel soll nicht beschränkt, sondern ausgebaut werden.

Kontrovers diskutiert wird die Frage, ob wir zusätzlich einen Markt für Versorgungssicherheit benötigen und wie dieser gegebenenfalls auszugestaltet wäre. Dabei geht es im Kern um die Frage, ob aus dem bestehenden Strommarkt – oft auch als *Energy-only*-Markt bezeichnet, da auf ihm ausschließlich die Produktion von Strommengen, nicht aber die Vorhaltung von Kapazitäten gehandelt wird – ausreichend ökonomische Anreize hervorgehen, damit die Energieversorger die für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit notwendigen Kraftwerkskapazitäten jederzeit vorhalten.

Falls diese Frage verneint wird, besteht vonseiten der Politik Handlungsbedarf, das heißt, neben den 1998 im Zuge der Strommarktliberalisierung geschaffenen Strommengenmarkt (*Energy-only*-Markt) würde ein – wie auch immer gearteter – Markt für Versorgungssicherheit treten.

Die Diskussion in der ökonomischen Theorie

In der ökonomischen Theorie ist die Frage, ob der *Energy-only*-Markt beziehungsweise Strommengenmarkt bei der Herstellung von Versorgungssicherheit versagen kann, umstritten. Einen guten Überblick über die theoretische Diskussion bieten die Aufsätze von Cramton/Ockenfels auf der einen Seite⁹ beziehungsweise Müsgens/Peek auf

der anderen Seite.¹⁰ Als wesentliche Gründe, warum der *Energy-only*-Markt versagen kann, werden genannt (vgl. auch den Beitrag von Elberg et al. in diesem Band):

→ Mangelnde Preiselastizität der Stromnachfrage:

In Zeiten von echten Stromknappheiten würde es an der Strombörse zu sehr hohen Strompreisen kommen – zum Beispiel 1.000 Euro pro Megawattstunde (EUR/MWh) und mehr. Damit es in solchen Situationen nicht zu einem Blackout oder zur Zwangsabschaltung einiger Verbraucher kommt, müssen Stromnachfrager, die solche Preise nicht zu zahlen bereit sind, in diesen Zeiten ihren Stromverbrauch rasch reduzieren. Die Frage ist insofern, ob es ausreichend Stromnachfrager gibt, die diese Echtzeit-Preissignale erhalten und entsprechend reagieren können und wollen, damit Angebot und Nachfrage wieder im Gleichgewicht sind.

→ Das *Missing-Money*-Problem:

Die normale Situation an den Strombörsen erreicht – aufgrund der Bestandskraftwerke, die zu relativ geringen Grenzkosten produzieren – derzeit kein Strompreinsniveau, das für den Bau neuer Kraftwerke ausreichen würde. So beträgt der Strompreis aktuell deutlich unter 50 EUR/MWh; der zunehmende Anteil von Photovoltaikanlagen hat zudem in jüngster Zeit die für die Kraftwerke lukrativeren *Peak*-Preise deutlich reduziert. Neuinvestitionen müssen sich somit darüber finanzieren, dass sie an den wenigen Stunden im Jahr, in denen aufgrund von Knappheitssituationen sehr hohe Strompreise entstehen, ihre Kosten decken. Konkret müssen Investoren von neuen Gasturbinen etwa darauf vertrauen, dass an 50 Stunden im Jahr Preise von 1.000 Euro und mehr pro MWh erreicht werden. Hierfür ist vonseiten der Investoren eine sehr hohe Risikobereitschaft notwendig, da diese hohen Strompreissituationen sehr wetterabhängig sind (hohe Stromnachfrage bei geringer Windstromproduktion) und nicht sicher vorhergesagt werden können. Mit steigendem Ausbau der Erneuer-

⁹ Vgl. Cramton/Ockenfels (2012): Economics and design of capacity markets for the power sector. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft Volume 36, Number 2 (2012), S. 113 - 134

¹⁰ Vgl. Müsgens/Peek (2011): Sind Kapazitätsmärkte in Deutschland erforderlich? – Eine kritische Analyse vor dem Hintergrund der Ökonomischen Theorie. In: Zeitschrift für neues Energierecht 6/2011, S. 576 - 583

baren Energien verschärft sich dieses Problem für die fossilen Kraftwerke.

→ Die regulatorische Unsicherheit:

Aus Investorensicht stellt sich die Frage, ob die Politik beziehungsweise die Bundesnetzagentur bei Situationen mit sehr hohen Strompreisen und/oder sogar Blackouts beziehungsweise zwangsweisen Stromabschaltungen untätig bleibt – oder dann nicht doch, auch aufgrund der Sorge vor der Ausnutzung von Marktmacht in solchen Knappheitssituationen, durch Ad-hoc-Maßnahmen wie Preisobergrenzen interveniert. Dies hätte dann zur Folge, dass die hohen Strompreise, die für eine Neuinvestition notwendig wären, nicht gesichert sind. Ein Investor müsste insofern, um neue Anlagen zu errichten, das Vertrauen haben, dass die Politik unter keinen Umständen in die Entwicklungen am Strommarkt eingreift.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Frage, ob der *Energy-only*-Markt die Versorgungssicherheit dauerhaft gewährleisten kann, durch die ökonomische Theorie nicht eindeutig geklärt wird. Während ein Teil der Wissenschaft aus diesen Argumenten den Schluss zieht, dass Versorgungssicherheit ein öffentliches Gut ist und insofern das Marktdesign verändert werden muss, sieht ein anderer Teil der Wissenschaft den Nachweis eines Marktversagens als nicht erbracht an und lehnt daher ergänzende Instrumente mit Anreizen für zusätzliche abrufbare Stromerzeugungskapazitäten ab.¹¹

Kapazitätsmechanismen im Kontext der Energiewende

Die Diskussion zur Frage eines Kapazitätsinstruments erhält im Kontext der Energiewende zudem eine neue Komponente, die in traditionellen Kapazitätsmärkten ausgeblendet wurde: die Flexibilität der verfügbaren Kapazitäten. Die verschiedenen Modelle zur Sicherung der Kapazität müssen auch vor dem Hintergrund des stetigen Ausbaus

von Wind- und Solarkraftwerken im Zuge der Energiewende beurteilt werden. Denn, darauf weisen Gottstein und Skillings in ihrem Beitrag hin, für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist nicht allein die Menge, sondern auch die Qualität der Kapazitäten entscheidend. In Zukunft brauchen wir v.a. hochflexible Ressourcen, die sehr schnell ihre Erzeugungsleistung bzw. ihre Nachfrage ändern können – je nachdem, ob der Wind weht und/oder die Sonne scheint.

So zeigt sich bei einer Analyse der Situation im Jahr 2022, dass die von den fossilen Kraftwerken zu deckende Residuallast (das heißt der Strombedarf nach Abzug der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien) wesentlich volatil sein wird als heute. Sie wird durch häufige und steile Flanken charakterisiert sein – mit der Folge, dass sowohl die verbleibenden fossilen Kraftwerke als auch in immer größerem Maße die Nachfrage selbst flexibler werden müssen. Die Herausforderung an die Versorgungssicherheit ist insofern nicht mehr nur, wie bisher, die Deckung der Spitzenlast an einem windschwachen Winterabend, sondern auch jede Situation, in der sich die Nachfrage und die Verfügbarkeit von Wind- und Solarenergie entgegengesetzt entwickeln – was jederzeit auftreten kann.

Insofern muss, so Gottstein und Skillings, die Kapazitätsmarktdiskussion im Kontext der Energiewende neu betrachtet werden. Während in der vor-Energiewende-Welt jedem Megawatt aus einem Kraftwerk eine gleichwertige Bedeutung bei der Sicherstellung der Versorgungssicherheit zukam, muss in der Energiewende-Welt unterschieden werden: Flexible Erzeugung hat einen höheren Wert als unflexible Erzeugung und, je höher der Anteil von Wind und Photovoltaik, desto stärker wandeln sich unflexible Kraftwerke zu einer Bedrohung für die Versorgungssicherheit. Denn das Stromsystem wird volatil und der Ausgleich kostspieliger, je stärker der Erzeugungspark von unflexiblen Kraftwerken dominiert wird.

Mögliche Konzepte in der Diskussion

In Deutschland sind aktuell insbesondere vier Modelle in der Diskussion: die strategische Reserve, ein vollständiger Kapazitätsmarkt, ein fokussierter Kapazitäts-

11 Für einen Überblick über die Pro- und Kontra-Argumente im deutschen Kontext vgl. die Dokumentation „Neues Geld für Kraftwerke?“ in diesem Band sowie Agora Energiewende (2012): Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?

markt sowie die Kapazitätssicherung durch Privatisierung der Leistungssicherung. Diese werden im Folgenden kurz zusammengefasst, ihre ausführlichere Erläuterung erhalten die Konzepte jeweils in den folgenden Beiträgen.

Die strategische Reserve

Das Modell der strategischen Reserve, wie es etwa in Schweden praktiziert wird, wird auch für Deutschland von verschiedenen Gutachtern vorgeschlagen, so etwa – als Übergangslösung bis zur Schaffung eines umfassenden neuen Marktdesigns – von Consentec im Auftrag des BDEW (vgl. der Beitrag von Christoph Maurer in diesem Band). Es bedeutet im Kern, dass der Regulator oder der Netzbetreiber Ausschreibungen für die Bereitstellung von Reservekapazitäten durchführt und diese dann unter Vertrag nimmt. Diese Kraftwerke dürfen nur in Notsituationen eingesetzt werden und stehen ansonsten dem Strommarkt nicht zur Verfügung.

Die strategische Reserve wird als eine Art Versicherung für den Fall angesehen, in dem der *Energy-only*-Markt nicht funktioniert. Die Kraftwerke der strategischen Reserve würden nur dann aktiviert, wenn an der Strombörse die Nachfrage selbst bei sehr hohen Strompreisen größer als das Angebot ist. Die Kraftwerke der strategischen Reserve würden in solchen Fällen als zusätzliches Angebot in Höhe des technischen Preislimits an der Börse (das heißt 3.000 EUR/MWh) in den Spotmarkt eingebracht, um zu verhindern, dass es zu einem Blackout kommt. Ziel der strategischen Reserve ist es, die sporadisch auftretenden sehr hohen Strompreissignale am *Energy-only*-Markt zu erhalten und so aus dem *Energy-only*-Markt heraus ausreichende Investitionssignale für die Flexibilisierung der Nachfrage sowie den Bau von neuen Kraftwerken zu generieren. Die verschiedenen Gutachten zur strategischen Reserve vertreten dabei unterschiedliche Positionen, ob bei der Ausschreibung der Reserve ausschließlich Neubaukraftwerke oder auch Bestandskraftwerke bieten können.

Die Befürworter der strategischen Reserve heben insgesamt hervor, dass mit ihr ein minimal-invasiver und reversibler Eingriff vorgenommen wird, der das Marktgeschehen am

Energy-only-Markt nicht verzerrt. Kritiker werfen der strategischen Reserve vor, dass sie insgesamt zu einem teuren Ergebnis führt: Am *Energy-only*-Markt kommt es dann regelmäßig stundenweise zu extremen Strompreissituationen, die von den Stromkunden bezahlt werden müssen und für alle Kraftwerksbetreiber hohe *Windfall Profits* generieren – ohne dass gesichert ist, dass damit tatsächlich der Bau neuer Kraftwerke angereizt wird. Zudem würden zwar die im Rahmen der Energiewende benötigten zusätzlichen flexiblen Kapazitäten von den Stromkunden bezahlt, diese dürften aber im normalen Strommarkt nicht zum Einsatz kommen. Dies sei ineffizient.

Der umfassende Kapazitätsmarkt

Das Modell eines umfassenden Kapazitätsmarkts, wie er etwa in den USA an der Ostküste existiert, schafft neben dem *Energy-only*-Markt einen zweiten Markt für Versorgungssicherheit. Der aktuell vom Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität Köln im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi) erarbeitete Vorschlag der Versorgungsicherheitsverträge (vgl. der Beitrag von Elberg/Growitsch/Höffler/Richter in diesem Band) sieht vor, dass alle Kraftwerksbetreiber im Rahmen einer zentralen Auktion für Versorgungsicherheitsverträge mitbieten. Erhalten die Kraftwerksbetreiber im Rahmen der Auktion den Zuschlag, müssen sie im angebotenen Zeitraum die gesicherte Leistung ihres Kraftwerks auch tatsächlich am Strommarkt zur Verfügung stellen. Um zu verhindern, dass es trotz der Kapazitätsauktion aufgrund von Marktmacht einiger Anbieter zu übermäßigen Preisen an der Strombörse kommt, soll ein Ausübungspreis festgesetzt werden (zum Beispiel in Höhe von 300 EUR/MWh). Steigt der Börsenpreis über den festgelegten Ausübungspreis, müssen die Kraftwerksbetreiber die Differenz zwischen Strombörsenpreis und Ausübungspreis ihren Kunden (das heißt, in der Regel den Stromlieferanten) erstatten.

Für die Anbieter von Versorgungssicherheit ergeben sich aus der Auktion sichere Einnahmen zur Finanzierung ihrer Investitionen. Ihre Kraftwerke werden so aus der Kombination von zwei Einkommensströmen finanziert:

Zum einen erhalten sie die Stromhandelseinnahmen für den Verkauf des produzierten Strom. Zum anderen erhalten sie für die Vorhaltung ihrer Kapazität eine Zahlung aus den im Rahmen der Auktion ersteigerten Versorgungssicherheitsverträgen. Zudem können auch große Nachfrager in der Auktion mitbieten, die dann „negative Kapazität“ zur Verfügung stellen, das heißt, im Rahmen einer Engpasssituation bereit und in der Lage sind, ihre Nachfrage zu reduzieren beziehungsweise zeitlich zu verschieben.

Befürworter eines umfassenden Kapazitätsmarktes heben hervor, dass das Modell die effizienteste Bereitstellung des öffentlichen Gutes Versorgungssicherheit hervorbringen wird. Kritiker halten dieses Instrument für einen schwerwiegenden Eingriff in den deutschen Strommarkt, der regulatorisch extrem schwierig aufzusetzen sei und zudem in der politischen Ausgestaltung ein hohes Missbrauchspotenzial biete. Darüber hinaus wird eingewandt, dass der vorgeschlagene Ansatz dazu führt, dass alle Bestandskraftwerke – auch die nach wie vor sehr profitablen Braunkohle- und Kernkraftwerke – durch den Kapazitätsmarkt zusätzliche Einkommen erhalten (*Windfall Profits*). Insbesondere die älteren Anlagen seien aber bereits in Monopolzeiten sowie ein zweites Mal bei der Einführung des Emissionshandels und der kostenlosen Zuteilung der CO₂-Zertifikate von den Stromkunden bezahlt worden. Zudem ist in diesem Modell unklar, wie die aufgrund des hohen Anteils von Wind- und Solarenergie benötigte Flexibilität der Kapazitäten bereitgestellt werden kann.

Der fokussierte Kapazitätsmarkt

Ein fokussierter Kapazitätsmarkt, wie er etwa vom Öko-Institut und der LBD-Beratungsgesellschaft im Auftrag des WWF erarbeitet wurde (vgl. den Beitrag von Matthes/Schlemmermeier/Diermann/Hermann/von Hammerstein in diesem Band), greift den Gedanken des Kapazitätsmarkts auf, beschränkt ihn jedoch auf bestimmte Kraftwerkstypen. So soll es wie bei dem Kapazitätsmarktmodell eine Auktion von Versorgungssicherheitsverträgen geben. Im Gegensatz zum vollständigen Kapazitätsmarkt soll dieser fokussiert werden auf zwei Marktsegmente: In dem einen Marktsegment sollen – für kurzfristige Versorgungssicherheitsprodukte im Zeit-

raum bis maximal vier Jahre – lediglich stilllegungsbedrohte Kraftwerke und große Nachfrager mitbieten können. Als stilllegungsbedroht gilt dabei ein Kraftwerk, das in den vergangenen Jahren eine Auslastung von maximal 2.000 Stunden pro Jahr hatte. Im zweiten Marktsegment finden Ausschreibungen mit längerfristigen Produkten (zum Beispiel 15 Jahre) ausschließlich für hochflexible und CO₂-arme Neubaukraftwerke statt. Im Unterschied zum vollständigen Kapazitätsmarkt gibt es in diesem Modell ein Segment von nicht stilllegungsbedrohten Bestandskraftwerken, das keine Kapazitätszahlungen erhält. Dies beinhaltet insbesondere Kernkraftwerke während der zulässigen Restlaufzeiten und Braunkohlekraftwerke. Die Regularien für die vom fokussierten Kapazitätsmarkt erfassten Kraftwerke und die Stromnachfrage entsprechen ansonsten dem Modell des umfassenden Kapazitätsmarkts (Verpflichtung zur Teilnahme am Strommarkt, Etablierung eines Ausübungspreises etc.).

Die Vertreter dieses Modells führen als Vorteil an, dass es die Versorgungssicherheit garantiere und gleichzeitig die Kosten für die Stromkunden minimiere, da unnötige Zahlungen an nicht von der Stilllegung bedrohte Kraftwerke vermieden werden. Zudem wird hervorgehoben, dass das Modell ideal zur Energiewende passe: Durch die im Neubausegment geltenden Qualitätsanforderungen würden die flexiblen Kraftwerke zugebaut, die für hohe Anteile für Strom aus Solar- und Windanlagen benötigt werden. Kritiker dieses Modells werfen ihm vor, dass ein fokussierter Kapazitätsmarkt zu ineffizienten Lösungen führe. So sei es nicht sicher zu bestimmen, welche Kraftwerke stilllegungsbedroht seien und welche nicht. Zudem gelten die gleichen grundsätzlichen Bedenken wie beim vollständigen Kapazitätsmarkt: Dies sei ein tiefgreifender Eingriff in das bestehende Marktdesign und, einmal etabliert, nicht mehr rückholbar.

Kapazitätssicherung durch Privatisierung der Versorgungssicherheit

Das vierte Modell, das in der Diskussion ist, verlagert die Perspektive der Kapazitätssicherung auf die Ebene der Stromverbraucher und privatisiert die in den anderen Modellen als öffentliches Gut angesehene Leistungs-

sicherung – so etwa das Konzept von Enervis und BET im Auftrag des VKU (vgl. den Beitrag von Ecke/Herrmann/Hilmes/Wolter in diesem Band). Ausgehend von der Analyse, dass die Versorgungssicherheit nur dann als öffentliches Gut zu charakterisieren ist, wenn Stromnachfrager nicht kurzfristig auf die bei Leistungsengpässen auftretenden Preispitzen am Strombörsenmarkt durch eine Reduktion ihrer Stromnachfrage reagieren können, wird vorgeschlagen, die Leistungsbereitstellung explizit als privates Gut definieren. Dieses Modell entspricht auch dem derzeit in Frankreich konzipierten Instrument.

In diesem Modell wird ein Leistungszertifikatemarkt etabliert. Dabei wird den Stromlieferanten die Verpflichtung auferlegt, neben dem Kauf von Strom durch den Einkauf von Leistungszertifikaten jederzeit ausreichend Leistung zur Deckung des Bedarfs ihrer jeweiligen Kunden beschaffen. Kunden, die technisch in der Lage sind, in Knappheitsfällen ihren Leistungsbezug kontrolliert zu reduzieren, können freiwillig auf eine Absicherung dieses Strombezugs verzichten. Somit erhält die Flexibilisierung der Nachfrage einen Wert in Form von vermiedenem Einkauf von Leistungszertifikaten. Nicht flexibilisierte Kunden (wie zum Beispiel private Haushalte) müssen jederzeit mit Strom und Leistung versorgt werden, für sie muss der Lieferant insofern eine entsprechende Anzahl an Leistungszertifikaten einkaufen.

Anbieter an Leistungszertifikaten sind konventionelle Kraftwerke mit gesicherter Verfügbarkeit in Engpass-situationen. Eine Behörde, zum Beispiel die Bundesnetz-agentur, würde Kraftwerken nach einem Zertifizierungs-verfahren die entsprechenden Leistungszertifikate kostenlos ausstellen. Die Zertifikate könnten bei Vorliegen der Voraussetzungen auch für einige Jahre ausgestellt werden, um einen Terminmarkt analog zum *Energy-only*-Markt zu etablieren. Neben der bestehenden Strombörse würde eine zweite Börse entstehen, an der Leistungs-produkte in Form von Leistungszertifikaten gehandelt werden würden. Die Aufgabe des Regulators wäre es dann primär, Regeln für die mögliche Herausgabe von Leistungs-zertifikaten durch die Kraftwerksbetreiber aufzustellen und die Einhaltung der Leistungsverpflichtung der Vertriebe zu kontrollieren. Zudem müssen die Übertragungsnetzbetreiber

bei sich ankündigender Knappheit ein Knappheitssignal (*rote Ampel*) für einen bestimmten Zeitraum veröffentlichen. In diesem Zeitraum müssten Kunden ohne Leistungszerti-fikate ihre Stromnachfrage drosseln und alle Anbieter von Leistungszertifikaten Strom produzieren.

Für den Fall, dass in einer Knappheitssituation der Markt versagt (das heißt, Anbieter von Leistungszertifikaten können aufgrund von Kraftwerksausfällen nicht Strom produzieren und/oder Kunden ohne Leistungszertifikate fragen trotzdem Strom nach), soll eine zentrale Sicherheits-reserve einspringen. Diese wird vom Regulator bereitgestellt und darf außerhalb von diesen Notsituationen – analog zur strategischen Reserve – nicht am Markt agieren. Die Kosten für die Aktivierung der Sicherheitsreserve werden dabei auf die Verursacher umgelegt und würden, um keine falschen Anreize zu setzen, über den Preisen für Leistungszertifikate liegen.

Befürworter des Modells betonen, dass sich die Nachfrage nach gesicherter Leistung aus dem Markt heraus ergebe und nicht, wie in den anderen Ansätzen, durch die Entscheidung einer öffentlichen Institution wie etwa der Bundesnet-zagentur. Kritiker bemängeln, dass es in diesem Modell zu einem hohen Kontrollaufwand des Regulierers komme, da er bei allen Vertrieben auf die Einhaltung ihrer Leistungsver-pflichtungen achten müsse. Zudem sei unklar, ob die an der Börse gehandelten Zertifikate tatsächlich eine ausreichende Refinanzierung für den bis 2022 im Kontext der Ener-giewende notwendigen Neubau von flexiblen Kraftwerken bieten würden. Nicht zuletzt wird kritisiert, dass dieses Mo-dell zu *Windfall Profits* für Braunkohle- und Kernkraftwerke führe, da diese über den Leistungszertifikatemarkt zusätz-liche Einnahmen erhielten, ohne dass sie diese für ihren Betrieb benötigten.

Die Erfahrung in anderen Ländern

Die aktuell in Deutschland geführte Debatte wurde und wird in vielen anderen Ländern in ähnlicher Weise ge-führt. Denn die Stromerzeugungskapazitäten in fast allen Industriestaaten sind weit überwiegend in Zeiten staat-lich garantierter Monopole in Verbindung mit Strom-

Abbildung: Kapazitätsmechanismen in Europa



Quelle: Eigene Darstellung. Vgl. Agora Energiewende (2012): 12 Thesen zur Energiewende, Kurzfassung, S. 22

preisregulierungen entstanden. Nach einer Phase der Liberalisierung und einer schrittweisen Intensivierung des Wettbewerbs kam es aus unterschiedlichen Gründen in einer Vielzahl von Staaten zu Zweifeln, ob die entstandenen Märkte ein ausreichendes Maß an Versorgungssicherheit gewährleisten werden. In der Folge wurden in Ländern wie zum Beispiel den USA (Ostküste, New York, Kalifornien), Neuseeland, Chile, Kolumbien sowie Teilen Europas (unter anderem Schweden, Finnland, Irland, Spanien, Griechenland) Instrumente zur Sicherung der Versorgungssicherheit in unterschiedlichen Ausprägungen etabliert.¹² Zudem werden entsprechende Gesetze derzeit in Frankreich und Großbritannien erarbeitet, die in absehbarer Zeit in Kraft treten werden.

¹² Vgl. Süßenbacher et al. (2011): Kapazitätsmärkte und -mechanismen im internationalen Kontext. Paper präsentiert im Rahmen der 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien

Das Modell der strategischen Reserve wird etwa in Schweden und Finnland praktiziert. Ursprünglich im Jahr 2003 als Übergangslösung geschaffen, hat sie sich zu einem festen Bestandteil des *Nord-Pool*-Marktdesigns entwickelt; aktuell gehen die Regulatoren davon aus, dass die strategische Reserve bis zum Jahr 2020 fortbestehen wird. Danach soll sie durch eine Marktlösung ersetzt werden.

Umfassende Kapazitätsmärkte existieren unter anderem in den USA – so in dem weltweit größten Strommarkt PJM (Pennsylvania New Jersey Maryland) sowie ISO New England, die beide an der US-Ostküste liegen. Diese wurden bereits 1999 eingeführt und im Laufe der Zeit aufgrund der jeweils gemachten Erfahrungen mehrfach überarbeitet. Es zeigte sich, dass über die Instrumente ganz überwiegend Bestandskraftwerke gefördert wurden, zum Teil auch die Nachfrageseite (Verschiebung der Last). Der Neubau flexibler Kraftwerke blieb bisher fast gänzlich aus.

Dezentrale Kapazitätsmechanismen, die die Leistungssicherheit privatisieren, sind das in Frankreich favorisierte Modell. Mit einer im Dezember 2012 in Kraft getretenen Verordnung werden die Stromvertriebe verpflichtet, ab 2016 von den Kraftwerksbetreibern beziehungsweise von den großen Stromnachfragern ausgestellte Versorgungssicherheitszertifikate zu halten. Die Erfahrungen in Frankreich bleiben abzuwarten.

Die geltenden gesetzlichen Regelungen

Aufgrund der aktuellen Engpasssituation haben die Übertragungsnetzbetreiber im Winter 2011/12 erstmals eine sogenannte Kaltreserve kontrahiert, das heißt, 2,5 GW Kraftwerkskapazitäten von stillgelegten Kraftwerken unter Vertrag genommen, die im Bedarfsfall zur Verfügung stehen. Diese Praxis wurde für den Winter 2012/13 wiederholt.

Im Januar 2013 sind nun neue gesetzliche Regelungen in Kraft getreten, die dieser Praxis der Übertragungsnetzbetreiber eine gesicherte gesetzliche Grundlage geben (vgl. Dokumentation der Regelungen am Ende dieses Bands). So sollen die für die Sicherung der Versorgungssicherheit im Winter 2013/14 notwendigen Kapazitäten durch ein Aus-

schreibungsverfahren kontrahiert werden. Zudem kann die Bundesregierung im Rahmen einer Verordnung festlegen, dass eine Netzreserve ausgeschrieben werden soll, die – vergleichbar mit dem Modell der strategischen Reserve – stillgelegte oder von der Stilllegung bedrohte Anlagen (sowie in Ausnahmefällen auch Neubaukraftwerke) umfassen soll und bei Strombörsenpreisen von 3.000 EUR/MWh zum Einsatz kommen soll.

Gleichzeitig sind die Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der ebenfalls im Januar 2013 in Kraft getretenen Verordnung über abschaltbare Lasten verpflichtet, abschaltbare Lasten in Höhe von drei GW auszuschreiben. Die im Kontext dieser Auktionen kontrahierten Lasten von stromintensiven Unternehmen würden dann bei drohenden Kapazitätsengpässen ihre Stromnachfrage entsprechend reduzieren, um so die Versorgungssicherheit zu stabilisieren.

Beide Regelungen sind zeitlich befristet – die gesetzlichen Regelungen zur Netzreserve treten am 31. Dezember 2017 außer Kraft, die Verordnung über abschaltbare Lasten bereits zwei Jahre früher. Sie sollen dann abgelöst werden durch neue Regelungen im Rahmen eines neuen, umfassenderen Strommarktdesigns.

Fazit

Versorgungssicherheit mit Strom ist in Deutschland ein hohes Gut. Ob das bestehende Strommarktdesign in der Lage

ist, das derzeitige Niveau an Versorgungssicherheit dauerhaft zu garantieren, ist umstritten. Insbesondere geht es um die Frage, ob aus dem bestehenden Strommarkt, der Strommengen handelt (*Energy-only*-Markt), ausreichend Anreize für den Bau von neuen Kraftwerken entstehen. Hier sind die Experten in der Wissenschaft unterschiedlicher Auffassung.

Es ist bereits jetzt absehbar, dass ab dem Jahr 2019 ein deutlicher Bedarf an neuen Kraftwerkskapazitäten existiert. Zudem deutet sich – auch aufgrund der bereits ergriffenen gesetzlichen Regelungen – ein Konsens dahingehend an, dass nicht abgewartet wird, um zu testen, ob der *Energy-only*-Markt doch ausreichend Anreize für die dauerhafte Gewährleistung von Versorgungssicherheit bietet. Denn wenn sich abzeichnet, dass er dies nicht leistet, wäre es angesichts der Vorläufe für den Bau neuer Kraftwerke zu spät, um noch umzusteuern. Da aber die Politik beim Thema Versorgungssicherheit vermutlich nicht bereit sein dürfte, ein hohes Risiko einzugehen, ist davon auszugehen, dass in der nächsten Legislaturperiode ein den *Energy-only*-Markt ergänzendes Element verabschiedet wird.

Die vier in der Diskussion befindlichen Modelle weisen alle ihre jeweiligen Vor- und Nachteile auf. Das Jahr 2013 sollte daher dafür genutzt werden, diese transparent zu machen und intensiv und miteinander vergleichend zu diskutieren, damit die Politik dann 2014 informierte Entscheidungen treffen kann. Agora Energiewende will dazu ihren Teil beitragen.

Über Kapazitätsmärkte hinaus denken: Flexibilität als Kernelement

Meg Gottstein*, Simon Skillings**, ***

Da die traditionellen Strommärkte (*Energy-only*-Märkte) nicht immer die Versorgungssicherheit gewährleisten können, haben sich in vielen Ländern sogenannte Kapazitätsmärkte herausgebildet. Die Energiewende in Deutschland und Europa verlangt jedoch, dass wir über Kapazitätsmärkte hinaus denken müssen: Durch die immer höheren Anteile fluktuierender Energien (Sonne, Wind) brauchen wir *hochflexible* Ressourcen, die sehr schnell ihre Erzeugungsleistung beziehungsweise ihre Nachfrage ändern können – je nachdem, ob der Wind weht und/oder die Sonne scheint. Ausgehend von diesen Anforderungen und damit verbundenen Erwägungen entwickeln wir eine Reihe von Grundregeln für die Ausgestaltung eines Marktdesigns, anhand derer Vorschläge zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bewertet werden können.

Einführung

Die Bereitstellung einer verlässlichen Stromversorgung für den Kunden war schon immer ein zentrales Anliegen des Marktdesigns. Um diese Versorgungssicherheit zu realisieren, haben Regierungen und Regulatoren in Europa und anderswo unterschiedliche Lösungen entwickelt. Die Vielfalt der Ansätze spiegelt die unterschiedlichen Charakteristika der Stromsysteme wider, einschließlich der Ressourcenzusammensetzungen, die zur Stromerzeugung und zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage eingesetzt werden.

Deutschland hat im Rahmen der Beschlüsse zur Energiewende das Ziel formuliert, bis 2020 mindestens 35 Prozent, bis 2030 mindestens 50 Prozent und bis 2050 mindestens 80 Prozent der Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien zu produzieren. Vergleichbares gilt für die jüngst veröffentlichten Analysen zur *Energy Roadmap 2050* der Europäischen Kommission.¹ Aufgrund der begrenzten Ressourcen bei Biomasse und Wasserkraft wird der größte Teil hiervon über fluktuierende erneuerbare Quellen wie Solar- und Windenergie produziert werden. Diese können aber nur bedingt gesteuert werden, da ihre Stromproduktion vom Wetter abhängt.

Dieses Papier stellt die zukünftigen Herausforderungen an die Systemstabilität im Vergleich zur Vergangenheit dar und beschreibt die allgemeinen Ansätze, die seit dem Beginn der Energiemarktreformen zur Sicherung der Stromversorgung in Europa und anderswo angewandt wurden. Die Art der Herausforderungen an die Versorgungssicherheit im

* Regulatory Assistance Project

** Trilemma UK und E3G

***Dieser Beitrag erschien in den *Energiewirtschaftlichen Tagesfragen* 11/2012, S. 18 - 25. Wir danken dem Verlag für die freundliche Genehmigung zum Abdruck. Er ist in wesentlichen Teilen eine Übersetzung des in den „Proceedings of the 90th International Conference on the European Energy Market“ veröffentlichten Titels „Beyond Capacity Markets – Delivering Capability Resources to Europe’s Decarbonised Power System“ von Meg Gottstein und Simon Skillings © 2012 IEEE. Die Übersetzung und die Beispiele wurden in Zusammenarbeit mit Agora Energiewende an den deutschen Kontext angepasst. Die Autoren möchten sich insbesondere bei Andreas Jahn (RAP) und Markus Steigenberger (Agora Energiewende) für den Input bei der Erstellung der deutschen Fassung bedanken.

1 Europäische Kommission (2011): *Energy Roadmap 2050*, EU-Dokument COM (2011) 885/2

Zusammenhang mit der Energiewende legt nahe, dass sich diese Ansätze in Anbetracht der vor uns liegenden Aufgabe als ungeeignet erweisen und wirtschaftlich hocheffiziente Möglichkeiten, die Versorgung bei steigenden Anteilen von Erneuerbaren Energien am Strommix zu sichern, verhindern könnten. Neue marktbasierende Ansätze, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, sind erforderlich. Sie können aber nicht entwickelt werden, solange die Debatte nicht über die Einführung von traditionellen Kapazitätsmärkten hinausgeht. Die Gründe werden in diesem Papier dargestellt.

Um die Entwicklung derartiger neuer Ansätze zu unterstützen, skizzieren wir eine Reihe von Schlüsselprinzipien für die Ausgestaltung des Marktdesigns, die Entscheidungsträger als eine praxisnahe Checkliste bei der Vorauswahl und der Bewertung der Eignung verschiedener Designoptionen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit nutzen können.

Zukünftige Entwicklungen: Herausforderungen und Chancen

Herausforderungen

Integrierte Stromsysteme erfordern den kontinuierlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage, um eine stabile Netzfrequenz und eine verlässliche Versorgung der Stromkunden aufrechtzuerhalten. Dieser kontinuierliche Ausgleich wird durch die Bereitstellung von ausreichenden Ressourcen des Versorgungssystems, die die Gesamtnachfrage abdecken (adäquate Bereitstellung der Ressourcen, im Folgenden „Ressourcenadäquanz“), sowie durch deren Leistungsanpassung an Nachfrageveränderungen in Echtzeit (*dispatch*) erreicht. Weitere Systemdienste müssen zur Erhaltung der Systemqualität angeboten werden, darunter die Bereitstellung einer Regelernergie und schnell verfügbare Reserven zur Bewältigung signifikanter Änderungen in Angebot und Nachfrage, die weder vorhergesehen noch gesteuert werden können (wie beispielsweise der Ausfall eines großen Kraftwerks).

Historisch gesehen wurden Stromsysteme unter der Voraussetzung betrieben, dass die Leistung von Er-

zeugungsanlagen gesteuert werden kann, um Veränderungen der Nachfrage zu folgen. Unter diesen Umständen ist, sofern ausreichende Kapazitäten seitens dieser Erzeuger zur Abdeckung der Lastspitzen zur Verfügung stehen, hinreichend gewährleistet, dass sie jederzeit mit einem zufriedenstellenden Zuverlässigkeitsniveau so betrieben beziehungsweise geregelt (*dispatched*) werden können, dass sie den Gesamtbedarf abdecken. Die Ressourcenadäquanz wird somit durch das bereitgestellte Gesamtvolumen an gesicherter Kapazität erreicht, das ausreicht, um die nur wenige Jahresstunden anfallende Spitzenlast abzudecken. Kraftwerke, die in Grundlast, Mittellast oder Spitzenlast operieren und während dieser Spitzenlastzeiten gesicherte Kapazität bereitstellen können, werden daher aus traditioneller Sicht zur Sicherung der Ressourcenadäquanz als gleichwertig betrachtet.

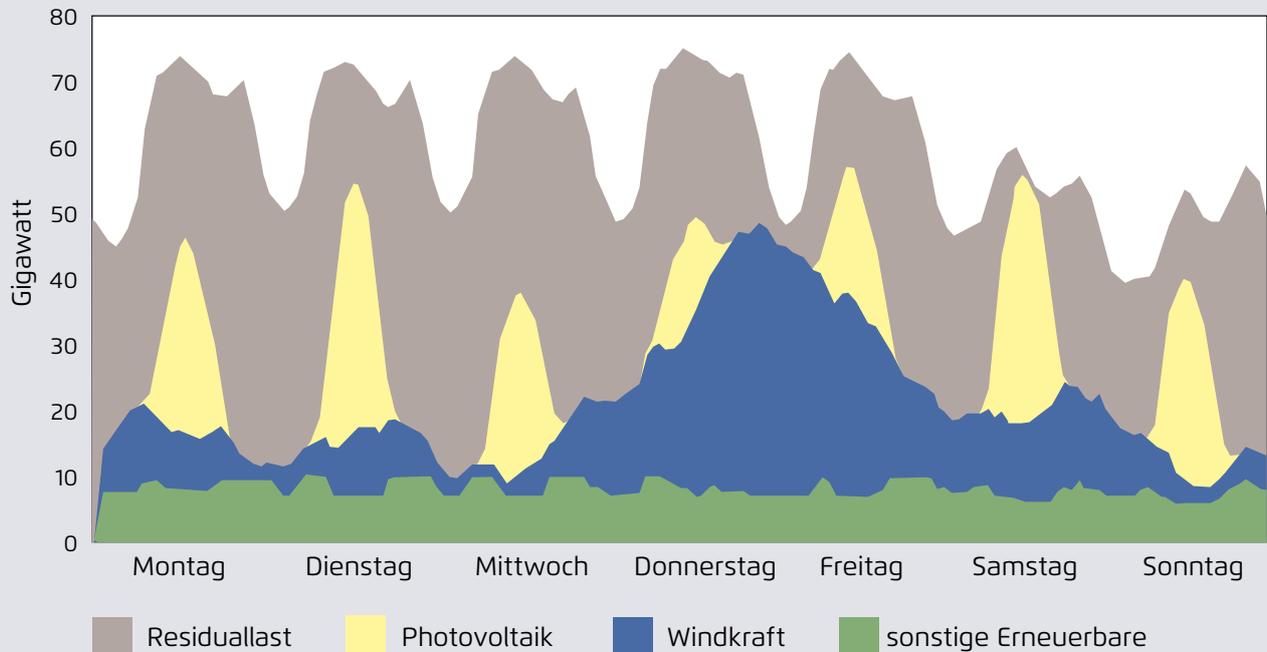
Der wachsende Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung wird das System und die damit verbundenen Anforderungen an die Versorgungssicherheit in bedeutender Weise verändern. Die Hauptveränderung ist, dass die Verfügbarkeit eines bedeutenden Anteils der Erzeugungskapazität nicht mehr zu steuern ist. Gleichzeitig gehört dieser zu den kapitalintensivsten Anlagen mit den niedrigsten Betriebskosten im System. Sobald diese Anlagen errichtet sind, ist es kosteneffizient, die hier bereitgestellte Energie vollständig zu nutzen, bevor auf Stromerzeugung mit viel höheren Produktionskosten zurückgegriffen werden muss.

Die Anforderung an die steuerbare Erzeugung im System besteht also nicht mehr darin, sich der schwankenden Nachfrage anzupassen, sondern vielmehr darin, die Residuallast, also diejenige Last, die noch nicht von den verschiedenen erneuerbaren Erzeugern abgedeckt wird, zu bedienen.

Das Ergebnis dieses Paradigmenwechsels wird durch eine Analyse der Agora Energiewende² veranschaulicht:

2 Agora Energiewende (2012): Erneuerbare Energien und Stromnachfrage im Jahr 2022

Abbildung 1: Gesamtnachfrage und Erneuerbare Energien im Jahr 2022: Das Beispiel einer Woche im April



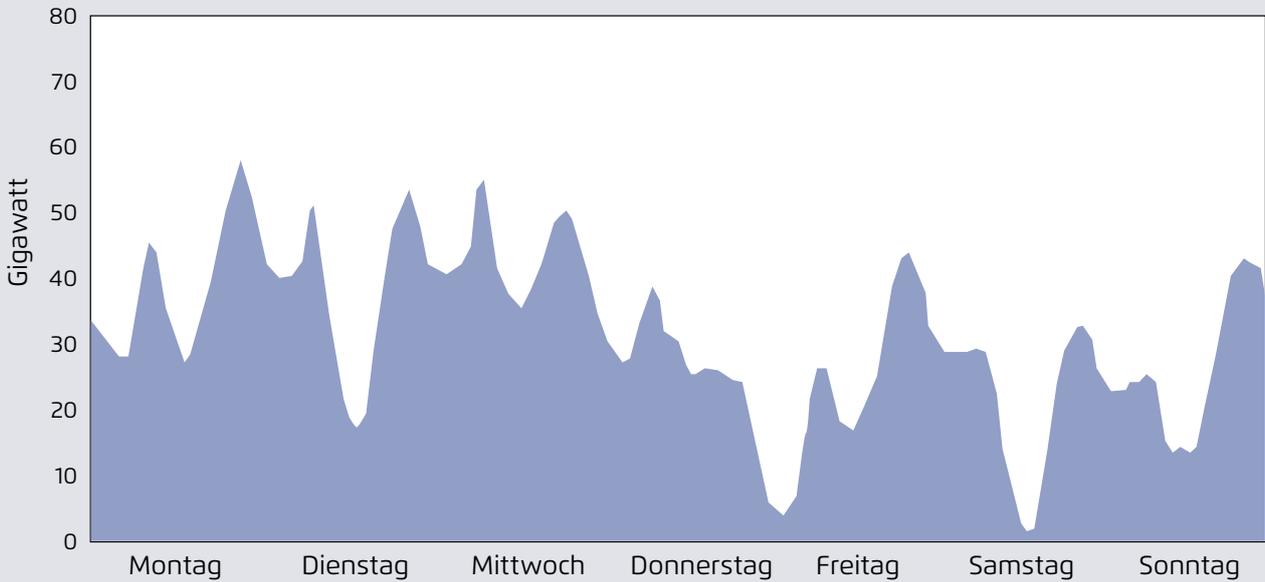
Quelle: RAP auf Basis von Agora Energiewende (2012) und Daten von Fraunhofer IWES

Eine Analyse der Residuallast verdeutlicht, dass ausreichend gesicherte Kapazität zur Abdeckung der Spitzenlast zwar notwendig bleibt, sie aber nicht mehr ausreicht, um Systemstabilität kostenoptimiert zu gewährleisten. Daher stellt die Quantität der gesicherten Kapazität nicht mehr das alleinige Kriterium dar, nach dem die Ressourcenadäquanz beurteilt werden muss. Anders ausgedrückt, die größte Herausforderung an die Versorgungssicherheit ist nicht mehr die Spitzenlast. Stattdessen ergibt sich die größte Herausforderung, wenn sich die Nachfrage und die Verfügbarkeit der fluktuierenden Erneuerbaren Energien entgegengesetzt entwickeln, was – anders als Lastspitzen im Gesamtsystem – jederzeit auftreten kann: jeden Tag, zu jeder Tageszeit und sogar mehrmals täglich. Dieser Fall wird meistens in Situationen auftreten, in denen die Nachfrage entweder:

- bis zur Spitzenlast ansteigt, während die Verfügbarkeit der fluktuierenden Erneuerbaren Energien sich einem Minimum nähert, oder
- auf ein Minimalniveau absinkt, während die Verfügbarkeit der fluktuierenden Erneuerbaren Energien auf ein Maximum ansteigt.

Daran wird deutlich, dass die verfügbare Fähigkeit der Ressourcen, auf eine sich abrupt ändernde Residuallast zu reagieren, genauso wichtig ist wie die Gesamtquantität der gesicherten Kapazität. Nach dem alten Paradigma der Versorgungssicherheit kommt jedem Megawatt aus der jeweiligen gesicherten Kapazität der Grund-, Mittel- und Spitzenlasterzeugung eine gleichwertige Bedeutung bei der Sicherstellung der Ressourcenadäquanz zu. Im neuen Paradigma stellen die Megawatt aus der Kapazität der unflexiblen Erzeugung dagegen eine immer stärkere Bedrohung der

Abbildung 2: Residuallast im Jahr 2022: Das Beispiel einer Woche im April



Die Residuallast Anfang April 2022 aus Abb. 1 ist hier einzeln dargestellt. Im Vergleich zu heute lässt sich erkennen, dass die Residuallast wesentlich volatiler, das heißt durch häufige und steile Flanken charakterisiert ist und sich in keinem planbaren Muster zur Gesamtnachfrage verhält. Das Paradigma der Residuallast verlangt es insofern, dass sowohl die verbleibenden steuerbaren Erzeugungen als auch in immer größerem Maße die Nachfrage selbst die benötigten flexiblen Ressourcen bereitstellen.

Quelle: RAP auf Basis von Agora Energiewende (2012) und Daten von Fraunhofer IWES

Ressourcenadäquanz dar. Das Stromsystem wird volatiler und der Ausgleich kostspieliger sein, wenn der Erzeugungspark weiterhin von unflexiblen Kraftwerken dominiert wird.

Chancen

Während der verstärkte Einsatz fluktuierender Erneuerbarer Energien die Herausforderungen an die Systemstabilität tendenziell vergrößert, sind andere Veränderungen absehbar, die diese Unsicherheiten ausgleichen werden. Zum Beispiel wird die zunehmende Anwendung von Kommunikationstechnologien ermöglichen, dass bedeutende Anteile der Nachfrageseite auf unterschiedliche Weise auf Preissignale reagieren. Dies kann sowohl über direkte Steuerungstechnologien als auch *smarte* Geräte erreicht werden. Andere technologische Entwicklungen könnten die Kosten der Speicherung reduzieren oder die

Ausstattung von kombinierten Gas- und -Dampf-Kraftwerken mit signifikant höherer Flexibilität zu überschaubaren Zusatzkosten erlauben.

Die Treffsicherheit von Vorhersagen wird sich wahrscheinlich ebenfalls verbessern. Die Erfahrung mit dem Betrieb eines immer größer werdenden Anlagenparks von Erneuerbaren wird signifikante Fortschritte in der Genauigkeit der Vorhersage der Abgabeleistung der Erneuerbaren und damit auch der Residuallast bewirken. Tatsächlich sollten wir davon ausgehen, dass verbesserte Vorhersagefähigkeiten einer immer größeren Zahl von Marktteilnehmern offenstehen und nicht die alleinige Domäne des Systemadministrators bleiben werden.

Schließlich ist allgemein anerkannt, dass sich die Stabilitäts Herausforderungen in einem immer stärker von Er-

neuerbaren geprägten Strommix reduzieren lassen, wenn das ausgleichende Gebiet durch physische Vernetzung erweitert wird (siehe Abschnitt unten). Je mehr Netzverbindungen zwischen den Regionen geschaffen werden, desto stärker sinkt die Wahrscheinlichkeit von Extremereignissen und die Bandbreite der zum Ausgleich der Systemschwankungen fähigen Ressourcen erhöht sich.

Nach der Darstellung der zukünftigen Herausforderungen und Chancen eines stabilen Stromsystems beschreiben wir im Folgenden kurz, wie Versorgungssicherheit traditionell gesichert wurde und welche Rolle dabei dem Systemadministrator zukam.

Traditionelle Ansätze zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit

System-Dispatch und Bereitstellung von Qualitätsdienstleistungen

Die meisten Staaten haben verbindliche Anforderungen hinsichtlich der Qualität der Stromversorgung geschaffen. Für deren Einhaltung ist in der Regel eine einzelne Einrichtung verantwortlich. Diese Einrichtung ist verpflichtet, das Angebot (und den steuerbaren Teil der Nachfrage) in operationalen Zeitmaßstäben zu regeln (*dispatching*), um das energetische Gleichgewicht im System zu garantieren. Dabei muss auch die Fähigkeit gewährleistet werden, auf ungeplante Ausfälle im Angebot sowie auf unerwartete Veränderungen auf der Nachfrageseite reagieren zu können. Darüber hinaus haben Systemadministratoren traditionell sowohl die Regeln definiert, nach denen die Systemqualität gewährleistet wird, als auch gesetzliche Anforderungen umgesetzt, um die Bereitstellung der benötigten Ausgleichs- und anderer Systemqualitätsdienste zu sichern, sowie diese durch finanzielle Anreize gefördert.

Seit der Einführung der Stromgroßhandelsmärkte waren somit Systemadministratoren dafür verantwortlich, kurzfristig Entscheidungen zur Produktion einzelner Erzeugungseinheiten zu treffen und bestimmte Systemdienstleistungen bereitzustellen. Auch über die Möglichkeiten für die Marktteilnehmer, die angefragten Dienste auf vielfältige Weise anzubieten, haben sie Werte geschaffen. Quer

durch viele Strommärkte, einschließlich der vollkommen liberalisierten, wurde dies durch eine Kombination von regulativem Mandat, direkter Beschaffung über Langzeitverträge oder Kurzfristmärkte erreicht – wobei Letztere für gewöhnlich bei der Bereitstellung von Reserven und Regelernergie angewendet werden. Zweifelsohne ist der Regelmechanismus, bei dem der Systemadministrator zur Aufrechterhaltung des Systemgleichgewichts Energie in Echtzeit kauft und verkauft, zu einem kritischen Element im Strommarktdesign geworden. Dieser Mechanismus wird gewöhnlich angewendet, um den Wert von nicht vertraglich gebundener Produktion beziehungsweise nicht vertraglich gebundenem Verbrauch festzustellen sowie Marktanreize für Termingeschäfte zu schaffen.

Adäquate Bereitstellung der Ressource (Ressourcenadäquanz)

Die Rolle der Systemadministratoren bei der Gewährleistung der Systemqualität war nie umstritten und wird sehr wahrscheinlich auch in Zukunft erhalten bleiben. Ihre Rolle hinsichtlich der Sicherstellung der Ressourcenadäquanz war hingegen Gegenstand zahlreicher Debatten. Bis heute zeichnet sich kein Konsens ab.³ Dementsprechend haben einige Länder beziehungsweise Regionen neben den reinen *Energy-only*-Märkten zusätzlich Kapazitätzahlungen eingeführt, andere haben das nicht getan. Eine detailliertere Untersuchung dieser Auseinandersetzung würde den Rahmen dieses Beitrags sprengen. Es seien jedoch zwei wichtige Aspekte der Diskussion genannt, die besondere Beachtung verdienen:

1. Als Hauptgrund für die Einführung von administrierten Kapazitätzahlungen gilt das Problem, Erlöse aus Erzeugungsanlagen mit niedriger Auslastung schlecht prognostizieren zu können. Dies wird durch die wachsenden Anteile von fluktuierenden Erneuerbaren

³ Vgl. EURELECTRIC Task Force Market Design for RES Integration (2011): RES Integration and Market Design: Are Capacity Remuneration Mechanisms Needed to Ensure Generation Adequacy? sowie Joskow (2008): Capacity Payments in Imperfect Electricity Markets: Need and Design. In: Utility Policy, Bd. 16(3), S. 159 - 170

und die dadurch induzierte Schwankung der Residuallast nochmals deutlich erschwert, das heißt, die Energiewende erhöht den Druck, einen neuen Mechanismus zur Stabilisierung der Erträge zu entwickeln.

2. Viele Regierungen haben Versorgungssicherheit als öffentliches Gut anerkannt und Standards für Ressourcenadäquanz geschaffen, die für die Gesellschaft als Ganzes annehmbar sind. Für diesen Zweck wurden parallel zu den *Energy-only*-Märkten entsprechende Vergütungsmechanismen geschaffen, um die systemweite Einhaltung dieses Standards zu garantieren. Zudem läuft die Diskussion darauf hinaus, dass Fortschritte in der Vorhersage sowie bei Kommunikationstechnologien im Laufe der Zeit einen beträchtlichen Anteil der Nachfrageseite dazu befähigen und motivieren könnten, auf kurzfristige Preisänderungen zu reagieren.

Der vorhersehbare Ausbau der fluktuierenden Erneuerbaren Energien hat die Diskussion über die Rolle der Systemadministration bei der Gewährleistung der Ressourcenadäquanz in jüngster Zeit wieder entfacht. Mehrere europäische Länder erwägen nun die Einführung von Kapazitätsmechanismen. Es gibt zahlreiche Varianten von derartigen Kapazitätzahlungen. Ob man sie nun als Kapazitätsmärkte, Stabilitätsoptionszahlungen, strategische Reserve oder sonst wie bezeichnet, sie alle beinhalten administrative Festlegungen bezüglich Preis oder Quantität, die auf die Sicherung ausreichender Kapazität zu Spitzenlastzeiten abzielen.⁴

Wie oben erörtert, wird den neuen Anforderungen an die Versorgungssicherheit des Stromsystems nicht hinreichend entsprochen, wenn ausschließlich auf den Umfang der verfügbaren Kapazität abgezielt wird, nicht jedoch deren funktionsbereite/dynamische Flexibilität berücksichtigt

wird. Diese Flexibilität der Ressourcen gewinnt zunehmend an Bedeutung. Es gibt tatsächlich bereits Beispiele für Stromversorgungssysteme, in denen Kapazitätsmärkte seit vielen Jahren mit großzügigen Margen zu Lastspitzen betrieben werden, bei denen dennoch ernsthafte Besorgnis hinsichtlich der Versorgungssicherheit besteht.⁵ Darüber hinaus wird die klare Linie zwischen den für die Bereitstellung von Ressourcen erforderlichen Flexibilitäten und den Qualitätsdienstleistungen zusehends verwischt. Zumal Letztere sich immer weniger darum kümmern, ausreichende Kapazität für Spitzenlastzeiten bereitzustellen, sondern sich zunehmend damit befassen, die Residuallast kosteneffizient zu bedienen; sei es in operativen oder investitionsrelevanten Zeitmaßstäben. So hat etwa die US-amerikanische Regulierungsbehörde für das Stromsystem kürzlich beschlossen, Ressourcen zusätzlich zu vergüten, wenn sie nicht nur Regelkapazität liefern, sondern darüber hinaus auch Regelflexibilität, das heißt, reaktiv auf die Regelsignale eines Systembetreibers ihre Leistung schnell hoch- beziehungsweise herunterfahren.⁶

Die Diskussionen in Deutschland und Europa, ob (und wenn ja, wie) Zahlungen für Kapazitäten neben reinen *Energy-only*-Märkten eingeführt werden sollen, müssen stärker auf neue, produktive Optionen und Vorschläge ausgerichtet werden. Zu diesem Zweck stellen wir im Folgenden eine Reihe von Marktdesignprinzipien dar, die über die klassische Idee von Kapazitätsmärkten hinausgehen. Wir wollen damit Entscheidungsträgern eine Checkliste an die Hand geben, mittels der sie entsprechende Konzepte und Vorschläge zur Sicherung der Versorgung bewerten können.

4 Kein einzelner Literaturbeitrag beschreibt die Designparameter für jeden einzelnen Kapazitätzahlungsmechanismus, der in der akademischen Literatur oder in der Praxis erforscht wurde. Für eine Übersicht über einige Schlüsselansätze bei der Bezahlung für Kapazität, die aufzeigt, dass sie sich auf Spitzenlastpreise oder Volumenfestsetzung verlassen, vgl. Roques (2009): Market Design for Generation Adequacy: Healing Causes Rather than Symptoms. In: Utilities Policy, Bd. 16(3), S. 171 - 183

5 Vgl. Van Welie (2011): Integrating Policy, Planning, and Electricity Markets in New England. Präsentation beim MA Restructuring Roundtable, 10. Juni 2011

6 Federal Energy Regulatory Commission (2011): FERC sets new compensation method for regulation service (Press release)

Zukünftige Marktdesignprinzipien

Übergreifendes Prinzip

Die Strommärkte mit ihrem wachsenden Anteil von fluktuierenden Erneuerbaren Energien werden die richtigen Arten von Flexibilitätsressourcen bereitstellen müssen – sei es auf der Angebots- oder der Nachfrageseite, durch Speicher oder Netze –, um Nachfrage und Angebot derart abzustimmen, dass der Stromkunde auch in den kommenden Jahrzehnten ein vergleichbares Niveau an Versorgungssicherheit zu den niedrigsten Kosten genießen kann. Wie im Folgenden beschrieben, muss das Marktdesign eine Reihe von Anforderungen erfüllen, um diesem anspruchsvollen Prinzip gerecht zu werden.

Das Beste aus bestehenden Ressourcen machen, insbesondere bei der Nachfragesteuerung

Es ist anzunehmen, dass die dem Stromversorgungssystem innewohnende Flexibilität die traditionell von den Systemadministratoren beigebrachten Regelmechanismen bei Weitem übersteigt. Die Erfahrung legt nahe, dass die latente Reaktionsfähigkeit der Nachfrageseite im Vergleich zu flexiblen Alternativen auf der Angebotsseite kosteneffektiv und substanzial ist. Zum Beispiel berechneten unabhängige Marktbeobachter, dass eine jüngst im PJM-Markt⁷ durchgeführte Kapazitätsauktion umfassende, nachfrageseitige – vorwiegend flexible – Ressourcen mobilisieren konnte und damit den Kunden in der Region 10 bis 20 Prozent und in der Zone mit Stromengpässen 30 Prozent an Kosten erspart hat.⁸ Diese Daten lassen Gesamteinsparungen für die Kunden von 1,2 Milliarden US-Dollar aufgrund von nachfrageseitiger Beteiligung an einer einzigen jährlichen Auktion vermuten.⁹

Erfahrungen mit dem Kapazitäts-Terminhandel in den USA, wie dem von PJM implementierten, zeigen, dass eine konzertierte Anstrengung zur Konzipierung von Marktregeln, die Flexibilitäten auf Nachfrage- und Angebotsseite belohnt, eine ansehnliche Kundenbeteiligung bewirken kann.¹⁰

Ein flexibilitätsbasiertes Marktdesign, das die Nachfrageseite einbezieht, hat zudem Großabnehmern ermöglicht, durch innovative Technologie und Kommunikationssysteme Angebote zur Frequenzerhaltung abzugeben.¹¹ In anderen Bereichen jedoch, in denen die Nachfrageseite zur Verbesserung der Systemqualität hätte beitragen können, gab es nur sehr begrenzte Fortschritte, dieses Potenzial durch ein entsprechend zugeschnittenes Marktdesign zu erschließen. Im Allgemeinen stellte es sich oft als schwierig heraus, flexible Ressourcen auf der Nachfrageseite anzusprechen, da die meisten Marktlösungen auf die Angebotsseite zugeschnitten wurden. Der Wert der Flexibilität muss deshalb für potenzielle Anbieter von Nachfragesteuerung unmittelbar zugänglich sein.

Zusätzlich kann die Flexibilität der angebotsseitigen Erzeugungsressourcen meistens durch Investitionen und eine veränderte operative Praxis verbessert werden. In Dänemark etwa wurde die Flexibilität von Blockheizkraftwerken, die zuvor als unflexibel betrachtet wurden, durch die Implementierung von Wärmespeichern erhöht.¹² Auch diese Maßnahme setzte voraus, dass der Wert von Flexibilität den Kraftwerksbetreibern klar vor Augen stehen muss. Umgekehrt sollte auch ein unflexibles oder nicht ausreichend flexibles Kraftwerk nicht genauso vergütet werden wie Anlagen, die die nötige Flexibilität bieten.

7 PJM ist der regionale Systembetreiber des größten wettbewerbsmäßigen Großhandelsstrommarkts in den USA. Er umfasst ganz oder teilweise die Staaten Delaware, Illinois, Indiana, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia und den District of Columbia.

8 Vgl. PJM (2011): 2014/2015 Base Residual Auction Addendum, PJM DOCS #648604

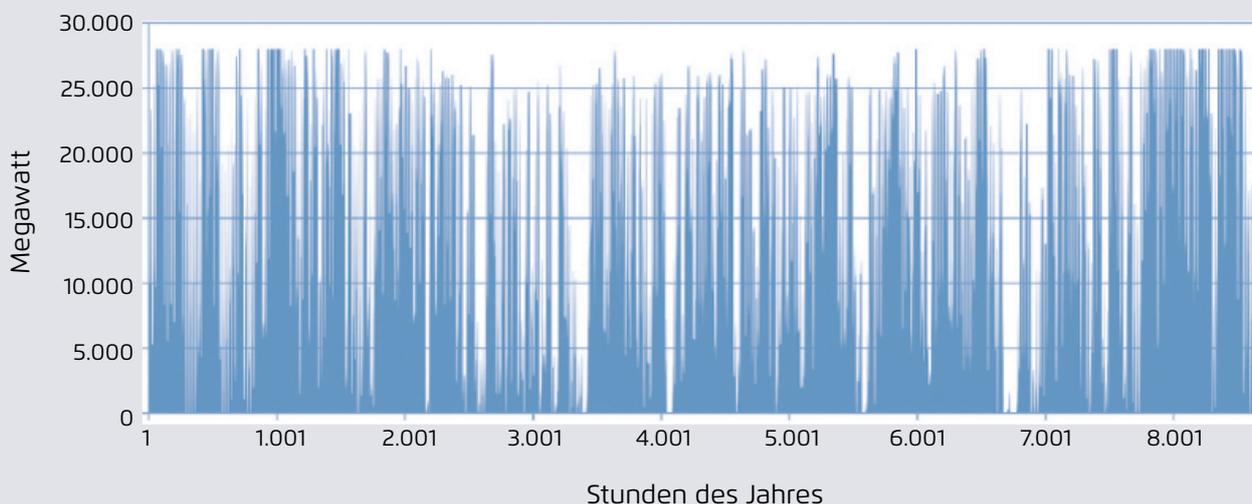
9 Vgl. Dosunmu (2011): Up in Smoke: Seven Gigawatts of Coal Retrenches from PJM. In: Energy Central, www.energycentral.com

10 Vgl. Gottstein/Schwartz (2010): The Role of Forward Capacity Markets in Increasing Demand-Side and Other Low-Carbon Resources: Experience and Prospects. Regulatory Assistance Project Working Paper

11 Ein Beispiel für derartige innovative Technologien und Kommunikationssysteme findet sich etwa unter <http://www.enbala.com/gridbalancedemo.html>.

12 Vgl. De Wit (2007): Heat Storages for CHP Optimisation. Präsentation bei der PowerGen Europe 2007 Conference (ID-94)

Abbildung 3: An- und Abfahrten von Kraftwerken im Jahr 2030



Betriebsprofil eines Mittellastkraftwerkparks aus Gas- und Dampf-Kraftwerken im Jahr 2030 in Südengland mit typischer Auslastung (58 Prozent)

Quelle: RAP in Konsultation mit KEMA für vier ausgewählte Schwerpunkte bei den Modellrechnungen für European Climate Foundation (2011)

Sicherstellen, dass neue Ressourcen die richtigen Flexibilitäten haben

Im Laufe der Zeit werden bestehende Kraftwerke unwirtschaftlich und daraufhin stillgelegt. Hinzu kommt eine gegebenenfalls wachsende Nachfrage, sodass neue Erzeugungskapazitäten benötigt werden, um die Stabilität des Systems zu gewährleisten. Traditionell wurden neue Mittel- und Grundlastkraftwerke in der Erwartung errichtet, dass diese für viele Jahre mit hohen Vollbenutzungsstunden betrieben werden. Zudem wurden sie auf maximale Effizienz getrimmt – oft auf Kosten der operativen Flexibilität. In Zukunft wird das nicht mehr der Fall sein. Neue Ressourcen werden nach ihrer Inbetriebnahme von Beginn an mit einem hohen Grad an Flexibilität betrieben werden müssen.

Modellsimulationen aus einer aktuellen europäischen Studie veranschaulichen, wie dramatisch sich die betrieblichen Anforderungen des Kraftwerkparks verändern werden müssen, um die Residuallast im Jahr 2030 auszu-

gleichen, wenn sich etwa 50 Prozent Erneuerbare im Strommix befinden, von denen der Großteil fluktuierend ist.¹³

Abbildung 3 zeigt die Anzahl der An- und Abfahrten eines Mittellastkraftwerkparks im Jahr 2030 mit einer typischen durchschnittlichen Auslastung (58 Prozent) über ein Jahr. Über 260 An- und Abfahrvorgänge liegen diesem Durchschnitt zugrunde. Das stellt einen grundlegenden Wandel in der Flexibilitätsanforderung dar. Zum Vergleich: Im derzeitigen Betrieb müssen Blockheizkraftwerke in Mittellast typischerweise deutlich weniger als 50 Mal pro Jahr an- und abfahren. In Übereinstimmung mit diesen Daten sagte Siemens jüngst für das Jahr 2020 eine Residuallast vorher,

¹³ Vgl. European Climate Foundation (2011): Power Perspectives 2030: On the Road to a Decarbonised Power Sector

die 75 bis 100 Prozent der verbleibenden fossilen Kraftwerken ein tägliches An- und Abfahren abverlangt.¹⁴

Um dem System neue Flexibilitätsressourcen zur Verfügung zu stellen, ist es daher von elementarer Bedeutung, dass die Eigenschaften und der Wert der erforderlichen Flexibilitäten für Investoren ersichtlich sind und bei der Abwägung von Investitionen rechtzeitig einbezogen werden können. Noch einmal: Es ist wichtig, dass Ressourcen, die nicht über die erforderliche Flexibilität verfügen, diesen Wert nicht erhalten können.

Übereinstimmung mit den Klimazielen

Es kann sein, dass Ressourcen, die Flexibilität am kostengünstigsten anbieten können, auch die höchsten CO₂-Emissionen aufweisen (etwa Dieselsegeneratoren oder bestehende große ölbefeuerte Kraftwerke). Die Klimarelevanz der bereitstellenden flexiblen Ressourcen sollte in das Marktdesign so einbezogen werden, dass das Erreichen der CO₂-Reduktionsziele nicht gefährdet wird. Obwohl dies kurzfristig höchstwahrscheinlich keine essenzielle Einschränkung darstellt, könnte es in Anbetracht der erwarteten Entwicklung des Stromsektors in ein paar Jahrzehnten an Bedeutung gewinnen. Eine Fallstudie der Kapazitäts-Terminmärkte in den USA hat zum Beispiel untersucht, welche Arten von Anlagen die Kapazitätzahlungen in diesem Marktdesign erhielten. Das Ergebnis der Studie war, dass der Löwenanteil der Erträge an bestehende fossil befeuerte Anlagen mit hohen Emissionen ging, von denen viele zwar lastabhängig geführt werden konnten, jedoch in Bezug auf die oben dargestellten Anforderungen der Zukunft als nicht flexibel genug erachtet wurden.¹⁵ Die Schlussfolgerungen des Berichts wurden etwa ein Jahr später durch die Herausgabe der Daten für die letzten sechs von PJM veranstalteten jährlichen Auktionen bestätigt. Bestehende fossil befeuerte Anlagen (Gas, Öl oder

Kohle) erhielten im Rahmen dieser Auktionen 70 Prozent der Kapazitätzahlungerträge von 42 Milliarden US-Dollar.¹⁶

Konsistenz mit Investitionen in Erneuerbare Energien

Die mit der Beschaffung der nötigen Flexibilitäten verbundenen Kosten müssen irgendwie refinanziert werden. Das kann durch die Überwälzung an Nichtvertragspartner, die proportionale Aufteilung der Kosten auf alle Marktteilnehmer oder durch eine bestimmte Kombination aus diesen beiden Ansätzen geschehen. Bei fluktuierenden Erneuerbaren ist es schwierig, die Leistung mehr als ein paar Stunden genau vorherzusagen und damit auch das vertraglich vereinbarte Gleichgewicht zu erreichen. Dieses Problem kann durch die begrenzte Liquidität der *Intra-Day*-Märkte verschärft werden. Historisch gesehen war es üblich, Erneuerbare Energien durch einen Förderungsmechanismus beim Einspeisetarif auch von den Ausgleichszahlungen für Ungleichgewichte (Kosten für Regelleistung) abzuschotten. Jedoch ist es angesichts des wachsenden Anteils der Erneuerbaren im System wahrscheinlich, dass Entscheidungsträger verstärkt darauf abzielen werden, die Herausforderungen durch kurzfristige Schwankungen zu minimieren. Das kann etwa durch Anreize für zuverlässige Leistungsvorhersagen geschehen oder durch einen Ausgleich mittels bilateraler Handelsgeschäfte. Wenn sich die Überwälzung der Regelleistungskosten für erneuerbare Erzeuger in volatilen und schwer vorhersagbaren Preisen für den Ausgleich der Ungleichgewichte niederschlägt, dann könnte das ein ernstes Risiko für deren Erträge sein. Das kann sich wiederum auf die Finanzierungskosten auswirken und sogar auf den Zugang zu Investitionskapital. Es ist daher wichtig, dass der für die Sicherung der Stabilität gewählte Ansatz nicht zu unerwünschten negativen Auswirkungen auf Investitionen in Erneuerbare führt und Europa damit die Erreichung der gesetzten Klimaziele verfehlt.

14 Balling (2011): Eco- and Climate Friendly Power Plant Solutions: Sustainable, efficient and flexible. Präsentation auf dem Energie-Forum der Hannover Messe 2011

15 Vgl. Gottstein/Schwartz (2010): a. a. O.

16 Vgl. Bowring (2011): PJM Market Review: January through November 2010 (Folie 37). Präsentation vor dem Members Committee der Monitoring Analytics

Innovation und Wandel

Eine zentrale Begründung für die Einführung eines Fördermechanismus für Erneuerbare Energien umfasst die Notwendigkeit, die Kosten von noch nicht marktreifen Technologien mit signifikantem Potenzial für Langzeitanwendung zu senken. Derselbe Grundsatz sollte auf jene Technologien angewendet werden, die erforderlich sind, um Erneuerbare Energien in die Stromsysteme zu integrieren. Bestimmte Wärme- und Stromspeichertechnologien könnten zukünftig signifikante Beiträge zur Systemflexibilität leisten. Soweit es angemessen ist, sollten deren Entwicklung und Implementierung gefördert werden, um zukünftige Kostensenkungen zu ermöglichen. Diese Logik kann auf andere vielversprechende Technologien ausgeweitet werden, wie etwa auf jene, die potenziell die Fähigkeit zum Lastmanagement erhöhen.

Grundsätzlich birgt die Zukunft, wie oben dargestellt, sowohl Chancen als auch Herausforderungen. Es ist wichtig, dass diejenigen Lösungen, die gewählt werden, um den Herausforderungen zu begegnen, das Potenzial der individuellen Verbraucher, ihre persönlichen Präferenzen bezüglich Versorgungssicherheit zum Ausdruck zu bringen und entsprechend zu handeln, nicht untergraben. Denn neue Technologien und Kommunikationssysteme könnten neue Möglichkeiten bringen. Vorschläge sollten so konzipiert werden, dass sie diese Chancen wahrnehmen und nicht verhindern oder sogar Innovationsanreize abschaffen. Dies bedarf eines sorgfältigen Balanceakts und hängt von der Beurteilung der Dringlichkeit und des Ausmaßes der Herausforderungen sowie den Erwartungen an neue, noch unbekannte Lösungen ab.

Zukünftige Integration mit benachbarten Regelzonen

Eine kostengünstige Dekarbonisierung erfordert eine verstärkte Vernetzung zwischen den Regionen und benachbarten Stromsystemen, um den immer häufiger erforderlichen Transfer von günstigem Strom von Gebieten mit Überschuss in andere Gebiete zu bewerkstelligen, in denen dadurch teurere Alternativen ersetzt werden können. Diese erhöhte Vernetzungskapazität bietet das Potenzial,

Flexibilitätsressourcen gemeinsam zu nutzen, was die allgemeinen Anforderungen an alle Erzeugungsanlagen mindert. Um diesen Effekt zu realisieren, muss das System innerhalb eines größeren Gebietes in Echtzeit ausgeregelt werden, um somit die Wahrscheinlichkeit von Extremereignissen zu vermindern und damit wiederum die Gesamtsystemanforderungen zu reduzieren. Das Marktdesign sollte daher darauf abzielen, diese Vorteile auszuschöpfen. Anstatt einen solchen Flexibilitätsmechanismus isoliert in nur einer Region zu implementieren, liegt es daher nahe, das Design über angrenzende Stromnetze und Regionen zumindest teilweise zu harmonisieren.¹⁷ Von daher sind diejenigen Reformen, die auf die Versorgungssicherheit abzielen und potenziell für ein größeres, regionales Ausgleichsgebiet oder benachbarte Strommärkte skalierbar sind, besonders attraktiv. Trotz alledem werden in vorhersehbarer Zukunft Unterschiede im Strommarktdesign auf beiden Seiten von Grenzkuppelstellen bestehen bleiben. Dies spricht dafür, jede verfügbare Maßnahme zur Minimierung in die Zahlungsmechanismen für die Versorgungssicherheit einzubeziehen, um eine wirksame Koppelung mit angrenzenden Märkten in Übereinstimmung mit dem Zweck des europäischen Zielmodells für die Marktintegration zu gewährleisten.¹⁸

Checkliste Marktdesign

Das obige Set von Anforderungen kann in eine Checkliste für Entscheidungsträger übertragen werden. Diese Liste dient als Unterstützung für die Einführung von Mechanismen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit be-

17 Vgl. North American Electric Reliability Council (2011): Special Report: Ancillary Service and Balancing Authority Area Solutions to Integrate Variable Generation; Wan et al. (2007): Design and Operation of Power Systems with Large Amounts of Wind Power: State-of-the-art Report. IEA Wind Task Report 25; Milligan et al. (2010): Benefit of Regional Energy Balancing Service on Wind Integration in the Western Interconnection of the United States. Präsentation beim 9th Annual International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems, Québec, Kanada

18 Zur Erörterung des europäischen Marktkopplungsmodells und dieser potenziellen Ausgleichsmaßnahmen vgl. Baker (2012): Advancing Both European Market Integration and Power Sector Decarbonisation: Key Issues to Consider. The Regulatory Assistance Project Working Paper, Anhang 1 und 2

ziehungsweise der Bewertung der zukünftigen Integrität von bestehenden regulatorischen Instrumenten:

1. Versucht der vorgeschlagene Mechanismus, die *gesamte* Bandbreite der *flexiblen* Ressourcen bereitzustellen, die das System braucht, um die Residuallast bei einem wachsenden Anteil von fluktuierenden Erneuerbaren Energien zu decken?
2. Maximiert der vorgeschlagene Mechanismus das Potenzial der *bestehenden* Anlagen zur Bereitstellung der notwendigen Flexibilität, bevor teure neue Ressourcen angereizt werden?
3. Versucht der vorgeschlagene Mechanismus, die Dienste von *allen* potenziellen Ressourcen zu mobilisieren, insbesondere der Nachfrageseite?
4. Stellt der vorgeschlagene Mechanismus sicher, dass Anlagen, die nicht die notwendige Flexibilität bieten können, nicht belohnt beziehungsweise geringer vergütet werden als jene Ressourcen, die darüber verfügen?
5. Berücksichtigt der vorgeschlagene Mechanismus die CO₂-Belastung der bereitgestellten flexiblen Ressourcen?
6. Berechnet der vorgeschlagene Mechanismus die Kosten der Versorgungssicherheit für Erneuerbare Energien so, dass Ertragsrisiken vermieden werden? Wenn dies nicht der Fall ist, geht der Vorschlag zumindest darauf ein, wie die potenziell negativen Folgen für den Einsatz von Erneuerbaren Energien auf andere Weise entschärft werden können?
7. Sichert der vorgeschlagene Mechanismus die Versorgungssicherheit in einer Weise, die zukünftige Kostensenkungen sowie Innovationen bei der Bereitstellung von flexiblen Ressourcen begünstigt und zukünftigen Anbietern den Marktzugang nicht verwehrt?
8. Schafft der vorgeschlagene Mechanismus ein potenziell skalierbares Design, einschließlich der zukünftigen Integration benachbarter Regelzonen und der gemeinsamen Nutzung von Flexibilitäten? Berücksichtigt er mögliche Auswirkungen auf Marktkoppelungen und verfügbare Maßnahmen zur Minimierung der Beeinträchtigung?

Eine positive Antwort auf jede dieser Fragen legt nahe, dass ein vorgeschlagenes Marktdesign tragfähig ist, während

eine negative Antwort auf eine der Fragen erhebliche Zweifel aufkommen lassen sollte.

Schlussfolgerungen

Es ist verführerisch für Marktdesigner, einfach einen der traditionellen Ansätze zur Sicherung der Versorgungssicherheit aus der Schublade zu ziehen. Die meisten derartigen Mechanismen wurden jedoch für die Bedürfnisse eines Marktes erstellt, der ganz anders ist als jener, der uns in den kommenden Jahren erwarten wird.

Wachsende Anteile von fluktuierenden Erneuerbaren Energien werden in den kommenden Jahrzehnten ein Hauptkennzeichen der europäischen Strommärkte sein. Damit werden sich die wesentlichen Anforderungen an die Versorgungssicherheit verändern. Insbesondere wird es nicht mehr ausreichen, geschweige denn zweckdienlich sein, sich bei der Stromerzeugung ausschließlich an der Gesamtnachfrage zu orientieren. Stattdessen wird es nötig sein, sich auf die verbleibende Residuallast, nachdem die Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien von der Gesamtnachfrage abgezogen worden ist, zu konzentrieren. Wobei diese volatil und weniger vorhersagbar sein wird als die Gesamtnachfrage. Man kann sich nicht länger darauf verlassen, dass ausreichende, gesicherte Kapazitäten auch die Versorgungssicherheit insgesamt gewährleisten. Stattdessen wird die Versorgungssicherheit immer mehr von Ressourcen abhängen, die eine Reihe von verschiedenen, flexiblen Leistungsmerkmalen aufweisen, einschließlich der Möglichkeit, das ganze Jahr über unmittelbar und wiederholt die Abgabeleistung beziehungsweise die Nachfrage zu ändern.

Es müssen Märkte konzipiert werden, die im Kontext einer immer stärker werdenden Durchmischung mit Erneuerbaren Energien in ausreichendem Maß die geeigneten flexiblen Ressourcen bieten. Die traditionellen Kapazitätsmärkte sind im Hinblick auf diese Anforderung ungeeignet. Es wird nötig sein, das Beste aus der Flexibilität der vorhandenen Ressourcen zu machen und dabei besonders die Nachfrageseite des Marktes zu berücksichtigen. Daneben ist sicherzustellen, dass neue Ressourcen über die benötigten

flexiblen Leistungsmerkmale verfügen. Diese Ziele müssen auf eine Weise erreicht werden, die die übergreifenden Klimaziele und laufende Investitionen in dafür notwendige Erneuerbare Energien nicht untergräbt. Darüber hinaus muss der Ansatz gewährleisten, dass der Markt offen bleibt, um die Chancen zu nutzen, die durch technologische Ent-

wicklungen und Innovationen im breiteren Marktumfeld entstehen. Aus diesen Überlegungen lässt sich eine Checkliste erstellen, anhand derer unterschiedliche Mechanismen auf ihre Eignung zur Sicherstellung von Versorgungssicherheit bewertet werden können.

Versorgungssicherheit effizient gestalten: Zur Diskussion um Kapazitätsmechanismen in Deutschland

Dr. Christoph Maurer*

Einleitung

Derzeit wird eine intensive und in Teilen kontroverse energiepolitische Debatte darüber geführt, ob das heutige Strommarktdesign grundsätzlich sinnvoll bleibt und wie es gegebenenfalls ergänzt werden müsste. Dies geschieht vor dem Hintergrund wachsender Einspeisungen aus fluktuierenden Energiequellen. Der Ausgang dieser Debatte ist noch offen und zum Teil von noch zu treffenden politischen Grundsatzentscheidungen abhängig.

Die strategische Reserve wird in diesem Zusammenhang häufig als Brückenlösung ins Spiel gebracht, die Zeit schafft, um die Diskussion bezüglich langfristiger Kapazitätsmechanismen mit der notwendigen Sorgfalt und Tiefe unter Berücksichtigung aller relevanten Einflüsse und Wechselwirkungen zu führen, und gleichzeitig erlaubt, den kurzfristigen Bedarf durch einen marktbasieren anstelle des zurzeit angewendeten administrativen und intransparenten Ansatzes zu decken.

Eine Einordnung des Konzepts der strategischen Reserve in die momentane Situation in Deutschland, ihre grundlegende Funktionsweise und einen Vorschlag für eine praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer solchen strategischen Reserve in Deutschland beschreibt der vorliegende Artikel. Grundlage hierfür sind Arbeiten von Consentec¹.

* Consentec

1 Vgl. Consentec (2012): Versorgungssicherheit effizient gestalten. Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Studie für EnBW AG sowie Consentec (2012): Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer strategischen Reserve. Gutachten im Auftrag des BDEW

Relevanz der strategischen Reserve für die momentane Situation in Deutschland

In der derzeitigen energiepolitischen Debatte zum zukünftigen Strommarktdesign in Deutschland geht es in erster Linie darum, ob das heutige Strommarktdesign – ein *Energy-only*-Markt, der lediglich gelieferte Energie vergütet – grundsätzlich sinnvoll bleibt und wie es gegebenenfalls ergänzt werden müsste. Dabei herrscht weitgehende Einigkeit, dass auch bei starkem Ausbau der Erneuerbaren Energien weiterhin konventionelle hydrothermische Kraftwerkskapazitäten in größerem Umfang vonnöten sein werden, um Versorgungssicherheit in ausreichendem Maße gewährleisten zu können.

Die Kontroverse entsteht, da ein Teil der Diskutanten ein Versagen des *Energy-only*-Marktes konstatiert und die Einführung von Kapazitätsmechanismen fordert. Andere Diskussionssteilnehmer verstehen die aktuelle Marktsituation als Signal für zurzeit (noch) bestehende Überkapazitäten und sehen im *Energy-only*-Markt ein – unter bestimmten Umständen – grundsätzlich auch langfristig funktionsfähiges Marktdesign. Vertritt man eine solche Meinung, so wäre die Einführung von Kapazitätsmechanismen abzulehnen, da diese dann dauerhaft notwendig wären und die Funktionsweise des *Energy-only*-Marktes nachhaltig und irreversibel schädigen würde. Der Ausgang dieser Debatte ist noch offen und zum Teil abhängig von politischen Grundsatzentscheidungen, beispielsweise der Frage, ob Versorgungssicherheit auch zukünftig aus einer nationalen Sichtweise definiert wird oder ob eine gemeinsame europäische Verantwortung für die Versorgungssicherheit angestrebt wird.

Die Einrichtung einer sogenannten Kaltreserve, bei der die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) im Auftrag der Bundesnetzagentur (BNetzA) bereits für die vergangene

Winterperiode 2011/12 Reservekraftwerke kontrahiert haben, und die aktuelle politische Diskussion über die Verstärkung und Kodifizierung dieser Kaltreserve zeigen darüber hinaus aber, dass wenigstens kurzfristig eine Notwendigkeit zur Sicherung von Erzeugungskapazität durch explizit darauf ausgerichtete Maßnahmen besteht. Im Vergleich zu der zuvor umrissenen Diskussion, die Fragen einer ausgeglichenen Leistungsbilanz adressiert, war Auslöser der Einrichtung der Kaltreserve eine antizipierte Gefährdung der Systemsicherheit, da es insbesondere aufgrund der kurzfristigen, dauerhaften Abschaltung von acht Kernkraftwerken im Jahr 2011 vorübergehend zu regionalen, netztechnischen Problemen kommen kann. Ein Bedarf zur Vorhaltung einer Kaltreserve wurde auch für den kommenden Winter bereits identifiziert, deren Beschaffung derzeit aber nicht marktbasiert und insbesondere wenig transparent erfolgt.

Insgesamt existiert nach vorherrschender Meinung in Deutschland wenigstens aktuell kein generelles Kapazitätsproblem, sondern es ist derzeit insbesondere aus netztechnischer Sicht erforderlich, eine bestimmte Menge sicherer *Redispatch*-Leistung in Süddeutschland verfügbar zu haben, was eben zur temporären Einrichtung einer Kaltreserve führt.

Allerdings befinden sich Erzeugungsanlagen unter dem doppelten Anpassungsdruck rasch anwachsender Mengen volatiler Einspeisungen aus Erneuerbaren und des Zusammenwachsens nationaler Erzeugungsmärkte zu einem EU-Binnenmarkt. Unter anderem infolge dieser Umbruchphase kann es in den kommenden Jahren kurzfristig zu Marktaustritten kommen, die ihrerseits zur Folge haben können, dass sich die Versorgungssicherheit in Extremsituationen nicht im nationalen Rahmen gewährleisten lässt, sodass dann auch unter diesem Gesichtspunkt zukünftig Kapazitätsbedarf entstehen könnte.

In der aktuellen Situation in Deutschland, in der also einerseits Unklarheit über die Notwendigkeit für dauerhafte Kapazitätsmechanismen herrscht und andererseits vorübergehender Bedarf zur Deckung eines regionalen Kapazitätsbedarfs besteht, kann die strategische Reserve eine geeignete Brückenlösung darstellen. Sie schafft Zeit,

um die Diskussion bezüglich langfristiger Kapazitätsmechanismen mit der notwendigen Sorgfalt und Tiefe unter Berücksichtigung aller relevanten Einflüsse und Wechselwirkungen zu führen, und erlaubt gleichzeitig, den kurzfristigen Bedarf durch einen marktbasierteren anstelle des zurzeit angewendeten administrativen und intransparenten Ansatzes zu decken.

Grundlegende Funktionsweise und Vorteile einer strategischen Reserve

Das Konzept der strategischen Reserve beabsichtigt die Ausstattung von Erzeugungskapazitäten (und gegebenenfalls auch nachfrageseitigen Ressourcen) mit expliziten Kapazitätzahlungen, die vom Kapazitätshalter, das heißt der ausschreibenden Stelle, lediglich in Knappheitssituationen (Ungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage am Strommarkt) eingesetzt werden. Vor dem Hintergrund der akuten netztechnischen Probleme in Deutschland, die gegebenenfalls auch durch die strategische Reserve zu adressieren sind, sind auch weitere Einsatzfälle denkbar.

Im Gegensatz zu anderen Kapazitätsmechanismen ist es als Teil der strategischen Reserve kontrahierter Erzeugungskapazität nicht erlaubt, außerhalb der eindeutig und vorab definierten Einsatzfälle am *Energy-only*-Markt teilzunehmen. Damit sind die Auswirkungen der strategischen Reserve auf den *Energy-only*-Markt vergleichsweise gering, da sich an der Ausschreibung der strategischen Reserve in erster Linie nur Kapazitäten beteiligen werden, die ohne entsprechende Kapazitätzahlung vollständig vom Strommarkt verschwinden würden. Solche Kapazitäten als strategische Reserve zu kontrahieren, ist in Marktsituationen mit ausgeglichener Leistungsbilanz vollständig rückwirkungsfrei. Rückwirkungen entstehen nur in (selten zu erwartenden) Knappheitssituationen, in denen aber ohne Einsatz der strategischen Reserve ohnehin kein reguläres Marktergebnis erzielt werden würde.

Ein weiterer Vorteil der strategischen Reserve ist die Tatsache, dass diese vergleichsweise kurzfristig einzuführen wäre und insbesondere kurzfristig Wirkung entfalten könnte. Darüber hinaus ließe sich die strategische Reserve

weitgehend rückwirkungsfrei abschaffen, wenn der Grund für die Einführung entfällt, etwa wenn der regionale Kapazitätsbedarf aufgrund netzseitiger Maßnahmen verschwindet oder die Voraussetzungen für einen dauerhaft funktionierenden *Energy-only*-Markt geschaffen wurden.

Zwar ist auch die strategische Reserve mit Parametrierungsrisiken verbunden (insbesondere die Frage nach dem Umfang der zu kontrahierenden Kapazität), insgesamt sind diese Risiken im Vergleich zu denen anderer Mechanismen aber als klein zu bewerten. Dies gilt insbesondere, wenn man bedenkt, dass die Einführung anderer Mechanismen vermutlich irreversibel und dauerhaft ist, während die strategische Reserve, wie bereits ausgeführt, weitgehend rückwirkungsfrei wieder abgeschafft werden kann.

Konkreter Vorschlag für eine praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer strategischen Reserve

Produktdefinition

Ein entscheidender Schritt bei der Ausgestaltung einer strategischen Reserve ist die Definition des durch diesen Mechanismus beschafften Produkts. Eine eindeutige und umfassende Produktdefinition ist Voraussetzung für eine marktbasierende Beschaffung. Nur wenn sich alle Anbieter mit ihren Angeboten auf das gleiche Produkt beziehen, ist eine faire und vergleichbare Bepreisung des Produkts möglich.

Zugleich soll die Definition des Produktes dessen effiziente Beschaffung und eine effiziente Erfüllung der gestellten Aufgaben ermöglichen. Dies beinhaltet gegebenenfalls auch die gleichzeitige Definition von Preisobergrenzen für das in der strategischen Reserve zu beschaffende Produkt. Aufgrund der zu erwartenden sehr geringen Einsatzzeiten der strategischen Reserve stellen die Vollkosten eines neuen Gasturbinenkraftwerks einen Effizienzmaßstab für in die strategische Reserve aufzunehmende Bestandskraftwerke dar. Würden Bestandskraftwerke, beispielsweise zur Finanzierung von *Retrofit*-Maßnahmen, Zahlungen aus der strategischen Reserve benötigen, die oberhalb der Vollkosten eines Gasturbinenkraftwerks liegen, so wäre stattdessen der

Neubau eines solchen Gasturbinenkraftwerks insgesamt als effizienter anzusehen.

Betrachtet man die im Wesentlichen mit der strategischen Reserve adressierte Zielgruppe stilllegungsgefährdeter Bestandskraftwerke, so ist deren technische Verfügbarkeit kurzfristig gewährleistet, und ebenso sind solche Kapazitäten kurzfristig aktivierbar. Somit entsteht – anders als etwa bei einem Mechanismus, der in erster Linie Neubaukraftwerke adressieren würde – kein Bedarf für lange Vorlaufzeiten zur Beschaffung des Produkts. Ein Richtwert für die Vorlaufzeit zwischen Ausschreibung/Auktion und Beginn des Erfüllungszeitraums wäre ein Zeitraum von drei bis sechs Monaten. Dies ermöglicht Anbietern einerseits gegebenenfalls auch die Reaktivierung konservierter Kraftwerke und gibt andererseits insbesondere den ÜNBs ausreichend Zeit zur Ermittlung des aus netztechnischer Sicht erforderlichen regionalen Kapazitätsbedarfs. Bezüglich der Vertragslaufzeit erscheint ein Zeitraum von zwei Jahren angebracht, wobei die Ausschreibung der strategischen Reserve aber gegebenenfalls auch in kürzeren Zyklen, das heißt im jährlichen Turnus, stattfinden kann. Dies stellt einen praktikablen Kompromiss zwischen erforderlicher Planungssicherheit für Anbieter und Kapazitätshalter, der Vermeidung zu langfristiger und damit attraktivitätsmindernder Bindungen für die Anbieter sowie der Möglichkeit einer flexiblen Bedarfsanpassung durch die gegebenenfalls jährlichen Ausschreibungen dar.

Aus technischer Sicht sollte das ausgeschriebene Produkt eine sichere Verfügbarkeit der vorgehaltenen Kapazitäten gewährleisten. Dies gilt insbesondere für die Wintermonate, in denen aufgrund der allgemeinen Lastsituation die Wahrscheinlichkeit eines Leistungsungleichgewichts am höchsten ist. Dies erfordert, dass die Anbieter durch eine angemessene technische Wartung die Anfahrbereitschaft der Anlagen sicherstellen und die Betriebsfähigkeit damit so weit wie möglich garantieren. In der Realität kann eine technische Nichtverfügbarkeit selbst bei angemessener Wartung aber nicht zu 100 Prozent ausgeschlossen werden. Der Nachweis, ob eine aufgetretene Nichtverfügbarkeit durch schuldhaftes Verhalten des Anlagenbetreibers entstanden ist oder nicht, erscheint in der Praxis nicht

eindeutig möglich. Um gleichzeitig aber Missbrauch zu vermeiden, ist eine moderate Pönalisierung jeder Nichterfüllung vorzusehen, die ausreichend Anreize setzt, sich nicht missbräuchlich zu verhalten, und andererseits vermeidet, das Produkt durch zu hohe Pönalen unattraktiv zu machen beziehungsweise preistreibend zu wirken. Eine Strafzahlung von etwa zehn Prozent der Vorhalteprämie pro Aktivierungstag mit Nichterfüllung erscheint nach derzeitigem Diskussionsstand hierfür angemessen.

Die notwendige Vorlaufzeit für den Abruf (Aktivierungszeit) richtet sich im Wesentlichen nach den Marktbedingungen (Zeitraum zwischen Durchführung einer zweiten *Day-ahead*-Spotmarktauktion und erster möglicher Lieferstunde) beziehungsweise den netztechnischen Anforderungen (Zeitraum zwischen Identifizierung einer notwendigen *Redispatch*-Maßnahme und dessen physischer Umsetzung). Ein Zeitraum von circa acht bis zehn Stunden erscheint hierfür praktikabel. Eine solche Vorlaufzeit ist technisch von allen grundsätzlich in Betracht kommenden Kraftwerkstechnologien auch aus einem vorherigen Stillstand umsetzbar.

Die vorgeschlagene Aktivierungszeit ist zwar wie beschrieben technisch grundsätzlich von allen relevanten Kraftwerkstechnologien erreichbar. Dies ist jedoch für viele Anlagen mit hohem Aufwand und daher mit Kosten verbunden, um die ständige Anfahrbereitschaft der Anlagen zu gewährleisten. Gleichzeitig ist die geforderte ständige Verfügbarkeit der Anlagen wegen zwangsläufig notwendiger Maßnahmen (Durchführung von Instandhaltungsmaßnahmen, die in einer vollständigen oder teilweisen, geplanten Nichtverfügbarkeit der Anlage resultieren) ganzjährig nicht zu gewährleisten. Daher erscheint es sinnvoll, den Anlagenbetreibern in der Sommerperiode, in der ein Einsatz der strategischen Reserve weitgehend ausgeschlossen werden kann beziehungsweise mit gewissem Vorlauf antizipierbar ist, zu ermöglichen, ihre Anlagen für einen Zeitraum von bis zu etwa acht Wochen von der strategischen Reserve abzumelden. Dies muss in Abstimmung mit dem Kapazitätshalter erfolgen. Zugleich kann die Aktivierungszeit der nicht temporär abgemeldeten Anlagen im Sommer auf 48 Stunden verlängert werden. Dies lässt insbesondere den ÜNBs noch

immer genügend Vorlaufzeit, um bei unvorhergesehenen netztechnischen Ereignissen die verfügbaren Kapazitäten der strategischen Reserve rechtzeitig, gegebenenfalls auch vorsorglich, in Anfahrbereitschaft zu versetzen, reduziert aber andererseits den anlagenseitigen Aufwand und damit die Kosten der Vorhaltung erheblich.

Für Kraftwerkskapazitäten, die als Teil der strategischen Reserve kontrahiert werden, könnte es zudem vorteilhaft sein, eine sogenannte *No-Way-back*-Regel vorzusehen. Dies bedeutet, dass dieser Kraftwerkskapazität – einmal Teil der strategischen Reserve – dauerhaft der Zugang zum *Energy-only*-Markt, nicht aber die dauerhafte Beteiligung an der strategischen Reserve, verwehrt wird.

Dies erhöht die Sicherheit, dass mit der strategischen Reserve tatsächlich nur solche Kapazitäten angesprochen werden, die ohne diesen Mechanismus dauerhaft aus dem Markt verschwinden würden, und schließt Mitnahmeeffekte durch nicht unmittelbar stilllegungsgefährdete Kapazitäten aus. Gleichzeitig könnten auf diese Weise Rückwirkungen auf den *Energy-only*-Markt reduziert werden. Insbesondere würden Investitionsanreize im *Energy-only*-Markt nicht geschwächt, wenn gegebenenfalls Kraftwerke nur vorübergehend in der strategischen Reserve bleiben, später aber wieder in den *Energy-only*-Markt zurückkehren und damit – zumindest potenzielle – Konkurrenz für ansonsten neu in den Markt eintretende Kraftwerke darstellen.

Sollte sich nach Durchführung einer basierend auf der vorgeschlagenen Produktdefinition abgehaltenen Beschaffungsauktion zeigen, dass das Produkt nicht in ausreichender Menge oder zu effizienten Kosten (vgl. obige Diskussion zur Preisobergrenze) beschafft werden kann, so ist es sinnvoll, zusätzlich ein weiteres Produkt mit längerer Vertragslaufzeit auszuschreiben. Dies vergrößert – im Zusammenspiel mit der Ausschreibung des ursprünglich vorgeschlagenen Produkts – den Kreis potenzieller Anbieter (beispielsweise für Anlagen, bei denen *Retrofit*-Maßnahmen mit erheblichen Investitionen notwendig sind oder explizit neu zu errichtende Spitzenlastkapazitäten). Für solche Anlagen erscheint eine Vertragslaufzeit von etwa sieben Jahren angemessen. Die Umsetzung der notwendigen Maß-

nahmen erfordert zudem eine längere, mehrjährige Vorlaufzeit bei der Beschaffung dieses Produkts. Da bei diesem Produkt nicht primär Altanlagen am Ende der technischen Nutzungsdauer im Fokus stehen, erscheint es zum Beispiel mit Blick auf möglichst hohe Flexibilität für netzseitig bedingte *Redispatch*-Maßnahmen sinnvoll, höhere technische Anforderungen zum Beispiel bezüglich Aktivierungszeiten und Verfügbarkeit zu stellen. Zu betonen ist, dass die Ausschreibung eines solchen Produkts mit längeren Vorlauf- und Vertragslaufzeiten ausschließlich als Option vorgesehen werden sollte. Andernfalls besteht die Gefahr, durch die Ausschreibung mehrerer Produkte die Liquidität in einem ohnehin engen Markt weiter zu reduzieren und den Preisfindungsprozess nachhaltig zu erschweren.

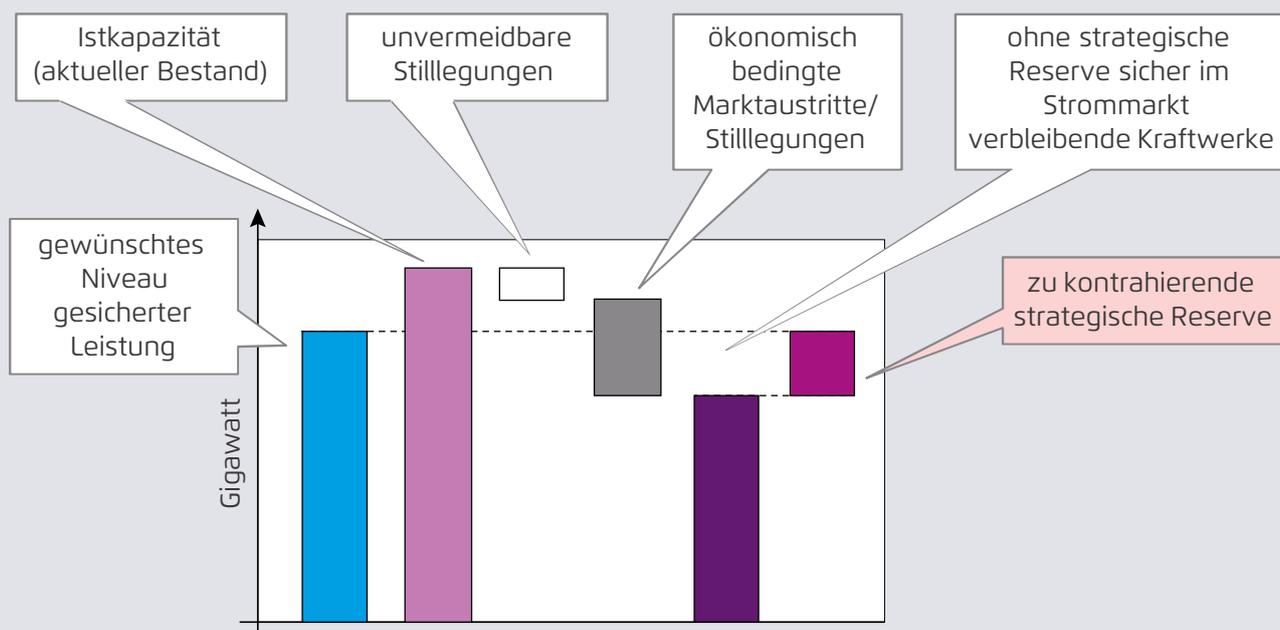
Methodik zur Dimensionierung und Preisfindung

Die Dimensionierung der strategischen Reserve stellt ein komplexes Problem dar. Wie im rechten Teil der nachstehenden Abbildung dargestellt, ist die strategische Reserve

im Umfang so zu dimensionieren (pinkfarbene Säule), dass sie gerade die Lücke zwischen dem exogen vorzugebenden Gesamtbedarf an gesicherter Leistung (linke blaue Säule) und der auch ohne strategische Reserve im Strommarkt verbleibenden Kapazität (lilafarbene Säule) deckt. Der Gesamtbedarf ist dabei Ergebnis einer politischen Festlegung und kann gegebenenfalls entsprechend der in der Vergangenheit üblichen Praxis (vgl. etwa Monitoringbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie – BMWi – zur Versorgungssicherheit) ermittelt werden.

Die auch ohne strategische Reserve sicher im Strommarkt verbleibende Kapazität ergibt sich, wie im linken Teil der Grafik dargestellt, ausgehend von der Istkapazität (linke blaue Säule), also dem aktuellen Bestand wie etwa durch die BNetzA in entsprechenden Kraftwerkslisten erfasst, abzüglich der unvermeidbaren Stilllegungen (weiße Säule) und der ökonomisch bedingten Marktaustritte (graue Säule), das heißt der von Stilllegung bedrohten Kraftwerke, die die Zielgruppe der strategischen Reserve darstellen.

Abbildung: Methodik zur Dimensionierung der strategischen Reserve



Quelle: Eigene Darstellung

Für die Dimensionierung der zu kontrahierenden strategischen Reserve ist also eine Kenntnis über den Umfang der stilllegungsbedrohten Kraftwerke von entscheidender Bedeutung. Gerade diese Größe lässt sich aber in der Praxis nicht ohne Weiteres beispielsweise durch Abfragen bei den Kraftwerksbetreibern ermitteln, insbesondere da solche Abfragen keine Bindungswirkung entfalten und somit daraus gewonnene Informationen erheblichen Unsicherheiten unterliegen. Insofern ist ein spezieller Mechanismus notwendig, um entsprechende Informationen möglichst zuverlässig zu gewinnen.

Die sogenannte *Descending Clock Auction* stellt ein solches für die vorliegende Situation besonders geeignetes Auktionsdesign dar. Dabei handelt es sich um ein dynamisches, das heißt über mehrere Runden verlaufendes Auktionsverfahren, das sowohl den potenziellen Anbietern als auch dem Kapazitätshalter wichtige zusätzliche Informationen über die gesamte Angebotssituation zugänglich macht. Erst hierdurch ist für die Anbieter die Ermittlung fairer Preise für das angebotene Gut möglich. Für den Kapazitätshalter stellt die so gewonnene Information eine entscheidende Größe für die Dimensionierung der benötigten strategischen Reserve dar, die im Wesentlichen davon abhängt, wie viele Kraftwerke zukünftig ohne strategische Reserve stillgelegt würden.

Mögliche Berücksichtigung einer regionalen Komponente

Wie bereits erläutert, kann es für die konkrete Situation in Deutschland erforderlich sein, dass mit der strategischen Reserve nicht nur ein gesamter nationaler Kapazitätsbedarf gedeckt wird, sondern dass insbesondere hierüber auch regionale, das heißt subnationale Kapazitätsanforderungen abgedeckt werden. Dies würde es in der derzeitigen Situation in Deutschland ermöglichen, die derzeit weitgehend intransparente und insbesondere nicht marktbasiertere Kontrahierung der sogenannten Kaltreserve-Kraftwerke abzulösen, die zur Absicherung eines regionalen Kapazitätsbedarfs in Süddeutschland dienen.

Während die strategische Reserve im eigentlichen Sinne der Absicherung von Fällen physischer Knappheit, das

heißt einem Leistungsungleichgewicht dient, so dient die Kaltreserve der Sicherstellung einer ausreichenden Menge von *Redispatch*-Leistung in einem bestimmten Teilbereich des Übertragungsnetzes. Deshalb handelt es sich bei der derzeit kontrahierten Kaltreserve um ein im Grundsatz verschiedenes Produkt, das einem anderen Einsatzzweck dient. Da die technischen Anforderungen an die Kraftwerke, die zur Erbringung der beiden Produkte jeweils geeignet sind, aber weitgehend ähnlich sind, könnte eine strategische Reserve auch dazu dienen, die bisherige Form der Beschaffung der Kaltreserve durch einen marktbasieren Ansatz abzulösen, sofern sich die strategische Reserve um eine geeignete Regionalkomponente ergänzen lässt.

Das Verfahren der *Descending Clock Auction* lässt sich auf mehrere Zonen erweitern und erlaubt so auch die Einbeziehung von regionalen Kernanteilen, was notwendige Voraussetzung für die Ablösung der Kaltreserve durch eine Regionalkomponente der strategischen Reserve ist.

Die konkrete Definition der aus netztechnischen Gründen erforderlichen Zonen und Kernanteile sollte in der Praxis durch die ÜNBs erfolgen. Dabei zeichnet sich ab, dass die Aufteilung Deutschlands in zwei Zonen – eine netztechnisch begründete süddeutsche Zone und eine daraus resultierende norddeutsche „Restzone“ – technisch ausreichend ist. Eine weitere Zersplitterung erscheint mit dem Ziel einer marktbasieren Beschaffung der benötigten Kapazitäten kaum vereinbar, da weitere Zonen das Angebotspotenzial je Zone zunehmend verkleinern und somit das Potenzial zur Ausübung von Marktmacht steigern. Bei Verbesserung der netztechnischen Situation kann die eingeführte Regionalkomponente bei erneuten Beschaffungen wieder wegfallen.

Einsatzkonzepte

Bei der Ausgestaltung einer strategischen Reserve ist auch zu klären, nach welchen Regeln die strategische Reserve im tatsächlichen Bedarfsfall eingesetzt wird. Hierbei sind zwei Einsatzfälle zu unterscheiden:

→ Physisches Leistungsbilanzproblem: Auslöser für den Einsatz der strategischen Reserve im Falle eines physischen Leistungsbilanzproblems ist eine nicht erfolgreiche Markträumung am *Day-ahead*-Spotmarkt, das heißt, wenn kein Schnittpunkt von Angebots- und Nachfragekurve erreicht wird, es sei denn, es käme zu einer Rationierung der (preisunelastisch/unlimitiert gebotenen) Nachfrage.

Der Einsatz der strategischen Reserve erfolgt dann im Rahmen einer zweiten Runde der *Day-ahead*-Marktauktion. Hierbei wird die verfügbare strategische Reserve für diejenigen Stunden, in denen keine Markträumung möglich war, als zusätzliches Angebot in Höhe des technischen Preislimits der Börse (derzeit 3.000 EUR/MWh) in die *Day-ahead*-Marktauktion eingebracht. Den Gebotspreis der strategischen Reserve im *Day-ahead*-Markt in Höhe des technischen Limits der Börse zu wählen, ist zwingend erforderlich, um eine marktverzerrende Wirkung der strategischen Reserve auf den *Energy-only*-Markt zu vermeiden. Nur auf diese Weise erhalten die im *Energy-only*-Markt verbleibenden Bestandskraftwerke ein korrektes Knappheitssignal. Das Entstehen von Knappheitspreisen zu Zeitpunkten tatsächlicher physischer Knappheit ist fundamentaler Bestandteil des Konzepts eines funktionierenden *Energy-only*-Marktes. Zudem stimuliert das Auftreten (seltener) Preisspitzen die Offenbarung der wahren Preiselastizität der Nachfrage und vermindert damit wiederum die Wahrscheinlichkeit des Entstehens solcher Preisspitzen. Anbieter von strategischer Reserve, die auf diese Weise zum Einsatz kommen, sind für die entstandenen Kosten des Einsatzes angemessen zu vergüten. Entstehende Überschüsse, das heißt die Differenz zwischen Erlösen aus der Vermarktung am *Day-ahead*-Markt und den Einsatzkosten, sind vom Kapazitätshalter zur Senkung der Kapazitätzahlungen aus der strategischen Reserve einzusetzen.

Je nach notwendiger Einsatzdauer der strategischen Reserve, die gegebenenfalls nur eine einzelne Stunde umfasst, können die technischen Restriktionen der hierfür eingesetzten Kraftwerke (beispielsweise An-/Abfahrampfen, Mindestbetriebszeiten) zur Erzeugung von Überschussmengen führen. Solche Überschussmengen sollten

– um Marktverzerrungen zu vermeiden – nicht über den *Energy-only*-Markt vermarktet werden, sondern können mittels *Redispatch* abgewickelt werden. Bei einem richtig parametrisierten *Redispatch* ist so sichergestellt, dass es gerade zu keiner Marktverzerrung kommt, da dieser dem Markt nachgelagert und für alle betroffenen Anlagenbetreiber kostenneutral ist.

→ Netzproblem in Süddeutschland: Ein anderer Auslöser für den Einsatz von Kapazitäten, die Teil der strategischen Reserve sind, ist der Aufruf von *Redispatch*-Maßnahmen. Der Einsatz der strategischen Reserve erfolgt hierfür nach dem gleichen Prinzip und den gleichen Kriterien wie ein gewöhnlicher *Redispatch*. Das heißt, Kapazitäten in strategischer Reserve werden nach Können und Vermögen zum *Redispatch* herangezogen, wobei die in der Produktdefinition der strategischen Reserve garantierten technischen Mindestanforderungen selbstverständlich stets durch den Anlagenbetreiber zu erfüllen sind. Beim Einsatz von Kapazitäten zum Zweck des *Redispatches* ist nicht zwischen Kraftwerken, die Teil der strategischen Reserve sind, und anderen Kraftwerken zu unterscheiden, vielmehr stehen die Kapazitäten der strategischen Reserve für *Redispatch*-Maßnahmen in gleicher Weise zur Verfügung wie im Markt befindliche Kraftwerke. Beim *Redispatch* handelt es sich um ein anerkanntes und regelmäßig genutztes Mittel, sodass Marktverzerrungen durch den Einsatz von *Redispatch* weitgehend ausgeschlossen werden können, jedenfalls dann, wenn dieser angemessen parametrisiert ist. Grundsätzlich ist denkbar, dass es zu konfligierenden Einsatzfällen zwischen dem Einsatz der strategischen Reserve bei physischen Leistungsbilanzproblemen und für *Redispatch* kommt. In der Praxis können solche Fälle aber weitgehend ausgeschlossen werden, wie folgende Überlegungen nahelegen. Aus netztechnischer Sicht sollte die Erzeugung in Süddeutschland in der Regel möglichst hoch sein. Insofern gibt es kein netztechnisches Interesse an der Verhinderung eines Einsatzes von Kraftwerken, die Teil der Regionalkomponente der strategischen Reserve sind und für die Behebung eines Leistungsbilanzdefizits eingesetzt werden sollen.

Kapazitätshalter und Finanzierung

Als Kapazitätshalter kommen aus Praktikabilitätsgründen die deutschen ÜNBs infrage. Zum einen kommt diesen ohnehin eine entscheidende Rolle bei der Dimensionierung der strategischen Reserve zu. Zum anderen wird aufgrund der bereits bei den ÜNBs vorgehaltenen Prozesse und Kommunikationswege die Einführung einer strategischen Reserve erheblich vereinfacht. Wir halten es jedoch für erforderlich, dass die ÜNBs diese Rolle unter enger Aufsicht des BMWi und der BNetzA ausfüllen. Die Rolle der ÜNBs als Kapazitätshalter legt nahe, die strategische Reserve über netzbezogene Komponenten des Strompreises zu finanzieren.

Europäische Aspekte

Wesentliche Anforderung an das vorgeschlagene Design der strategischen Reserve ist, dass dies eine zeitweise Absicherung des *Energy-only*-Marktes erlaubt, ohne aber dessen Funktionsfähigkeit grundsätzlich zu gefährden. Dies beinhaltet insbesondere, dass Rückwirkungen auf den europäischen Elektrizitätsbinnenmarkt, dessen Kernelement ein europaweit zunehmend integrierter *Energy-only*-Markt ist, vermieden werden. Im Zusammenhang mit der Ausgestaltung der strategischen Reserve muss also ebenfalls gewährleistet sein, dass das vorgeschlagene Design grundsätzlich auch Basis für eine international koordinierte und effiziente Zusammenarbeit in Fragen einer europäisch oder wenigstens supranational verantworteten Gewährleistung der Versorgungssicherheit sein kann.

Grundsätzlich erfüllt das vorgeschlagene Design der strategischen Reserve die Voraussetzung für eine internationale Ausweitung. Durch die Definition von Kernanteilen, ähnlich wie auch innerhalb Deutschlands bei der Beschaffung von Regelreserve gängige Praxis, können nationale Mindestbedarfe an gesicherter Leistung gewährleistet werden. Durch Implementierung eines Ansatzes, der dem auf dem *Energy-only*-Markt eingesetzten Konzept des *Market Couplings* gleicht, kann dann zusätzlich eine systemweit effiziente Deckung des Gesamtbedarfs unter wechselseitiger Nutzung der vorhandenen günstigsten Ressourcen, das heißt Kapazitäten, erreicht werden.

Damit eine solche europäische strategische Reserve aber tatsächlich umgesetzt werden kann, sind verschiedene Voraussetzungen zu erfüllen. Hierbei ist von besonderer Bedeutung, dass ausländische Kapazitäten nur in bestimmten Situationen zur Bedarfsdeckung im eigenen Land beitragen können. Einen Beitrag zur Bedarfsdeckung können ausländische Kapazitäten nur dann leisten, wenn ausreichende Importkapazität über das Übertragungsnetz verfügbar ist. Ist entsprechende Importkapazität aber tatsächlich verfügbar, so würde das Marktgeschehen am *Energy-only*-Markt im Einsatzfall der strategischen Reserve (physische Knappheit, das heißt keine Markträumung) jedoch zu Importen in das von Knappheit betroffene Land führen. Dies gilt jedenfalls so lange, bis entweder die verfügbare Importkapazität vollständig ausgenutzt wäre – gerade dann wäre aber im Rahmen der strategischen Reserve im Ausland kontrahierte Kapazität nicht nutzbar – oder bis auch im Ausland Knappheit entsteht. Eine im Ausland kontrahierte strategische Reserve müsste dann aber so dimensioniert sein, dass sie sowohl die physische Knappheit im eigenen Land als auch die Knappheit im Nachbarland auflösen kann. Eine Dimensionierung anhand des nationalen Starklastfalls wäre also nicht ausreichend.

Dieses Beispiel macht deutlich, dass bei grundsätzlichem Vorliegen von Engpässen bezüglich der grenzüberschreitenden Übertragungskapazitäten, was an nahezu allen Grenzen im europäischen Übertragungsnetz der Fall ist, eine europäische strategische Reserve nur dann sinnvoll ist, wenn sie mit einer gemeinsamen Dimensionierung einhergeht. Dies wiederum erfordert eine internationale Abstimmung und insbesondere die Klärung zahlreicher *Governance*-Fragen (Klärung des Rechtsrahmens, Zuordnung von Verantwortlichkeiten, Koordination in technischen Fragen etc.). Der Prozess der Umsetzung eines europaweiten *Market Coupling* zeigt, dass derartige Prozesse einen erheblichen zeitlichen Vorlauf benötigen.

Vor diesem Hintergrund ist festzuhalten, dass das vorgeschlagene Design der strategischen Reserve zwar grundsätzlich eine internationale Ausweitung erlaubt, aufgrund der dargelegten Probleme kurzfristig aber kaum umsetzbar erscheint.

Eine explizite Ausnahme stellt in diesem Zusammenhang die Situation zwischen Deutschland und Österreich dar, da hier von stets ausreichenden Austauschkapazitäten ausgegangen werden kann. Da hier die Voraussetzungen bezüglich sicher verfügbarer Importkapazitäten vorliegen, wäre beispielsweise eine Einbeziehung österreichischer Anbieter in die Beschaffung einer deutschen strategischen Reserve denkbar und zum Start einer strategischen Reserve grundsätzlich möglich. Dies

könnte zudem grundsätzlich als Vorbild für eine weitere Internationalisierung der strategischen Reserve dienen. Auch darüber hinaus könnte selbst bei weiterhin separater Vorhaltung in den einzelnen Ländern eine Koordinierung der Regularien für die Beschaffung und Dimensionierung der nationalen strategischen Reserven bereits ein wesentlicher Schritt für eine abgestimmte Gewährleistung der Versorgungssicherheit im europäischen Binnenmarkt sein.

Ein umfassender Kapazitätsmarkt: Ein Markt für Versorgungssicherheitsverträge

Christina Elberg, PD Dr. Christian Growitsch, Prof. Dr. Felix Höffler, Jan Richter*

Warum Kapazitätsmechanismen?

In vielen liberalisierten Strommärkten besteht die Sorge, dass langfristig zu wenig konventionelle Kraftwerke vorhanden sein könnten: Der Strommarkt (mit allen seinen Teilmärkten) könnte privaten Investoren unzureichende Anreize für Investitionen in Kraftwerkskapazitäten bieten. Dadurch könnte es zu einem ineffizient niedrigen Niveau an Versorgungssicherheit kommen – oder wenigstens ein gegebenfalls politisch gewünschtes, hohes Niveau verfehlt werden.

Diese Sorge beruht letztlich auf vier Herausforderungen, durch die der Strommarkt gekennzeichnet ist und die zu nächst unabhängig von einem hohen Anteil Erneuerbarer Energie (EE) oder der Energiewende sind, das heißt, sie wären auch ohne diese relevant.

Kernproblem aus ökonomischer Sicht ist, dass die Nachfrage in Strommärkten häufig unzureichend auf Preissignale reagiert. Dies gilt letztlich für alle nicht zeitgemessenen Stromkunden, denn diese zahlen einen Durchschnittspreis, also einen Tarif, der nicht die aktuelle Knappheit des Stroms wiedergeben kann. Solche Stromkunden haben also keinen Anreiz, auf Knappheiten durch Nachfragerückgang zu reagieren, selbst wenn dies technisch möglich wäre (zum Beispiel durch *Smart Meter*). Würde in einem *Energy-only*-Markt (also einem Markt ohne Kapazitätsmechanismen und ohne Preisobergrenzen) der Preis für einzelne Stunden sehr hoch sein, zum Beispiel 10.000 EUR/MWh, und so eine extreme Knappheit signalisiert, würden diese Kunden weiter unverändert Strom aus dem Netz ziehen und so die Gefahr (kontrollierter) Blackouts hervorrufen.

Neben der fehlenden Preiselastizität der Stromnachfrage kann es sein, dass aus anderen Gründen ein höheres Niveau an Versorgungssicherheit (politisch) erwünscht ist, als jenes, das sich am *Energy-only*-Markt einstellt. Auch dann kann der Markt alleine dieses Niveau offensichtlich nicht erreichen und Kapazitäten müssen in irgendeiner Form durch Kapazitätsmechanismen zur Verfügung gestellt werden.

Eine reine Marktlösung, der *Energy-only*-Markt, kann nur funktionieren, wenn Knappheiten durch (gegebenfalls sehr) hohe Preise widerspiegelt werden. Dies erst erlaubt den Grenzkraftwerken, die nur in Zeiten von Knappheiten benötigt werden, ihre Fixkosten zurückzuerzielen. Knappheitssituationen sind solche Marktsituationen, in denen der gesamte Kraftwerkspark benötigt wird und im Einsatz ist. Folglich besteht in solchen Situationen dann die Gefahr, dass Anbieter Marktmacht ausüben, indem sie durch Mengenzurückhaltung den Preis noch weiter in die Höhe treiben.

Diese Sorge führt dazu, dass in vielen Märkten eine Preisobergrenze (*Price Cap*) für Strom eingeführt wird. Ist diese Preisobergrenze zu gering, sind die Knappheitspreise zu niedrig, um für Grenzkraftwerke ausreichende Deckungsbeiträge in ihren wenigen Betriebsstunden zu erzielen (*Missing-Money*-Problem). In der Folge unterbleiben die Investitionen in Grenzkraftwerke und es kommt zu einem ineffizient kleinen Kraftwerkspark (und zu unzureichender Versorgungssicherheit).

Neben diesen vier genannten Herausforderungen, die den Einsatz von Kapazitätsmechanismen rechtfertigen könnten (und die in Abbildung 1 im Überblick dargestellt sind), wird häufig das grundsätzlich hohe Risiko genannt, dem sich Investoren gegenübersehen. Kraftwerksinvestitionen sind sehr langfristig und gerade solche in Grenzkraftwerke lohnen sich nur, wenn der Investor erwarten darf, dass es

* Alle Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI)

zu ausreichend hohen Preisen kommt. Je unsicherer er über die Preisentwicklung (zum Beispiel hinsichtlich möglicher Einführungen von Preisobergrenzen) ist, desto höher wird die Renditeerwartung sein und desto weniger Kraftwerksprojekte werden realisiert werden.

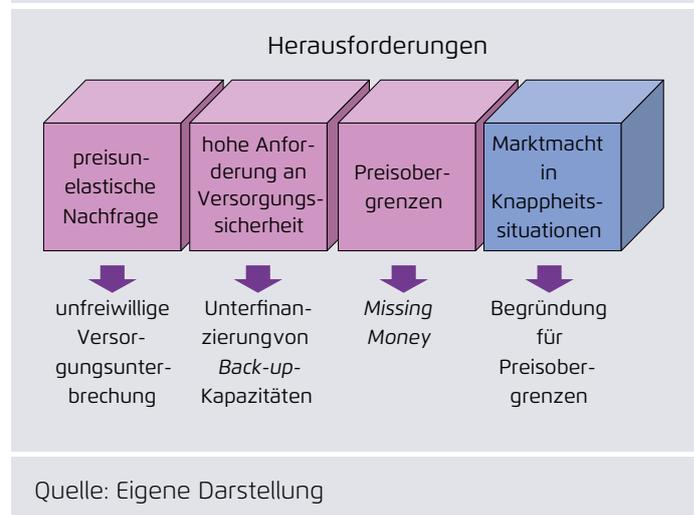
Keines dieser Argumente hat unmittelbar etwas mit der Energiewende zu tun. Gleichwohl vergrößert sie zumindest in einer Übergangsphase die Probleme eines *Energy-only*-Marktes. Erneuerbare Energien können – zumindest kurzfristig – die Erlöse von konventionellen Kraftwerken reduzieren (sogenannter kurzfristiger *Merit Order*-Effekt). Und selbst wenn Erneuerbare Energien in der langen Frist den Durchschnittspreis für Strom nicht verändern, bedeuten die geringeren Auslastungen für konventionelle Grenzkraftwerke, dass die notwendigen Knappheitspreise in den verbleibenden Betriebsstunden höher sein müssen. Im Umkehrschluss erfordert dies, höhere Spitzenpreise zu akzeptieren, was wiederum das Bekämpfen von Marktmacht erschwert (so müssten etwaige Preisobergrenzen höher ausfallen).

Voraussetzung für einen funktionierenden *Energy-only*-Markt ist eine hinreichend preiselastische Nachfrage. Nur sie erlaubt, dass einerseits Knappheitspreise zustande kommen und genügend Nachfrager bei steigenden Preisen vom Netz gehen. Gleichzeitig reduziert eine hohe Preiselastizität der Nachfrage auch die Möglichkeit, durch Mengenzurückhaltung den Preis in die Höhe zu treiben.

Ob ein *Energy-only*-Markt diese Probleme tatsächlich langfristig aufweist und ob sie groß genug sind, um die Einführung von Kapazitätsmechanismen zu rechtfertigen, lässt sich nicht mit Gewissheit sagen. Das liegt nicht zuletzt daran, dass es noch nicht ausreichend Erfahrungen mit einem liberalisierten Strommarkt gibt: Die deutsche Liberalisierung währt keine 15 Jahre, der Investitionszyklus für Kraftwerke ist mehr als doppelt so lang.

Auch wenn daher die Frage nach der Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen nicht abschließend beantwortet ist, liefert diese Diskussion doch zum einen genügend Anlass, sich mit möglichen Ausgestaltungen auseinanderzusetzen. Zum anderen zeigt sie, dass es sich in der langen Frist, in

Abbildung 1: Gründe für Kapazitätsmechanismen



der es um eine vollständige Umgestaltung und Anpassung des Kraftwerksparks geht, um ein sehr komplexes Problem handelt, für das man keine einfache Lösung erwarten sollte.

Versorgungssicherheitsverträge

Es gibt viele verschiedene Vorschläge für Kapazitätsmärkte. Im Folgenden wird ein Kapazitätsmarkt vorgestellt, der in dieser Form in der Wissenschaft seit einiger Zeit diskutiert wird und in Varianten auch in verschiedenen Strommärkten implementiert wurde. Die folgenden Darstellungen sind ein Auszug aus einem Gutachten, das die Autoren für das Bundeswirtschaftsministerium im April 2012 erstellt haben¹ und das Konzept der *Reliability Contracts* aufgreift² und an verschiedenen Stellen auf die deutschen Anforderungen als Markt für Versorgungssicherheitsverträge adaptiert.

- 1 Vgl. EWI (2012): Untersuchung zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie; für weiterführende Analysen, Detaillierungen und die Diskussion der strategischen Reserve als alternativem Kapazitätsmechanismus wird auf diese Studie verwiesen.
- 2 Der hier vorgestellte Versorgungssicherheitsmarkt baut daher auf den Überlegungen in folgendem Beitrag auf: Crampton/Ockenfels (2011): Economics and design of capacity markets for the power sector. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft Volume 36, Number 2 (2012), S. 113 - 134

Versorgungssicherheitsverträge bestehen aus zwei Komponenten, einer Kapazitätsverpflichtung und einer Verfügbarkeitsoption. Diese beiden Komponenten stellen in Knappheitssituationen eine ausreichende Stromversorgung sicher. Knappheitssituationen sind hierbei definiert als Stunden, in denen der Spotmarktpreis ein bestimmtes Niveau, den sogenannten Ausübungspreis, übersteigt. Die beiden Komponenten funktionieren wie folgt:

- Kapazitätsverpflichtung: Stromerzeuger, die auf dem Markt für Versorgungssicherheitsverträge einen Zuschlag erhalten, müssen nachweisen, dass sie eine entsprechende Menge physischer Kapazität vorweisen können.
- Verfügbarkeitsoptionen: In diesem Mechanismus werden die Spotmarktpreise nicht begrenzt. In Knappheitssituationen schaffen die hohen Spotmarktpreise somit einen Anreiz, Strom zu produzieren. Um den Anbietern den Anreiz zu nehmen, in Knappheitssituationen Marktmacht auszuüben und Kapazitäten zurückzuhalten, sind Verfügbarkeitsoptionen vorgesehen. Diese Optionen sichern die Nachfrager gegen hohe Preisspitzen ab. Die Verfügbarkeitsoptionen wirken dabei ähnlich wie eine *Call*-Option, die vom Stromerzeuger gezeichnet wurde: Sie sehen vor, dass Stromerzeuger die Differenz aus dem aktuellen Spotmarktpreis und dem Ausübungspreis zahlen müssen. Der Unterschied zu einer herkömmlichen *Call*-Option liegt darin, dass der Barausgleich der Option abhängig ist von der Stromnachfrage in der jeweiligen Stunde. Entspricht diese zum Beispiel 50 Prozent der (Maximal-)Menge, die die Basis der Versorgungssicherheitsverträge ist, so müssen die Stromerzeuger auch nur für 50 Prozent der vertraglich fixierten Menge die Differenz zwischen Spotmarkt- und Ausübungspreis (Barausgleich) zahlen.

Weil Versorgungssicherheit zumindest bei unelastischer Nachfrage ein öffentliches Gut ist und es als öffentliche Aufgabe gesehen wird, ein bestimmtes Maß an Versorgungssicherheit zu gewährleisten, bestimmt eine zentrale Instanz die Nachfrage auf dem neu zu schaffenden Markt für Versorgungssicherheitsverträge. Diese Instanz nennen wir im Folgenden Koordinator des Versorgungs-

sicherheitsmarktes (KVM). Der KVM schätzt die maximale Stromnachfrage in dem jeweiligen Zeitraum und schließt auf dieser Basis Versorgungssicherheitsverträge ab. Der KVM beschafft die Verträge in einem Auktionsverfahren, der Kapazitätsauktion, kontrolliert die Bereithaltung von Erzeugungskapazität durch die Stromerzeuger und ist Halter der Verfügbarkeitsoptionen, deren Barausgleich er an die Stromlieferanten³ weiterleitet.

Die Stromlieferanten erhalten auf diese Art Versorgungssicherheit und sind gegen Preisspitzen im Spotmarkt abgesichert – sie müssen maximal den Ausübungspreis zahlen. Falls der Spotmarktpreis über den Ausübungspreis steigt, sind die Stromerzeuger dazu verpflichtet, die Differenz zwischen Spotmarktpreis und Ausübungspreis in der Höhe der Nachfrage zu zahlen (Barausgleich der Verfügbarkeitsoption). Dieser Betrag wird an die Stromlieferanten weitergereicht, sodass diese nur den Ausübungspreis zahlen müssen. Alle höheren Ausgaben werden ihnen vom KVM zurückerstattet.

Diese Ausgestaltung der Versorgungssicherheitsverträge hat folgende Vorteile:

- Es wird sichergestellt, dass ausreichend Erzeugungskapazität im Markt ist.
- Der Spotmarktpreis wird nicht beschränkt, sodass die kurzfristige Allokation der Erzeugung gemäß den Preissignalen im Markt erfolgt. Die Stromerzeuger haben insbesondere in Knappheitssituationen die richtigen Anreize, Strom anzubieten.
- Weil die Stromerzeuger die Verfügbarkeitsoptionen zeichnen, haben sie keinen Anreiz, den Spotmarktpreis über den Ausübungspreis hinaus zu treiben. Damit wird Marktmacht beschränkt, die in Knappheitssituationen unvermeidbar ist.
- Die Stromlieferanten erhalten Versorgungssicherheit und sind durch die Verfügbarkeitsoptionen gegen Preisspitzen

³ *Stromlieferant* analog zur Begriffsbestimmung von *Gaslieferant* nach § 3 Nr. 19b Energiewirtschaftsgesetz (natürliche und juristische Personen, deren Geschäftstätigkeit ganz oder teilweise auf den Vertrieb von Strom zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern ausgerichtet ist)

abgesichert. Sie zahlen für Strom nicht mehr als den Ausübungspreis.

→ Die Einnahmen der Stromerzeuger aus dem Gütermarkt und die Beschaffungskosten der Stromlieferanten werden gleichmäßiger und besser kalkulierbar. Dadurch reduziert sich bei Stromerzeugern und bei Stromlieferanten das Preisrisiko.

Beschaffung von Kapazität über eine Auktion und Kapazitätsverpflichtungen

Der KVM legt fest, wie viel Erzeugungskapazität benötigt wird, damit ein definiertes Niveau an Versorgungssicherheit gewährleistet ist. Die benötigte Kapazität wird dann in einer Auktion vom KVM mit einer Vorlaufzeit von fünf bis sieben Jahren ersteigert.⁴ Dabei kann es sich sowohl um Erzeugungskapazität im herkömmlichen Sinne und *Retrofits* als auch um flexible Nachfrager – *Demand-Side-Management* (DSM)-Maßnahmen – handeln.⁵

Die Kapazitätsauktion

Als Auktionsformat ist eine *Descending Clock Auction* (umgekehrte englische Auktion) gut geeignet. Bei diesem Auktionsformat handelt es sich um eine Einheitspreisauktion, die mit einem hohen Startpreis beginnt. Stromerzeuger entscheiden, wie viel Kapazität sie für die angebotene Zahlung zur Verfügung stellen. Der Startpreis muss so hoch gewählt sein, dass die gebotene Gesamtmenge die benötigte Menge übersteigt. Dann wird der Preis schrittweise gesenkt und die Erzeuger geben zu dem neuen Preis ihre jeweilige Kapazitätsmenge an. Diese Prozedur wird fortgesetzt, bis die von den Stromerzeugern angebotene Menge der vom KVM festgelegten Zielmenge entspricht.

Sowohl Bestandsanlagen als auch geplante Projekte müssen an der Kapazitätsauktion teilnehmen.⁶ Existierende Kapazitäten müssen ihre Gesamtmenge auch bei einem Preis von null bieten, während das Gebot für neue Kraftwerke beliebig gewählt werden kann.⁷ Die Bietvorschrift für Bestandsanlagen macht Marktmissbrauch durch diese Anlagen unmöglich.

Die Kapazitätszahlung, zu der genau die nachgefragte Zielmenge geboten wurde, wird an neue Kraftwerksprojekte über einen längeren Zeitraum, beispielsweise 15 Jahre, ausbezahlt. Bestandsanlagen erhalten den aktuellen Preis der Jahresauktion.

Beispiel 1: Der KVM ermittelt im Jahr 2013 für das Jahr 2020 einen Bedarf an Erzeugungskapazität in Höhe von 100 Gigawatt (GW). Er führt eine Auktion durch und wählt einen Startpreis von 60 EUR/kW/Jahr. Daraufhin bieten die Stromerzeuger eine Gesamtmenge von 120 GW an. Dabei handelt es sich um Bestandsanlagen im Umfang von 90 GW und um neue Projekte im Umfang von 30 GW. Da die angebotene Kapazität die Zielmenge übersteigt, reduziert der KVM in mehreren Auktionsrunden schrittweise die Kapazitätszahlung. Bei einer Kapazitätszahlung in Höhe von 30 EUR/kW/Jahr wird schließlich eine Gesamtmenge von 100 GW geboten – davon nach wie vor 90 GW Bestandsanlagen. Die neu errichtete Kapazität in Höhe von 10 GW erhält diese Zahlung über einen Zeitraum von 15 Jahren. Die 90 GW Bestandsanlagen erhalten im Jahr 2020 30 EUR/kW, in den folgenden Jahren jeweils den Preis der nachfolgenden Jahresauktionen.

Die *Descending Clock Auction* bietet sich aus mehreren Gründen an. Durch dieses offene Auktionsformat ist es den Bietern möglich, im Laufe der einzelnen Runden der Auktion

4 Zusätzlich sind Anpassungs-Auktionen mit einer kürzeren Vorlaufzeit sinnvoll.

5 Kraftwerke und DSM-Maßnahmen müssen dabei hinsichtlich ihres Beitrags zur Versorgungssicherheit bewertet werden. Dazu schlagen wir einen Präqualifikationsprozess vor.

6 Einzige Ausnahme ist die Stilllegung von Kapazitäten.

7 Bei der Auktion bieten die Stromerzeuger Kapazität zu einem gegebenen Preis. „Zu einem Preis von null bieten“ bedeutet, zu jedem vorgegebenen Preis in der Auktion die gesamte Kapazität zu bieten.

Informationen über die Einschätzungen der anderen Bieter zu bekommen, was vor allem bei *Common Value Auctions* (Auktionen mit gemeinsamen Wertschätzungen der Bieter) vorteilhaft sein kann.⁸ Außerdem gilt, dass die Preisvorgabe durch den Auktionator in jeder Runde den Spielraum für strategisches Handeln der Bieter einschränkt.⁹

Kapazitätsverpflichtungen

Jeder Stromerzeuger, der sich über die Auktion zur Bereitstellung von Kapazität verpflichtet hat, schließt mit dem KVM einen entsprechenden Vertrag ab (Kapazitätsverpflichtung). Wenn ein Stromerzeuger die Kapazität, zu der er sich verpflichtet hat, nicht vorhält, sollten Strafzahlungen erhoben werden. Diese Strafzahlungen beziehen sich nur auf die Vorhaltung von Kapazität, nicht auf produzierte Strommengen. Der Anreiz für Stromerzeuger, in Knappheitssituationen zu produzieren, entsteht marktgetrieben aufgrund der in Knappheitssituationen hohen Spotmarktpreise.

Effiziente Kapazitätsbereitstellung

Stromerzeuger berücksichtigen bei der Bewertung neuer Kraftwerksprojekte zwei Erlösquellen: die antizipierten Erlöse aus den Gütermärkten (Spot- und Regelenergiemärkte) und die Kapazitätzahlungen aus der Kapazitätsauktion. Wenn die Anbieterstruktur in der Auktion wettbewerblich ist und es freien Zutritt zum Markt für Kapazitätsanbieter gibt, bietet jeder Stromerzeuger in der Auktion genau seine fehlenden Deckungsbeiträge zur Deckung seiner Investitionen. Langfristig verdient dann kein Stromerzeuger mehr als eine angemessene Kapitalrendite. Wäre das nicht der Fall, würde ein anderer Stromerzeuger mit derselben Kostenstruktur ein niedrigeres Gebot auf dem Kapazitätsmarkt platzieren.

8 Vgl. auch Ausubel/Cramton (2006): Handbook of Procurement

9 Da sie keine Preise benennen können, können sie Preise auch nicht als Signal an andere Bieter verwenden. Die frühen deutschen Mobilfunkauktionen werden häufig als Beispiele dafür genannt, dass Bieter durch die Wahl bestimmter Preise kollusives Verhalten umgesetzt haben. Vgl. Klemperer (2002): What really matters in auction design. In: Journal of Economic Perspectives 16 (1): 170 – 171 sowie Klemperer (2002): How (not) to run auctions: The European 3G telecom auctions. In: European Economic Review 46: 835 – 837

Verhinderung von Marktmacht in der Kapazitätsauktion

Durch das Zurückhalten von Kapazitätsangeboten kann der Preis in der Kapazitätsauktion nach oben getrieben werden. Dieser Form von Marktmachtausübung kann mit verschiedenen Mitteln entgegengewirkt werden. Das erste Mittel ist die Verpflichtung, dass alle Bestandsanlagen in der Auktion bei einem Preis von null bieten müssen, sie sind also für jeden Preis Teil des Angebots. Bestandsanlagen können nur aus der Auktion entfernt werden, wenn sie aus dem Markt genommen werden. Dadurch stehen Bestandsanlagen für Kapazitätzurückhaltung und Preismanipulation nicht mehr zur Verfügung.

Der Preis, den auch diese Bestandsanlagen erhalten, wird nur durch Neuanlagen bestimmt. Ein zweites Mittel zum Verhindern von Marktmacht ist daher, dass freier Marktzutritt für Neuanlagen sichergestellt wird. Eigentümer von Bestandsanlagen, die typischerweise auch Anbieter neuer Kapazitäten sein werden, können dann den Preis über Zurückhaltung neuer Kapazitäten nicht in die Höhe treiben. Weitere Mechanismen, um Marktmacht zu begrenzen, sind die Wahl eines möglichst niedrigen Startpreises sowie etwaige Maximalpreise, die für Bestandsanlagen höchstens gezahlt werden.

Verfügbarkeitsoptionen

Verfügbarkeitsoptionen stellen sicher, dass Nachfrager gegen hohe Preise in Knappheitssituationen abgesichert sind und dass Erzeuger keine Anreize haben, ihre Marktmacht in diesen Situationen zu nutzen. Zusätzlich reduzieren Verfügbarkeitsoptionen in Kombination mit den Kapazitätzahlungen das Risiko für Stromerzeuger und Stromlieferanten.

Optionen sichern Stromlieferanten und Stromerzeuger ab

Bei den Verfügbarkeitsoptionen handelt es sich um *Call*-Optionen auf die Differenz aus Spotmarktpreis und einem einheitlichen, vom KVM fixierten Ausübungspreis. Diese *Call*-Optionen werden von den Stromerzeugern gezeichnet und von der Nachfrageseite gehalten, sodass die Nachfrage gegen Preise oberhalb des Ausübungspreises abgesichert

ist.¹⁰ Der Barausgleich, den jeder Stromerzeuger in einer gegebenen Stunde bei Ausübung der Option zahlen muss, richtet sich nach der Stromnachfrage in dieser Stunde und nach seiner Erzeugungskapazität, die er in der Auktion verkauft hat.

Beispiel 2: Für das Jahr 2020 wurden insgesamt 100 GW Erzeugungskapazität beschafft. Ein Stromerzeuger hat in der Auktion ein Gaskraftwerk mit einer Leistung von 500 Megawatt (MW) verkauft. Der Anteil dieses Gaskraftwerks an der gesamten beschafften Kapazität beträgt folglich 0,5 Prozent. Der Stromerzeuger ist nun verpflichtet, in jeder Stunde 0,5 Prozent der Gesamtnachfrage gegen Preise oberhalb des Ausübungspreises abzusichern. Wenn die Nachfrage am 15. Dezember 2020 um 19 Uhr 80 GW beträgt, muss der Stromerzeuger also $0,05 \cdot 80 \text{ GW} = 400 \text{ MW}$ mit seinem Gaskraftwerk absichern. Bei einem Ausübungspreis von 300 EUR/MWh und einem Spotmarktpreis von 350 EUR/MWh ist er also zu einer Zahlung in Höhe von $(350 \text{ EUR/MWh} - 300 \text{ EUR/MWh}) \times 400 \text{ MWh} = 20.000 \text{ EUR}$ verpflichtet. Der Stromerzeuger kann diese Zahlung glattstellen, indem er 400 MW mit seinem Gaskraftwerk erzeugt und am Spotmarkt verkauft – fällig wird die Zahlung aber in jedem Fall, auch wenn das Kraftwerk in der betrachteten Stunde keinen Strom erzeugt. Die verbleibenden 100 MW können natürlich frei vermarktet werden.

Durch dieses Optionsmodell verändert sich das Kalkül eines Stromerzeugers bei der Bewertung von Kraftwerksprojekten: Die Erlöse aus den Gütermärkten sinken, werden aber gleichzeitig besser prognostizierbar. Die entgangenen Erlöse vom Spotmarkt werden von den Bietern in der Kapazitätsauktion berücksichtigt.

Genau wie in der Situation ohne Auktionen deckt jeder Stromerzeuger seine Kosten und erwirtschaftet eine an-

gemessene Kapitalrendite, wenngleich er einen größeren Teil seiner Fixkosten über die Kapazitätzahlungen aus der Auktion deckt. Die gesamten Kosten der Beschaffung der Erzeugungskapazität könnten aber aufgrund geringerer Risiken der Stromerzeuger niedriger sein.

Die Differenz aus Kapazitätzahlungen, die die Nachfrageseite an die Erzeugungsseite leistet, und dem Barausgleich aus den Optionen, die die Erzeugungsseite an die Nachfrageseite leistet, entspricht im langfristigen Gleichgewicht genau den fehlenden Deckungsbeiträgen (*Missing Money*).

Reduktion von Marktmacht bei effizientem Dispatch

Anreize für einen effizienten kurzfristigen Kraftwerkseinsatz (*Dispatch*) werden geschaffen durch die kurzfristigen Preise auf dem Spotmarkt, die nicht nach oben begrenzt sind. Der Anreiz, mit vorhandenen Kapazitäten Strom zu erzeugen, entsteht damit marktgetrieben gemäß dem Preismechanismus: Bei wettbewerblichem Verhalten hat jede Anlage, deren Grenzkosten geringer als der Spotmarktpreis sind, einen Anreiz, Strom anzubieten, wie es dem effizienten Kraftwerkseinsatz entspricht.

Daran ändern Verfügbarkeitsoptionen nichts, unabhängig davon, wie hoch der Ausübungspreis der Option ist: Der Ausübungspreis bestimmt nur die Zahlung, die der Kraftwerksbetreiber unabhängig vom Betrieb seines Kraftwerks zahlen muss. Er zahlt immer „Spotmarktpreis minus Ausübungspreis“, unabhängig davon, ob er Strom erzeugt oder nicht.

Die Verfügbarkeitsoptionen reduzieren die Ausübung von Marktmacht: Ein Betreiber profitiert nicht mehr davon, den Preis durch Mengenzurückhaltung über den Ausübungspreis zu treiben. Die Kosten der Mengenzurückhaltung aus nicht verkauften Mengen bleiben demgegenüber bestehen, sodass Marktmachtausübung ab dem Ausübungspreis unattraktiver wird.

Obwohl der Ausübungspreis die von den Erzeugern realisierbaren Einnahmen begrenzt, kann der Spotmarktpreis über den Ausübungspreis steigen. Dies muss beispielsweise immer dann der Fall sein, wenn die Grenzkosten der letzten erzeugenden Einheit oberhalb des Ausübungspreises

¹⁰ Genauer: Die Optionen werden vom KVM gehalten, der Verrechnungsstelle zwischen Stromerzeugern und Stromlieferanten dient.

liegen – denn das Angebot richtet sich nur nach dem Vergleich von Spotmarktpreis und Grenzkosten. Ein weiterer Grund für hohe Spotmarktpreise können hohe Preise im Ausland sein.¹¹

Überwälzung auf Endkunden

Der Kapazitätsmechanismus ist so gestaltet, dass die Endkunden die fehlenden Deckungsbeiträge tragen, die erforderlich sind, um das angestrebte Kapazitätsniveau zu erreichen. Zusätzlich erhalten die Endkunden über die Verfügbarkeitsoptionen eine Preisabsicherung, für die sie bezahlen.

Die fehlenden Deckungsbeiträge ergeben sich aus der Differenz der Kapazitätzahlungen (KVM an Stromerzeuger) und den Einnahmen aus dem Barausgleich der Optionen (Stromerzeuger an KVM).

Weitergabe der Kapazitätzahlung an Endkunden über Strompreiskomponente

Aus der Kapazitätsauktion entstehen Kapazitätzahlungen, die der KVM an die Stromerzeuger leistet. Bezüglich der Weitergabe der Kapazitätzahlungen an die Endkunden sind zwei Möglichkeiten denkbar:

- Die Kapazitätzahlungen können analog zu Netzentgelten pro Kilowattstunde auf den Strompreis für Endkunden umgelegt werden.
- Die Kapazitätzahlungen können auf Basis der Laststruktur der Endkunden auf diese umgelegt werden.

Für die zweite Variante spricht, dass Endkunden, die in Knappheitssituationen eine relativ hohe Nachfrage haben, stärker belastet werden. Dies erscheint sinnvoll, weil durch die hohe Nachfrage in Knappheitssituationen ein zusätzlicher Kapazitätsbedarf herbeigeführt wird. Die einfachere Lösung wäre demgegenüber eine Umlage pro Kilowattstunde. Daneben sind Mischformen denkbar.

¹¹ Tatsächlich werden in bestehenden Kapazitätsmärkten der hier beschriebenen Art regelmäßig Preise oberhalb des Ausübungspreises beobachtet. Vgl. ISO New England (2011): 2010 Annual Markets Report

Stromlieferanten geben geringere Beschaffungskosten an Endkunden weiter

Die Einnahmen aus dem Barausgleich der Verfügbarkeitsoptionen schlagen sich in geringeren Beschaffungskosten der Stromlieferanten nieder: In Stunden, in denen der Spotmarktpreis den Ausübungspreis übersteigt, erhalten Stromlieferanten die Differenz von den Stromerzeugern zurückerstattet.¹² Der Umfang der Rückerstattung richtet sich nach der Nachfrage, die der Stromlieferant in der betrachteten Stunde bedient.

Beispiel 3: Ein Stadtwerk (Stromlieferant) bedient in einer bestimmten Stunde eine Nachfrage in Höhe von 500 MW. In dieser Stunde übersteigt der Spotmarktpreis den Ausübungspreis um 50 EUR/MWh. Das Stadtwerk erhält dann eine Zahlung in Höhe von 50 EUR/MWh x 500 MWh = 25.000 EUR. Dazu muss das Stadtwerk die Höhe der Nachfrage gegenüber dem KVM nachweisen, nicht aber seine Beschaffungskosten.

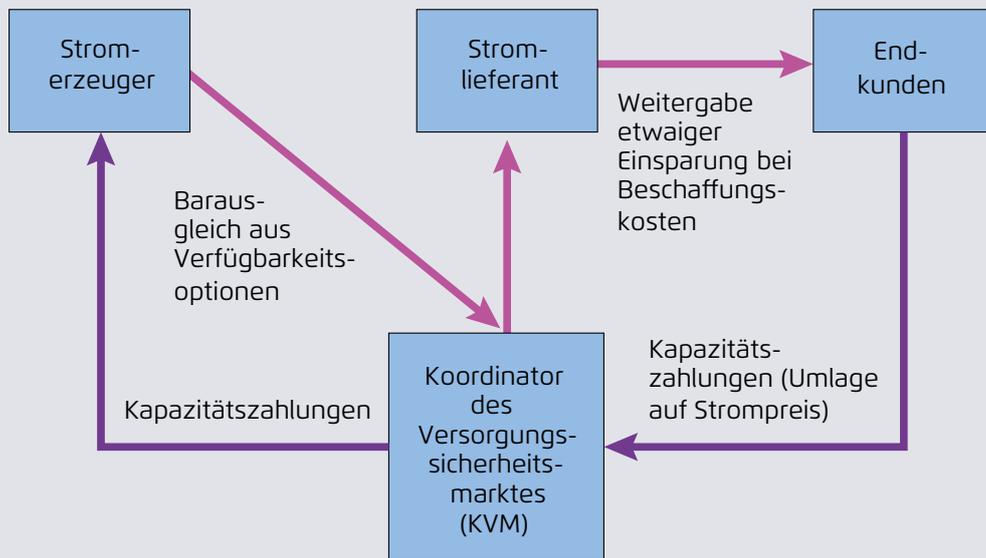
Wenn der Wettbewerb auf dem Endkundenmarkt hinreichend intensiv ist, werden die Stromlieferanten die gesunkenen Beschaffungskosten an die Endkunden weitergeben. Abbildung 2 zeigt das Schema der Zahlungsströme.

Erneuerbare Energien

Genau wie DSM-Maßnahmen können prinzipiell auch Erneuerbare Energien zur Versorgungssicherheit beitragen, allerdings derzeit zu einem deutlich geringeren Grad. Grundsätzlich können Erneuerbare Energien daher gemäß dem Anteil ihrer Erzeugungsleistung teilnehmen, der ihnen durch den KVM im Rahmen der Präqualifikation zugewiesen wurde. Alternativ kann der aus dem Gesamtportfolio an Erneuerbaren Energien entstehende Beitrag zur Versorgungssicherheit bei der Ermittlung des Kapazitätsbedarfs durch den KVM pauschal von der Spitzenlast abgezogen werden. Für diesen zweiten Weg sprechen die

¹² Auch hier fungiert der KVM als Verrechnungsstelle.

Abbildung 2: Zahlungsströme



Quelle: Eigene Darstellung

Einfachheit des Verfahrens sowie die Möglichkeit, alle Portfolio-Effekte zwischen den Erneuerbaren Energien auf aggregierter Ebene zu nutzen.

Implikationen für Terminmärkte

Die Verfügbarkeitsoptionen sind, genau wie die Produkte des Terminmarktes, Derivate auf Strom. Sie sichern die Nachfrage ab gegen Spotmarktpreise oberhalb des Ausübungspreises. Alle bisherigen Termingeschäfte können wie bisher ergänzend durchgeführt werden. Es ist beispielsweise immer noch möglich, dass Stromerzeuger und Stromlieferant OTC-(Over-the-Counter-)Verträge zu beliebigen Konditionen abschließen. Die Funktionalität des Terminmarktes zur Absicherung von Preisrisiken wird nicht eingeschränkt.

Beispiel 4: Ein Stromerzeuger besitzt ein Gaskraftwerk mit einer Leistung von 500 MW. Er hat die gesamte Leistung über einen Langfristvertrag (*Forward-Vertrag*) an einen

Stromlieferanten zu einem Preis von 50 EUR/MWh verkauft. Der Spotmarktpreis bei Fälligkeit des Forwards beträgt 350 EUR/MWh. Im heutigen Marktdesign ohne Verfügbarkeitsoptionen führt der *Forward-Kontrakt* zu einer Zahlung vom Stromerzeuger an den Stromlieferanten in Höhe von $(\text{Spotmarktpreis} - \text{Forward-Preis}) \times \text{Erzeugungsmenge} = (350 \text{ EUR/MWh} - 50 \text{ EUR/MWh}) \times 500 \text{ MWh} = 150.000 \text{ EUR}$.¹³

Der Ausübungspreis der Verfügbarkeitsoptionen betrage 300 EUR/MWh. Dann besteht für den Stromerzeuger kein Anreiz mehr, einen *Forward-Vertrag* wie oben beschrieben abzuschließen, denn das würde bedeuten, dass er die Differenz aus Spotmarktpreis und Ausübungspreis zwei-

¹³ Der *Forward-Kontrakt* wird hier als rein finanzieller Kontrakt aufgefasst, was keine Einschränkung darstellt: Es wird angenommen, dass der Stromerzeuger seinen Strom am Spotmarkt verkauft und der Stromlieferant seinen Strom am Spotmarkt einkauft. Die resultierende Zahlung aus dem *Forward-Kontrakt* stellt dann genau sicher, dass der Stromerzeuger seinen Strom für 50 EUR/MWh verkauft und dass der Stromlieferant seinen Strom zu diesem Preis bezieht.

mal zahlen müsste: Einmal aufgrund des *Forwards* und noch einmal aufgrund der Verfügbarkeitsoptionen. Gleichzeitig würde das bedeuten, dass der Stromlieferant sowohl über den *Forward* als auch mit den Verfügbarkeitsoptionen gegen Preise oberhalb des Ausübungspreises abgesichert wäre. Aus diesem Grund wird sich der *Forward*-Vertrag marktgetrieben so ändern, dass die Zahlung der Differenz aus Spotmarktpreis und Ausübungspreis nicht Teil des Kontraktes ist. Ein *Forward* würde zukünftig nur Preise zwischen dem Ausübungspreis des *Forwards* (hier: 50 EUR/MWh) und des Ausübungspreises der Verfügbarkeitsoption (hier: 300 EUR/MWh) absichern. Wenn der Spotmarktpreis den Ausübungspreis übersteigt und wie oben 350 EUR/MWh beträgt, dann leistet der Stromerzeuger an den Stromlieferanten eine Zahlung in Höhe von $(\text{Ausübungspreis} - \text{Forward-Preis}) \times \text{Erzeugungsmenge} = (300 \text{ EUR/MWh} - 50 \text{ EUR/MWh}) \cdot 500 \text{ MWh} = 125.000 \text{ EUR}$. Aus der Verfügbarkeitsoption muss der Erzeuger $500 \text{ MWh} \times 50 \text{ EUR/MWh} = 25.000 \text{ EUR}$ an den KVM zahlen. Der Stromlieferant erhält vom KVM genau diesen Betrag.¹⁴ Falls der Spotmarktpreis niedriger ist als der Ausübungspreis, ändert sich an den Zahlungen gegenüber einem Markt ohne Verfügbarkeitsoptionen nichts.

Implikationen für Regelenergiemärkte

Das Bietverhalten der Stromerzeuger auf den Regelenergiemärkten wird heute im Wesentlichen durch die erwarteten Spotmarktpreise determiniert: Die erwarteten Spotmarktpreise bestimmen beispielsweise die entgangenen Erlöse, wenn ein Stromerzeuger positive Leistung vorhält und deshalb geringere Strommengen am Spotmarkt absetzen kann. Auch nach Einführung von Verfügbarkeitsoptionen ist der Spotmarktpreis maßgeblich für die Kalkulation von Geboten auf den Regelenergiemärkten. Insbesondere ist das Ge-

botskalkül unabhängig vom Ausübungspreis: Jeder Stromerzeuger versucht, seine kurzfristigen Deckungsbeiträge unter Einbeziehung von Spot- und Regelenergiemärkten zu maximieren. Den fälligen Barausgleich aus den Verfügbarkeitsoptionen kann er ohnehin nicht beeinflussen.

Festlegung des Ausübungspreises

Der Ausübungspreis ist ein wichtiger Parameter bei der Konzeption der Versorgungssicherheitsverträge. Ein niedriger Ausübungspreis führt zu geringeren Erlösen auf den Gütermärkten und damit zu höheren Kapazitätzahlungen, ein hoher Ausübungspreis bewirkt das Gegenteil. Die Anreize zur Stromerzeugung werden durch die Höhe des Ausübungspreises jedoch nicht verändert.

Zur Verdeutlichung nehmen wir an, dass der Ausübungspreis auf null gesetzt wird: Alle Erzeuger müssen dann aufgrund der Verfügbarkeitsoptionen sämtliche Erlöse des Spotmarktes abgeben. Gleichwohl haben sie einen Anreiz zu produzieren, wann immer der Preis ihre Grenzkosten übersteigt (denn die Zahlung aus der Option müssen sie auch dann leisten, wenn sie nicht produzieren). Das bedeutet aber, dass sie im laufenden Geschäft nicht einmal mehr ihre variablen Erzeugungskosten decken können. Die fehlenden Beträge werden dann beim Gebot in der Kapazitätsauktion berücksichtigt, sodass die Kapazitätzahlungen dementsprechend höher ausfallen. Wir empfehlen, den Ausübungspreis so zu setzen, dass er die variablen Kosten des teuersten Kraftwerks (gerade) übersteigt, und zwar aus folgenden Gründen:

- Die Weitergabe der gesunkenen Beschaffungskosten durch die Stromlieferanten an die Endkunden funktioniert nur, wenn der Wettbewerb im Endkundenmarkt hinreichend intensiv ist. Bei einem geringen Ausübungspreis sinken die Beschaffungskosten stark. Wenn der Wettbewerb im Endkundenmarkt nicht ausreicht, diese gesunkenen Beschaffungskosten weiterzugeben, ist der Schaden für Endkunden groß.
- Bei einem niedrigen Ausübungspreis machen Erzeuger im laufenden Geschäft Verluste. Idealerweise haben sie dies in der Kapazitätsauktion antizipiert und entsprechend

¹⁴ Hier wird implizit angenommen, dass der Stromerzeuger in der betrachteten Stunde eine Verpflichtung aus Verfügbarkeitsoptionen hat, die genau der Menge entspricht, die er über den *Forward* verkauft hat. Dieser Spezialfall wird hier zur Vereinfachung des Beispiels betrachtet, eine allgemeine Darstellung findet sich im Gutachten.

hohe Kapazitätzahlungen verlangt (und Rücklagen gebildet). Unterschätzen Erzeuger diese Verluste oder verhalten sie sich opportunistisch, weil sie durch eine Haftungsbeschränkung geschützt sind, so besteht die Gefahr, dass die Erzeuger zum Beispiel bei steigenden Rohstoffpreisen in Konkurs gehen; damit droht auch die Gefahr, dass sie mit einem möglichen Konkurs argumentieren, um nachträglich den Ausübungspreis nach oben zu korrigieren.

→ Da Stromlieferanten gegen Preise oberhalb des Ausübungspreises vollkommen abgesichert sind, haben sie keine Anreize, ihre Nachfrage bei solchen Preisen (weiter) zu reduzieren. (DSM-Maßnahmen können sie aber in der Kapazitätsauktion anbieten.) Ein zu niedriger Ausübungspreis reduziert die Preisregion, bei der die Nachfrager auf den Preis reagieren können, weiter.

Es ist auch denkbar, den Ausübungspreis zu indexieren, um sicherzustellen, dass er die Grenzkosten der letzten relevanten Kraftwerkstechnologie deckt. Eine mögliche Indexierung wäre die Bindung an den Preis eines liquiden Spotmarktes für Erdgas. Dabei ist zu bedenken, dass dies gegenüber der Variante ohne Indexierung das Risiko für Stromlieferanten erhöht (aufgrund des unsicheren Erdgaspreises). Auch muss den üblichen preissteigernden Problemen von Indexierungen Rechnung getragen werden. Gaskunden, deren Erlöse durch die Indexierung mit dem Gaspreis steigen, haben ein geringeres Interesse daran, den Gasbezugspreis niedrig zu halten.

Behandlung von Bestandsanlagen

Besonders für die Übergangsphase von heutigem Markt-design zu einem Strommarkt mit Kapazitätsmarkt muss festgelegt werden, wie mit Bestandsanlagen verfahren wird. Konkret stellt sich die Frage, ob Bestandsanlagen an der Auktion teilnehmen sollten, und wenn ja, ob Sonderregeln gelten sollten.

Bestandsanlagen sollten am Kapazitätsmarkt teilnehmen

Wir befürworten aus folgenden Gründen eine Teilnahme von Bestandsanlagen:

- Nur wenn Bestandsanlagen mit anbieten, kann der Gesamtbedarf an Kapazität in einem Versorgungssicherheitsmarkt mit dem Angebot in Deckung gebracht werden. Bestandsanlagen leisten bezüglich des auf diesem Markt gehandelten Gutes genau das Gleiche wie neue Anlagen.
- Wenn Bestandsanlagen nicht teilnehmen, bestehen Anreize, diese frühzeitig stillzulegen und durch neue Anlagen zu ersetzen, um so für die neuen Anlagen Kapazitätzahlungen zu erhalten.
- Wenn Bestandsanlagen keine Vergütung erhalten, kommt es zu Verzögerungen beim Neubau von Kraftwerken, bis der Kapazitätsmechanismus in Kraft ist.

Auswirkungen auf Erlöse von Bestandsanlagen

Besonderes Augenmerk sollte auf solche Bestandsanlagen gelegt werden, die vor der Implementierung der Versorgungssicherheitsverträge errichtet wurden. Diese Bestandsanlagen nennen wir im Folgenden Altanlagen.

Wenn Altanlagen am Kapazitätsmarkt teilnehmen, sinken aufgrund der Verfügbarkeitsoptionen die Deckungsbeiträge, die auf dem Spotmarkt erzielt werden können. Im Gegenzug erhalten auch Altanlagen Kapazitätzahlungen. Die Summe aus beiden Effekten ist unklar: Es kann zu Verlusten für Altanlagen kommen (zum Beispiel bei einem Auktionspreis von null) oder zu zusätzlichen Einnahmen (bei einem entsprechend hohen Auktionspreis). Es kann also zu Verteilungseffekten zugunsten der Stromerzeuger oder zugunsten der Endkunden kommen.

Bei solchen Bestandsanlagen, die *nicht* Altanlagen sind, besteht dieses Problem in viel geringerem Ausmaße, weil in der Kapazitätsauktion für diese Kraftwerke für das Errichtungsjahr ein wettbewerbliches und kostendeckendes Gebot abgegeben wurde.

Weil Bestandsanlagen bei einer hohen Kapazitätzahlung zusätzliche Einnahmen erzielen können, besteht ein starker Anreiz, Marktmacht in der Kapazitätsauktion auszuüben. Dieser kann abgeschwächt werden, indem ein Maximalpreis festgelegt wird, der die Kapazitätzahlungen an Bestandsanlagen beschränkt. Ein Maximalpreis kann dabei

die Effizienz des Marktergebnisses beeinträchtigen: Ein geringer Maximalpreis schafft Anreize, Bestandsanlagen früh stillzulegen und in neue Anlagen zu investieren. Ein Maximalpreis kann gegebenenfalls unerwünschte Verteilungswirkungen zugunsten von Altanlagen mindern.

Andererseits sollte vermieden werden, dass Bestandsanlagen durch die verpflichtende Teilnahme am Kapazitätsmarkt Verluste erfahren.¹⁵ Dies könnte geschehen, wenn zum Beispiel Altanlagen ausreichen, um die benötigte Kapazität zu decken. Da sie zum Preis von null bieten müssen, wären die Kapazitätswahlungen null. Den Verlusten aus der Beschneidung der Spotmarkterlöse am Ausübungspreis stünden dann keine Einnahmen gegenüber. Um dies zu verhindern, kann in der Auktion (neben dem Maximalpreis) auch ein Mindestpreis vorgesehen werden.

Regionalisierung

Kapazitätsmärkte sind nicht dafür geeignet, regionale Engpässe aufzulösen. Gleichwohl kann der hier vorgestellte Kapazitätsmarkt prinzipiell auch regionalisiert werden. Dazu muss zunächst ein regionaler Kapazitätsbedarf ermittelt werden. Dann wird der Gesamtbedarf über eine Auktion ersteigert, wobei sich zusätzliche Nebenbedingungen aus dem regionalen Kapazitätsbedarf ergeben. Dies kann zu unterschiedlichen Kapazitätswahlungen in den verschiedenen Regionen führen: Dazu kommt es, wenn in einer gegebenen Auktionsrunde die Nachfrage einer Region gerade gedeckt ist, aber das Gesamtangebot die Gesamtnachfrage noch übersteigt. Für die betroffene Region wird die Kapazitätswahl dann fixiert, während die Kapazitätswahl für die übrigen Regionen weiter gesenkt wird, bis Gesamtnachfrage und Gesamtangebot übereinstimmen.

15 Große Nachfrager können ein Interesse haben, die Nachfrage im Kapazitätsmarkt zu reduzieren (beispielsweise durch das Angebot hoher DSM-Maßnahmen), um damit die Kapazitätswahlungen zu senken. Diesem Problem kann begegnet werden, indem eine minimale Kapazitätswahl für Bestandsanlagen festgelegt wird.

Netzausbau ist zu bevorzugen

Die Preisdifferenzen zwischen den Regionen sind ein Maß für die Mehrkosten, die aufgrund der innerdeutschen Netzengpässe entstehen. Neben diesen Mehrkosten hat eine regionale Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes den Nachteil, dass die Marktkonzentration in einigen Regionen zunehmen kann, wodurch die Ausübung von Marktmacht begünstigt wird. Insofern ist der Netzausbau einem regionalisierten Kapazitätsmarkt vorzuziehen. In jedem Fall müssen Netzausbau und die Ausgestaltung des Kapazitätsmarktes koordiniert werden.

Europäische Koordination

Der Kapazitätsmarkt soll gewährleisten, dass physische Kapazität errichtet wird, und dass diese in Knappheitssituationen auch tatsächlich Strom erzeugt. Beide Aspekte bleiben auch in einem europäischen Binnenmarkt erhalten. Insbesondere verändern sich die Mechanismen des grenzüberschreitenden Handels nicht, und umgekehrt stört grenzüberschreitender Handel nicht das Wirken des Kapazitätsmechanismus. Für die Versorgungssituation in Deutschland sind grenzüberschreitende Handelsströme unerheblich, weil jedes Kraftwerk in Deutschland in das inländische Netz einspeist, unabhängig davon, ob es den Strom in Deutschland oder ins Ausland verkauft hat. Die Etablierung eines Kapazitätsmechanismus ist also kompatibel mit einem europäischen Binnenmarkt.

Es ist daher nicht zwingend erforderlich, dass die Kapazitätsmechanismen zwischen den einzelnen Ländern koordiniert werden. Die Kapazitätsmechanismen müssen auch keine besonderen Regeln für grenzüberschreitenden Handel vorsehen. Hat Land A eine strategische Reserve gewählt und Nachbarland B das Modell der Versorgungssicherheitsverträge, und stellt sich in beiden Ländern zur gleichen Zeit eine Knappheitssituation ein, so steht insgesamt genügend Kapazität zur Verfügung (wenn beide Länder ausreichend Kapazität beschafft haben). Jedes Kraftwerk in Land A und in Land B erzeugt Strom und speist in das jeweilige nationale Netz ein. Ob in der Knappheitssituation Strom zwischen den beiden Ländern fließt, bestimmen die Gesetze der Physik, nicht die Handelsströme. Würde der physikalische Fluss

implizieren, dass Strom von Land A nach Land B fließt (beispielsweise weil Land B zu wenig Kapazität beschafft hat), sodass in A nicht mehr genügend Strom vorhanden ist und es in A zu Versorgungsausfällen käme, so träte dies auch ein, wenn alle Kraftwerke in Land A Strom nur inländisch verkauft hätten.

Dass Kapazitätsmechanismen nicht überregional koordiniert werden müssen, legt auch das Beispiel der USA nahe, wo verschiedene Mechanismen in verschiedenen Regionen genutzt werden.

Auch wenn eine Abstimmung der Mechanismen nicht unbedingt notwendig ist, so ist eine Koordination sinnvoll, wenn es darum geht, den Kapazitätsbedarf zu bestimmen. Aufgrund von Ausgleichseffekten kann dann die benötigte Kapazität je Land sinken: Zum einen sind die Netzlasten der europäischen Länder zwar stark, aber nicht perfekt korreliert, sodass es unwahrscheinlich ist, dass die jährliche Spitzenlast in allen Ländern gleichzeitig auftritt. Zum anderen steigt bei einer gleichzeitigen Betrachtung des gesamten europäischen Raumes der Leistungskredit für Wind. Zudem kann so ein Trittbrettfahrerverhalten vermieden werden, bei dem einzelne Länder von den Kapazitätsmechanismen der umliegenden Länder profitieren.

Bewertung

Der Kapazitätsmarkt entkoppelt die Investitionen vom Gütermarkt, ohne die Gütermärkte in ihrer kurzfristigen Funktionsweise zu verändern. Der *Dispatch* am Strommarkt, das heißt die kurzfristige Allokation von Erzeugungskapazität, erfolgt dadurch effizient. Allerdings ergeben sich die Investitionsentscheidungen nicht mehr aus der Struktur der Gütermärkte. Durch diese Entkopplung ist kein natürlicher Übergang in einen *Energy-only*-Markt möglich. In einem Markt mit einem immer größeren Anteil an Erneuerbaren Energien scheint diese Option aber immer weniger relevant zu werden.

Ein weiterer Nachteil des hier vorgestellten Kapazitätsmarktes ist seine relativ komplexe Implementierung und die in der Folge relativ aufwendige Durchführung: Neben der

Festlegung der gesamten Menge und des Ausübungspreises muss der KVM einzelnen Technologien gemäß ihrem Beitrag zur Versorgungssicherheit Leistungskredite zuweisen.

Der Mechanismus der Versorgungssicherheitsverträge bietet folgende Vorteile:

- Der Spotmarkt wird nicht beschränkt, die kurzfristige Allokation der Erzeugung ist effizient und funktioniert gemäß den Preissignalen im Markt. Die Stromerzeuger haben insbesondere in Knappheitssituationen die richtigen Anreize, Strom anzubieten.
- Die Stromlieferanten, die sich mit den Kapazitätzahlungen Versorgungssicherheit kaufen, sind durch die Verfügbarkeitsoptionen gegen Preisspitzen abgesichert. Sie zahlen nicht mehr als den Ausübungspreis.
- Da die Stromerzeuger die Verfügbarkeitsoptionen zeichnen, haben sie einen stark reduzierten Anreiz, den Spotmarktpreis künstlich hochzutreiben. Damit wird die in Knappheitssituationen unvermeidbare Marktmacht beschränkt.
- Die Einnahmen der Stromerzeuger aus dem Gütermarkt und die Beschaffungskosten der Stromlieferanten sind geringeren Schwankungen unterworfen. Dadurch reduziert sich bei Stromerzeugern und bei Stromlieferanten das Preisrisiko.

Zusammenfassung und Politikempfehlung

Wenn ein Kapazitätsmechanismus implementiert werden soll, dann sollten Versorgungssicherheitsverträge in die engere Wahl genommen werden – zu diesem Schluss kommen die Autoren nach einer sehr viel umfassenderen Analyse, die im zugrunde liegenden Gutachten für das Bundeswirtschaftsministerium durchgeführt wurde. Die Schlussfolgerungen und Empfehlungen aus dem Gutachten lauten:

1. Die vorgelegten Analysen legen nahe, dass ein *Energy-only*-Markt zunehmend vor große Herausforderungen gestellt wird. Mit der Einführung eines Kapazitätsmechanismus könnte diesen Herausforderungen begegnet

-
- werden, im Besonderen, um das in dem Gutachten unterstellte Niveau an Versorgungssicherheit zu gewährleisten.
2. Um das vorgegebene Niveau an Versorgungssicherheit effizient und in marktkonformer Weise zu garantieren, ist das skizzierte Modell der Versorgungssicherheitsverträge gut geeignet. Es stellt ein wettbewerbliches Instrument dar, weil Kapazitäten im Bietwettbewerb erworben werden und der Spotmarkt weitgehend unbeeinflusst bleibt. Gleichzeitig reduziert es die Anreize, in Knappheitssituationen Marktmacht auszuüben.
 3. Von der Einrichtung einer strategischen Reserve ist abzuraten. Eine strategische Reserve führt zu Ineffizienzen im *Dispatch*. Die Entscheidungsträger könnten sich dadurch genötigt sehen, die Reserve häufiger als im Mechanismus ursprünglich vorgesehen einzusetzen.
 4. Das Modell der Versorgungssicherheitsverträge ist grundsätzlich kompatibel mit dem deutschen und dem europäischen Strommarktdesign.
 5. Wird ein Kapazitätsmechanismus eingeführt, so sollte er so implementiert werden, dass er Anreize schafft, zusätzliche Kapazitäten zu Beginn der 2020er-Jahre verfügbar zu haben. Die Detaillierung und die Implementierung hierfür sollten rechtzeitig erfolgen.
- Dies würde die Investitionsanreize außerhalb der strategischen Reserve reduzieren.¹⁶
-

¹⁶ Zu Details vgl. EWI (2012): a.a.O.

Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem

Dr. Felix Christian Matthes, Ben Schlemmermeier**, Carsten Diermann**, Hauke Hermann*, Christian von Hammerstein****

Hintergrund

Die anstehenden Herausforderungen

Die Stromversorgungssysteme in Deutschland und Europa stehen vor umfassenden Veränderungen. Mit den energiepolitischen Entscheidungen der Jahre 2010 und 2011 hat Deutschland sich das Ziel gesetzt, die Stromerzeugung bis zur Mitte dieses Jahrhunderts nahezu vollständig von Treibhausgasemissionen frei zu machen, weitgehend auf erneuerbare Energien umzustellen und dabei die Nutzung der Kernenergie bis 2022 auslaufen zu lassen. Gleichzeitig neigt sich anderthalb Dekaden nach der Marktöffnung die Übergangsphase vom monopolistisch organisierten zum wettbewerblichen Strommarkt ihrem Ende zu, bestehende Überkapazitäten bei den konventionellen Kraftwerken werden absehbar abgebaut.

Die mit Blick auf den Bestand an Kraftwerkskapazitäten vergleichsweise komfortable Situation des Stromversorgungssystems in Deutschland und in den meisten europäischen Staaten ändert sich in den nächsten Jahren aus ganz unterschiedlichen Gründen:

- Bestehende Kraftwerke werden in erheblichem Umfang aus politischen Gründen (Kernkraftwerke vor allem in Deutschland und Belgien) oder wegen anderer rechtlicher Erfordernisse (EU-Emissionsstandards für konventionelle Luftschadstoffe – in den meisten der deutschen Nachbarstaaten) abgeschaltet.
- Die aktuellen und absehbaren Entwicklungen auf den Erdgas-, Steinkohle- und CO₂-Märkten sowie der zu-

nehmende Wettbewerbsdruck gefährden bestehende Kraftwerkskapazitäten und lassen – im Zusammenspiel mit den massiven Preissteigerungen für Neubautkraftwerke – Investitionen in flexible konventionelle Neubautkraftwerke nicht zu.

- Der massive Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien verringert die Auslastung konventioneller Kraftwerke und kappt sehr weitgehend Preisspitzen auf den Großhandelsmärkten, was die Ertragskraft von konventionellen Bestandskraftwerken und Neubautkraftwerken zusätzlich verringert.

Diese Situation ist primär eine Folge der Preisbildungsmechanismen im liberalisierten Strommarkt, da die wettbewerbliche Öffnung des Marktes auf der Basis eines zu Monopolzeiten errichteten, kapitalintensiven und weitgehend abgedeckten Kraftwerksparks mit vergleichsweise niedrigen Betriebskosten erfolgte, woraus sich vergleichsweise niedrige Preisniveaus auf dem Großhandelsmarkt für Strom und entsprechend niedrige Deckungsbeiträge für konventionelle Kraftwerke ergaben. Der massive Ausbau erneuerbarer Energien sowie die aktuelle Preiskrise des europäischen Emissionshandelssystems und die massiv gestiegenen Anlagenkosten verschärfen die Situation (zu niedriger Deckungsbeiträge nochmals erheblich).

Neben dem Abgang von Kernkraftwerken mit mehr als 20.000 Megawatt Leistung in den Jahren von 2011 bis 2022 sind über 10.000 Megawatt Kraftwerksleistung in Bestandsanlagen mehr oder weniger akut von Stilllegungen gefährdet. Zusätzlich muss, auch bei Berücksichtigung möglicher Stromimporte, die Errichtung von etwa 5.000 Megawatt Neubautkraftwerken bis 2020 und von mindestens weiteren 10.000 Megawatt bis 2030 gesichert werden, damit der die Versorgungssicherheit gewährleistende kon-

* Öko-Institut

** LBD-Beratungsgesellschaft

*** Raue LLP

ventionelle (Residuallast-)Kraftwerkspark erhalten bleibt und den geplanten Ausbau der Erneuerbaren Energien flankieren kann.

Die Grenzen des heutigen Marktdesigns

Der Strommarkt in seiner heutigen Ausgestaltung als Strommengen- (*Energy-only*-) Markt bildet einen gut funktionierenden und effizienten Koordinationsmechanismus für die Optimierung des Betriebs von Kraftwerken. Diese wichtige Rolle kann und muss er behalten, gleichzeitig kommt er aber mit Blick auf die Finanzierung von Kraftwerkskapazitäten an seine Grenzen.

Das heutige Marktmodell für das konventionelle Segment der Stromversorgung hat sich in einer spezifischen historischen Situation herausgebildet. Die Strommarktliberalisierung in Deutschland und der EU wurde auf Basis eines Kraftwerksparks vollzogen, der zu Monopolzeiten entstanden und weitgehend refinanziert worden war. Zudem ist er im kontinentaleuropäischen Markt vor allem durch kapitalintensive Anlagen mit geringen Betriebskosten (Kern- und Kohlekraftwerke) geprägt, die in erheblichem Umfang auch über politische Vorgaben (Kohle-Förderpolitik etc.) zustande gekommen sind. Nur so konnte im spezifischen Kontext der Stromversorgung (Ausgleich von Angebot und Nachfrage in Echtzeit, extrem begrenzte Lagerfähigkeit von elektrischer Energie, lange Lebensdauer und hohe Infrastrukturbindung des Kapitalstocks) für etwa eine Dekade ein Strommarkt entstehen, in dem sich Preise (und Einkommen) allein auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten (Brennstoffe und ab 2005 Emissionsberechtigungen) bilden.

Die theoretische Diskussion über die langfristige Tragfähigkeit eines *Energy-only*-Marktes kommt zu unterschiedlichen Ergebnissen, vor allem auf Grundlage sehr unterschiedlicher Einschätzungen zur Belastbarkeit der verschiedenen wirtschaftstheoretischen Annahmen und Ausgangspunkte für die Realität des Stromversorgungssystems. Jenseits (guter) theoretischer Argumente sprechen jedoch auch zwei weitere Aspekte sehr deutlich für die Notwendigkeit einer Ergänzung des heutigen Strommarkt-Modells

durch neue Elemente, über die Einkommen für die Bereitstellung von Kraftwerkskapazitäten erzielt werden kann.

Erstens ist im derzeitigen energiewirtschaftlichen Umfeld keine Situation absehbar, die eine hinreichend robuste wirtschaftliche Basis für den Erhalt beziehungsweise für die Neuerrichtung von Kraftwerkskapazitäten bildet, die zur Gewährleistung eines hohen Maßes von Versorgungssicherheit notwendig wären. Ohne massive Knappheits-Zuschläge bei den Großhandelspreisen für Strom, die über einen längeren Zeitraum anhalten und gegen die regulatorisch nicht vorgegangen wird, ist weder die längerfristige Erwirtschaftung der fixen Betriebskosten für Erdgaskraftwerke oder ältere Steinkohlekraftwerke noch die Erzielung ausreichender Deckungsbeiträge für die Refinanzierung von Neubaukraftwerken vorstellbar. In der Gesamtsicht (prinzipielles Auftreten sehr hoher Knappheitspreise über einen signifikanten Jahreszeitraum, Bestand über mehrere Jahre, kein regulatorisches Eingreifen) erscheinen für den Erhalt von Bestandsanlagen und für die Finanzierung von Neuanlagen ausreichende Knappheits-Zuschläge im Strommarkt ausgeschlossen.

Zweitens zeigen ein internationaler Vergleich mit wachstumsgeprägten Strommärkten sowie ein Rückblick auf das Investitionsgeschehen in der Periode vor der Einführung von Strommarkt-Monopolen, Investitions- und Preisregulierung (in Deutschland: vor 1935) deutlich, dass allein als *Energy-only*-Märkte strukturierte Strommärkte letztlich als typische Marktausprägung einer Brownfield-Liberalisierung (das heißt Liberalisierung auf der Grundlage eines bestehenden Kraftwerksparks) anzusehen sind. Für investitionsintensive Phasen im wettbewerblichen Strommarkt (Greenfield-Wettbewerb) bildet der *Energy-only*-Markt dagegen keineswegs das Standard-Marktmodell. Jedes Marktmodell erfüllt bestimmte Ziele und korrespondiert mit einer bestimmten energiewirtschaftlichen Situation. Ändern sich diese Zielsetzungen oder Rahmenbedingungen, ist es legitim und notwendig, das Marktdesign anzupassen.

Notwendig wird daher eine Umgestaltung des Strommarktdesigns. Neben der Produktion von Elektrizität muss ein

solcherart umgestalteter Markt auch Einkommen für die Bereitstellung von Kraftwerkskapazitäten erzeugen. Entsprechende Marktmodelle sind im internationalen Raum vielfältig eingesetzt und erprobt worden und werden aktuell auch in vielen Nachbarstaaten Deutschlands vorangetrieben.

Ein Lösungsansatz: Der fokussierte Kapazitätsmarkt

Ziele und Ansatzpunkte

Die Zielstellungen für einen neuen Marktmechanismus müssen der Zielmatrix der Energiewende Rechnung tragen. Das zu schaffende Instrument muss das Gelingen der Energiewende insgesamt absichern. Deshalb wird für das hier beschriebene Instrument des fokussierten Kapazitätsmarkts folgender energie- und klimapolitischer Zielkatalog zugrunde gelegt.

1. Der Kapazitätsmechanismus zielt vor allem (aber nicht allein) auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Die Energiewende kann nur gelingen, wenn auch auf deren Zielmatrix abgestimmte marktbasierende Instrumente bereitgestellt werden. Angesichts des hohen Aufwandes für die Konsistenzsicherung eines breiten Bündels unterschiedlicher beziehungsweise isolierter Maßnahmenansätze für die Gewährleistung der verschiedenen Ziele ist ein solcher integrierter Zielansatz sinnvoll und zielführend.
2. Ein Kapazitätsmechanismus sollte auch die klimapolitischen Ziele berücksichtigen. Er sollte nicht dazu führen, dass ein CO₂- und kapitalintensiver Anlagenstock aufgebaut wird (Lock-in), der für lange Zeiträume ein bestimmtes Emissionsniveau zementiert beziehungsweise dessen Abbau nur mit sehr hohen CO₂-Preisen oder aber starken anderen Interventionen ermöglicht würde.
3. Um die Akzeptanz des Instrumentes wie auch der Energiewende insgesamt auch langfristig zu gewährleisten, sollte der Mechanismus so ausgestaltet werden, dass Mitnahmeeffekte weitgehend vermieden und die Kosten für die Verbraucher möglichst gering gehalten werden.

4. Ein neues Instrument zur Beschaffung gesicherter Kapazitäten sollte das bestehende Wettbewerbsniveau am *Energy-only*-Markt sowie am Regelenergiemarkt erhalten. Instrumente, die das Wettbewerbsniveau signifikant verringern, führen letztlich zumindest mittelbar zu einer Erhöhung der Kosten an diesen Märkten.
5. Die unterschiedliche Kostenstruktur von Erneuerbaren Energien und konventionellen Energieträgern macht deren Integration in einen Markt mit dem heutigen Design schwierig bis unmöglich. Während die Erneuerbaren Energien durch sehr hohe Fixkosten und niedrige Grenzkosten nahe null gekennzeichnet sind, haben die konventionellen Energieträger vergleichsweise niedrige Fixkosten und hohe variable Erzeugungskosten. Ein neues Marktdesign sollte sich daher an einer Struktur von Erlösbestandteilen orientieren, die eine Perspektive für einen gemeinsamen Energiemarkt für konventionelle und erneuerbare Energien eröffnen.

So dient ein Kapazitätsmarktinstrument zwar primär der Gewährleistung von Versorgungssicherheit, darüber hinaus sollten jedoch auch die genannten anderen Ziele verfolgt und es sollte ein Beitrag zum Umbau des Stromversorgungssystems geleistet werden, für den die Neuerrichtung sehr flexibler und emissionsarmer Kraftwerke als Ergänzung zur variablen Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie aus technischen wie auch ökonomischen Gründen unabdingbar ist.

Grundsätzliche Ausgestaltung

Vor diesem Hintergrund baut der Vorschlag eines fokussierten Kapazitätsmarktes auf dem folgenden Grundkonzept auf:

- Fokussierung des Kapazitätsmarktes in Segmenten: Der fokussierte Kapazitätsmarkt soll (zunächst) auf die beiden Segmente des Stromversorgungssystems abstellen, für die in den nächsten Jahren besondere Herausforderungen entstehen werden: das Segment der stilllegungsgefährdeten Bestandsanlagen sowie das Segment der (notwendigen) Neuanlagen. Kraftwerke, die ausreichende Deckungsbeiträge auf die fixen Betriebs-

kosten erwirtschaften, sollen damit vom fokussierten Kapazitätsmarkt nicht erfasst werden. Gleichzeitig bildet die Segmentierung des Kapazitätsmarktes eine gute Voraussetzung für eine Produktdifferenzierung (siehe unten) und erleichtert die im Zeitverlauf vor dem Hintergrund der praktischen Erfahrungen sicher notwendig werdenden Anpassungen.

- Differenzierung der Produkte: Zur Begrenzung der Risikozuschläge (und damit auch der Kosten für die Verbraucher) ist es sinnvoll, die Produkte des Kapazitätsmarktes, also Kapazitätszahlungen, in ihrer zeitlichen Laufzeit zu differenzieren (also die Laufzeit der resultierenden Verträge zwischen der verantwortlichen Stelle und den Anlagenbetreibern gegebenenfalls strukturell dem wirtschaftlichen Planungshorizont der Entscheider anzupassen). Darüber hinaus sollen insbesondere für das Neuanlagensegment Präqualifikationsanforderungen gestellt werden, die auch die längerfristige Entwicklung des Stromversorgungssystems berücksichtigen (Flexibilität, Emissionsniveaus).
- Umfassende Einbeziehung der Nachfrageseite: Nachfrageseitige Maßnahmen, zum Beispiel im Bereich steuerbarer Lasten, sollen umfassend und gleichberechtigt zu Angebotsoptionen in den fokussierten Kapazitätsmarkt einbezogen werden. Die Nachfrageseite soll damit nicht durch ein separates Marktsegment, sondern durch eine sinnvolle Produktdifferenzierung im Rahmen der jeweiligen Marktsegmente adressiert werden.
- Keine Beschränkung der Teilnahme am *Energy-only*- und am Regelenergiemarkt: Erstens sollen die Kosten für die Verbraucher begrenzt und die Wettbewerbsintensität am Strommarkt erhalten werden, zweitens kann und soll durch die Wechselwirkungen zwischen Kapazitäts-, *Energy-only*- und Regelenergiemarkt ein größeres Portfolio von Optionen adressiert werden, und drittens werden gerade durch diese Wechselwirkungen aufseiten der Systemdesigner wie auch auf der Betreiber- und Investorenseite Lernerfahrungen ermöglicht, die für die dynamische Weiterentwicklung benötigt werden.
- Als Gegenleistung für die Kapazitätszahlungen sollen die erfolgreichen Bieter in der jeweiligen Kapazitätsauktion den Nachweis der physischen Verfügbarkeit erbringen sowie eine Call-Option ausgeben, mit der die zuständige

Stelle das Recht auf die Zahlung des Differenzbetrages zwischen dem am Großhandelsmarkt erzielbaren Spot-Preis und einem fest definierten Schwellenwert (Ausübungspreis) erhält. Damit würden Knappheitspreise am Strommarkt nicht verhindert, gleichzeitig aber mögliche Knappheitsprämien abgeschöpft und diese zur Dämpfung der Kosten für die notwendigen Kapazitätsumlagen bei den Verbrauchern verfügbar gemacht.

- Die Kosten für die über Auktionen vergebenen Kapazitätszahlungen werden über eine Umlage auf die Übertragungsnetzentgelte refinanziert.

Mit diesem Grundkonzept soll eine möglichst einfache und transparente, aber auch entwicklungs- und zukunftsfähige Variante eines Kapazitätsmarktes umgesetzt werden. Das sich damit ergebende Spannungsfeld ist ganz sicher nicht unkompliziert, kann aber im Rahmen der letztlich für alle Kapazitätsmechanismen in ähnlicher Weise zu lösenden Parametrisierungsfragen hinreichend robust behandelt werden.

Umsetzung

Das Umsetzungskonzept des fokussierten Kapazitätsmarkts besteht aus zehn Kernelementen:

1. der Implementierung eines Kapazitätsregisters zur Erfassung des Bestandes;
2. der Erstellung eines Versorgungssicherheitsberichtes im Rahmen eines umfassenden Konsultationsverfahrens;
3. der Entwicklung von differenzierten Kapazitätsprodukten (Kapazitätszahlungen über einen bestimmten Zeitraum) für die Segmente Bestandsanlagen einschließlich steuerbare Lasten sowie Neubauanlagen;
4. der Entwicklung differenzierter Präqualifikationsbedingungen für die Teilnahme an den Kapazitätsauktionen;
5. der Bestimmung der zu auktionierenden Kapazitäten für die beiden Segmente durch die zuständige Regulierungsbehörde;
6. der Auktion nach dem *Descending-clock*-Verfahren;

7. der Einräumung einer Call-Option zum Abruf der Kapazitäten bei Erteilung des Zuschlags für Kapazitätszahlungen;
8. dem unbeschränkten Einsatz der Kapazitäten auf dem *Energy-only*-Markt und den Regelenenergiemärkten, wobei Erträge aus Spitzenpreissituationen gegebenenfalls durch die Ausübung der Call-Option abgeschöpft werden;
9. dem Nachweis von Geboten an den *Energy-only*- oder Regelenenergiemärkten beziehungsweise über den Abruf steuerbarer Lasten;
10. der Überwälzung der Kapazitätszahlungen (gegebenenfalls gemindert um die Erträge aus der Ausübung von Call-Optionen) auf die Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber.

Eine zentrale Voraussetzung für den fokussierten Kapazitätsmarkt ist – wie letztlich auch für alle anderen Kapazitätsinstrumente auf Basis von Mengensteuerung – eine umfassend abgesicherte und in regelmäßigen Abständen aktualisierte Leistungsvorschau. Als Vorbild für einen *Monitoring- und Vorschau-Bericht zur Versorgungssicherheit* (Versorgungssicherheitsbericht) könnten die Verfahren zur Entwicklung des Netzentwicklungsplans dienen, für den die Prämissen, die Methoden und die Ergebnisse jeweils einem intensiven Konsultationsprozess unterzogen sowie Variantenrechnungen zur Erhöhung der Robustheit der Ergebnisse angestellt werden. Der Versorgungssicherheitsbericht könnte im Zwei- oder Dreijahresabstand in enger Anbindung und damit relativ unaufwendig an den jährlich zu erstellenden Netzentwicklungsplan und dessen Bearbeitungsabläufe erstellt werden. Dieser Versorgungssicherheitsbericht könnte von der für die Umsetzung des fokussierten Kapazitätsmarktes zuständigen Stelle beziehungsweise von der zuständigen Regulierungsbehörde erarbeitet werden, wäre gegebenenfalls von der zuständigen Regulierungsbehörde zu genehmigen, von der Bundesregierung zu beschließen und dem Deutschen Bundestag zur Kenntnis zu geben.

Neben dem Versorgungssicherheitsbericht müsste ein Kapazitätsregister geschaffen werden. Auch wenn in der Perspektive ein Register für alle ins Netz einspeisenden

Kraftwerkskapazitäten geschaffen werden sollte (wie es ja beispielsweise für Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien schon existiert), ist es sinnvoll, in einem ersten Schritt ein Register aufzusetzen, in dem sich diejenigen Bestands- und Neuanlagen(projekte) registrieren lassen müssen, die beabsichtigen, sich an den Auktionen des fokussierten Kapazitätsmarktes zu beteiligen. Das Register beinhaltet dabei mindestens die für die Teilnahme (Präqualifikation) notwendigen Parameter. In diesem Register können sich auch Projekte im Bereich steuerbarer Lasten eintragen lassen.

Mit der freiwilligen Eintragung in das Kapazitätsregister beziehungsweise im weiteren Zeitverlauf müssen die jeweiligen Anlagenbetreiber beziehungsweise Maßnahmenträger zu einem definierten Zeitpunkt, der sinnvollerweise nach Beschluss des Versorgungssicherheitsberichtes liegt, ihre Beteiligung an der Bestandsanlagen- beziehungsweise Neuanlagenauktion anmelden. Mit dieser Anmeldung verpflichten sich die Betreiber und Maßnahmenträger auch, an der nächsten Auktionsrunde im jeweiligen Segment teilzunehmen (und gegebenenfalls ein Gebot über null Euro abzugeben) und sich im Zuschlagsfall den Erfüllungsbedingungen zu unterwerfen.

Mit der Registrierung für die Auktionen müssen die Anlagenbetreiber beziehungsweise Projektträger die Erfüllung von Präqualifikationsbedingungen nachweisen, die zur Teilnahme an der Kapazitätsauktion berechtigen:

1. Für stilllegungsbedrohte Bestandsanlagen erfolgt der entsprechende Nachweis über die Jahresauslastung in einer Basisperiode (die über die Zeit aktualisiert wird). Nach den aktuellen Analysen bildet eine Jahresauslastung von weniger als 2.000 Stunden einen geeigneten Abgrenzungswert für den Tatbestand, dass die fixen Betriebskosten nicht mehr erwirtschaftet werden können und eine Stilllegungsbedrohung vorliegt. Weitere Präqualifikationsanforderungen erscheinen hier zunächst nicht sinnvoll und erforderlich.
2. Für Neuanlagen müssten die Projektträger folgende Nachweise erbringen:

- a. Bestehen eines gesicherten Anspruch auf das Grundstück, auf dem das Neubaukraftwerk errichtet werden soll
 - b. Vorlage einer öffentlich-rechtlichen Genehmigung im Sinne eines Bauvorbescheides oder eine (Teil-) Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz, wodurch die grundsätzliche planungs- und immissionsschutzrechtliche Zulässigkeit des Projektes festgestellt wird
 - c. Lieferverträge, die die Lieferung der wesentlichen Anlagenkomponenten umfassen oder entsprechende gesicherte Optionen auf deren Lieferung
 - d. Nachweis eines Mindestlastbereichs von höchstens 20 Prozent der Nennlast (zur Vermeidung neuer *Must-run*-Kapazitäten auch im Teillastbereich)
 - e. Nachweis über eine hohe Kaltstartflexibilität, sodass die Anlagen nach einem Kaltstart in höchstens einer Stunde auf Nennleistung angefahren werden können
 - f. Nachweis über einen Emissionshöchstwert von 600 Gramm CO₂/kWh (einerseits zur Vermeidung des Aufbaus eines emissionsintensiven neuen Kapitalstocks auf der einen Seite und andererseits zur Ermöglichung bivalent, das heißt für Erdgas- und Heizöl ausgelegter Gasturbinen)
3. Nachfrageseitige Maßnahmen im Bereich steuerbarer Lasten müssen den Nachweis erbringen, dass die geforderte Anzahl von Lastabsenkungen über die geforderten Zeiträume technisch und organisatorisch realisiert werden können.

Die Kriterien für die Teilnahmen an den Kapazitätsauktionen können und werden im Lichte veränderter Rahmenbedingungen im Zeitverlauf angepasst werden. Im Bereich der stilllegungsgefährdeten Bestandsanlagen ist dies unproblematisch, angesichts der länger laufenden Kapazitätzahlungen für Neuanlagen ergibt sich auch in diesem Bereich kein Problem. Die Anpassung der Präqualifikationsbedingungen könnte sinnvollerweise im Rahmen des Versorgungssicherheitsberichtes analysiert, konsultiert und vollzogen werden.

Auf der Grundlage der Angaben im Kapazitätsregister sowie der Auswertung des Versorgungssicherheitsberichtes wird

von der zuständigen Regulierungsbehörde der Umfang der Auktionssegmente (gegebenenfalls auch kombiniert mit einer Vorschau auf die kommenden zwei bis drei Jahre) so festgelegt, dass die Größe der Auktionssegmente die Kapazitätssumme der entsprechend registrierten Anlagen, Projekte oder nachfrageseitigen Maßnahmen ausreichend unterschreitet, damit eine erfolgreiche Auktion abgehalten werden kann. Wenn sich aus dem Versorgungssicherheitsbericht ergibt, dass es keinen Bedarf für Bestandssicherung von Kraftwerken oder für zusätzliche Neubaukraftwerke gibt, könnte auch ausschließlich eine Auktion für nachfrageseitige Maßnahmen (siehe unten) durchgeführt werden.

Falls sich aus dem Versorgungssicherheitsbericht die Notwendigkeit einer besonderen regionalen Ausrichtung der Kapazitätsauktionen ergibt (was vor allem im zeitnäheren Bereich relevant sein könnte), wird dies hinsichtlich der Auktionssegmente entsprechend berücksichtigt. In den Auktionen werden folgende Produkte versteigert:

- In den Bestandsanlagenauktionen können stilllegungsgefährdete Bestandsanlagen oder nachfrageseitige Projekte im Bereich steuerbarer Lasten eine Kapazitätzahlung über ein oder vier Jahre ersteigern.
- In den Neuanlagenauktionen können Neubauprojekte auf jährliche Kapazitätzahlungen über einen Zeitraum von 15 Jahren bieten.

Die Auktionen für das Bestandskapazitäts- und das Neuanlagensegment werden durch die zuständige Stelle oder im Auftrag dieser Stelle jährlich durchgeführt. Für die Auktionen bietet sich ein Mehrundenverfahren an, das mit Blick auf die Begrenzung der Kosten für die Verbraucher als *Descending-clock*-Verfahren ausgestaltet wird:

- Der Auktionator beginnt die erste Runde mit dem Angebot eines Startpreises für die vorher definierte Nachfrage, also die ausgeschriebene Gesamtkapazität. Die präqualifizierten Bieter übermitteln ihre (Kapazitäts-)Gebote in der für die Auktion vorgeschriebenen Stückelung (in Anlehnung an die Regelungen für die Regulenergiemärkte beispielsweise in Fünf-MW-Scheiben).

- Sofern das Angebot in der ersten Runde die Nachfrage übersteigt, bietet der Auktionator die Gesamtkapazität zu einem reduzierten Preis an. Die Bieter übermitteln neue Gebote.
- Dieses Verfahren wird so oft wiederholt, bis die Angebote der ausgeschriebenen Gesamtkapazität entsprechen.

Die in der letzten Runde erfolgreichen Bieter erhalten den Zuschlag für die jeweilige Kapazitätzahlung (siehe oben) und müssen eine entsprechende Call-Option an die zuständige Stelle ausgeben.

Die zuständige Stelle ruft gegebenenfalls die in der Auktion erfolgreichen Maßnahmen im Bereich steuerbarer Lasten ab. An diese Stelle müssen die zur Erfüllung notwendigen Nachweise übermittelt werden, die wie in einer ganzen Reihe anderer energiewirtschaftlicher Regelungen (Erneuerbare-Energien-Gesetz, Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz etc.) durch entsprechende Testate von Wirtschaftsprüfern erfolgen können.

Wenn die Strompreise im *Energy-only*-Markt den Ausübungspreis der ausgegebenen Call-Optionen übersteigen, ruft die zuständige Stelle die Option ab, erhält praktisch die Differenz zwischen Markt- und Ausübungspreis und verrechnet dieses Einkommen mit dem Gesamtvolumen der Kapazitätzahlungen.

Die (Netto-)Kosten für die Kapazitätzahlungen sowie die Vorbereitung und Durchführung der Auktionen sowie die Abwicklungskosten für die Erfüllungsnachweise werden auf die Nutzungsentgelte der Übertragungsnetze überwält.

Als zuständige Stelle kommen in der kurzfristigen Perspektive vor allem die Übertragungsnetzbetreiber, als zuständige Regulierungsbehörde vor allem die Bundesnetzagentur infrage. Letztlich bleibt aber auch noch die Option, neue Institutionen zu schaffen, wie dies beispielsweise im Rahmen der Vorschläge für einen umfassenden Kapazitätsmarkt in Deutschland vorgesehen ist.

Bezüglich des institutionellen Arrangements für den fokussierten Kapazitätsmarkt bleibt festzuhalten, dass alle

Funktionalitäten im Rahmen bestehender Institutionen umgesetzt werden können und gleichzeitig die verschiedenen Funktionen einfach und ausreichend robust genug sind, um in einem sich wandelnden institutionellen Umfeld vergleichsweise einfach adaptiert werden zu können.

Die europäische Dimension

Die in der Debatte oft erhobene Forderung nach europäischen Lösungen im Bereich der Kapazitätsmechanismen und -märkte ist vor dem Hintergrund der Realitäten eines zumindest regional länderübergreifend integrierten *Energy-only*-Marktes zwar abstrakt richtig, hat aber zumindest bisher keinen rechtlichen oder institutionellen Rahmen. Im Bereich der Versorgungssicherheit bleibt bis auf Weiteres die strikte Zuständigkeit der Mitgliedstaaten erhalten. Die Einführung fokussierter Kapazitätsmärkte durch den nationalen Gesetz- und Verordnungsgeber ist im europarechtlichen Rahmen zulässig – und wird vor dem Hintergrund ähnlicher Problemlagen in vielen Nachbarstaaten Deutschlands aktiv verfolgt.

Unterschiedliche Antworten auf die Frage zur Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen beim Übergang von einer nationalen hin zu einer regionalmarktbezogenen oder europäischen Betrachtungsweise ergeben sich dabei nur, wenn die Funktionsdefizite des *Energy-only*-Marktes mit Blick auf die Versorgungssicherheit im Grundsatz ausgeschlossen werden. Für diesen Fall würde der europäische beziehungsweise der regionale Markt die notwendigen Investitionen sichern, wenn auch nicht notwendigerweise innerhalb der jeweiligen Landesgrenzen. Wenn die genannten Funktionsdefizite jedoch ernst genommen werden, materialisieren sich diese im gesamten Marktgebiet. Die Frage nach der Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen stellt sich dann nicht mehr grundsätzlich, sondern allenfalls hinsichtlich des Zeithorizonts für die unausweichliche Schaffung dieser Instrumente.

Zunächst stellt sich die Frage, ob die Abschätzungen für den Kapazitätsbedarf zur Absicherung der Versorgungssicherheit in Deutschland zu einem anderen Ergebnis führen

würden, wenn die Möglichkeit des grenzüberschreitenden Stromaustauschs in die Analysen einbezogen wird.

Gerade die Analysen der bisher aufgetretenen Knappheitssituationen zeigen, dass zumindest für die regionale Versorgungssicherheit durch die Strommarktintegration für Deutschland Probleme eher zusätzlich entstanden als entschärft worden sind. Der Beitrag des grenzüberschreitenden Stromaustauschs zur Versorgungssicherheit ist so keineswegs richtungssicher bestimmbar, ein positiver Beitrag des grenzüberschreitenden Stromaustauschs zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit für Deutschland kann nicht zwingend vorausgesetzt werden.

Aus diesem Befund können mit Blick auf die Ausgestaltung und Parametrisierung des fokussierten Kapazitätsmarktes zwei Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Erstens muss zweifelsohne die grenzüberschreitende Komponente der Knappheitsanalyse deutlich verstärkt werden. Die Instrumente und Abstimmungsverfahren dafür stehen jedoch – auch im grenzüberschreitenden Dialog – derzeit nur unvollkommen zur Verfügung.
- Zweitens kann aber mit Blick auf die bisher eingetretenen Knappheitssituationen und die Kapazitätsentwicklungen in den Nachbarstaaten durchaus eine Berechtigung für einen Ansatz abgeleitet werden, bei dem zumindest als Startpunkt davon ausgegangen werden sollte, dass Deutschland seine nationalen Lastspitzen kapazitätsseitig auch national absichern muss und womöglich sogar noch darüber hinaus Kapazitätsbedarf für Exporte entstehen kann.

Beide Aspekte müssen deshalb im Rahmen des Versorgungssicherheitsberichts intensiv berücksichtigt werden, der mengenseitig die zentralen Voraussetzungen für das Instrument des fokussierten Kapazitätsmarktes schaffen muss.

Neben der Mengenkomponekte des fokussierten Kapazitätsmarktes (also der Eingrenzung des Bestandsanlagen- und des Neuanlagensegments für die Auktionen) stellt sich die Frage, ob ausländische Kraftwerkskapazitäten in den

entsprechenden Auktionen als Bieter zugelassen werden können:

- Für Kraftwerke, die in einer einheitlichen Preiszone betrieben werden (dies betrifft derzeit Deutschland, Österreich und Luxemburg), könnten zumindest im Neuanlagensegment Gebote ausländischer Bieter zugelassen werden (wenn dies nicht mit Präqualifikationsbedingungen zum Beispiel hinsichtlich der Lokalisierung der Kraftwerke in bestimmten Netzregionen kollidiert).
- Für Kraftwerke, die außerhalb der einheitlichen Preiszone betrieben werden, wäre eine solche Zulassung zwar prinzipiell möglich. Aus Gründen der begrenzten Übertragungskapazitäten und mit Blick auf die notwendigerweise feste Buchung solcher Übertragungskapazitäten und die daraus folgenden Konsequenzen für den Stromhandel kommt dies aber bis auf Weiteres wohl nicht infrage.

Auch wenn die Einführung eines Kapazitätsmechanismus (wie der fokussierte Kapazitätsmechanismus) für Deutschland rechtlich zulässig ist und auch im Zuge der beschriebenen Verfahren vergleichsweise robust und zügig umgesetzt werden könnte, kommt einer grenzüberschreitenden Harmonisierung von Kapazitätsmechanismen aus vielen Gründen (Effizienz, Verteilungseffekte, Systemkonsistenz etc.) eine hohe Bedeutung zu.

Solche Harmonisierungsversuche sind aber mit einer Reihe von Herausforderungen konfrontiert. Erstens ist die verfügbare Zeit begrenzt, in der Kapazitätsmechanismen ihre Wirkung, vor allem mit Blick auf reale Investitionen, entfalten haben müssen. Wenn die Umsetzung von Kapazitätsmechanismen noch über mehrere Jahre verzögert wird, dann wird zumindest der kontinentaleuropäische Strommarkt vor erheblichen Herausforderungen im Bereich der Kapazitätssicherung gestellt werden, und es wird dann eher zu Ad-hoc-Politikmaßnahmen in erheblichem Umfang kommen. Zweitens sind die politischen Maßnahmen, vor allem in Frankreich bereits so weit gediehen, dass die Harmonisierung der Kapazitätsmarktmodelle vor dem Problem stünde, dass ein bereits existierendes System möglicherweise sehr grundlegend verändert werden müsste,

was erhebliche politische Hürden für die Harmonisierung aufbauen würde.

Aus dieser Situation ergeben sich mit Blick auf die Möglichkeiten der (anstrebenswerten) Harmonisierung vier Schlussfolgerungen:

- Harmonisierungsbemühungen werden nur dann erfolgreich sein können, wenn sie vergleichsweise schnell eingeleitet werden.
- Harmonisierungsbemühungen sollten sich vor allem auf die bereits hoch integrierten Regionalmärkte und nicht auf EU-weite Ansätze konzentrieren.
- Harmonisierungsbemühungen könnten sich insbesondere in einer ersten Phase auf einige Elemente der jeweils verfolgten Kapazitätsmechanismen konzentrieren, die von besonderer Wichtigkeit sind, beispielsweise auf die in den jeweiligen Systemen verfolgten Mengenziele (unter Einbeziehung belastbarer Annahmen für die Rolle grenzüberschreitender Stromlieferungen).
- Die in den einzelnen Staaten vor dem Hintergrund steigenden Handlungsdrucks gegebenenfalls zunächst getrennt eingeführten Kapazitätsmechanismen sollten so flexibel ausgestaltet werden, dass eine Überführung in integrierte Modelle möglich bleibt, also weder die Einführung sehr komplexer, aber nur schwer anpassbarer Kapazitätsmechanismen wie umfassender Kapazitätsmärkte noch die Ausrichtung auf sehr restriktive Lösungen wie die strategische Reserve vorsehen, mit denen Kapazitäten final aus dem *Energy-only*-Markt ausgegrenzt werden müssten.

Da der instrumentelle und prozedurale Rahmen für EU-weite Aktivitäten solche Handlungsansätze wahrscheinlich nur schwer möglich machen wird, kann sich ein Ansatz auf Ebene der Regionalmärkte als sinnvoll erweisen. Für den nordwesteuropäischen Regionalmarkt sind hier in der Vergangenheit mit dem 2005 gegründeten Pentalateralen Energieforum (in dem Deutschland, Frankreich, die Niederlande, Belgien, Luxemburg sowie seit 2011 Österreich vertreten sind) gute Erfahrungen bei der schrittweisen Marktkopplung und -integration gemacht worden.

Eine relativ kurzfristig zu terminierende Initiative im Rahmen des Pentalateralen Energieforums könnte vor allem auf die folgenden Elemente abzielen:

- Vereinbarung eines Verfahrens, mit dem grenzüberschreitende Stromlieferungen im Rahmen von Versorgungssicherheitsbewertungen der einzelnen Staaten angemessen und hinreichend robust eingegrenzt werden können
- Schaffung einer konsistenten Datenbasis und Durchführung gemeinsamer Versorgungssicherheitsbewertungen
- Abschluss von Vereinbarungen über die gegebenenfalls schrittweise Harmonisierung zentraler Funktionalitäten von angestrebten Kapazitätsmechanismen
- Schaffung von Verfahren für die gegenseitige Einbeziehung in die gegebenenfalls geschaffenen Kapazitätsmechanismen

Angesichts des nicht unerheblichen Zeitdrucks (mit Blick auf die Versorgungssicherheitsdiskussion, aber auch mit Blick auf die Entwicklungen in den Nachbarländern) sollten solche Initiativen jedoch parallel zu den notwendigen Vorbereitungsarbeiten zur Schaffung eines fokussierten Kapazitätsmarktes verfolgt werden.

Ein möglicher Zeitplan

Der zeitliche Rahmen für die Einführung eines fokussierten Kapazitätsmarktes ergibt sich einerseits aus den materiellen Handlungsnotwendigkeiten (also dem Flankierungsbedarf für Bestandsanlagen und Neuinvestitionen) und andererseits aus den notwendigen Umsetzungsmaßnahmen und -abläufen. Ein illustrativer Zeitplan wäre vor diesem Hintergrund wie folgt vorstellbar:

- Anfang 2013: Abschichtung der Frage nach der grundsätzlichen Notwendigkeit eines Kapazitätsmechanismus und Klärung der Grundsatzfrage, ob es sinnvoll beziehungsweise notwendig ist, die in den Genuss von Kapazitätzahlungen kommenden Anlagen aus dem *Energy-only*-Markt auszuschließen (wie dies im Modell der strategischen Reserve vorgesehen ist)

- Verlauf des Jahres 2013: umfassende Diskussion zur grundsätzlichen Ausgestaltung des Instruments und zur Eingrenzung der wesentlichen Parameter, gegebenenfalls Konsultationen im Rahmen des Pentalateralen Energieforums
- November 2013: Aufnahme einer Vereinbarung zur Einführung eines fokussierten Kapazitätsmarktes in die Koalitionsvereinbarung
- Mitte 2014: Schaffung der gesetzlichen Grundlagen im Rahmen einer Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes
- Herbst 2014 bis Sommer 2015: Erarbeitung des Versorgungssicherheitsberichtes 2015 parallel zum Netzentwicklungsplan 2015, Schaffung des untergesetzlichen Regelwerkes, Einrichtung des Kapazitätsregisters
- Herbst 2015: Verabschiedung des Versorgungssicherheitsberichts, Meldungen zur Auktionsteilnahme an das Kapazitätsregister
- Ende 2015/Mitte 2016: erste Auktion für das Bestandsanlagen- und das Neuanlagensegment (für Letzteres möglicherweise mit einer stärkeren Regionalausrichtung)
- Anfang 2017: erste Kapazitätzahlungen an Bestandsanlagen beziehungsweise Maßnahmen im Bereich steuerbarer Lasten, finale Investitionsentscheidungen der erfolgreichen Bieter im Neuanlagensegment
- Mitte/Ende 2017, 2018 etc.: weitere Auktionen für die beiden Segmente des fokussierten Kapazitätsmarktes
- im Laufe der Jahre 2019/20: Inbetriebnahme der ersten Neuanlagen, die Einkommen aus Kapazitätzahlungen erzielen

Bereits dieser vergleichsweise ambitionierte Zeitplan zeigt, dass der zeitliche Rahmen für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus (in letztlich allen Ausprägungsvarianten) bereits sehr eng ist, wenn noch in dieser Dekade eine Lösung zur Flankierung der stilllegungsbedrohten Bestandskraftwerke gefunden und Neuinvestitionen zu Beginn der nächsten Dekade produktionswirksam werden sollten. Es wird auch deutlich, dass für den Zeitraum bis 2016/17 vor allem im Bereich der Bestandsanlagensicherung womöglich andere Lösungen gefunden werden müssen.

Einordnung des fokussierten Kapazitätsmarktes

Die grundsätzliche Notwendigkeit einer Ergänzung des heutigen *Energy-only*-Marktes durch Kapazitätsinstrumente wie auch die Terminierung solcher Mechanismen ist zum derzeitigen Stand der informierten Debatte in Deutschland (noch) umstritten. Gleichwohl werden inzwischen konkrete Modelle für auf Mengensteuerung abstellende, wettbewerblich ausgerichtete Kapazitätsinstrumente diskutiert.

Unter diesen spielen vor allem zwei Mechanismen (für die jeweils mehrere Untervarianten infrage kommen) eine besondere Rolle, die zwei extrem unterschiedliche Ansatzpunkte markieren und von daher für einen Vergleich mit dem fokussierten Kapazitätsmarkt herangezogen werden können:

- Umfassende Kapazitätsmärkte basieren im Kern auf einer einheitlichen Ausschreibung für die angestrebte Gesamtkapazität, als Resultat erhalten alle in der Auktion erfolgreichen und ohne weitere Einschränkungen am Strommengenmarkt tätigen Kraftwerke eine Kapazitätzahlung, die sich aus dem einheitlichen Markträumungspreis der Kapazitätsauktion ergibt.
- Das Modell der strategischen Reserve beruht im Kern auf einer Ausschreibung für eine Kapazitätzahlung für Reservekraftwerke aus dem Bestand oder auch auf Neuanlagen, die weder aktuell noch zukünftig (*No way back*) am Strommengenmarkt teilnehmen dürfen und nur in Notfällen der Versorgungssicherheit produzieren dürfen.

Im Vergleich zu diesen beiden Kapazitätsinstrumenten ergibt sich die im Folgenden dargestellte Einordnung des fokussierten Kapazitätsmarktes entlang der (ausgewählten) Kriterien Umsetzungsaufwand und Umsetzungshorizont, regulatorische Risiken, Anpassungsfähigkeit und Reversibilität, Verteilungseffekte und Kosten für die Verbraucher, gesamtwirtschaftliche Effizienz und Lern- beziehungsweise Zukunftsfähigkeit.

Zunächst zeigt sich, dass sich die Schritte zur Spezifikation der für das jeweilige Modell relevanten Marktsegmente

zwischen den verschiedenen Modellen zumindest im Grundsatz nicht unterscheiden:

- Für den fokussierten Kapazitätsmarkt muss eine Zielgröße für die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (unter Einschluss der grenzüberschreitenden Stromflüsse) notwendige Gesamtkapazität festgelegt werden, wenn möglich in Abstimmung mit den Nachbarstaaten beziehungsweise den Staaten des gleichen Regionalmarktes. Dieser Schritt ist für alle anderen Kapazitätsinstrumente ebenfalls notwendig und sollte mit den gleichen transparenten Prozeduren umgesetzt werden.
- Für den fokussierten Kapazitätsmarkt wie auch für das Modell der strategischen Reserve müssen die Zielsegmente für das jeweilige Kapazitätsinstrument spezifiziert werden. Der dazu notwendige Aufwand dürfte sich ebenfalls kaum unterscheiden.

Hinsichtlich des Vergabeverfahrens unterscheiden sich die Modelle letztlich nicht, die ganz überwiegende Zahl der bisher bekannten Vorschläge für Kapazitätsinstrumente orientieren hier auf Auktionen nach dem *Descending-clock*-Verfahren. Die Liquidität des Marktes ist naturgemäß bei umfassenden Kapazitätsmärkten (wenn keine weitere Segmentierung vorgenommen wird) am größten und für das Modell der strategischen Reserve am kleinsten, für den fokussierten Kapazitätsmarkt ergibt sich eine Situation zwischen den beiden genannten Modellen, wobei hier die explizite Einbeziehung nachfrageseitiger Maßnahmen einen erheblichen Beitrag zur Erhöhung der Liquidität leisten kann.

Die Erfüllung der Verpflichtungen ist qualitativ jeweils sehr ähnlich, erfasst jedoch beim fokussierten Kapazitätsmarkt sowie bei den umfassenden Kapazitätsmärkten eine größere Grundgesamtheit von Anlagen und ist damit definitionsgemäß (etwas) aufwendiger.

Hinsichtlich des zeitlichen Vorlaufs werden mit einem realistischen Blick auf die Gesamtheit der Umsetzungsschritte letztlich keine signifikanten Unterschiede zwischen den verschiedenen Modellen (umfassender oder fokussierter

Kapazitätsmarkt beziehungsweise strategische Reserve) entstehen können.

Regulatorische Risiken bestehen letztlich für alle vorgeschlagenen Kapazitätsinstrumente. Während sich diese für den umfassenden und den fokussierten Kapazitätsmarkt vor allem im Zuge der Parametrisierung des Systems ergeben und auf der Ebene möglichst robuster Prozeduren aufgefangen werden können, liegen die regulatorischen Risiken für die strategische Reserve vor allem in der Phase des Betriebes (Freigabe der Kapazitäten jenseits von über die Märkte nicht mehr lösbarer Knappheitssituationen, Aufweichung des *No-way-back*-Prinzips). Diese spezifischen Risiken der strategischen Reserve haben damit nach allen Erfahrungen aus vergleichbaren Situationen eine stark situative Komponente und sind prozedural deutlich schwieriger aufzufangen.

Die Anpassungsfähigkeit ist in allen Modellen letztlich gegeben. Die existierenden umfassenden Kapazitätsmärkte (zum Beispiel in den USA) sind immer wieder modernisiert worden, auch die bisher umgesetzten segmentierten Kapazitätsinstrumente sind bei Bedarf faktisch immer wieder angepasst worden. In umfassenden Kapazitätsmärkten sind entsprechende Anpassungen wegen der Vollerfassung der Kraftwerkskapazitäten aufwendiger, bei segmentierten Absätzen wie dem fokussierten Kapazitätsmarkt oder bei der strategischen Reserve ist der Änderungsaufwand ebenfalls nicht marginal, der Komplexitätsgrad von Änderungen am System jedoch tendenziell geringer, teilweise können jedoch die notwendigen Anpassungen auch regelbasiert in das System integriert werden.

Die Frage nach der Reversibilität muss kontextbezogen bewertet werden. Für umfassende Kapazitätsmärkte, die dauerhaft für den gesamten Kraftwerkspark Einkommensströme für Kapazitäten erzeugen, bildet eine Abschaffung dieses Bepreisungsmechanismus ökonomisch einen Systemschock, dessen Folgen nur schwer und nicht einmal richtungssicher abzuschätzen sind. Wenn die Einführung eines Kapazitätsmarktes jedoch von der als belastbar angesehenen Annahme ausgeht, dass *Energy-only*-Märkte keine nachhaltige Basis für die Entwicklung des Stromver-

sorgungssystemen bieten, dann bildet die Reversibilität keine entscheidende Bewertungsdimension.

Im Gegensatz dazu werden die (verschiedenen) Modelle für eine strategische Reserve explizit als Übergangsmodelle bis zur Klärung der langfristigen Leistungsfähigkeit von *Energy-only*-Märkten für Versorgungssicherheit etc. deklariert. Ungeachtet der Frage, zu welchem Zeitpunkt die Unsicherheiten im Gesamtportfolio der einschlägigen Bestimmungsgrößen (CO₂- und Brennstoffpreise, Entwicklung des Anlagenmarktes, Ausprägung des Ausbaus erneuerbarer Energien, Entwicklung des europäischen Umfeldes etc.) eine hinreichend robuste Bewertung erlauben, müssen die Rahmenbedingungen einer Abschaffung des Instruments der strategischen Reserve näher betrachtet werden. Wenn die strategische Reserve sehr klein bleibt (wovon angesichts der aktuellen Entwicklungen eher nicht auszugehen ist), nur Bestandsanlagen erfasst und der *No-way-back*-Ansatz auch für den Zeitraum nach der Abschaffung durchgehalten werden kann (*Never go back*), dann wären die Folgen eine Abschaffung tendenziell gering, wenn sich auf dem *Energy-only*-Markt Konstellationen einstellen sollten, die ausreichende Deckungsbeiträge zum Erhalt der Versorgungssicherheit gewährleisten. Falls aber eine oder mehrere dieser Voraussetzungen nicht als notwendigerweise gegeben angesehen werden, würde auch hier im Abschaffungsfall ein Systemschock entstehen, zum Beispiel wenn eine erhebliche Kapazität von Neuanlagen aus der entsprechend spezifizierten strategischen Reserve im Abschaffungsfall dieses Instruments aus rechtlichen oder politischen Gründen in den *Energy-only*-Markt eintreten könnten.

Das Modell des fokussierten Kapazitätsmarktes ist mit Blick auf die Reversibilität mit hoher Wahrscheinlichkeit am robustesten. Stilllegungsgefährdete Bestandsanlagen werden separat behandelt. Falls sich die Stilllegungsgefährdung nicht länger als relevant herausstellt, wird sich in der Auktion ein Preis von nahe null ergeben und so ein empirisch gesichertes Signal für die nicht mehr vorhandene Notwendigkeit von Kapazitätzahlungen erzeugen. Wenn die Erfüllung der mehrjährigen Kapazitätzahlungen für Neuanlagen gesichert ist, diese Zahlungen also auch im Fall einer Abschaffung des Kapazitätsinstruments weiterlaufen,

ergibt sich auch hier keine Veränderung der Verhältnisse auf dem Strommengenmarkt. Falls sich der *Energy-only*-Markt also – im Gegensatz zu der in dieser Studie dargelegten Grundeinschätzung – als langfristig hinreichend leistungsfähig erweisen sollte, so entstünde aus einer Abschaffung des fokussierten Kapazitätsmarktes kein Systemschock, der eine solche Reversion des Kapazitätsinstrument massiv erschweren würde.

Alle Kapazitätsinstrumente haben – wie auch der *Energy-only*-Markt – Verteilungseffekte. Für die besonders wichtigen Verteilungseffekte zwischen Erzeugern und Verbrauchern müssen folgende Mechanismen unterschieden werden:

- die direkten Kosten für Kapazitätzahlungen sowie
- die indirekten (Differenz-)Kosteneffekte auf den *Energy-only*-Märkten.

Eine Bewertung der Verteilungseffekte zwischen Erzeugern und Verbrauchern muss dabei den Nettoeffekt beider Mechanismen berücksichtigen, eine selektive Auswahl führt nicht zu sinnvollen Ergebnissen:

- Umfassende Kapazitätsmärkte erzeugen – bei gleicher Bewertung des Kapazitätsbedarfs zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit – das höchste Niveau an Kapazitätzahlungen, da sie erstens den gesamten Kraftwerkspark bepreisen (Mengeneffekt) und sich bei einer einheitlichen Auktion ein längerfristig an den notwendigen Kapazitätzahlungen für Neuanlagen orientierter, relativ hoher Preis ergibt (Preiseffekt). Dafür werden auf dem *Energy-only*-Markt knappheitsbedingte Preisspitzen vermieden.
- Die strategische Reserve erzeugt wahrscheinlich die geringsten Kosten für Kapazitätzahlungen, da die Segmente des Kraftwerksparks, die in den Genuss von Kapazitätzahlungen kommen, wahrscheinlich knapp bemessen sein werden – auch wenn die Gesamtsumme erheblich von der genauen Ausgestaltung dieses Kapazitätsinstrumentes (Altanlagen versus Neuanlagen oder Hybridmodell) abhängt. Die strategische Reserve erzeugt jedoch – und das ist explizit der Zweck des Modells

– auf dem *Energy-only*-Markt Preisspitzen, die für die wirtschaftliche Darstellbarkeit von Neubaukraftwerken notwendig sind, aber auch auf das gesamte Marktvolumen wirken, damit eine erhebliche Hebelwirkung entfalten und zu signifikanten Mitnahmeeffekten bei den ohnehin profitablen Bestandskraftwerken führen. Die so entstehenden (und letztlich angestrebten) Preiseffekte auf dem *Energy-only*-Markt werden in der Summe deutlich höher als die der Kapazitätzahlungen liegen.

→ Der fokussierte Kapazitätsmarkt erfasst mit hoher Wahrscheinlichkeit ein größeres Kapazitätswolumen als die strategische Reserve, bleibt aber mit großer Sicherheit auch deutlich unter dem des umfassenden Kapazitätsmarktes. Durch die Differenzierung zwischen einem Bestandsanlagen- und einem Neuanlagensegment fällt der oben genannte Preiseffekt des fokussierten Kapazitätsmarktes insgesamt geringer aus. Die Preiseffekte auf dem *Energy-only*-Markt sind bei gleichem Versorgungssicherheitsniveau identisch mit denen für das Modell des umfassenden Kapazitätsmarktes.

Der Nettokosteneffekt des fokussierten Kapazitätsmarktes dürfte also mit hoher Sicherheit unter denen der beiden anderen Modelle liegen, da mögliche Ineffizienzen aus der regulatorisch entschiedenen Splittung des Marktes für stilllegungsbedrohte Bestands- und notwendige Neuanlagen im Vergleich zu einem einheitlichen Markt zwar zweifelsohne vorhanden sein, aber kaum eine Größenordnung erreichen werden, die die Unterschiede bei den anderen Kostenkomponenten ausgleicht.

Grundsätzlich gilt dies auch für die Bewertung der (gesamtwirtschaftlichen) Effizienz, die ja Verteilungseffekte zunächst ausblendet und sich auf die Optimierung der Systemkosten konzentriert. Die statische Effizienz (zu einem gegebenen Zeitpunkt) ist vergleichsweise einfach zu modellieren und zu bewerten. Für die dynamische Effizienz, also die Frage der optimalen Systemkosten über die Zeit, hängt die Bewertung sehr stark von den Annahmen und Erwartungen für die wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen sowie der Spezifikation und Parametrisierung der Kapazitätsinstrumente ab. Theoretische Überlegungen lassen aber vermuten, dass sich Betriebs- und

Investitionsentscheidungen, die die Knappheitssignale des *Energy-only*- wie auch des Kapazitätsmarktes einbeziehen und vor allem auch die Nachfrageseite direkt adressieren, zu Ergebnissen führen, die im Lichte der dynamischen Effizienz vorteilhafter sind. Vor diesem Hintergrund können sich also durchaus Effizienzvorteile für den umfassenden Kapazitätsmarkt, mit hoher Wahrscheinlichkeit aber auch für den fokussierten Kapazitätsmarkt ergeben. Letztlich ist jedoch auch darauf hinzuweisen, dass sich ein belastbarer Nachweis realer Effizienzvorteile aus unterschiedlichen Gründen ohnehin als schwierig bis unmöglich erweist.

Die Lernfähigkeit der verschiedenen Kapazitätseinstrumente ist im engen Zusammenhang mit dem potenziellen Beitrag zum Umbau des Stromversorgungssystems in Richtung erneuerbarer Energien zu sehen. Die Modelle der strategischen Reserve und der umfassenden Kapazitätsmärkte richten sich (auch im Lichte des zugrundeliegenden Ansatzes „Ein Ziel – ein Instrument“) exklusiv auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Die Herausforderungen in den Bereichen Flexibilitätssicherung in Stromversorgungssystemen mit hohen Anteilen variabler erneuerbarer Energien sowie mit Blick auf den Aufbau beziehungsweise den Erhalt eines CO₂-intensiven Kapitalstocks werden damit in den Wirkungsbereich anderer Instrumente delegiert.

Das Modell des fokussierten Kapazitätsmarktes nimmt dagegen die Herausforderungen aus den Bereichen Flexibilitätssicherungsanforderungen für neue Kraftwerke sowie die klimapolitischen Restriktionen bei Neubaukraftwerken explizit auf und adressiert diese mit vergleichsweise einfachen Regelungen. Insofern bildet dieses Kapazitätseinstrument eine anschlussfähige Lösung zum Konzept der Capability-Märkte, das vor allem auf die umfassende Einbeziehung der Nachfrageseite sowie die spezifische Ausrichtung auf flexible Angebotsoptionen abzielt.

In der Gesamtschau hat das Instrument des fokussierten Kapazitätsmarktes hinsichtlich einer Vielzahl von Ausgestaltungseffekten eine größere Schnittmenge zum Modell der umfassenden Kapazitätsmärkte, versucht aber auch, einige Regelungsvorteile der strategischen Reserve ein-

zubeziehen. Mit Blick auf die verschiedenen, hier auf qualitativer Ebene diskutierten Bewertungsdimensionen ergibt sich eine insgesamt durchaus vorteilhafte Gesamteinordnung für das Modell des fokussierten Kapazitätsmarktes.

Im Ergebnis bildet der fokussierte Kapazitätsmarkt einen pragmatischen und im Vergleich zu den bisher diskutierten Modellen eines umfassenden Kapazitätsmarktes beziehungsweise einer strategischen Reserve durchaus vorteilhaften Ansatz zur Lösung der aktuellen und absehbaren Herausforderungen im Bereich der Versorgungssicherheit. Gleichzeitig kann der fokussierte Kapazitätsmarkt aber auch einen maßgeblichen Beitrag zur Flankierung des Umbaus des Energiesystems in Richtung erneuerbarer Energien sowie zur Erhaltung einer hohen Wettbewerbsintensität im

Strommarkt und zur maßgeblichen Begrenzung der Kosten für die Verbraucher erbringen.

Download der Gesamtstudie



<http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Fokussierte-Kapazitaetsmaerkte.pdf>



<http://www.oeko.de/oekodoc/1586/2012-442-de.pdf>



http://www.lbd.de/cms/pdf-gutachten-und-studien/1210_Oeko-Institut_LBD_Raue-Fokussierte_-Kapazitaetsmaerkte.pdf

Ein Leistungsmarkt mit dezentraler Nachfrage – Kapazitätssicherung durch Produktdifferenzierung

Julius Ecke*, Dr. Nicolai Herrmann*, Uwe Hilmes*, Dr. Horst Wolter**

Einleitung und Problemstellung

Die deutsche Energiepolitik wird durch einen gesellschaftlichen Konsens hinsichtlich der Durchführung einer Energiewende geprägt. Die Ziele der Energiewende sind langfristig formuliert (2050) und verändern die Rahmenbedingungen für das Stromversorgungssystem in Deutschland weitreichend. Der mittelfristige Verzicht auf die energetische Nutzung der Kernenergie bis 2022 und das Ziel, die Stromversorgung bei Wahrung der Versorgungssicherung weitgehend auf regenerative, mehrheitlich dargebotsabhängige Erneuerbare Energien (EE) umzustellen, stellen die Energiewirtschaft vor große Herausforderungen.

Das aktuelle Energiemarktdesign wurde im Zuge der Liberalisierung für ein eingeschwungenes Energiesystem entwickelt, das im Wesentlichen auf konventioneller Erzeugung beruht und EE nicht in systemrelevanten Größenordnungen beinhaltet. Auch ohne Berücksichtigung der Auswirkungen zunehmender EE-Einspeisung ist jedoch fraglich, ob der derzeit rein grenzkostenbasiert ausgestaltete *Energy-only*-Markt für Strom langfristig ausreichende Anreize für eine ausreichende Leistungsbereitstellung und damit die Gewährleistung der Versorgungssicherheit bietet. Vor diesem Hintergrund wird insbesondere diskutiert, ob die Bereitstellung von gesicherter Kraftwerksleistung ein öffentliches Gut darstellt, für welches der *Energy-only*-Markt in seiner jetzigen Struktur keine hinreichende Vorsorge treffen kann, und welchen Beitrag die Flexibilisierung der Nachfrageseite zur Deckung der Leistungsbilanz erbringen kann.¹

Für die Umsetzung der Energiewende sind in den kommenden Dekaden erhebliche Investitionen erforderlich – nicht nur in den EE-Ausbau, sondern auch in flexibel einsetzbare Kraftwerke und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, in Speicherkapazitäten und neue Speichertechnologien, in den Aus- und Umbau der Netzinfrastrukturen sowie in die Erschließung von Energieeinsparpotenzialen über die gesamte Verwendungskette. Im Bereich der konventionellen Erzeugung resultiert das aktuelle Marktdesign jedoch in unzureichenden Deckungsbeiträgen des Kraftwerksbestandes und lässt auch längerfristig keine ausreichenden Investitionsanreize erwarten. Vor diesem Hintergrund wird aktuell eine intensive Debatte darüber geführt, wie das aktuelle Marktdesign weiterentwickelt werden muss, damit die daraus resultierenden Anreize für die Marktakteure in Einklang mit den gesellschaftlichen Zielen stehen.

Angesichts der vielfältigen Herausforderungen, die sich für Energieversorgungsunternehmen über alle Wertschöpfungsstufen hinweg ergeben, hat der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) die Unternehmen enervis und BET beauftragt, herauszuarbeiten, wie die Mechanismen und regulatorischen Rahmenbedingungen der Energie- und insbesondere der Elektrizitätsversorgung weiterentwickelt werden müssen, um die gesetzten Ziele zu realisieren. Dies erfolgte im Gutachten *Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland*, welches am 1. März 2013 vorgestellt wurde.

Der Fokus des Gutachtens liegt auf der langfristigen Perspektive (2050); Ziel ist insbesondere, ein mit hohen EE-Anteilen langfristig stabiles Marktdesign zu gestalten. Jenseits der in der Transformationsphase gegebenenfalls notwendigen regulatorischen Begleitung gilt es, einen funktionsfähigen und dezidiert marktwirtschaftlichen

* Alle enervis energy advisors GmbH

** BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH

1 Vgl. Müsgens/Peek (2011): Sind Kapazitätsmärkte in Deutschland erforderlich? – Eine kritische Analyse vor dem Hintergrund der ökonomischen Theorie. In: Zeitschrift für neues Energierecht 6/2011, S. 576–583

Rahmen für den Energiesektor zu schaffen. Dabei liegt besonderes Augenmerk auf einer integrierten Perspektive, welche sowohl die Märkte für konventionelle Erzeugung als auch die Förderung der regenerativen Erzeugung und den regulatorischen Rahmen des Netzbetriebs berücksichtigt. In Umsetzung dieser Aufgabenstellung haben die Gutachter ein integriertes Energiemarktdesign abgeleitet, welches die Realisierung der eingangs beschriebenen Ziele unter der Prämisse einer weitgehend wettbewerblichen Ausgestaltung ermöglicht.

Für die Förderung der EE bis zur Marktparität wird dabei eine Mengenvorgabe in einem Ausschreibungsmodell vorgeschlagen, die Ausgestaltung legt dabei besonderen Wert auf die Marktintegration der EE. Hinsichtlich des Netzbereiches erfolgt eine Anpassung des Regulierungssystems, um investive Anreize zum Ausbau und zur Modernisierung der Stromnetze zu ermöglichen. Die folgenden Ausführungen fokussieren sich auf die Modellelemente, die auf die Leistungsvorhaltung im Erzeugungssegment abzielen. Es sollte dabei bedacht werden, dass sich die Bestandteile des integrierten Marktmodells wechselseitig beeinflussen und in ihrer Gesamtheit eine abgestimmte Wirkung entfalten.

Abwägung der Ausgestaltungsoptionen eines Kapazitätsmechanismus

In Deutschland stehen derzeit diverse Vorschläge zur Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen in der Diskussion. Diese Kapazitätsmechanismen ähneln sich insofern, dass sie einen Zahlungsfluss vom Endverbraucher von Strom hin zu den Anbietern gesicherter Leistung implementieren. Der im integrierten Energiemarktdesign vorgeschlagene Kapazitätsmarkt teilt diese Eigenschaft, jedoch unterscheidet er sich in Bezug auf die Form, in der dieser Mittelfluss organisiert ist.

Jenseits der eher kurzfristig ausgerichteten Vorschläge für Reservemechanismen können in Bezug auf die Nachfrage nach Leistung grundsätzlich zwei Ansätze unterschieden werden:

1. Modelle mit Kapazitätsauktionen durch eine zentrale oder regulierte Instanz. Hierunter fallen wiederum zwei

Arten von zentralen Kapazitätsauktionen, nämlich selektive Mechanismen, die zum Beispiel primär neue Anlagen adressieren, und umfassende Mechanismen, die den gesamten Kraftwerkspark umfassen.²

2. Modelle, in denen Angebot und Nachfrage nach gesicherter Leistung weitgehend marktlich, das heißt ohne einen zentralen Nachfrager organisiert werden. Die Nachfrage nach Leistung geht dabei von Marktakteuren aus und ist in diesem Sinne dezentral organisiert.³

Beide Modellansätze weisen spezifische Vor- und Nachteile auf und können bei geeigneter Ausgestaltung das beschriebene Kapazitätsproblem nachhaltig lösen. Der nachfolgende Abschnitt stellt eine Kurzfassung der Diskussion und Abwägung zur Ausgestaltung des im Rahmen des zugrunde liegenden Gutachtens vorgeschlagenen Kapazitätsmarktes dar. Er dient der Erläuterung der zentralen Argumente, die zu der vorgeschlagenen Ausgestaltung geführt haben, und stellt dabei ausdrücklich keine umfassende Diskussion alternativer Marktdesignoptionen dar, sondern begründet die getroffene Instrumentenwahl selektiv.

Aus energiewirtschaftlicher Perspektive können zentrale Mechanismen volks- beziehungsweise energiewirtschaftliche Ineffizienzen aufweisen, die insbesondere langfristig wirksam werden und daher für ein Marktdesign mit einem Zeithorizont bis 2050 große Relevanz haben. Die bisher diskutierten zentralen Kapazitätsmechanismen legen einen Fokus auf die Bereitstellung von gesicherter Leistung durch Erzeugungskapazitäten, insbesondere in großen Ein-

2 Vgl. beispielsweise EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukunfts-fähigen Strommarktdesign. Endbericht zum Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie sowie Öko-Institut/LBD/RAUE (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem beziehungsweise die Kurzfassungen der beiden Gutachten in diesem Band.

3 Vgl. beispielweise Cremer (2013): Vorschlag für ein Marktdesign der privatisierten Leistungsversorgung. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (63) 1/2, S. 40-44, beziehungsweise Erdmann (2012): Kapazitäts-Mechanismus für konventionelle und intermittierende Elektrizität. In: Agora Energiewende (2012): Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?, S. 5-7

heiten. Es besteht daher die Gefahr, dass eine regulatorische Definition des Produkts „gesicherte Leistung“ und der Teilnahmebedingungen an dem zentralen Kapazitätsmechanismus viele der im Markt vorhandenen dezentralen Optionen zur Bereitstellung gesicherter Leistung oder zur nachfrage-seitigen Freisetzung von Leistungsbedarf aufgrund ihrer Kleinteiligkeit und der schwierigen Standardisierung per se ausschließt.

Das heißt nicht, dass in zentral organisierte Kapazitätsmärkte nachfrageseitige Flexibilitäten grundsätzlich nicht integrierbar sind. Um die Integration dieser Maßnahmen zu ermöglichen, wird in diesen Modellen üblicherweise eine Teilung der Kapazitätsmärkte in mehrere Marktsegmente vorgeschlagen. Dabei werden üblicherweise in einem Marktsegment (tendenziell liegt hier das Hauptaugenmerk der Vorschläge) Ausschreibungen mit langer Verpflichtungsdauer und Vorlaufzeit durchgeführt. Diese Marktsegmente sind somit explizit auf zentrale Großkraftwerke zugeschnitten, was dezentralen und insbesondere lastseitigen Optionen den Zutritt erschwert. Durch den regulatorische Zuschnitt von Ausschreibungsbedingungen und die Definition von Produkten kann daher in einem zentralen Mechanismus die Erschließung flexibler, dezentraler und atypischer Potenziale zur Bereitstellung oder Freisetzung gesicherter Leistung behindert werden. Innovationspotenziale und gegebenenfalls kosteneffiziente Lösungen werden dann nicht oder nicht im eigentlich effizienten Umfang genutzt.

In einem dezentralen Marktmodell können die Marktakteure diese Optionen individuell bewerten, kombinieren und erschließen. Die damit verbundenen Effizienz- und Innovationsvorteile kommen perspektivisch auch dem Endkunden zugute und stellen bei langfristiger Betrachtung, das heißt unter Einbezug der dynamischen Effizienzen, eine Stärke eines dezentralen Modells dar. Aus diesen Gründen und vor dem Hintergrund des Zielsystems des Gutachtens wird ein dezentrales Marktdesign mit möglichst marktwirtschaftlichen beziehungsweise wettbewerblichen Elementen und einem Fokus auf die Einbindung der Nachfrageseite entworfen.

Die Nachfrage nach gesicherter Leistung wird aufseiten der Marktakteure, insbesondere bei den Stromverbrauchern und ihren direkten Agenten (Vertriebe/Beschaffer), angesiedelt. Die Einbindung der Verbraucher ermöglicht dabei ein hohes Maß an Verursachungsgerechtigkeit, was im Folgenden kurz erläutert werden soll. Der Umfang der notwendigen Leistungsvorhaltung wird (vereinfacht) durch die Hochlastphasen bestimmt, daher skalieren sich die Kosten der Leistungsvorhaltung mit der Höchstlast des Systems. Der notwendige Umfang und die Kosten der Vorhaltung von gesicherter Leistung ergeben sich daher kausal aus der Bezugsentscheidung der Stromverbraucher, im Speziellen daraus, in welchem Umfang ihr Verbrauch zu Hochlastphasen erfolgt. Zusätzliche Nachfrage in Hochlastphasen verursacht zusätzliche Leistungsvorhaltung, eine Nachfragereduktion in Hochlastphasen reduziert die Leistungsvorhaltung. Die Stromverbraucher (gegebenenfalls über ihre Agenten) sollten daher möglichst direkt und verursachungsgemäß die Kosten der Leistungsvorhaltung tragen.

In einem solchen Modell werden die Kosten der Leistungsbereitstellung preiswirksam und es ist daher einzelwirtschaftlich rational, dass alle Verbraucher, die ihren Bedarf an gesicherter Leistung zu (Opportunitäts-)Kosten reduzieren können, die unterhalb der Kosten der Vorhaltung gesicherter Leistung liegen, dies tun. Ein solches Modell setzt starke Anreize für die nachfrageseitige Freisetzung von Leistung und stellt eine optimale Anreizstruktur für Nachfrageflexibilität dar. Die volkswirtschaftlichen Anreize zur Optimierung der Leistungsvorhaltung werden in betriebswirtschaftliche Anreize für die Marktteilnehmer und insbesondere die Verbraucher transformiert.

Bei dem vorliegenden Vorschlag handelt es sich um einen umfassenden Kapazitätsmarkt, der sowohl die Sicherung von Bestandskraftwerken, neue Kraftwerke sowie lastseitige Maßnahmen anreizt. Dies erscheint langfristig sinnvoll, da selektive Mechanismen zu Marktverzerrungen führen.⁴ Bereits definitionsgemäß schließt eine selektive

4 Vgl. Consentec (2012): Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland

Förderung Optionen aus, die potenziell effizient sein könnten. So schließt zum Beispiel die Förderung von Neuanlagen kosteneffiziente Maßnahmen im Bestand aus und umgekehrt. Die potenziell mangelhafte Integrationsfähigkeit in Bezug auf dezentrale Maßnahmen und lastseitige Flexibilitätspotenziale wurde bereits oben erläutert. Auch durch eine Kombination von selektiven Mechanismen (zum Beispiel für Bestands- und Neuanlagen) sind diese Argumente nur teilweise zu entkräften.

Dem stehen die potenziellen Vorteile einer Reduktion von Verteilungseffekten bei selektiven Mechanismen gegenüber. Insbesondere, da das vorliegende Gutachten eine sehr langfristige Perspektive einnimmt, sind Allokationseffekte aus Sicht der Gutachter jedoch stärker zu gewichten als Verteilungseffekte, die sich insbesondere auf die Einführungsphase beziehen und gegebenenfalls durch spezifische Mechanismen zu verhindern sind. So kommt eine kosteneffiziente Allokation jenseits von kurzfristigeren Verteilungseffekten langfristig auch den Endverbrauchern zugute.

Der durch die in diesem Abschnitt hergeleiteten Eigenschaften gekennzeichnete Mechanismus wird im Folgenden als Leistungsmarkt bezeichnet. Der Leistungsmarkt ist ein dezentraler, verursachungsgerechter und umfassender Kapazitätsmarkt.

Ausgestaltung des Leistungsmarktes

In diesem Beitrag können nicht alle Elemente des Marktdesigns detailliert beschrieben werden; hierzu sei auf das öffentlich zugängliche Gutachten *Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland* verwiesen. Im Folgenden werden die Elemente des integrierten Energiemarktdesigns (iEMD) mit Relevanz für die Stromlieferung und Leistungsbereitstellung vorgestellt. Dabei wird insbesondere der Leistungsmarkt beschrieben. Es handelt sich im Folgenden um die reduzierte Beschreibung eines möglichen Umsetzungsszenarios, welches insbesondere auch als Basis für Diskussionen dienen soll.

Der Strommarkt

Das iEMD umfasst verschiedene Mechanismen zur zeitlichen Strukturierung der Stromlieferung zwischen Erzeugung und Nachfrage. Im Fokus des iEMD steht dabei der Strommarkt in seiner Ausgestaltung als *Energy-only*-Markt. Die Funktionsfähigkeit des *Energy-only*-Markts als zentralem Markt für die Koordination der Dispatch-Entscheidungen der Marktakteure wird im iEMD sichergestellt und gestärkt. Ein liquider und transparenter Strommarkt (Termin, *day ahead* und *intra day*) gewährleistet einen effizienten Einsatz aller angebots- und nachfrage-seitigen Flexibilitätspotenziale. Für die Bereitstellung längerfristiger Investitionsanreize in gesicherte Leistung und in die Flexibilisierung der Nachfrageseite wird der *Energy-only*-Markt im iEMD durch den Leistungsmarkt flankiert.

Im iEMD wird die EE-Produktion durch weitgehende Direktvermarktung in den Strommarkt integriert. Dabei gelten die Marktregeln des *Energy-only*-Markts für alle Anbieter gleichermaßen (*level playing field*), wobei die Produktdefinitionen und Handelsfristigkeiten des *Energy-only*-Markts zukünftig den steigenden EE-Anteilen angepasst werden sollten. Auch für die konventionelle Erzeugung, großhandelsmarktorientierte Stromspeicher und die Stromverbraucher stellt der *Energy-only*-Markt im iEMD den zentralen Marktplatz für die Koordination der Flexibilitätentscheidungen dar.

In der momentanen Situation tritt eine Angebotsknappheit im Strommarkt nicht auf; die Angebotsmenge übersteigt jederzeit die Nachfragemenge. Knappheitssignale des Strommarktes sind jedoch perspektivisch zu erwarten, wenn in den kommenden Jahren Kraftwerkskapazitäten altersbedingt oder aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit stillgelegt werden und das aktuelle EMD keine ausreichenden Anreize für Neuinvestitionen schafft. Grundsätzlich ist Knappheit auf Märkten ein wichtiges Signal für die Entscheidungen der Marktakteure. Im vorgeschlagenen iEMD werden Knappheitssituationen nicht als grundsätzlich problematisch angesehen. Es wird vielmehr sichergestellt, dass Knappheitssignale erstens von den Marktteilnehmern als Signal des Bedarfs von Leistung empfangen

werden und zweitens der Zustand ökonomischer Knappheit nicht zu einer physikalischen Knappheit und damit zu einer Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit führt.

Der Leistungsmarkt

Die Vorhaltung gesicherter Leistung wird im iEMD durch die Einführung von Leistungszertifikaten umgesetzt. Die Zertifikate verbriefen den Anbietern gesicherter Leistung ihren spezifischen Leistungsbeitrag für das Versorgungssystem. Denkbare Leistungsgrößen für diese Zertifikate sind zum Beispiel Ein-Megawatt-Einheiten, aber auch kleinere Einheiten sind möglich. Auf Basis dieser Leistungszertifikate wird das Gut gesicherte Leistung zu einem standardisierten und frei handelbaren Produkt. Leistungszertifikate entkoppeln die Kosten der Bereitstellung gesicherter Leistung (€/MW) von den Kosten der Stromerzeugung (€/MWh). Für diese *Commodity* bilden sich ein Markt (der Leistungsmarkt) und ein Preis.

Zentraler Unterschied zwischen gesicherter und ungesicherter Erzeugung ist, dass gesicherte Erzeugung in der Lage ist, über längere Zeiträume durchgängig und planbar Strom zu erzeugen. Unter gesicherter Leistung wird daher die Option verstanden, über einen vorab festgelegten Zeitraum, jeweils in den Zeiten, in denen Strom knapp ist, Strom erzeugen (Anbieter) beziehungsweise beziehen (Nachfrager) zu können.

Gesicherte Leistung wird im Wesentlichen von konventionellen Kraftwerken bereitgestellt. Dargebotsabhängige Erzeugungstechnologien (zum Beispiel Windkraft und Photovoltaik) sind grundsätzlich nur in geringem Umfang in der Lage, gesicherte Leistung für längere Zeiträume im Voraus anzubieten. Sie können daher ohne die Ergänzung durch andere Technologien kaum Leistungszertifikate veräußern. Dargebotsunabhängige regenerative Erzeuger (zum Beispiel Bioenergieanlagen) sind jedoch in der Lage, an einem Markt für Leistungszertifikate als Anbieter zu partizipieren und dort Erlöse zu erzielen. Die Erlöse für gesicherte Leistung legen daher den energiewirtschaftlichen Mehrwert der gesicherten gegenüber der ungesicherten Erzeugung offen. Im iEMD wird die Förderung der EE ent-

sprechend angepasst, sodass dieser Mehrwert als ein energiewirtschaftlich sinnvoller Anreiz auch auf die EE wirken kann.

Das Angebot an Leistungszertifikaten

Die Anbieter von Leistungszertifikaten erhalten ihre Zertifikate kostenfrei im Rahmen einer Zertifizierung durch eine zentrale Stelle, die die Eignung von Anbietern gesicherter Leistung plausibilisiert. Diese Stelle legt explizit nicht fest, in welcher Gesamthöhe Zertifikate benötigt oder ausgegeben werden. Die Ausgabe von Leistungszertifikaten soll dabei auch für Terminzeiträume erfolgen. Somit sind Anlagenbetreiber in der Lage, Leistungszertifikate auch auf Termin anzubieten. Die Zertifikate können unterjährig jederzeit nachgehandelt werden, was eine effiziente Reallokation ermöglicht.

Der Verkäufer eines Leistungszertifikates muss sicherstellen, dass er im Umfang der verkauften Leistungszertifikate und über den zugrunde liegenden Zeitraum in der Lage ist, Strom am Strommarkt anzubieten. Da im Knappheitsfall alle verfügbaren Anbieter von Strom auch abgerufen werden, impliziert dies, dass ein Verkäufer von Leistungszertifikaten im Knappheitsfall Strom erzeugen können muss. Falls Erzeuger im Knappheitsfall nicht in der Lage sind, so viel Strom zu erzeugen, wie sie über die Leistungszertifikate gesichert verkauft haben, muss ein Dritter einspringen. Die Absicherung der angebotenen gesicherten Leistung für den Fall von unvorhersehbarer Nichtverfügbarkeit (zum Beispiel aufgrund von technischen Defekten) ist dabei Aufgabe der jeweiligen Anbieter.

Ein Erzeuger, der zum Zeitpunkt der Knappheit an der Strombörse dennoch weniger Strom erzeugt, als über den Verkauf von Leistungszertifikaten zugesichert, hat die Kosten des Ausgleichs seiner Minderproduktion durch eine zentrale Reserve zu übernehmen. Diese Verpflichtung geht mit dem Verkauf von Leistungszertifikaten einher und ist vergleichbar zum heutigen System der Ausgleichs- und Reserveenergie (vgl. hierzu die späteren Ausführungen im Abschnitt „Das Reservesystem für den Leistungsmarkt“). Durch dieses Korrektiv wird sichergestellt, dass die Anbieter

von Leistungszertifikaten auf Basis einfacher Marktregeln bestmöglich die Verfügbarkeit ihrer Anlagen gewährleisten – insbesondere zu Zeiten, in denen die Nachfrage hoch und das Angebot knapp ist.

Die Nachfrage nach Leistungszertifikaten

Damit sich ein Markt für Leistungszertifikate bilden kann, ist neben der Etablierung eines Angebots von gesicherter Leistung, welches über die ausgeführte Zertifizierung eingeführt wird, die Schaffung (beziehungsweise Offenlegung) einer Nachfrage nach Leistungszertifikaten notwendig. Im iEMD geht die Nachfrage von den Stromverbrauchern aus. Diese haben ein Interesse – und im System des Leistungsmarktes auch eine Zahlungsbereitschaft – für eine gesicherte Belieferung mit Strom.

Die Stromverbraucher treten in aller Regel nicht direkt als Nachfrager von Leistungszertifikaten auf. Insbesondere kleinere Verbraucher werden analog zur heutigen Situation im Strommarkt durch ihre Lieferanten vertreten, welche eine Vielzahl von Nachfragern bündeln. Im Leistungsmarkt übernehmen der Handel und der Vertrieb daher die Aufgabe, Großhandelsprodukte für Strom und Leistung in verschiedenen Fristigkeiten einzukaufen und in Endkundenprodukte zu transformieren. Vertriebe sowie andere Dienstleister (zum Beispiel Händler) poolen und strukturieren die ihnen zugeordneten Verbraucher und sorgen damit dafür, dass Leistung in dem Umfang kontrahiert wird, wie sie zur sicheren Versorgung der nicht flexibilisierten Verbraucher des Portfolios erforderlich ist. Damit wird der Handel oder Vertrieb als Portfoliomanager zukünftig nicht nur für die Abwicklung der Beschaffung und Strukturierung von Strom, sondern auch von Leistungszertifikaten über die benötigten Fristigkeiten in seinem Bilanzkreis verantwortlich sein. Die Vertriebe, als Schnittstelle zum Verbraucher, sind für diese Aufgabe prädestiniert: Sie verfügen über die notwendigen Informationen über den Leistungsbedarf ihrer Kunden und können sich am ehesten Informationen für die Nutzung lastseitiger Flexibilitäten erschließen.

Nachfolgende Abbildung fasst die wesentlichen Akteure und Marktrollen des vorgeschlagenen Strom- und

Leistungsmarktes zusammen und zeigt, von wem Strom und Leistungszertifikate angeboten und nachgefragt werden sowie die zwischengelagerte Transformationsstufe, welche aus Großhandelsprodukten Endkundenprodukte strukturiert. Abbildung 1 verdeutlicht auch die ausschlaggebende Produktdifferenzierung in den Endkundenprodukten, die durch die Einführung eines Leistungsmarktes entsteht. Die Kosten der Leistungsvorhaltung und ihr Wert für den Endkunden werden preiswirksam. Damit sind alle Voraussetzungen erfüllt, um die tatsächliche Nachfrage und Zahlungsbereitschaft des Endkunden für gesicherte Versorgung offenzulegen.

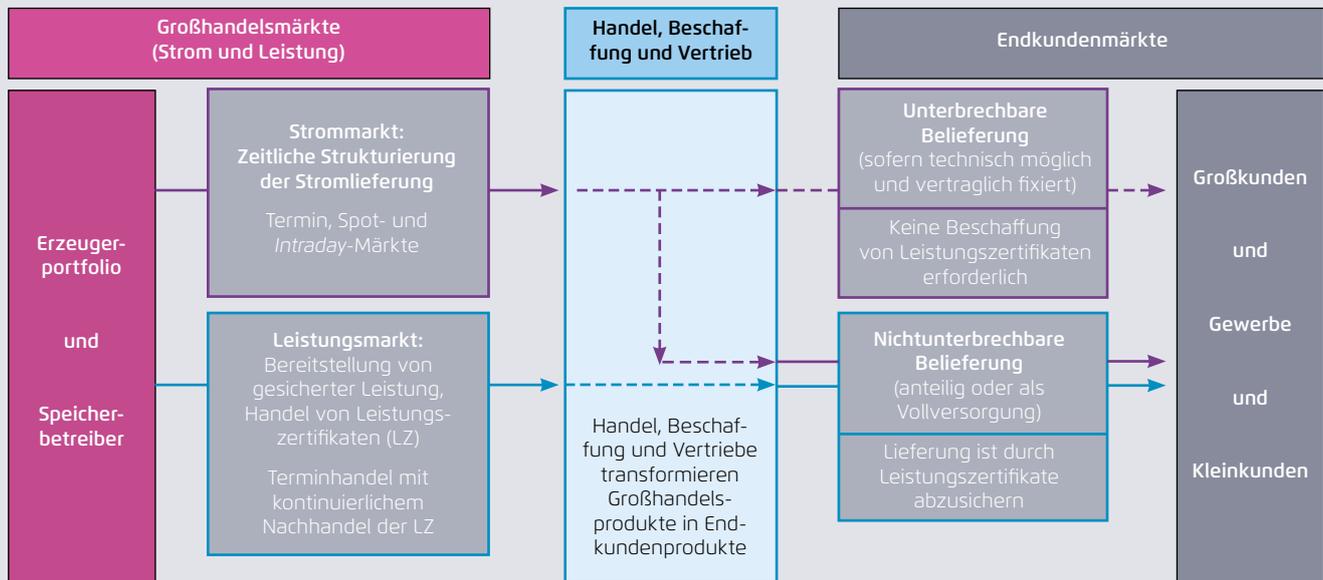
Im Leistungsmarkt wird gesicherte Leistung zu einem weiteren Systemkostenträger, zusätzlich zu erzeugten und verbrauchten Stromeinheiten. Der Kostenträger gesicherte Leistung kann so über die gesamte Wertschöpfungskette der Stromwirtschaft (Erzeugung, Handel, Strukturierung, Verbrauch) intensiv bewirtschaftet und optimiert werden. Beim Leistungsmarkt handelt es sich also um ein über die Wertschöpfungskette integriertes Marktdesign. Gleichmaßen integriert über die gesamte Wertschöpfungskette wirken damit Anreize zur Leistungseffizienz.

Vertragliche und technische Schnittstellen zum Endverbraucher

Stromverbraucher, deren Verbrauch nicht kontrolliert regelbar ist (zum Beispiel Standardlastprofilkunden im Haushalts- und Kleinkundensegment ohne Steuereinrichtungen wie bidirektionale *Smart Meter*), erhalten eine Vollversorgung mit gesicherter Leistung. Die Vollversorgung mit gesicherter Leistung muss demnach nicht explizit beauftragt werden, sondern besteht als Grundannahme im Vertragsverhältnis zwischen Vertrieb und Kunde und kann mit einer Verpflichtung verbunden werden.

Kunden, deren Strombedarf kontrolliert flexibilisiert werden kann, können diese Flexibilität dem Leistungsmarkt zur Verfügung stellen. Für den Abschluss einer solchen kontrolliert flexibilisierbaren Belieferung muss erstens die technische Möglichkeit zur Messung und Steuerung des Abnehmers beziehungsweise seiner Aggregate be-

Abbildung 1: Übersicht der Marktakteure und Marktrollen im Strom- und Leistungsmarkt



Quelle: Eigene Darstellung

stehen (das heißt die Möglichkeit, den Stromverbrauch in den Zeiträumen von Knappheit, gegebenenfalls anteilig, zu reduzieren), und zweitens muss eine vertragliche Regelung für die Nutzung der Flexibilitäten zwischen Kunde und Vertriebseinheit existieren. Für die Ausgestaltung der Verträge mit Endkunden werden seitens des Marktdesigns keine Vorgaben gemacht, es besteht Produktfreiheit im Endkundenverhältnis.

Lastseitige Flexibilitäten (zum Beispiel *Demand Side Management*) müssen im Leistungsmarkt nicht angebotsseitig zertifiziert werden. Diese Nachfrager nutzen ihre Flexibilität dazu, ihren Bedarf an Leistungszertifikaten zu senken. Der darüber erzielbare Kostenvorteil entspricht dem Marktwert der gesicherten Leistung und stellt den zentralen Anreiz für die Nachfrageflexibilisierung im System dar. Durch die gegebenenfalls höheren Kosten einer Vollversorgung (mit gesicherter Leistung und Strom) ist davon auszugehen, dass im Zeitraum bis 2050 starke Anreize entstehen, auf eine auf Messung basierende, be-

darfsgerechte Versorgung umzustellen. Damit entwickeln sich flexible Vertragsstrukturen und bei den Endkunden werden technische Flexibilitätspotenziale erschlossen. Dies führt dazu, dass nicht nur auf Ebene der Geschäftsmodelle, sondern auch in Bezug auf technische Lösungen (zum Beispiel *Smart Metering*, steuerbare Geräte und gepoolte Optimierung von Lasten und Erzeugern in virtuellen Kraftwerken) Innovationen angereizt werden.

Integration des Leistungsmarktes mit dem Energy-only-Markt

Im Folgenden wird das Grundprinzip der Integration von Leistungs- und Strommarkt vereinfachend erläutert. Aktuell stellt der *Day-ahead*-Handelsplatz der EPEX den zentralen Signalgeber für Stromknappheit im System dar. Im Betrachtungszeitraum bis 2050 können sich die Strukturen des börslichen Stromhandels jedoch verändern, insbesondere könnte der *Intraday*-Handel weiter an Relevanz

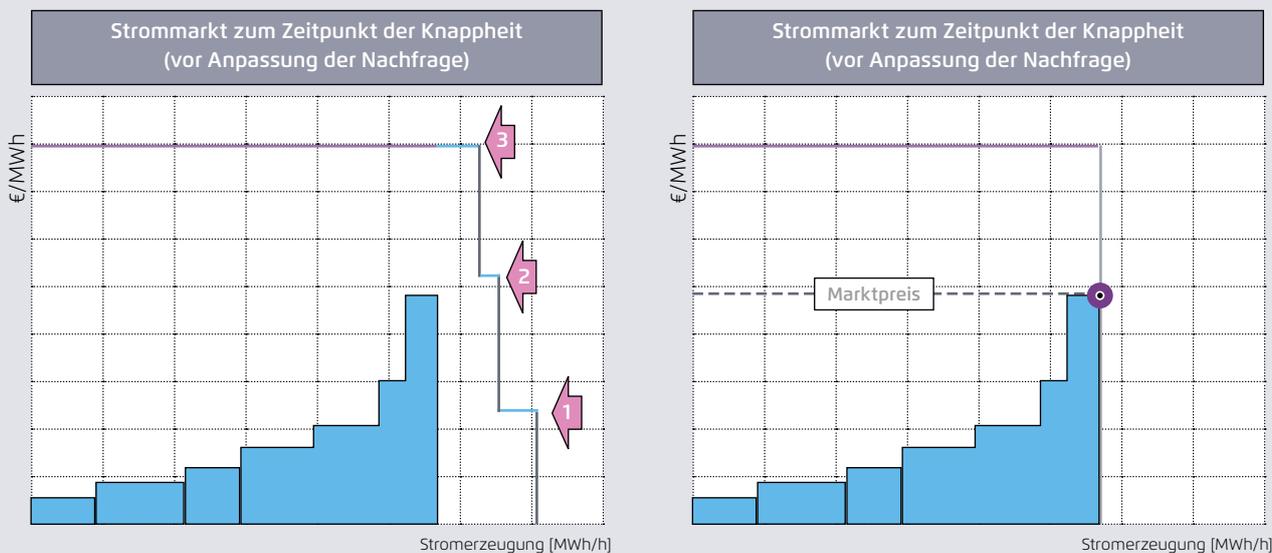
gewinnen und daher zukünftig auch als Signalgeber für den Leistungsmarkt herangezogen werden.

Abbildung 2 (linker Abschnitt) zeigt den *Energy-only*-Markt in einer Stunde der Stromknappheit. Knappheit stellt sich ein, wenn mehr Strom nachgefragt wird (rote/grüne Nachfragekurve in linker Abbildung), als durch den Kraftwerkspark zeitgleich bereitgestellt werden kann (blaue Fläche, *Merit Order*). Rote Linienabschnitte der Nachfragefunktion in der linken Abbildung stehen dabei für Bilanzkreise, deren Nachfrage nach Strom nicht mit Leistungszertifikaten hinterlegt ist, während grüne Linienabschnitte für die Nachfrage aus Bilanzkreisen stehen, deren Stromnachfrage durch Leistungszertifikate abgesichert wurde. Die blau eingefärbten Blöcke der *Merit Order* repräsentieren Angebote von Stromanbietern, die Leistungszertifikate zugeteilt bekommen und veräußert haben. Es handelt sich dabei also um Kraftwerke, die in Knappheitszeiträumen vertraglich verpflichtet sind, Strom anzubieten. In der beispielhaft skizzierten Marktsituation stehen (vereinfacht) nur diese Kraftwerke zur Verfügung; es wird also eine Extremsituation abgebildet.

Im aktuellen Marktdesign wäre in der skizzierten Marktsituation (Knappheit am *Energy-only*-Markt) eine undifferenzierte Einkürzung der Stromnachfrage notwendig, damit es zur Markträumung kommen kann. Das einzuführende System der Leistungszertifikate ermöglicht hier jedoch eine differenzierte und damit verursachungsgerechte Aktivierung von Nachfrageflexibilität, die den Verbrauchern/Vertrieben, welche Leistungszertifikate erworben haben, eine vorrangige Versorgung mit Strom zusichert (grün dargestellter Abschnitt der Nachfragefunktion).

Die zur Beseitigung der Knappheit notwendige Reduktion der Nachfragemenge betrifft damit nur Bilanzkreise, die nicht oder nur anteilig Leistungszertifikate beschafft haben. Sie haben damit zugesichert, dass sie in der Lage sind, im Knappheitsfall ihren Bezug kontrolliert anzupassen (rote Abschnitte 1, 2 und 3 der Nachfragefunktion in Abbildung 2). Das Ergebnis der differenzierten Nachfrageflexibilisierung im Knappheitsfall ist im rechten Abschnitt von Abbildung 2 dargestellt: Es bildet sich ein Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage (Marktpreis). Das Signal für

Abbildung 2: Schematische Darstellung zur Integration von Leistungszertifikaten mit dem Strommarkt



Quelle: Eigene Darstellung

die Reduktion der Nachfrage kommt aus dem Strommarkt (hier: *day ahead*), die technische Umsetzung der Reduktion des Strombezugs einzelner Verbraucher ist Aufgabe der jeweiligen Vertriebseinheiten, die diese Verbraucher bündeln.

Aufgrund der Gleichgewichtsbedingungen des Leistungsmarktes können nicht mehr Leistungszertifikate für die Absicherung von Verbrauchern genutzt werden, als zuvor auch an gesichert zur Verfügung stehenden Erzeugungskapazitäten ausgegeben wurden. Die abgesicherte Nachfrage (grüne Linienabschnitte) liegt also in jeder Stunde unterhalb des Angebots aus der gesicherten Erzeugung (hellblaue Blöcke). Dies bedeutet, dass die Versorgungssicherheit jederzeit gewährleistet ist und alle Kunden stets mindestens im Umfang ihrer vorab beschafften Leistungszertifikate beliefert werden. Alle Nachfrager mit Leistungszertifikaten werden bedient. Die kontrollierte Flexibilisierung betrifft nur Nachfrager, die keine Leistungszertifikate beschafft haben, und entspricht daher ihrer ökonomischen Präferenz.

Organisation der Nachweisführung über ein System von Leistungsbilanzkreisen

Um einen funktionsfähigen Markt für Leistungszertifikate zu gewährleisten, muss ein System etabliert werden, das eine Nachvollziehbarkeit der Strom- und Leistungsflüsse ermöglicht. Ein mögliches Umsetzungsszenario zur Organisation der Nachweisführung stellt die Integration in das bereits heute bestehende System der Bilanzkreise dar. Die bestehenden Bilanzkreise für Strom werden dazu durch ein Leistungsbilanzkreissystem ergänzt. Damit wird sichergestellt, dass die Leistungsbilanz des Systems zu jedem Zeitpunkt erfasst und ausgeglichen ist und Abweichungen von Liefer- oder Bezugsverpflichtungen festgestellt werden können. Der zusätzliche Aufwand für die Nachweisführung in Hinsicht auf gesicherte Leistung ist beherrschbar, insbesondere da ein bereits bestehendes und bewährtes System genutzt beziehungsweise erweitert wird. Zudem erfordert jeder Kapazitätsmechanismus eine Nachweisführung und Kontrolle der Leistungsvorhaltung und -bereitstellung, sodass dies keine spezifische Anforderung des hier vorgeschlagenen Leistungsmarktes darstellt.

Das Reservesystem für den Leistungsmarkt

Für den Ausgleich von Fahrplanabweichungen im Rahmen der physikalischen Erfüllung im Strommarkt bestehen bereits heute relativ effiziente Mechanismen. Das Regelleistungs- und Ausgleichsenergiesystem wird daher im Grundsatz im iEMD nicht verändert, wenngleich sich die Produktzuschnitte im Betrachtungszeitraum den Gegebenheiten anpassen werden.

Anreize, in Knappheitsfällen auf das für den Strommarkt vorgehaltene Ausgleichs- und Reservesystem zurückzugreifen, sind nicht im Sinne des Funktionsprinzips des Leistungsmarktes und daher zu vermeiden. Für diesen Zweck wird das bestehende Ausgleichs- und Reservesystem für den Strommarkt um eine Reserve für den Leistungsmarkt ergänzt. Diese Sicherheitsreserve wird eingesetzt, wenn Abweichungen in der Abwicklung der Märkte die positiven Regelleistungsreserven des Strommarktes überschreiten. Der Umfang der Sicherheitsreserve ist regulatorisch zu bestimmen und ermöglicht den Ausgleich von Prognosefehlern der Marktakteure hinsichtlich der Leistungsvorhaltung. Die Aktivierung der Sicherheitsreserve kann daher als Ausgleichsleistung bezeichnet werden, die diese Prognoseabweichungen auffängt.

Auf Ebene der (Leistungs-)Bilanzkreise lässt sich folgende Zuordnung treffen:

- Verursacher des Abrufs der Sicherheitsreserve sind alle Verkäufer von Leistungszertifikaten, die in Knappheitszeiten entweder nicht vertragsgemäß Strom angeboten haben oder physikalisch (gegebenenfalls außerhalb eines vorab bekannten Toleranzbandes) hinter den Fahrplänen zurückgeblieben sind.
- Gleichermaßen können Verbraucher Verursacher von Ausgleichsleistungsabrufen sein, wenn deren Strombezug in Knappheitszeiten physikalisch (gegebenenfalls außerhalb eines vorab bekannten Toleranzbandes) über ihren Fahrplänen lag. Die Fahrpläne berücksichtigen dabei die Stromzuteilung entsprechend der vorgehaltenen Leistungszertifikate.

Die Vorhaltung und der Abruf von Ausgleichsleistung sind mit Kosten verbunden, daher werden die Verursacher von Ausgleichsleistung grundsätzlich zur Zahlung eines Ausgleichs verpflichtet. Die Höhe der Zahlung sollte über den Marktpreisen für Leistungszertifikate liegen, dann wirken die Kosten des Reserveeinsatzes als Regulativ gegen Abweichungen vom zugesicherten Einsatz beziehungsweise Leistungsbezug.

Die Kraftwerke der Sicherheitsreserve selber dürfen keine Leistungszertifikate verkaufen, sie bleiben dem Leistungs- und Strommarkt vorenthalten und sollen daher möglichst nicht zu Verzerrungen der Preisstruktur am Strom- und Leistungsmarkt führen. Die Sicherheitsreserve sorgt damit dafür, dass das Gut gesicherte Leistung stets ökonomisch knapp wird, bevor Leistung tatsächlich physikalisch knapp ist. Dadurch wird die Erzeugungssicherheit zusätzlich sichergestellt. Im Zeitverlauf kann der Umfang der Sicherheitsreserve den Gegebenheiten angepasst und gegebenenfalls reduziert werden.

Der Leistungsmarkt auf Großhandelsebene

Die ausgegebenen Leistungszertifikate können mit variablem Produktzuschnitt von den Erzeugern an Händler und Verbraucher weitergegeben werden. Es ist davon auszugehen, dass die Marktakteure grundsätzlich einen Bedarf an einem Produktzuschnitt äquivalent zu den Produkten am Großhandelsmarkt für Strom haben. Dies würde es den Verbrauchern, Händlern und Erzeugern zum Beispiel ermöglichen, Stromlieferung und Absicherung durch Leistungszertifikate in parallelen Produkten zu strukturieren (zum Beispiel Terminprodukte mit Jahres-, Quartals- und Monatsfristigkeiten). Dabei ist zu vermuten, dass – analog zu den Fristigkeiten im Strommarkt – der Schwerpunkt auf dem Handel von Terminprodukten liegen wird, gegebenenfalls mit kurzfristigem Nachhandel zur kontinuierlichen Reallokation der Zertifikate. Längerfristige Produktzuschnitte stabilisieren hingegen das Preissignal. Es ist davon auszugehen, dass der Markt entsprechend seines Bedarfs, gegebenenfalls auch regulatorisch begleitet, hierfür geeignete und den Gegebenheiten angepasste Festlegungen trifft.

Die Veräußerung der Zertifikate stellt für Anbieter gesicherter Leistung zusätzlich zum Stromverkauf am *Energy-only*-Markt eine Erlösquelle dar. Durch die Diversifizierung der Erlössituation wirkt die Einführung des Leistungsmarktes risikodämpfend. Es ist zu erwarten, dass die Nachfrage, das Angebot und damit auch der Preis von Leistung über längere Zeiträume vergleichsweise stabil sind. Der Leistungsmarkt ermöglicht damit eine Vollkostendeckung der vom System benötigten Kraftwerke am Markt, das heißt, Kraftwerke können im Wettbewerb ihre Differenzkosten zum *Energy-only*-Markt im Leistungsmarkt erwirtschaften. Es ist dabei nicht das Ziel des Leistungsmarktes, Kraftwerksinvestoren und -betreiber risikofrei zu stellen, sondern ein angemessenes Rendite-Risiko-Verhältnis zu ermöglichen, das im jetzigen Marktumfeld allein auf Basis des *Energy-only*-Markt nicht vorhanden ist.

Auf vielen Marktplätzen etablieren sich sogenannte *Market Maker*, die die Liquidität des Handels, insbesondere für längere Fristigkeiten, erhöhen. Bei diesen handelt es sich meist um Marktakteure, die als Käufer und/oder Verkäufer in den Marktstufen, insbesondere auch im Terminmarkt, agieren und Risiken durch Termingeschäfte übernehmen. Darüber hinaus strukturieren beziehungsweise allozieren Märkte Rendite und Risiko über die Wertschöpfungsstufen. Vergleichbare marktwirtschaftliche Strukturen der Risikotransformation und -verteilung sind auch in dem vorgeschlagenen Leistungsmarkt denkbar, ihre Ausgestaltung obliegt primär dem Markt. Dadurch könnte sich ein gegebenenfalls auch bilateraler (Termin-)Markt zum Zweck der Risikotragung (zum Beispiel in Form von Counterparts) entwickeln. Im Sinne der dynamischen Anpassungsfähigkeit des Marktdesigns, insbesondere in der Transformationsphase des Energiesystems, sind in dieser Funktion auch ergänzende Rollen denkbar, die die längerfristige Liquidität des Marktes stützen.

Fazit

Das Gutachten zum iEMD beschreibt als eines der ersten energiewirtschaftlichen Gutachten in der deutschen Di-

skussion ein integriertes Energiemarktdesign, das alle Stufen der Wertschöpfungskette integriert adressiert (insbesondere konventionelle und regenerative Erzeugung, Netzbetrieb, Handel, Vertrieb und Endverbrauch). In diesem Sinne eröffnet das iEMD eine neue Dimension in der Energiemarktdiskussion und dient als Ausgangspunkt weiterer Entwicklungen und als Basis für Diskussionen sowie Verbesserungen.

Der Leistungsmarkt als ein Element des iEMD adressiert gezielt die Schwächen des aktuellen Marktdesigns durch die Flankierung des *Energy-only*-Markts um einen marktlich und dezentral organisierten Kapazitätsmechanismus. Der Leistungsmarkt ermöglicht damit die gezielte Anreizung von Nachfrageflexibilität und eine Koordination der Leistungsvorhaltung durch die Markakteure selbst, die regulatorische Einflussnahme bleibt minimal.

Neues Geld für Kraftwerke?

*Energie & Management**

Der Bau neuer konventioneller Kraftwerke in Deutschland lohnt sich derzeit nicht. Sie werden aber auf mittlere Sicht benötigt. Braucht Deutschland deshalb einen Kapazitätsmarkt? Und wie sollte dieser ausgestaltet sein?

Auf Einladung von Agora Energiewende und von *Energie & Management* debattierten diese Fragen fünf führende Experten am 24. August 2012 in Berlin.

Das Thema

Im derzeitigen Strommarkt werden Kohle- und Gaskraftwerke nur bezahlt, wenn sie tatsächlich laufen und Kilowattstunden an einen Kunden verkaufen (*Energy-only-Markt*). Im Moment sinken die Großhandelspreise für Kilowattstunden stark. Wegen der Einspeisung erneuerbarer Energien geht gleichzeitig die Zahl der Benutzungs-

* Dieser Beitrag erschien zuerst in *Energie & Management* 18/12, S. 25 - 28. Wir danken dem Verlag für die freundliche Genehmigung zum Abdruck.

stunden zurück. Neue Kraftwerke, die neben ihren Betriebskosten (Brennstoffe, CO₂-Lizenzen) auch ihre Kapitalkosten (Zinsen, Abschreibung) verdienen müssen, sind derzeit zum größten Teil unwirtschaftlich. Sogar Bestandsanlagen, die nur ihre Betriebskosten decken müssen, rutschen in die Unwirtschaftlichkeit.

In den Stunden, in denen Sonne und Wind keinen Strom produzieren, beispielsweise an windstillen Winterabenden, wird auch in Zukunft nahezu die komplette Stromversorgung von konventionellen Kraftwerken geleistet werden müssen. Die Frage ist, ob es für das Bereithalten von Kraftwerkskapazitäten künftig zusätzliche Zahlungen geben muss.

Die Frage, ob ein Kapazitätsmarkt gebraucht wird und wenn ja, wie dieser aussehen sollte, war daher das Thema eines Fachgesprächs von Agora Energiewende und *Energie & Management* im August 2012. Teilgenommen haben die Experten Prof. Dr. Georg Erdmann (TU Berlin), Dr. Felix Matthes (Öko-Institut), Dr. Christoph Maurer (Consentec), Prof. Dr. Felix Müsgens (BTU Cottbus) und Ben Schlemmermeier (LBD). Es wurde von Rainer Baake, Direktor der Agora Energiewende, und *E&M*-Chefredakteur Timm Krägenow moderiert. Für die Veröffentlichung wurde es redaktionell bearbeitet.



Foto: Christian Plambeck

Frage 1: Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?

Die Leitfrage für den ersten Teil unserer Diskussion ist: Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt? Meine Herren, Sie haben das Wort.

Kontra: Warum wir keinen Kapazitätsmarkt brauchen

Maurer: Der gegenwärtige *Energy-only*-Markt, an dem Kilowattstunden bezahlt werden, hat eine sehr wertvolle Koordinierungsfunktion. Schon deshalb sollten wir uns nicht überstürzt davon verabschieden, bevor wir uns sicher sind, dass wir eine funktionierende Alternative haben. Es gibt bisher keinen Beweis, dass dieser Markt nicht in der Lage ist, Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Ich gebe zu, dass es auf der anderen Seite auch keinen Beweis dafür gibt, dass er in der Lage ist, das langfristig zu tun.

Im *Energy-only*-Markt muss man bereit sein, gewisse Prämissen zu akzeptieren. Eine ist, dass er nur dann langfristig Versorgungssicherheit gewährleisten kann, wenn dort Knappheitspreise entstehen können. Wenn wir nicht bereit sind, gelegentliche Preisspitzen an Großhandelsmärkten zu akzeptieren, dann werden wir mit diesem Marktdesign nicht hinkommen. Zweitens muss man akzeptieren, dass ein europäischer *Energy-only*-Markt nicht in der Lage ist, regionale Kapazitäten oder eine bestimmte Menge gesicherter Kapazität in Deutschland bereitzustellen.

Ich persönlich habe wenig Probleme, diese Prämissen zu akzeptieren. Deswegen halte ich einen Wechsel des Marktdesigns nicht für zwangsläufig. Ich würde ihn aber auch nicht ausschließen.

Bei der Diskussion über Alternativen wie einen Kapazitätsmarkt denken wir über extrem komplexe Modelle nach, die gegebenenfalls das Marktdesign stark gefährden und deren Funktionieren aus meiner Sicht überhaupt nicht sichergestellt ist. Auch international gibt es keine Modelle, die eine Erfolgsgeschichte versprechen.

Müsgens: Wir haben einen liquiden Großhandelsmarkt, der über den Stromaustausch und die Marktkopplung in den europäischen Kontext eingebettet ist. Dieser Markt ist nicht perfekt im Sinne einer Lehrbuchtheorie. In der Realität gibt

es keinen perfekten Markt. Auf anderen Märkten folgen daraus aber nicht zusätzliche Mechanismen und weitere Eingriffe. Zur Begründung weiterer Eingriffe wären deshalb drei zentrale Fragen zu beantworten: Welche spezifischen Probleme sehen wir im *Energy-only*-Markt? Werden sie durch die Einführung von Kapazitätsmärkten behoben? Und welche Nachteile entstehen dadurch an anderer Stelle?

Es werden drei grundsätzliche Kategorien von Argumenten genannt. Die erste Kategorie sind grundsätzliche ökonomische Probleme im *Energy-only*-Markt. Die zweite Kategorie ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien. Da wird gesagt, wenn die Volllaststunden konventioneller Kraftwerke zurückgehen, kann der *Energy-only*-Markt nicht funktionieren. Dies ist jedoch keineswegs zwingend der Fall. Das dritte Argument sind innerdeutsche Netzengpässe. Für diesen Punkt gibt es allerdings alternative Lösungswege, nämlich den Netzausbau.

Eine Abwägung aller bisher bekannten Konzepte für einen Kapazitätsmarkt legt nahe, dass sich derzeit keine Notwendigkeit für eine Einführung ergibt, da die Nachteile die Vorteile übersteigen. Das verbleibende Argument für Kapazitätsmärkte wäre der politische Wunsch nach nationaler Autarkie, denn die kann das *Energy-only*-Marktdesign eingebettet in einen europäischen Kontext, nicht garantieren. Im *Energy-only*-Markt bestimmt der Markt die vorgehaltenen Kapazitäten, und dabei können durchaus auch Kapazitäten in Holland oder in Frankreich zur Versorgungssicherheit in Deutschland beitragen. Dies war im Übrigen auch ein Ziel der Schaffung eines EU-Binnenmarktes für Elektrizität. Wenn sich die Politik hier anders positionieren möchte, brauchen wir Kapazitätsmechanismen. In diesem Fall würde ich als Ergänzung zum *Energy-only*-Markt eine strategische Reserve empfehlen.

Erdmann: Meine Position ist, dass wir keinen Kapazitätsmarkt für konventionelle Kraftwerkskapazitäten brauchen. Die klassische Argumentation, warum wir den brauchen, beruht immer auf den Überlegungen im Spotmarkt. Die Versorger kaufen aber ihren Strom nicht am Spotmarkt, sondern zu 95 Prozent am Terminmarkt. Derzeit wird die Erzeugung von Kraftwerksstrom durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien zurückgedrängt, weil am Spotmarkt die Erneuerbaren Energien vorrangig sind. Das führt dazu,

dass wir im Terminmarkt im Grunde genommen *short* sind und am Spotmarkt *long*. Und das Ergebnis davon wiederum ist, dass der Terminmarkt strukturell teurer sein wird als der Spotmarkt.

Wie gehen Kraftwerksbetreiber in dieser Situation vor? Sie verkaufen 95 oder 100 Prozent ihrer Kapazität am Terminmarkt. Wenn es dann zum Spotmarkt kommt, kann ich den Strom, den ich schon verkauft habe und den ich eigentlich in meinen eigenen Kraftwerken erzeugen kann, am Spotmarkt wieder zurückkaufen. Das heißt, Kraftwerksbetreiber verdienen zwei Mal: am Terminmarkt und am Spotmarkt. Alle Berechnungen, die nur den Spotmarkt berücksichtigen und dort ein *Missing-Money*-Problem feststellen, sind falsch. Nur wer die Realloption Kraftwerk hat, kann solche Geschäfte eingehen und hat eine gute Position, um hier Geld zu verdienen. Das Motiv für den Kraftwerksbau ist, Realloptionen zu erhalten, um an beiden Märkten spielen zu können. Und ich sehe keinen Grund, warum das in Zukunft nicht so weitergehen soll.

Pro: Warum wir einen Kapazitätsmarkt brauchen

Schlemmermeier: Warum ist der Bau von neuen Kraftwerken derzeit nicht wirtschaftlich? Der Großhandelsmarkt hat sich in den vergangenen Jahren in zwei Punkten grundsätzlich verändert: Die Strompreise bei hoher residualer Last im Netz sind deutlich zurückgegangen. Wir haben in diesen Bereichen neuerdings einen intensiven, an den Grenzkosten orientierten Preiswettbewerb. Dieser Effekt ist völlig unabhängig vom Ausbau der Erneuerbaren Energien. Gleichzeitig haben wir eine signifikant geringere Zahl von Stunden, an denen diese höhere Residuallast überhaupt auftritt. Die Ursache dafür ist die Einspeisung Erneuerbarer Energien. Wir haben es also mit gleich zwei strukturellen Problemen zu tun. Die Folge ist, dass die Kraftwerke auch ihre operativen Fixkosten nicht mehr verdienen können, ganz zu schweigen von den Kapitalkosten. Dadurch sind bis zu 13.000 Megawatt von der Stilllegung bedroht. Die Prognose für 2022 zeigt, dass sich dieser Effekt fortsetzen wird und ein großer Teil der benötigten Kraftwerkskapazität nicht mehr rentabel bereitgestellt werden kann. Bei intensivem Wettbewerb ist der *Energy-only*-Markt nicht in der Lage, dieses Problem zu lösen. Er setzt keine Preis-

signale, weil er keine Liquidität über die Amortisationsdauer der Kraftwerke hat, sondern nur für die nächsten zwei oder drei Jahre. Wenn im *Energy-only*-Markt investiert wird, sinkt dadurch der Großhandelspreis und Investitionsvorhaben werden unrentabel. Der *Energy-only*-Markt kannibalisiert das Preissignal. Er ist nicht in der Lage, für genügend Kapazität zu sorgen.

Matthes: Der *Energy-only*-Markt ist da, er wird bleiben und er wird in vielen Bereichen eine noch größere Rolle spielen, auch für die Erneuerbaren Energien. Er steht aber vor Herausforderungen: Was ist der mögliche Finanzierungsbeitrag für konventionelle bestehende und auch neue Kraftwerke zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit? Und es gibt einen Bereich, in dem der *Energy-only*-Markt überhaupt keinen Beitrag leisten kann. In Deutschland werden rund sieben Gigawatt für den Fall vorgehalten, dass größere Betriebsmittel ausfallen und sofort ersetzt werden müssen. Weil diese Reservekapazität praktisch niemals gebraucht wird, fließt für sie über den *Energy-only*-Markt auch kein Geld. Von daher kann der Markt diese Kapazitäten gar nicht schaffen. Wer weiter eine Reserve will, wird sie gesondert finanzieren müssen.

Mit Blick auf den Rest des Kraftwerksparks muss man die theoretische und die realweltliche Perspektive unterscheiden. Die theoretische Debatte, ob der *Energy-only*-Markt für ausreichende Kraftwerkskapazität sorgt, ist komplex und kommt zu äußerst konträren Ergebnissen. Zur realweltlichen Lage: Hier stelle ich dem Publikum gerne drei Fragen.

Erstens: Glauben Sie, dass wir über fünf bis zehn Jahre in jährlich 50 bis 100 Stunden einen Börsenpreis von 1.000 Euro je Megawattstunde sehen werden, was ja den Bau von neuen Kraftwerken wirtschaftlich machen könnte? Zweitens: Glauben Sie, dass daraufhin der Regulierer nicht eingreifen wird? Drittens: Würden Sie unter Beachtung der Antworten auf die Fragen eins und zwei eine größere Investition tätigen? Spätestens hier meldet sich im Regelfall niemand mehr.

Es gibt noch einen zweiten realweltlichen Test: In fast allen Strommärkten der Welt, die schon länger liberalisiert sind, wird über Kapazitätsmechanismen nachgedacht oder es

sind schon welche eingeführt worden. Es scheint also einen realen Handlungsdruck zu geben.

Diskussion

Herr Professor Erdmann, sinngemäß sagen Sie, wenn die Preise steigen, werden schon neue Kraftwerke gebaut. Herr Schlemmermeier und Herr Matthes warnen, dass das schon zeitlich gar nicht funktionieren wird, weil nicht genug Vorlauf da ist.

Erdmann: Wer im Strommarkt mit Kraftwerksinvestitionen tätig ist, weiß, dass wir besonders langfristige Investitionszyklen haben. Wer damit nicht umgehen kann, soll lieber Brötchen verkaufen. Jeder weiß, dass es fünf Jahre dauert, ein neues Kraftwerk zu bauen, wir jedoch nur Preissignale für die nächsten drei Jahre haben. Aber wenn jemand ein neues Kraftwerk baut, denkt er natürlich ein bisschen weiter. Auch eine Schuhfabrik weiß nicht, wer in fünf Jahren ihre Schuhe kauft. Aber deswegen gibt es noch lange keinen Kapazitätsmarkt für Schuhfabriken.

Matthes: Die Antwort darauf ist ziemlich einfach: Schuhe kann man lagern. Und es ist kein Problem, wenn die Produktion mal ein Vierteljahr ausfällt.

Entwicklung der Kapazitäten

Wenn man sich die Pläne für Kraftwerksbauten und Kraftwerksstilllegungen anschaut, ergibt sich bis 2022 ein Minus von 8,5 Gigawatt. Angesichts dieser Zahlen ist es schwierig, sich vorzustellen, wie da in Deutschland noch Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann.

Maurer: Wenn wir uns ganz bewusst dafür entscheiden, dass wir auch in Zukunft national Versorgungssicherheit gewährleisten wollen, werden wir das nicht ohne einen Kapazitätsmechanismus hinbekommen. Derzeit ist die überwiegende Zahl der Experten und Wissenschaftler der Meinung, dass wir bis 2020, 2022 kein überragendes Kapazitätsproblem in Deutschland haben werden. Die aktuellen Probleme bei der Versorgungssicherheit sind durch Netzengpässe bedingt.

Matthes: Kurzfristig werden Kapazitätsengpässe vor allem regional auftreten. 2020 schätze ich das Defizit in der Größenordnung von fünf Gigawatt. Ab 2025 bis 2030 brauchen wir etwa 10 bis 20 Gigawatt zusätzlich.

Entwicklung der Preise

Schlemmermeier: Wenn man sich die Terminmarktpreise mal anschaut, dann hätte es nur in fünf Prozent der Monate der vergangenen fünf Jahre eine Chance gegeben, für das kommende Jahr einen Kontrakt zu schließen, der ein Kohlekraftwerk zu Vollkosten absichert. Wer heute ein neues Kohlekraftwerk hat – und vor diesem Problem stehen E.ON, RWE und Vattenfall – hat einen Wertberichtigungsbedarf der Investition gegen die langfristigen Erzeugermargen von gut 1.000 Euro pro Kilowatt. Das heißt, das neue Kohlekraftwerk von Vattenfall in Hamburg-Moorburg hat einen Wertberichtigungsbedarf von mehr oder weniger 1,6 Milliarden Euro. Mit dieser Erfahrung werden Investoren bei künftigen Entscheidungen über Kraftwerksneubauten sehr vorsichtig sein.

Erdmann: Es ist klar, dass es im liberalisierten Markt noch fast keinen Monat gegeben hat, in dem der Spotmarktpreis ausgereicht hätte, um ein neues Gaskraftwerk zu finanzieren. Das heißt, die Investitionsentscheidungen, die wir bisher hatten, beruhten alle darauf, dass man eben ein Kraftwerk als Realloption braucht, damit man im Markt mitspielen kann. Wer nicht investiert, fliegt aus dem Markt. Und da ich davon ausgehe, dass immer wieder jemand in diesem Markt mitspielen will, bleibt dem gar nichts anderes übrig, als Kraftwerke zu bauen.

Schlemmermeier: Das ist systematisch falsch. Wenn ich in der Lage bin, mit einem Gas- und -Dampf-Kraftwerk die Megawattstunde für 90 Euro zu erzeugen, kann ich mit diesem Kraftwerk kein Base-Produkt mit 45 oder 48 Euro pro Megawattstunde verkaufen.

Voraussetzungen für Investitionen

Müsgens: Es sind sich sicherlich alle einig, dass die Preise, die wir heute und auch für das nächste Jahr im Markt sehen,

nicht ausreichen, um die Vollkosten von Kraftwerken zu decken. Aber ist das ein Problem für das Funktionieren des Marktes? Es gibt Gründe für die niedrigen Preise: Der CO₂-Preis ist stark gefallen, wir sind in einer europäischen Wirtschaftskrise, die Erneuerbaren Energien setzen den Preis unter Druck. Kurzfristig werden aber eben auch - über die bereits im Bau befindlichen Anlagen hinaus - keine weiteren Kraftwerke benötigt. Wenn wir neue Kraftwerke planen, sind diese in drei oder fünf Jahren einsatzbereit. Wenn die Investoren mittelfristig wieder höhere Preise erwarten, beispielsweise weil alte Kraftwerke stillgelegt werden, dann wird auch wieder investiert.

Schlemmermeier: Was wäre die Konsequenz? Um aus dem *Energy-only*-Markt heraus die Vollkosten von neuen Kraftwerken zu finanzieren, müsste das Preisniveau im Großhandelsmarkt bei gleichen Brennstoffkosten und CO₂-Preisen um gut 10 bis 15 Milliarden Euro steigen. Die Kraftwerke, die hinzukommen sollen, müssen ja nicht nur ihre operativen Kosten, sondern auch ihre Kapitalkosten verdienen. Und weil alle Kraftwerke am *Energy-only*-Markt gleichbehandelt werden, werden die Bestandskraftwerke das gleiche Geld bekommen wie ein Neubaukraftwerk. Das wäre natürlich ein riesiger Geldsegen. Es gibt weltweit keinen liberalisierten Markt, wo in einem sehr intensiven Wettbewerb neue Kraftwerke gebaut werden, ohne dass es Kapazitätsmechanismen gibt: nicht in Brasilien, nicht in Kolumbien, nicht in den Bundesstaaten der USA. Wenn man das nicht will, muss man dem Verbraucher sagen, dass das 10 bis 15 Milliarden Euro kostet.

Maurer: Diese Zahl habe ich noch in keiner nachvollziehbaren Berechnung bestätigt gefunden. Wir können natürlich nicht erwarten, dass auf absehbare Zeit der *Energy-only*-Markt ein Preisniveau liefert, das neue Gas- und -Dampf-Kraftwerke oder Ähnliches finanziert. Die Auslastung von Mittellastkraftwerken sinkt, wir haben vielleicht ein Spitzenlastproblem nur in wenigen Stunden. Da ist es logisch, Spitzenlastkraftwerke zu bauen, wie Gasturbinen, vielleicht auch Schiffsdiesel oder Notstromaggregate, die einen deutlich geringeren Kapitalrücklauf benötigen. Es scheint mir nicht ausgeschlossen, dass sich solche Spitzenlastkraftwerke am *Energy-only*-Markt refinanzieren.

Aber das bedeutet: Wir müssen Knappheitspreise zulassen. Warum soll es denn ein Problem sein, wenn wir in 50 bis 100 Stunden des Jahres einen Großhandelspreis von 1.000 Euro haben?

Regulierungsversagen

Matthes: Die Frage ist, ob wir einen solchen nennenswerten hohen Strompreis über eine nennenswerte Zahl von Stunden über eine nennenswerte Zahl von Jahren bekommen werden. Jeder Investor wird sich fragen, ob diese Knappheitsprämien auch Bestand haben werden, auch wenn mal die erste Investition passiert ist. Wird ein Investor aufgrund einer solchen Erwartung ein Kraftwerk bauen? Ich glaube es nicht. Hinzu kommt ein weiterer Aspekt: Internationale Untersuchungen zeigen, dass Regulatoren sehr schnell eingreifen, wenn der Strompreis die Größenordnung von 1.000 Euro überschreitet.

Erdmann: Herr Matthes bringt die Sache auf den Punkt. Wir haben ein Regulierungsversagen, und deshalb brauchen wir einen Kapazitätsmarkt. Es spricht einiges dafür, dass der Regulator auch hier versagt. Ich habe den Eindruck, dass einige meinen, die Energiewende besteht darin, wer am besten Fördermittel und politische Renten einsammeln kann. Dann droht das System in der Tat unbezahlbar zu werden. Warum lassen wir den Markt nicht mal probieren? Ich halte die deutschen Unternehmen für genügend seriös und robust, dass sie sich dieser Verantwortung stellen.

Müsgens: Ich teile die Einschätzung, dass 50 oder 100 Stunden mit hohen Preisen kein Problem für die Verbraucher sind. Die jährlichen Stromrechnungen von privaten Haushalten wird das nur marginal beeinflussen. Mindestens die gleichen Kosten würden sie durch Zahlung von Kapazitätspreisen aufbringen müssen. Industriekunden können sich in diesen Preisspitzen dagegen entscheiden, zahlen sie diesen Preis oder reduzieren sie in diesen Perioden ihren Verbrauch. Diese Preiselastizität der Nachfrage wird benötigt. Sie ist insbesondere ein zentraler Schlüssel für eine effiziente Integration der Erneuerbaren Energien. Zusammengefasst: Preisspitzen werden gebraucht, weil sie ein wichtiges Signal beispielsweise für

die Steuerung der Nachfrage und für die Investitionen in Speicher sind. Wenn sie wegfallen, wird das System weniger effizient.

Schlemmermeier: Effizienz ist genau das Stichwort. Und mit Ihrem Beispiel kommen wir den Milliardenbeträgen näher, um die es hier geht. Nehmen wir mal die 1.000 Euro über 100 Stunden bei 60.000 Megawatt Last. Das heißt, dass die Käufer in diesen 100 Stunden sechs Milliarden Euro zahlen müssten. Wir sind uns also einig darüber, dass wir signifikant Geld im Großhandelsmarkt brauchen, damit er Investitionsanreize gibt. Die Frage ist: Wie bringen wir dieses Geld in den Markt? Gezielt über einen Kapazitätsmechanismus, und zwar für die Kapazitäten, die wir brauchen, also für Speicher, steuerbare Lasten und konventionelle Kraftwerke? Oder blasen wir den Großhandelsmarkt auf? Sie sagen, 1.000 Euro die Megawattstunde müssen wir aushalten können. Ich sage: Das ist nicht effizient.

Frage 2: Wie sollte ein Kapazitätsmarkt ausgestaltet werden?

Die Leitfrage des zweiten Teils ist: Wie sollte ein Kapazitätsmarkt ausgestaltet werden, wenn sich die Politik dafür entscheidet? Wir beginnen mit dem Modell der strategischen Reserve.

Maurer: Wir tun sehr gut daran, die positiven Aspekte des *Energy-only*-Marktes zu erhalten, auch wenn das Thema Kapazität wichtig ist. Bisher gibt es auch international kein restlos überzeugendes Modell für einen Kapazitätsmarkt. Wir werden das Problem auch nicht innerhalb der nächsten zwölf Monate lösen. Diese Einsicht bestimmt auch meine Meinung, welchen Mechanismus man anstreben sollte. Ich sehe im Wesentlichen drei mögliche Mechanismen. Erstens selektive Mechanismen, die ausschließlich auf Neuanlagen zielen oder ausschließlich auf *Demand-Side-Management* oder auf Speicher. So etwas ist zwangsweise ineffizient, weil es die anderen Lösungen von vornherein ausschließt. Die zweite Möglichkeit sind umfassende Kapazitätsmärkte, in denen sämtliche Kapazitäten gefördert werden. Darüber haben sich viele renommierte Wissenschaftler Gedanken gemacht. Dies lehne ich nicht rund-

weg ab. Das Problem ist aber, dass der Praxisnachweis der Funktionalität überall in der Welt noch aussteht. Bevor ein solcher Mechanismus eingesetzt wird, müssen noch erhebliche Anstrengungen unternommen werden, ihn an die hiesigen Anforderungen anzupassen.

Präsentation strategische Reserve

Es bleibt also am Ende die Idee einer strategischen Reserve. Hier werden Kapazitäten vorgehalten und bezahlt, die nur in Knappheitssituationen eingesetzt werden und ansonsten dem Strommarkt nicht zur Verfügung stehen. Eine Knappheitssituation liegt vor, wenn eine Markträumung ohne Rationierung der Nachfrage nicht möglich ist. Die strategische Reserve ist keine dauerhafte Lösung. Sie ist eine Brückenlösung, um noch ein wenig Zeit zu kaufen, indem wir das Szenario, dass Bestandskraftwerke außer Betrieb gehen und damit die Versorgungssicherheit gefährden, noch eine Weile zumindest aufschieben. Das wäre ein minimalinvasiver und aus meiner Sicht auch vollständig reversibler Eingriff in den *Energy-only*-Markt. Damit hätten wir eine Brücke, um in aller Ruhe und mit der gebotenen Tiefe über die langfristige Ausgestaltung des Marktdesigns diskutieren zu können.

Müsgens: Für mich ist die Grundfrage: Wie soll entschieden werden, was wann und wie viel wo gebraucht wird. Auch in den beteiligten Ministerien sehen die Mitarbeiter die Schwierigkeiten, einzelne Maßnahmen auszuwählen und vorzugeben. Genau das aber würden wir mit selektiven Kapazitätsmechanismen tun. Wir sagen einseitig: Wir verlängern den Betrieb thermischer Kraftwerke. Aber was ist mit der Nachfrage, was mit den verschiedenen Speicheroptionen? Da werden dann weitere Mechanismen kommen. In dem Moment, da wir selektiv eine Option fördern, beispielsweise Kraftwerke länger im Markt halten, halten wir auch die Preise niedriger und verbauen den Weg für andere Optionen.

Der Kapazitätsmarkt sollte das Preissignal des *Energy-only*-Marktes möglichst weit erhalten. Der Eingriff sollte also so minimalinvasiv wie möglich sein. Weil es noch viel Klärungsbedarf gibt, sollten wir über Brückenlösungen nachdenken und nicht etwas festschreiben, was nicht

rückgängig gemacht werden kann. Unter diesen Bedingungen sehe auch ich Vorteile bei der Einführung einer strategischen Reserve.

Präsentation Bilanzkreismodell

Erdmann: Beim Nachdenken über einen Kapazitätsmarkt sollte man als Erstes fragen: Wer soll der Nachfrager sein? Da gibt es verschiedene Ideen: die Bundesnetzagentur, ein *Independent System Operator* oder die Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber. Das sind alles Institutionen, die nicht geschaffen worden sind, um am Markt aktiv teilzunehmen. Wenn man also den Markt einen Markt sein lassen will, dann muss man Marktakteure zu Nachfragern nach Kapazität machen: Und das wären die Bilanzkreismanager. Wenn ich heute als Bilanzkreismanager Strom einkaufe für drei Jahre oder darüber hinaus, dann habe ich damit gesicherte Kapazitäten, um meine Kunden zu versorgen.

Allerdings spielen die Erneuerbaren Energien in diesem Markt im Moment nicht mit. Wenn man eine Nachfrage nach Kapazität schaffen will, muss man die regenerative Energie in die Bilanzkreise hineinzwingen. Der § 8 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, der die Netzbetreiber verpflichtet, erneuerbaren Strom abzunehmen, gehört abgeschafft. Die Betreiber von regenerativen Anlagen müssten dann Verträge mit Bilanzkreismanagern abschließen und so ihren Strom vermarkten. Das kann der Manager nur, wenn er sich *Backup*-Kapazitäten einkauft. Die vielen Manager der vielen Bilanzkreise werden innovative Lösungen suchen.

Dadurch wird ein Innovationsprozess in Gang gebracht, der das Ganze billiger machen wird. Der Erfolg der optionalen Marktprämie zeigt, dass das möglich ist. Das wäre eine Lösung, die die Erzeuger von erneuerbarer Energie an der Lösung beteiligt.

Präsentation Kapazitätsmarkt

Schlemmermeier: Das ordnungspolitische Dilemma ist, dass die Kraftwerksbetreiber machen können, was sie wollen. Sie wollen Geld verdienen und schalten Kraftwerke ab, wenn sie kein Geld mehr verdienen. Versorgungssicherheit ist nicht ihre Sache. Versorgungssicherheit und Systemsicherheit sind Aufgaben des Netzbetreibers. Dem fehlt aber ein

Instrumentarium, um die nötigen Kapazitäten auf dem Erzeugermarkt zu beschaffen.

Wie funktioniert unser Mechanismus? Der Netzentwicklungsplan muss um einen Mindestkapazitätsplan ergänzt werden. Dieser stellt fest, was wir für die Versorgungssicherheit brauchen. In dem Moment, in dem es weniger Kraftwerke und andere Kapazitäten gibt als das Soll, wird Kapazität über einen Auktionsprozess beschafft und über Netzentgelte amortisiert. Warum sprechen wir vom „gezielten“ Kapazitätsmarkt? Wenn wir neue Kapazitäten brauchen, schreiben wir ein Produkt für neue Kapazitäten aus. Wenn wir Bestandskapazitäten brauchen, schreiben wir ein Produkt für Bestandskapazitäten aus. Beteiligen können sich Kraftwerke, Speicher und abschaltbare Lasten. Die Zukunftsaufgabe ist, das Angebot an Erneuerbaren Energien, das vom Wind und von der Sonne abhängt, mit der Nachfrage nach Strom zu synchronisieren. Um das zu erreichen, brauchen wir disponible Kraftwerke, Speicher und steuerbare Lasten. Welche dieser Kapazitäten den effizientesten Beitrag leistet, soll in unserem Modell der Wettbewerb entscheiden.

Alle, die Kapazitätsprämien erhalten, nehmen weiterhin am *Energy-only*-Markt teil. Damit wird es beim gegenwärtigen Preisniveau auf dem Großhandelsmarkt bleiben. Die Kosten für unseren Mechanismus werden etwa drei bis vier Milliarden Euro pro Jahr betragen. Im *Energy-only*-Markt plus strategische Reserve müsste dagegen das Preisniveau um 10 bis 15 Milliarden Euro steigen, um neue Kraftwerke rentabel zu machen.

Matthes: Das primäre Ziel ist die Versorgungssicherheit. Die sekundären Ziele sind: Begrenzung der Kosten für die Verbraucher, ein Beitrag zum effizienten Umbau des Stromsystems, Lernfähigkeit und Fehlertoleranz; und schließlich müssen wir auch für die Erneuerbaren Energien eine Perspektive schaffen, sich am Markt zu finanzieren. Unser Vorschlag ist deshalb ein fokussierter Kapazitätsmarkt. Die Idee ist, zwei getrennte wettbewerbliche Kapazitätsmärkte zu schaffen mit separaten, zentralen Auktionen. Erstens einen Teilmarkt für stilllegungsgefährdete konventionelle Kraftwerke. In diesem Teilmarkt könnten auch Gebote aus dem Nachfragemanagement zugelassen werden. Damit kann man gleichzeitig für Liquidität in diesem

Marktsegment sorgen. Hier könnte es ein Produkt mit Kapazitätzahlungen für ein Jahr und eines mit Zahlungen für vier Jahre geben. Und zweitens würden wir einen Teilmarkt für konventionelle Neubaukraftwerke vorsehen, wo längerfristige Kapazitätzahlungen stattfinden. Wichtig ist: Die Kapazitäten aus beiden Teilmärkten dürfen ganz normal am *Energy-only*-Markt teilnehmen, sie sorgen dort für Liquidität und Flexibilität. Und es müssen letztlich nahezu die gleichen Entscheidungen getroffen und Verfahren umgesetzt werden wie bei einer wettbewerblich organisierten strategischen Reserve.

Ein umfassender Kapazitätsmarkt würde inklusive der Preisdämpfung am Großhandelsmarkt mindestens 2,2 Milliarden Euro im Jahr kosten. Die Kosten der strategischen Reserve werden so um die 300 oder 400 Millionen Euro liegen. Im fokussierten Kapazitätsmarkt werden die reinen Systemkosten für das Bestandssegment vielleicht ein bisschen größer sein. Berücksichtigt man aber, dass auch in unserem System der Strompreis im *Energy-only*-Markt leicht gedämpft würde, sinken die Nettokosten auf geschätzt 100 Millionen Euro pro Jahr oder sogar auf null oder darunter. Das sind die Größenordnungen, über die wir reden.

Diskussion strategische Reserve

Bei der Diskussion der verschiedenen Konzepte haben jeweils die Kritiker das erste Wort. Wir beginnen mit der strategischen Reserve.

Schlemmermeier: Ich mache die Polemik und Herr Matthes das Seriöse. Der Eon-Vorstand hat sich 2003 verabredet, die Marktpreise nach oben zu manipulieren, in dem er Kapazitäten aus dem Markt herausnimmt. Letztendlich ist die strategische Reserve das Gleiche, nur in legal. Es wird versucht, Kapazitäten aus dem Markt zu nehmen und den Großhandelspreis am *Energy-only*-Markt nach oben zu bringen, damit bitteschön neue Kapazitäten gebaut werden. Und weil wir große Sorge vor einem Blackout haben, brauchen wir einen Schattenmarkt mit der strategischen Reserve, die aber nicht am *Energy-only*-Markt teilnehmen darf. Das halte ich für dramatisch falsch. Eine strategische Reserve ist kein Instrument, um 15.000 oder 20.000 Megawatt Kapazität im Markt zu halten. Die Reserve ist nicht

effizient, weil sie für den Verbraucher zu teuer ist. Sie gibt Bestandskraftwerken Neubaumargen.

Matthes: Die Idee der strategischen Reserve ist, wir kaufen ein paar bestehende Kraftwerkskapazitäten und vielleicht ein paar neue Kraftwerkskapazitäten als Versicherungslösung. Und dann hoffen wir darauf, dass der *Energy-only*-Markt das Problem vielleicht doch noch irgendwie löst. Wenn er im Jahr 2020 nicht funktioniert, werden wir Gutachten bekommen, dass es aber 2030 klappen könnte. Wir verzögern also nur eine Debatte, die wir jetzt beginnen sollten.

Das Ziel der strategischen Reserve ist, das Preisniveau für Spitzenlast am Großhandelsmarkt nach oben zu treiben. Ich bin überzeugt, dass das nicht zu Investitionen führen wird. Das höhere Preisniveau ist so nur eine unnötige Belastung der Verbraucher und schafft Mitnahmeeffekte. Man kann dieses System nicht endlos weiterführen. Man kann keinen Markt haben, wo 50 Prozent der Kapazitäten in der strategischen Reserve stecken. Irgendwann wird es zu einem richtigen Kapazitätsmarkt kommen müssen. Und dann wird man, weil die Debatte jetzt nicht geführt wird, sehr schnell unerprobte Modelle übers Knie brechen müssen. Märkte muss man in Ruhe entwickeln. Aus einer Versicherungslösung lernt man nichts.

Müsgens: Ein entscheidende Punkt ist, dass man sich mit der strategischen Reserve zu der Frage, ob der *Energy-only*-Markt funktioniert, nicht zwingend positionieren muss. Selbst wenn man nicht an ein vollständiges Funktionieren des Marktes glaubt, würde die strategische Reserve helfen, dieses Problem zu beheben. Die strategische Reserve ist eine Versicherung. Es werden – falls die Kritiker des *Energy-only*-Markts richtig lägen – einige Hundert Megawatt fehlen. Und dann springt die strategische Reserve ein. Gleichzeitig senden die hohen Preise beim Einsatz ein Investitionssignal.

Maurer: Ich habe mit dem Begriff Versicherungslösung überhaupt kein Problem. Der strompreistreibende Effekt, vor dem Sie hier warnen, kommt nicht durch die strategische Reserve. Die Kraftwerke würden auch ohne strategische Reserve stillgelegt. Steigende Großhandels-

preise sind nicht das vordergründige Ziel der strategischen Reserve. Sie schafft uns Zeit, gründlich über ein neues Marktdesign nachzudenken, das an die Verhältnisse in Europa und in Deutschland angepasst ist.

Diskussion Kapazitätsmarkt

Maurer: Bei selektiven Kapazitätsmechanismen, die ganz bestimmte Kapazitäten vielleicht noch regional fokussiert oder technologisch fokussiert fördern, sehe ich zwei Kritikpunkte. Erstens sind sie wegen ihrer selektiven Ausrichtung im Grundsatz ineffizient. Zweitens: Wenn wir über einen selektiven Mechanismus eine bestimmte Menge von Gas- und Dampf-Kraftwerken in den Markt hinein-fördern und die dann am *Energy-only*-Markt teilnehmen lassen, bekommen wir als Reaktion darauf möglicherweise eine leistungsmäßig höhere Stilllegung von Bestandskraftwerken. In der Summe kann der Kapazitätseffekt aus dieser Maßnahme sogar negativ sein. Und dann muss ich wieder etwas für Bestandskraftwerke und für andere Kapazitäten machen. Das schaukelt sich dann zu einem immer komplizierteren System hoch.

Matthes: Wir streiten uns ja in vielen Punkten. Aber wir sind uns einig, dass in allen hier vorgestellten Mechanismen wir sowohl bei Bestands- als auch bei Neubaukraftwerken etwas tun würden.

Müsgens: Vielleicht reduziert sich die Diskussion um die Einführung von partiellen Kapazitätsmärkten am Ende auf die Frage Staat oder Markt. Wir stehen vor der Frage: Wer soll die Koordination machen? Eine Institution, also ein zentraler Planer, oder der Markt? Theoretisch kann beides funktionieren. Wir haben uns jedoch mit der Liberalisierung des Energiesektors aus guten Gründen für den Markt entschieden.

Schlemmermeier: Ich habe einen sehnlichen Wunsch, nämlich die Differenzierung zwischen Markt und Marktdesign. Es wird gesagt, wir haben einen funktionierenden Markt, und jetzt wird dort staatlich eingegriffen. Tatsächlich ist aber der *Energy-only*-Markt ein mögliches Marktdesign von vielen. Dieses spezielle Marktdesign ist in den 1980er-

Jahren in den USA entwickelt worden, als in Monopolmärkten in der Übergangszeit ausreichend Kapazität da war und es nur darum ging, die vorhandenen Kraftwerke in einen Wettbewerb zueinander zu bringen. Da hat sich kein Mensch Gedanken über Versorgungssicherheit gemacht. Wir kommen um das Thema Planung nicht herum. Wir erwarten heute ungefähr 5.000 Megawatt Regelenergie und strukturieren die auf 17 unterschiedliche Produkte. Wir müssen auch Versorgungssicherheit planen, und das ist gar nicht so schwer. Wenn Sie sagen, wir brauchen eine strategische Reserve von 3.000 Megawatt, dann muss die auch geplant und im Wettbewerb beschafft werden. Der Umfang ist vielleicht kleiner, aber die Planungsintensität ist genau dieselbe.

Diskussion Bilanzkreismodell

Matthes: Meine Frage an Herrn Erdmann ist, wie er in seinem Modell die notwendige Reservekapazität finanzieren will. Dafür gibt es im *Energy-only*-Markt keine Zahlungsströme.

Erdmann: Ich kann doch erwarten, dass es diese Nachfrage gibt. Früher haben die Stadtwerke auf 20 Jahre im Voraus Strom gekauft. Das lassen wir dann wieder zu.

Matthes: Herr Erdmann, das ist ja genau die Antwort. Ihr System funktioniert in dem Moment, wo wir den *Retail*-Handel abschaffen und zum *Single-Buyer*-Modell übergehen.

Schlemmermeier: Bilanzkreismanager kaufen heute schon einen Teil der Erneuerbaren Energien ein und strukturieren sie zu Produkten. Sie kaufen dafür aber nicht sehr langfristig konventionelle Kapazitäten, wie es für das Finanzieren von neuen Kraftwerken notwendig wäre. Die Betreiber konventioneller Kraftwerke brauchen eine Aussicht auf Cash-flow über die nächsten 15 Jahre. Aber jeder Händler wird sagen: 15 Jahre kann ich nicht machen. Und wer ist der stabile Vertragspartner, der hinter dem Bilanzkreismanager steht, so dass der Kraftwerksbetreiber nicht fürchten muss, dass sein Vertragspartner Insolvenz erleidet? Wenn ich möchte, dass jemand langfristig in der Lage ist, das Counter-

part-Risiko zu tragen, dann muss dies entweder ein unabhängiger Systembetreiber sein, der das über Netzentgelte amortisiert. Das wäre ziemlich nah an unserem Vorschlag. Oder ich schaffe den *Retail*-Markt ab und ersetze ihn durch einen Vertrieb mit Gebietsmonopolen, der ein langfristig verlässlicher Nachfrager nach Kapazität sein kann. Dieses Modell beendet aber den Wettbewerb auf den Endkundenmärkten.

Erdmann: Jeder, der heute ein Kraftwerk baut, weiß, dass er auf dem Markt nur dreijährige Verträge abschließen kann.

Allerdings weiß er auch, dass es in Zukunft Nachfrage nach Strom geben wird. Da sind wir wieder bei dem Beispiel der Schuhfabrik: Auch in 30 Jahren werden die Leute Schuhe kaufen wollen. Das ist die Dynamik des Marktes. Wir sollten den Markt die effizientesten Lösungen entdecken lassen. Die vielen Bilanzkreismanager werden neue Auswege entwickeln, wie man Kunden zu flexiblen Lasten bewegen kann, oder sie bauen selbst Kraftwerke oder Speicher. Weil im Markt viele Akteure nachdenken, wird das Ergebnis wahrscheinlich besser sein, als wenn nur ein Systembetreiber darüber nachdenkt.

Gesetzliche Regelungen zu Netzreserve und abschaltbaren Lasten

Dr. Patrick Graichen

Der Gesetzgeber hat Ende 2012 kurzfristig zwei Regelungen beschlossen, um die Stromversorgungssicherheit in Deutschland zu garantieren. So wurde das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) dahingehend geändert, dass die Netzbetreiber

- Kraftwerke vertraglich verpflichten können, betriebsbereit zu sein und auf Anforderung Strom zu produzieren (die sogenannte Netzreserve), sowie
- mit stromintensiven Unternehmen Vereinbarungen schließen müssen, wonach diese auf Anforderung ihre Stromnachfrage für einen begrenzten Zeitraum reduzieren (abschaltbare Lasten).

Die Regelungen sind als Übergangsregelungen zu einer grundlegenden Neuordnung des Strommarkts konzipiert und von daher befristet: Die gesetzlichen Regelungen zur Netzreserve gelten bis zum 31. Dezember 2017 und treten danach außer Kraft. Die im EnWG verankerten Regelungen zu den abschaltbaren Lasten sind zwar nicht mit einer Befristung versehen, die die Regelung konkretisierende Verordnung zu abschaltbaren Lasten ist jedoch ebenfalls befristet und tritt am 1. Januar 2016 außer Kraft.

Regelungen zur Netzreserve

Die neuen Regelungen zur Netzreserve finden sich im Energiewirtschaftsgesetz in § 13 Abs. 1b sowie in den neu eingeführten §§ 13a, 13b und 13c.¹ Sie sind im Folgenden zusammengefasst dokumentiert.

1. Verbindliche Meldepflichten für Kraftwerksstilllegungen (§ 13a, Abs. 1)

Betreiber von Kraftwerken und Stromspeichern mit Anlagen über zehn Megawatt Leistung sind verpflichtet, die vorläufige oder endgültige Stilllegung ihrer Anlage oder eines Teils ihrer Anlage mindestens zwölf Monate vorher dem Übertragungsnetzbetreiber und der Bundesnetzagentur mitzuteilen. Eine Stilllegung ohne diese Mitteilung oder vor Ablauf der Frist von 12 Monaten ist verboten, wenn ein Weiterbetrieb technisch und rechtlich möglich ist.

2. Ausweisung von systemrelevanten Anlagen (§ 13a, Abs. 2)

Der Übertragungsnetzbetreiber muss nach Eingang einer endgültigen Stilllegungsankündigung von Kraftwerken über 50 Megawatt Leistung unverzüglich prüfen, ob die jeweilige Anlage systemrelevant ist. Eine Anlage gilt als systemrelevant, „wenn ihre dauerhafte Stilllegung mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führt und diese Gefährdung oder Störung nicht durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden kann“. Stuft der Übertragungsnetzbetreiber eine Anlage als systemrelevant ein und stimmt die Bundesnetzagentur dem zu, ist der Betreiber der Anlage verpflichtet, diese für einen ausgewiesenen Zeitraum von bis zu 24 Monaten betriebsbereit zu halten und ausschließlich auf Anforderung der Netzbetreiber zu betreiben. Der Anlagenbetreiber hat einen Anspruch auf die Erstattung der Erhaltungsauslagen.

1 Für den Wortlaut des Gesetzestexts vgl. http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/

3. Anforderung der Betriebsbereitschaft von vorläufig stillgelegten Anlagen (§ 13, Abs. 1a und 1b)

Die Übertragungsnetzbetreiber können zudem Anlagen, die vorläufig stillgelegt wurden (oder werden sollten), verpflichten, grundsätzlich betriebsbereit zu sein, um auf Anforderung Strom zu produzieren. Hierfür hat der Anlagenbetreiber einen Anspruch auf Erstattung der notwendigen Betriebsbereitschaftsauslagen sowie zusätzlich der Erzeugungsauslagen im Falle einer angeforderten Stromerzeugung. Anlagen, die Betriebsbereitschaftsauslagen in Anspruch nehmen, dürfen für fünf Jahre ausschließlich auf Anforderung der Netzbetreiber betrieben werden. Werden solche Anlagen nach den fünf Jahren wieder eigenständig eingesetzt, müssen die Betriebsbereitschaftsauslagen zurückerstattet werden.

4. Verordnungsermächtigung zur Schaffung einer Netzreserve (§ 13b)

Das Gesetz sieht vor, dass die Bundesregierung eine Verordnung erlassen kann, die die gesetzliche Regelungen konkretisiert und die Beschaffung einer Netzreserve in einem transparenten Prozess regelt. Das Bundeswirtschaftsministerium hat bereits angekündigt, diese Verordnung im Frühjahr 2013 vorlegen zu wollen, damit sie ab dem Winter 2013/14 greift. Die Netzreserve kann aus „vorläufig stillgelegte Anlagen, aus von vorläufiger oder endgültiger Stilllegung bedrohten Anlagen und in begründeten Ausnahmefällen aus neuen Anlagen“ bestehen. Ein begründeter Ausnahmefall liegt vor, wenn die Versorgungssicherheit nicht allein durch die Beschaffung einer Netzreserve aus Altanlagen gesichert werden kann oder eine Beschaffung von Neuanlagen wirtschaftlicher erscheint.

Die Bundesregierung kann in der Verordnung der Bundesnetzagentur die Kompetenz übertragen, den erforderlichen Bedarf an Netzreserve festzulegen. Die Verordnung kann zudem auch Regelungen zur Absicherung des Strommarkts durch die Netzreserve beinhalten: In diesem Fall würden Netzreserve-Kraftwerke nicht nur zur Sicherung der Systemstabilität auf Anforderung durch die Netzbetreiber betrieben, sondern auch am Stromspotmarkt zum Einsatz kommen – allerdings erst, wenn der Strompreis auf das

Niveau des höchsten zulässigen Gebotspreises (das heißt 3.000 Euro je Megawattstunde) steigt.

5. Brennstoffversorgung von systemrelevanten Gaskraftwerken (§ 13c und § 16, Abs. 2a)

Wird von den Übertragungsnetzbetreibern ein Gaskraftwerk als systemrelevant ausgewiesen, muss der Betreiber des Kraftwerks, soweit dies technisch und rechtlich möglich und wirtschaftlich zumutbar ist, die Möglichkeit eines Brennstoffwechsels schaffen, um im Falle eines Engpasses bei der Gasversorgung den Strom durch einen anderen Brennstoff (zum Beispiel Öl) erzeugen zu können. Hierfür hat der Betreiber des Gaskraftwerks einen Anspruch auf Erstattung der entsprechenden Mehrkosten.

Neu eingeführt wurde eine enge Kooperationspflicht zwischen Netzbetreibern auf der Strom- und Gasseite. Droht bei einem als systemrelevant eingestuften Gaskraftwerk ein Engpass bei der Gasversorgung, hat der Strom-Übertragungsnetzbetreiber dem Gas-Fernleitungsnetzbetreiber die Folgen eines Ausfalls der Stromproduktion dieses Gaskraftwerks darzulegen. Vor diesem Hintergrund hat der Gasnetzbetreiber die Folgen einer mangelnden Stromversorgung bei Reduktion der Gasversorgung des Gaskraftwerks gegen die Folgen einer mangelnden Gasversorgung bei anderen Gaskunden gegeneinander abzuwägen und über die Zuteilung der Gasmengen zu entscheiden.

Regelungen zu abschaltbaren Lasten

Die neuen Regelungen zu abschaltbaren Lasten finden sich im Energiewirtschaftsgesetz in § 13 Abs. 4a und b sowie in der neu geschaffenen „Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten“². Sie sind im Folgenden zusammengefasst dokumentiert.

2 Für den Wortlaut der Verordnung vgl. <http://www.gesetze-im-internet.de/ablav/>

1. Ausschreibung von abschaltbaren Lasten durch die Übertragungsnetzbetreiber

Die Übertragungsnetzbetreiber werden verpflichtet, gemeinsam deutschlandweite Ausschreibungen über abschaltbare Lasten durchzuführen. Die Ausschreibungen haben einen Gesamtumfang von 3.000 Megawatt Nachfragelast, die bei Bedarf zur Sicherung der Netzstabilität ferngesteuert durch den Netzbetreiber abschaltbar sein müssen. Von den 3.000 Megawatt sollen jeweils 1.500 Megawatt sofort abschaltbar (das heißt innerhalb einer Sekunde) und 1.500 Megawatt schnell abschaltbar (das heißt innerhalb von 15 Minuten) sein. Die Ausschreibungen erfolgen monatlich immer für den Folgemonat. Die Anbieter mit den niedrigsten angebotenen Arbeitspreisen für den Fall eines Abrufs erhalten bei den Ausschreibungen den Zuschlag.

2. Vergütung abschaltbarer Lasten

Unternehmen, die ihre Anlagen zur Stromabschaltung anmelden, erhalten im Falle eines positiven Zuschlags im Rahmen der Ausschreibungen einen Leistungspreis für den vereinbarten Zeitraum sowie für jeden Abruf der Abschaltleistung einen Arbeitspreis. Der Leistungspreis beträgt einheitlich 2.500 EUR pro Megawatt und Monat.³ Der Arbeitspreis beträgt, je nach Ausschreibungszuschlag, zwischen 100 und 400 EUR/MWh.

3. Technische Anforderungen an abschaltbare Lasten

Die von den stromintensiven Unternehmen angebotene Abschaltleistung muss mindestens 50 Megawatt betragen. Die Dauer der Abschaltung der Leistung muss entweder

- a) mindestens viermal am Tag für mindestens jeweils 15 Minuten mindestens viermal die Woche oder
- b) mindestens vier Stunden am Stück zu einem beliebigen Zeitpunkt viermal im Monat oder
- c) mindestens acht Stunden am Stück zu einem beliebigen Zeitpunkt zweimal im Monat

betragen können. Zudem darf die abschaltbare Leistung höchstens an vier Tagen pro Monat nicht zur Verfügung stehen. Die Verfügbarkeit einer Anlage ist dem Übertragungsnetzbetreiber täglich bis 14.30 Uhr verbindlich für den Folgetag zu melden. Ist an mehr als fünf Tagen pro Monat keine ganztägige technische Verfügbarkeit gegeben, entfällt der Anspruch auf Zahlung des Leistungspreises für den gesamten Monat.

4. Alternative Vermarktung der Lasten am Strom- oder Regenergiemarkt

Steigt der Strompreis am Spotmarkt über den Arbeitspreis, für den ein Unternehmen den Zuschlag bei der Ausschreibung für abschaltbare Lasten erhalten hat, ist es dem Unternehmen erlaubt, seine Leistung an der Strombörse zu vermarkten, anstatt sie für mögliche Abschaltungen durch den Netzbetreiber vorzuhalten. Gleiches gilt für eine Vermarktung der abschaltbaren Last am Markt für positive Regenergie.

5. Befreiung von den Netzentgelten

Unternehmen, die aufgrund ihrer Stromintensität von den Netzentgelten nach § 19 (2) der Stromnetzentgeltverordnung befreit sind, dürfen aufgrund ihrer Teilnahme an Ausschreibungen über abschaltbare Lasten keine Nachteile bei der Netzentgeltbefreiung erleiden. So werden die für die Netzentgeltbefreiung maßgebliche Benutzungsstundenzahl und der Stromverbrauch durch Abruf der Abschaltleistung nicht reduziert.

³ Das entspricht 30.000 EUR pro Megawatt und Jahr. Zum Vergleich: Die Kosten für die Vorhaltung eines Gasturbinen-Kraftwerks betragen circa 50.000 EUR pro Megawatt und Jahr.

Publikationen von Agora Energiewende

12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt
(Lang- und Kurzfassung)

Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 24. August 2012 in Berlin

Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 13. Februar 2013 in Berlin

Erneuerbare Energien und Stromnachfrage im Jahr 2022

Illustration der anstehenden Herausforderungen der Energiewende in Deutschland.
Analyse auf Basis von Berechnungen von Fraunhofer IWES

Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

Zusammenfassung der Zwischenergebnisse einer Studie der Consentec GmbH in Zusammenarbeit mit dem Fraunhofer IWES

Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden

Analyse des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW)

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will den Boden bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.



Agora Energiewende

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49. (0)30. 284 49 01-00

F +49. (0)30. 284 49 01-29

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

