
Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?

IMPULSE

August 2012

Agora
Energiewende



In Zusammenarbeit mit

energiewende media
ENERGIE & MANAGEMENT
ZEITUNG FÜR DEN ENERGIEMARKT

Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?

Wie sollte ein Kapazitätsmarkt ausgestaltet sein?

IMPRESSUM

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 24.8.2012 im ProjektZentrum Berlin der Stiftung Mercator

Referenten:

Prof. Dr. Georg Erdmann, Leiter des Instituts für Energietechnik, Technische Universität Berlin

Dr. Felix Christian Matthes, Forschungskordinator Energie- und Klimapolitik, Öko-Institut, Berlin

Dr. Christoph Maurer, Geschäftsführer, Consentec, Aachen

Prof. Dr. Felix Müsgens, Centrum für Energietechnologie Brandenburg, Brandenburgische Technische Universität Cottbus / r2b Energy Consulting

Ben Schlemmermeier, Geschäftsführer, LBD-Beratungsgesellschaft, Berlin

Veranstalter:

Agora Energiewende

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49 30 284 49 01-00

F +49 30 284 49 01-29

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

Energie & Management

Fachzeitung für den Energiemarkt

Schloß Mühlfeld | D-82211 Herrsching

T +49 8152 9311-0

F +49 8152 9311-22

www.energiemarkt-medien.de

info@energiemarkt-medien.de

005-I/01-2012/DE

Inhalt

Vorwort <i>Rainer Baake und Timm Krägenow</i>	4
Kapazitäts-Mechanismus für konventionelle und intermittierende Elektrizität <i>Prof. Dr. Georg Erdmann</i>	5
Welches Design braucht der zukünftige Strommarkt <i>Dr. Felix Christian Matthes</i>	8
Versorgungssicherheit effizient gestalten: Zur Diskussion um Kapazitätsmechanismen in Deutschland <i>Dr. Christoph Maurer</i>	15
Kapazitätsmechanismen im deutschen Strommarkt <i>Prof. Dr. Felix Müsgens</i>	21
12 Thesen zu Kapazitätsmechanismen <i>Ben Schlemmermeier</i>	25

Vorwort

Liebe Leserin,
lieber Leser,

es ist unumstritten, dass auch im Rahmen der Energiewende noch für einige Jahrzehnte fossile Kraftwerke in ausreichender Kapazität benötigt werden, um die Versorgungssicherheit dauerhaft zu gewährleisten – gerade weil die Stromproduktion aus Photovoltaik und Windkraftwerk wetterabhängig ist und somit nicht immer dann zur Verfügung steht, wenn die Stromnachfrage hoch ist. Der Neubaubedarf existiert dabei spätestens im Zeitraum 2019–2021 aufgrund der dann weg fallenden letzten sieben Kernkraftwerke mit einer Leistung von 8 Gigawatt.

Derzeit wird in der Wissenschaft intensiv die Frage diskutiert, ob der bestehende Strommarkt, der ausschließlich Strommengen handelt und vergütet („Energy-Only-Markt“), in der Lage ist, das derzeit bestehende hohe Niveau an Versorgungssicherheit dauerhaft zu garantieren. Insbesondere geht es um die Frage, ob neben dem Energy-Only-Markt Kapazitätsmärkte oder Strategische Reserven notwendig werden, um den Bau von neuen Kraftwerken anzureizen.

Kommt man zu der Einschätzung, dass neue Instrumente notwendig sind, besteht – aufgrund der langen Vorlaufzeiten für den Bau von neuen Kraftwerken –

im Jahr 2014 politischer Handlungsbedarf in Form eines neuen Strommarktdesigns.

Agora Energiewende und Energie&Management haben daher im Vorfeld einer gemeinsamen Diskussionsveranstaltung am 24. August 2012 führende Vertreter unterschiedlicher Positionen um Stellungnahmen zu den Fragen gebeten:

- Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?
- Wenn ja, wie sollte dieser ausgestaltet werden?

Das Ergebnis halten Sie in Ihren Händen. In sehr kompakter Form erhalten Sie so einen guten Überblick über die aktuelle Diskussion.

Wir wünschen Ihnen eine anregende Lektüre!

Ihr
Rainer Baake
Direktor Agora Energiewende

Timm Krägenow
Chefredakteur Energie& Management

Kapazitäts-Mechanismus für konventionelle und intermittierende Elektrizität

Prof. Dr. Georg Erdmann

Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?

Die Idee von Kapazitätsmärkten stammt aus der anglo-amerikanischen Welt, wo die Elektrizitätsinfrastruktur notorisch unzureichend ist und traditionell unzuverlässig funktioniert. Zu den Gründen gehört der kurzfristige Zeithorizont von Investoren und Financiers, eine systematisch misslungene Regulierung mit häufig wechselnden Konzepten und Regeln sowie damit zwangsläufig verbundenen Investitionsrisiken. Hinzu kommt die bekannte Neigung von Behörden, die Zuständigkeit für immer neue Aufgaben an sich zu ziehen, weil dies mit persönlichem Machtzuwachs verbunden ist.

Im Unterschied dazu werden in Kontinentaleuropa Kapazitätsmärkte als Folge des rapiden Ausbaus der intermittierenden Stromerzeugung aus regenerativen Quellen diskutiert. Mit dem gesetzlichen Einspeisevorrang der geförderten Elektrizitätsmengen wird Elektrizität aus konventionellen Kraftwerken sukzessive vom Markt verdrängt. Solange es sich dabei um weitgehend abgeschriebene Anlagen handelt, scheint das Problem beherrschbar. Allenfalls stehen Anreize zur Verhinderung des endgültigen Ausscheidens von Altanlagen zur Diskussion. Doch jeder Neubau von Kapazitäten könnte am so genannten *Missing money*-Problem scheitern.

Die einschlägige wissenschaftliche Analyse des *Missing money*-Problems orientiert sich an den kurzfristig orientierten Stromgroßhandelsmärkten. Die von Übertragungsnetzbetreibern und Stromhändlern angebotene regenerative Elektrizität verdrängt fossile Kraftwerke mit ihren notorisch höheren Grenzkosten und verringert den über das Jahr gemittelten Großhandelspreis (*Merit order*-Effekt).

Es ist jedoch erforderlich, die Realität der deutschen Stromgroßhandelsmärkte zu betrachten. Stützt man sich auf die etwas kryptischen Formulierungen des

BNetzA-Monitoringberichts 2011 (S. 36), so beschaffen die deutschen EVUs zwischen 85 bis 95 Prozent der erwarteten Absatzmengen nicht am *Day-ahead*-Markt, sondern auf diversen Terminmärkten. Als Folge von § 2 Abs. 2 AusglMechV dürfen die Übertragungsnetzbetreiber die von ihnen verpflichtend abgenommene EEG-Elektrizität nicht auf Terminmärkten absetzen, sondern nur „am vortägigen und untertägigen Spotmarkt einer Strombörse“. Angesichts eines auf 30 Prozent zustrebenden EEG-Anteils sind die Terminmärkte wegen dieser Rechtsvorschrift strukturell *short*, während die Spotmärkte strukturell *long* sind. Das aktuell in Deutschland implementierte Vermarktungsregime von EEG-Elektrizität erfordert damit die Existenz von Marktteilnehmern, die die jeweilige Gegenposition eingehen. Naheliegender Weise sind dies vor allem die Betreiber konventioneller Kraftwerke (Erzeuger-EVU mit entsprechenden Real-Optionen). Die Lieferanten-EVU können sich auf den Terminmärkten mit 85 bis 95 Prozent Elektrizität eindecken, wenn die Erzeuger-EVU auf diesen Märkten entsprechende Anteile ihrer Kapazitäten veräußern. Wegen des Vorrangs von EEG-Strom haben sie damit auf den Terminmärkten mehr Elektrizität verkauft, als sie effektiv produzieren werden. Die Lücke wird geschlossen, indem die Lieferverpflichtungen ggf. nicht durch die eigenen Kraftwerke sondern durch Zukauf an den Spotmärkten gedeckt werden. Damit sorgen die Erzeuger-EVUs gleichzeitig für die Spotmarkt-Nachfrage nach EEG-Elektrizität.

Es entsteht die scheinbar paradoxe Situation, dass die Erzeuger-EVUs auf den Spotmärkten nicht als Verkäufer, sondern als Käufer von Elektrizität in Erscheinung treten. Dies hat übrigens interessante wettbewerbspolitische Implikationen: Die Erzeuger müssten ein Interesse an tiefen, nicht an hohen Spotmarktpreisen haben, denn dadurch vergrößert sich ihr Profit. Entsprechend müsste das BKartA bei künftigen Unter-

suchungen über möglichen Marktmachtmissbrauch die Untersuchungsfrage umkehren: Werden die Spotmarktpreise nach unten manipuliert?

Wenn die konventionellen Elektrizitätserzeuger ihre gesamte geplante Erzeugung auf Terminmärkten verkaufen, gibt es nur dann ein *Missing money*-Problem, wenn die Terminpreise nicht auskömmlich sind, um Kraftwerksneubauten zu finanzieren. Dabei können die Erzeuger durchaus mit hohen Jahresbenutzungsstunden rechnen. Sie müssen dann damit rechnen, gegebenenfalls mehr Elektrizität an den Spotmärkten zurückzukaufen. Damit können aber zusätzliche Deckungsbeiträge verdient werden, weil ein Elektrizitätsrückkauf prinzipiell nur zu Preisen erfolgt, die unter den Terminpreisen liegen, zu denen die Elektrizität an die Lieferanten-EVU verkauft worden ist. Die Inhaber der Realoption „konventionelles Kraftwerk“ können demnach von zunehmenden EEG-Strommen nicht schlecht verdienen.

Wenn die Terminmarktpreise für Kraftwerksneubauten gleichwohl nicht auskömmlich sind, ist das ein Indiz für ausreichende konventionelle Kraftwerkskapazitäten – d.h. es gibt für die kommenden Jahre kein Kapazitätsproblem. Wenn sich umgekehrt Kapazitätsengpässe im Bereich konventioneller Kraftwerke abzeichnen, steigen zwangsläufig die Terminmarktpreise und ermöglichen dadurch die Finanzierung konventioneller Kraftwerksneubauten. Im bestehenden deutschen Strommarktdesign steckt der Markt für konventionelle Kraftwerkskapazitäten implizit in den recht gut funktionierenden Terminmärkten – er braucht also nicht neu geschaffen zu werden.

Das Problem fehlender Kraftwerksinvestitionen reduziert sich auf die naheliegende Sorge der Investoren vor erratischen und unvorhersehbaren öffentlich-rechtlichen Interventionen in die Elektrizitätsmärkte. In diesem Fall können Marktmechanismen natürlich nicht mehr effizient funktionieren.

Wie sollte ein Kapazitätsmarkt ausgestaltet sein?

Wir brauchen zwar keinen Kapazitätsmarkt für konventionellen Kraftwerksstrom, aber einen für EEG-Elektrizität. Der wachsende regenerative Elektrizitätserzeugungsanteil aus intermittierenden Quellen stellt ein Risiko für die gesicherte Elektrizitätsversorgung dar, solange die Erzeugungsunternehmen keine unmittelbare Verantwortung dafür übernehmen müssen. Heute geben die EEG-Anlagenbetreiber die erzeugte Elektrizität an den Netzbetreiber ab, der sich dann gefälligst um die Aufgabe der Elektrizitätsversorgung zu kümmern hat – übrigens entgegen der Idee des *Unbundlings*, wonach die Aufgabe des Netzbetriebs strikt von den Vertriebsaufgaben zu trennen ist. Dies ist einer mit stolzer Brust auftretenden Branche absolut unwürdig.

Nach dem Verursacherprinzip muss ein Kapazitätsmarkt für EEG-Elektrizität dazu führen, dass die regenerative Elektrizitätserzeugung aus der Rolle des Trittbrettfahrers herauswächst. Von einem Sektor mit demnächst mehr als einem Drittel Marktanteil darf und muss erwartet werden, dass er seinen angemessenen Beitrag zur Elektrizitätsversorgung übernimmt. Ein Weg dazu führt über die ersatzlose Streichung von § 8 EEG-2012. Nach einer Übergangsphase müssten dann alle EEG-Anlagen ihre Elektrizität ausschließlich direkt vermarkten (entsprechend einer der drei Vermarktungswege nach § 33b EEG-2012). Die Verpflichtung des Netzbetreibers reduziert sich dann auf den Anschlusszwang. Ebenfalls erhalten bleibt die finanzielle Förderung der regenerativen Stromerzeugung über die EEG-Umlage.

Mit der ersatzlosen Streichung von § 8 EEG-2012 würde Einspeisung von regenerativer Elektrizität bilanzkreispflichtig. Angesichts der gegenüber konventionellen Kapazitäten günstigen Grenzkosten resultiert daraus kein Absatzproblem, und zwar weder für Bestandsanlagen noch für Elektrizität aus neuen EEG-geförderten Anlagen, weil diese weiterhin in den Genuss der Marktprämie oder anderer Förderinstrumente (Grünstromprivileg) gelangen. Sollten wider Erwar-

ten die regenerativen Ausbauziele verfehlt werden, könnte die Politik mit Zwangsquoten für EEG-Strom reagieren, wobei die Quoten aus § 1 Abs. 2 EEG-2012 abzuleiten sind. Nimmt man das aktuell in Großbritannien geplante Fördermodell „*Contract for Differences*“ zum Maßstab, welches in den kommenden Jahren die bisherige Quotenregelung ersetzen soll, scheint eine solche Sorge allerdings unbegründet.

Mit der Verpflichtung, EEG-Elektrizität ausschließlich über Bilanzkreise zu vermarkten, fällt den Bilanzkreismanagern die Aufgabe der Marktintegration von EEG-Elektrizität zu. Analog dem bereits eingeführten Grünstromprivileg und dem Marktprämienmodell beschaffen sie sich EEG-Strommengen durch Verträge mit den Betreibern und nutzen das gesamte Spektrum von Optionen zur Entwicklung von kundenbezogenen Stromprodukten: Aufbau bzw. Ankauf von Backup- und Speicherkapazitäten, unterbrechbare Stromlieferverträge, Anpassung der Stromerzeugung aus regenerativen Erzeugungsanlagen entsprechend der vertraglichen Abmachungen uvm.

Im Unterschied zu dem heutigen zentralisierten Modell der EEG-Elektrizitätsvermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber verspricht das Bilanzkreismodell eine Vielfalt von dezentralen Handlungsträgern. Die Skaleneffekte des zentralisierten Vermarktungsmodells gehen dabei teilweise verloren, doch verspricht das Bilanzkreismodell erhebliche Innovationseffekte und damit mit der Zeit erhebliche volkswirtschaftliche Vorteile. So ist zu erwarten, dass die Bilanzkreisverantwortlichen eine große Zahl von kreativen Wegen zur Marktintegration von EEG-Elektrizität entwickeln und ausprobieren werden. Der Markterfolg wird dann zwischen guten und schlechten Innovationen diskriminieren. Was sich bewährt, setzt sich durch, anderes verschwindet wieder vom Markt. Nicht nur bei technischen Innovationen, auch bei organisatorischen ist der Markt als Entdeckungsverfahren erfahrungsgemäß extrem leistungsfähig. Gelingt es, den Wettbewerb zwischen den Bilanzkreisverantwortlichen zu erhalten, werden die Innovationsprämien perspektivisch den Stromkunden zufließen.

Mit dem Bilanzkreismodell erhält der Elektrizitätshandel mit seinen erfolgreich etablierten Institutionen (Strombörsen und OTC-Märkte), Strukturen und Datenverarbeitungskapazitäten eine Perspektive, das Geschäft auch noch bei weiter steigender EEG-Erzeugung erfolgreich betreiben zu können. Sollte uns in den kommenden Jahren nicht gelingen, die EEG-Erzeugung besser in die gerade geschaffenen Strukturen des Strommarkts einzugliedern, droht eine Rückkehr in staatlich geschützte Monopole. Ein Stromhandel, der eines Tages nur noch 50 Prozent oder weniger der Stromnachfrage abdeckt, hätte keine dauerhafte Existenzchance.

Darüber hinaus ist das Bilanzkreismodell – im Gegensatz zum bestehenden Vermarktungsweg – binnenmarkttauglich. Schon aus wirtschaftlichem Interesse werden die Bilanzkreismanager die Marktintegration des EEG-Stroms auch über Handelsbeziehungen mit den Erzeugern und Nachfragern in anderen Ländern versuchen. Der aus meiner Sicht berechtigten Kritik des Auslands an den Überlegungen zur Schaffung eines deutschen Kapazitätsmarkts wird also mit dem Bilanzkreismodell vollauf Rechnung getragen. Schließlich löst das Bilanzkreismodell das Problem möglicherweise unzureichender Backup-Kapazitäten. Im Rahmen ihrer Beschaffungsstrategien werden die Bilanzkreisverantwortlichen nämlich zwischen intermittierenden Elektrizitätsmengen aus regenerativen Quellen und steuerbaren Elektrizitätsmengen optimieren, wobei sie unter anderem die Preisen der Backup-Kapazitäten etc. berücksichtigen. Entwickelt sich die regenerative Stromerzeugung dynamischer als die verfügbaren Backup-Kapazitäten, schafft der damit verbundene Preisanstieg einen Investitionsanreiz und sorgt für die Rückkehr zum Systemgleichgewicht. Analoges gilt für den umgekehrten Fall zurückbleibender EEG-Investitionen. Im Ergebnis erfolgt der weitere regenerative Ausbau im Einklang mit den elektrizitätswirtschaftlichen Versorgungsaufgaben – eigentlich eine Selbstverständlichkeit für eine Branche, die perspektivisch den größten Teil der deutschen Stromversorgung übernehmen soll.

Welches Design braucht der zukünftige Strommarkt?

Dr. Felix Christian Matthes

Der größere Rahmen

(1) Die Debatten um Kapazitätsmärkte¹ haben vor allem aus Anlass der aktuellen Entwicklungen im Bereich der Versorgungssicherheit (v.a. mit Blick auf die konventionellen Kraftwerkskapazitäten) in jüngster Zeit erheblich an Moment gewonnen. Wirklich aussichtsreiche Lösungsansätze müssen jedoch über die kurzfristige Perspektive hinaus auch mittel- und längerfristige Herausforderungen berücksichtigen. Dazu gehört vor allem die inzwischen europaweit verfolgte Dekarbonisierung des Stromversorgungssystems bis spätestens zur Mitte dieses Jahrhunderts, für Deutschland die sehr weitgehende Umstellung des Stromsystems auf erneuerbare Energien.

So muss in den Analysen zur Notwendigkeit und Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten auch der Beitrag einer Anpassung des Marktdesigns zur mittel- und langfristige System- und Markt-Integration von Stromerzeugungsoptionen auf Basis erneuerbarer Energien eine zentrale Rolle spielen.

(2) Der deutsche und europäische Strommarkt steht mit Blick auf die konventionelle Stromerzeugung vor unterschiedlichen Herausforderungen:

- kurzfristig (d.h. in dieser Dekade) bestehen regionale Engpässe bei der Stromversorgung, die teilweise durch Infrastrukturausbau und länderübergreifende Optimierung und teilweise durch gezielte Maßnahmen auf der Erzeugungs- und Nachfrageseite adressiert werden müssen;
- mittelfristig (d.h. ab 2020) werden – vor dem Hintergrund signifikanter Kapazitätsabgänge im konventionellen Kraftwerkssegment – in erheblichem Umfang und europaweit konventionelle Kraftwerkskapazitäten mit spezifischen Eigenschaften (hohe Flexibilität, geringe CO₂-Emissionen) neu zugebaut und weitere Maßnahmen im Bereich des Lastmanagements ergriffen werden müssen, um den (massiven) Ausbau der erneuerbaren Energien so zu flankieren, dass die Versorgungssicherheit umfassend gewährleistet wird;
- langfristig (d.h. ab 2030) wird ein massiver Ausbau von Speicherkapazitäten erfolgen müssen, um die Entwicklung eines CO₂-freien Stromversorgungssystems mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien zu ermöglichen.

Diskussionen um die Einführung von Kapazitätsmärkten müssen diese verschiedenen Horizonte berücksichtigen, um einerseits mit dem notwendigen Vorlauf Marktstrukturen anzulegen, Lerneffekte zu erzielen sowie andererseits die notwendige Anpassungsfähigkeit des ergriffenen Instrumentariums zu gewährleisten.

(3) Für die Diskussion um Kapazitätsmärkte entsteht damit für Deutschland und Europa das Spezifikum, dass diese auch und gerade im Kontext der „großen Transformation“ des Stromsystems geführt werden muss. Damit entsteht eine neue und bisher im internationalen Raum wenig adressierte Aufgabe von Kapazitätsmärkten, so dass gerade internationale Er-

¹ In der aktuellen Debatte werden die Begriffe Kapazitätsmechanismen und Kapazitätsmärkte oft synonym gebraucht, obwohl mit dem Begriff Kapazitätsmärkte eigentlich ein konkretes Umsetzungsmodell für Kapazitätsmechanismen beschrieben wird. Bei präziser Begrifflichkeit werden dabei unter Kapazitätsmechanismen als übergreifende Kategorie Politiken und Maßnahmen verstanden, die für die Bereitstellung von Kraftwerkskapazitäten Einkommensströme erzeugen. Gleichwohl wird im Folgenden durchgängig der Begriff Kapazitätsmärkte gebraucht, um klarzustellen, dass es sich bei den hier diskutierten Kapazitätsmechanismen um wettbewerblich ausgerichtete Instrumente handelt, ohne dass es sich dabei notwendigerweise um Kapazitätsmärkte klassischer (nordamerikanischer) Prägung handeln muss.

fahrungen und Diskussionen immer auch mit Blick auf diese spezifische Herausforderung eingeordnet werden sollten.

Die Grenzen der *Energy only*-Märkte

(4) Die heute existierenden Strommärkte sind (in Deutschland wie auch in allen anderen Regionen Europas, der OECD sowie einiger Schwellenländer, die – aus vielen guten Gründen – die Liberalisierung der Strommärkte verfolgen) nicht auf der „grünen Wiese“ entstanden. Sie sind auf der Basis eines zu Monopolzeiten errichteten und oft zum Zeitpunkt der Liberalisierung weitgehend abgeschriebenen bzw. mit entsprechenden *Stranded asset*-Regelungen kompensierten Kraftwerksparks gestartet, der zudem oft durch (erhebliche) Überkapazitäten gekennzeichnet war.

(5) Die Übergangsphase dieser Strommarktliberalisierung endet mit dem Zeitpunkt, an dem im liberalisierten Strommarkt in erheblichem Umfang Investitionen getätigt werden müssen. Der europäische Strommarkt hat das Ende dieser Übergangsphase erreicht und nicht zufällig beginnt zu diesem Zeitpunkt in nahezu allen EU-Staaten die Diskussion um Kapazitätsmärkte. In Staaten bzw. Regionen mit längerem Vorlauf bei der Liberalisierung der Energiemärkte ist die Diskussion bzw. Implementierung entsprechender Mechanismen in aller Regel noch weiter fortgeschritten. So sind zwar im internationalen Raum durchaus vielfältige und oft auch problematische Erfahrungen mit Kapazitätsmärkten zu verzeichnen, dem gegenüber steht jedoch die Tatsache, dass es – abgesehen von sehr wenigen Sonderfällen – kaum über längere Zeiträume liberalisierte Strommärkte gibt, in denen im Kontext der Gewährleistung von Versorgungssicherheit keine Kapazitätsmarkt-Elemente notwendig geworden sind.

(6) Eine erste Grenze für die Rolle der *Energy only*-Märkte ergibt sich aus der Notwendigkeit der Kraftwerksreserve. Diese bezeichnet die vorzuhaltende Kraftwerkskapazität, die nicht zur Abdeckung der Höchstlast, sondern darüber hinaus zur Gewährleistung

der Versorgungssicherheit beim Ausfall zentraler Betriebsmittel (Kraftwerke, Netzinfrastrukturen etc.) benötigt und damit im *Energy only*-Markt (der ja nur die Nachfrage bis zur Höchstlast abdeckt) prinzipiell nicht nachgefragt wird. Die entsprechende Reserve beträgt derzeit für Deutschland etwa 7 GW, wird zukünftig wahrscheinlich noch steigen und kann über den *Energy only*-Markt definitiv nicht bereitgestellt werden.

(7) Die Rolle des *Energy only*-Marktes zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bis zum Höchstlastbedarf steht aus unterschiedlichen Gründen in Frage:

- Mit Blick auf die Struktur des kontinentaleuropäischen Kraftwerksparks, d.h. die entsprechende *Merit order*-Kurve, ist es aus theoretischer Sicht sowie mit Blick auf die realweltlichen Erfahrungen (u.a. mit Blick auf die komplexen Wechselwirkungen zwischen Spot- und Terminmärkten) äußerst fraglich, ob über den *Energy only*-Markt Preissignale (d.h. vor allem Preisspitzen) erzeugt werden können, die
 - im erwartbaren (volatilen) Brennstoffpreis-Umfeld,
 - in ausreichender Höhe,
 - mit dem notwendigen Vorlauf,
 - über einen hinreichenden Zeitraum sowie
 - auf den für Investitionsentscheidungen besonders relevanten (Termin-) Märkten

eine robuste wirtschaftliche Basis zur Finanzierung von neuen Kraftwerkskapazitäten schaffen können. Gegenteilige (theoretische) Überlegungen basieren sehr weitgehend auf Annahmen bzw. Parametrisierungen (Nachfragereaktionen, perfekter Wettbewerb in Knappheitssituationen, sehr kurzfristige Reaktionszeiträume bei der Kraftwerkserrichtung bzw. Vorlaufzeit liquider Märkte, Ausblendung der unterschiedlichen Rolle von Spot- und Terminmärkten etc.), die in der Rea-

lität nicht auftreten, nicht auftreten werden bzw. nicht auftreten können.

- Ungeachtet des grundsätzlichen Zweifels an der Fähigkeit des *Energy only*-Marktes, für Investitionsentscheidungen hinreichend robuste Preissignale zu erzeugen, muss in Betracht gezogen werden, dass die notwendige Volatilität der Preise am *Energy only*-Markt keine politische Akzeptanz findet und entsprechende regulatorische Eingriffe erfolgen. Zumindest müsste die Investorenseite solche regulatorische Eingriffe belastbar ausschließen, wovon in der Realität demokratischer Gesellschaften wohl nur schwer ausgegangen werden kann.
- Diese grundsätzlich unzureichende Funktionalität des *Energy only*-Marktes zur Gewährleistung mittel- und langfristiger Versorgungssicherheit wird noch verschärft durch die massiven Preissteigerungen bei konventionellen Kraftwerksanlagen (70% seit 2000). Ohne hinreichende Deckungsbeiträge aus dem *Energy only*-Markt treffen damit auf steigende Investitionskosten.
- Weiter verschärft wird die Situation durch den massiven Ausbau erneuerbarer Energien, der die Preisniveaus auf den *Energy only*-Märkten und damit die entsprechend erzielbaren Deckungsbeiträge nochmals erheblich drückt. Dieser Effekt ist weitgehend unabhängig von der Ausformung des Flankierungs- oder Marktmodell für erneuerbare Energien, die hier dominierenden Technologien (Wind- und Solarenergie) mit sehr niedrigen kurzfristigen Grenzkosten werden auch langfristig erhebliche Effekte für die im *Energy only*-Markt erzielbaren Preise haben.
- Schließlich ergibt sich eine weitere Verschärfung der Situation durch die Tatsache, dass das EU-Emissionshandelssystem die ihm zugeordnete Rolle zur Erzeugung zusätzlicher Einkommensströme für wenig CO₂-intensive Erzeugungsoptionen in der aktuellen Situation

bzw. ohne deutliche und schnelle Anpassung zumindest für die nächste Dekade nicht ausfüllen kann.

Die genannten zusätzlichen Herausforderungen (Entwicklungen auf den Anlagenmärkten, Flankierung erneuerbarer Energien und deren Strommarkteffekte, unvollkommen funktionierendes EU-Emissionshandelssystem etc.) verschärfen so ein latent vorhandenes Grundsatzproblem. Selbst wenn es also gelingen sollte, einige der genannten Unvollkommenheiten abzubauen (Anpassung des EU-Emissionshandelssystems, Stärkung der Spot-Märkte, Stärkung des Wettbewerbs im Anlagenbau und wieder sinkende Anlagenpreise etc.) wird der *Energy only*-Markt für die perspektivisch zur Deckung der Höchstlast notwendigen Investitionen keine hinreichend robuste wirtschaftliche Basis bilden können. Gleichwohl bleibt der wettbewerbsintensive *Energy only*-Markt ein unverzichtbares Strommarktelement zur Optimierung des Anlagenbetriebes.

(8) Angesichts dieser verschiedenen Facetten des Problems ist es extrem unwahrscheinlich, dass *Energy only*-Märkte die notwendigen Investitionen zur Erhaltung der Versorgungssicherheit, also zur Höchstlastdeckung wie zur der Sicherung der notwendigen Reservekapazitäten ermöglichen werden. Dabei ist es ohne Belang, ob der Bezugsrahmen für Versorgungssicherheit national oder europäisch definiert wird. Die Einstufung von Versorgungssicherheitsproblemen als ausschließlich einer nationalen Betrachtungsweise (von der im heutigen rechtlichen Rahmen zunächst auszugehen ist) geschuldete Herausforderung unterstellt im Grundsatz einen für Investitionstätigkeit hinreichenden *Energy only*-Markt. Geht man dagegen von einem grundsätzlichen Problem des *Energy only*-Marktes bezüglich der Realisierung notwendiger Investitionen aus, ergeben sich bei nationaler und europäischer Betrachtungsweise keine grundsätzlichen Unterschiede mehr.

(9) Nicht zuletzt bildet die Tatsache, dass in nahezu allen europäischen und OECD-Staaten mit liberalisierten Energiemärkten und einer ganzen Reihe ent-

sprechender Schwellenländer ergänzende Mechanismen zu den *Energy only*-Märkten intensiv diskutiert oder umgesetzt werden, ein klares Indiz für die realweltlichen Grenzen der Leistungsfähigkeit des *Energy only*-Markts zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der Stromversorgung.

Der zeitliche Rahmen für die Ergänzung des *Energy only*-Markts

(10) Im Verlauf dieser Dekade, v.a. jenseits des Zeitraums, für den der *Energy only*-Markt heute liquide ist (maximal 3 Jahre nach vorn) werden sich für den deutschen und europäischen Strommarkt die Rahmenbedingungen auf der Angebotsseite deutlich verändern:

- mit der ersten Stufe des Kernenergie-Ausstiegs sind in Deutschland 2011 über 8.000 MW Kraftwerksleistung vom Netz gegangen, weitere 12.000 MW werden bis 2022 folgen;
- mit der Einführung der Vollversteigerung der CO₂-Emissionsberechtigungen für Stromerzeugungsanlagen ab Anfang 2013 wird es für die bisher im kontinentaleuropäischen Markt Preis setzende Kraftwerkskohorte (v.a. Steinkohlenkraftwerke der Baujahre 1970ff.) schwierig bis unmöglich werden, die fixen Betriebskosten zu decken, hier ist ohne weitere Maßnahmen mit erheblichen Marktaustritten zu rechnen;
- gleiches gilt für einen Großteil des Erdgas-kraftwerksbestandes (je nach Laufzeit der Erdgaslieferverträge), wobei dies nicht nur ältere Anlagen sondern auch in jüngster Zeit errichtete Erdgas-Kraftwerke gilt;
- ab 2015 werden in den Nachbarstaaten (v.a. in Polen und Frankreich) im Kontext der *Industrial Emissions Directive* (die die Emissionsanforderungen für Bestandskraftwerke massiv verschärft) erhebliche Kraftwerkskapazitäten außer Betrieb genommen werden müssen;

- in Belgien (ab 2015) und der Schweiz (ab 2019), möglicherweise aber auch in Frankreich kann es in den nächsten Jahren zu weiteren Stilllegungen von Kernkraftwerken kommen.

Die – seinerzeit unter völlig anderen und aus heutiger Sicht wenig tragfähigen Rahmenbedingungen beschlossenen – Kraftwerksprojekte, die sich derzeit im Bau befinden (v.a. in Deutschland, in den Niederlanden sowie in Österreich) werden diese Kapazitätsabgänge nur teilweise kompensieren können. Gleiches gilt mit hoher Wahrscheinlichkeit für die ausschließlich über *Energy only*-Märkte induzierten Lastmanagement-Projekte. Ob und in welchem Umfang die Förderung erneuerbarer Energien, der Kraft-Wärme-Kopplung oder verstärkte Anstrengungen im Bereich der Stromeffizienz zusätzlichen zeitlichen Spielraum schaffen können, ist bisher nur schwer abzuschätzen, entsprechende Erfolge würden jedoch letztlich nur zu (überschaubaren) Zeitgewinnen für die im Folgenden skizzierten Maßnahmen führen.

Ab 2020 ist so davon auszugehen, dass in vielen Ländern des kontinentaleuropäischen Strommarktes und in noch deutlich stärkerem Maße in Großbritannien die Reservemargen deutlich sinken, gegen Null gehen oder unterschritten werden, wenn es nicht zu erheblichen Neuinvestitionen und Spitzenlastsenkungen sowie zu einer deutlichen Verstärkung der Netzinfrastrukturen kommt.

(11) Für den Zeitraum bis zur Schaffung der notwendigen Netzinfrastrukturen bzw. beim Ausbleiben der entsprechenden Netzverstärkungen entsteht in einzelnen Regionen (z.B. in Süddeutschland) bereits früher eine angespannte Situation bei der Gewährleistung einer umfassenden Versorgungssicherheit.

(12) Aus den vorstehenden Überlegungen lassen sich mit Blick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland und in Europa über das konventionelle Kraftwerksegment – nicht zuletzt aus Vorsorgegründen – folgende Handlungsstränge ableiten:

- bis 2015
 - *Ad hoc*-Maßnahmen zur Gewährleistung der Kaltreserve für die süddeutschen Netzregionen;
 - *Ad hoc*-Maßnahmen zur Erschließung des Lastmanagement-Potenzials (v.a. in den süddeutschen Netzregionen);
- bis 2020
 - Erschließung des deutschen und europäischen Flexibilisierungspotenzials durch Marktkopplung etc.;
 - Erschließung der deutschen und europäischen Optimierungspotenzials durch Infrastrukturausbau;
 - Vermeidung erheblicher Kraftwerksabgänge durch das Wirksamwerden erster Kapazitätselemente im Strommarkt für den Kraftwerksbestand;
 - Ausbau des Lastmanagements durch Einbeziehung in die ersten Kapazitätsmarktelemente;
- ab 2020
 - Inbetriebnahme von Neubauprojekten, die über Kapazitätsmarktelemente ermöglicht wurden;
 - Ausbau des Lastmanagements durch Einbeziehung in die Kapazitätsmärkte;
 - Abbau der Flankierung für Bestandskraftwerke durch Einführung von Qualitätsanforderungen.

Unter Berücksichtigung der Vorlaufzeiten für die Umsetzung des jeweiligen regulativen Rahmens (mindestens 2 Jahre) einerseits und der Projektvorlaufzeiten (5 bis 10 Jahre) andererseits ergibt sich die Notwendigkeit für ein vergleichsweise zügiges Handeln.

Die Ziele für den neu zu gestaltenden Kapazitätsmarkt

(13) Wenn es also notwendig wird, den *Energy only*-Markt durch weitere komplementäre Marktsegmente zu ergänzen, sind folgende Primärziele zu berücksichtigen:

- Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch die Flankierung bestehender Kraftwerkskapazitäten (bis 2020 mit hoher, danach ggf. mit abnehmender Relevanz);
- Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch ökonomische Flankierung neuer Kraftwerkskapazitäten (ab Beginn der nächsten Dekade mit hoher Relevanz);
- Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch ökonomische Flankierung der Umsetzung des effizienten Lastmanagement-Potenzials.

(14) Mit der Perspektive eines grundlegenden Umbaus des Stromversorgungssystems hin zu erneuerbaren Energien ist neben den genannten Primärzielen jedoch auch eine Reihe von Sekundärzielen zu berücksichtigen:

- Begrenzung der Kosten für die notwendigen Kapazitätsmechanismen – vor allem für die Stromverbraucher;
- Erbringung eines Beitrages zum effizienten Umbau des Energiesystems;
- Ermöglichung von Lerneffekten, auch mit Blick auf die Schaffung von Voraussetzungen für die Marktintegration der erneuerbaren Energien;
- hohe Fehlertoleranz und unaufwändige Anpassungs- und Weiterentwicklungsfähigkeit.

Ausgewählte Kernelemente eines fokussierten Kapazitätsmarktes für Deutschland

(15) Vor dem Hintergrund der genannten Herausforderungen und der Zielfacetten wird die Einrichtung eines „fokussierten Kapazitätsmarktes“ vorgeschlagen. Dieser fokussierte Kapazitätsmarkt ist durch zwei unterschiedliche Teilmärkte charakterisiert, die über Ausschreibungsverfahren wettbewerblich organisiert werden:

- ein Teilmarkt für stilllegungsgefährdete konventionelle Kraftwerke
 - die sich für diesen Teilmarkt qualifizierenden Bestandskraftwerke können pragmatisch abgegrenzt werden;
 - die in diesem Marktsegment erfolgreichen Bestandskraftwerke werden keinen Teilnahmebeschränkungen für den *Energy only*-Markt unterworfen;
 - für dieses Marktsegment sind auch nachfrageseitige Lastmanagement-Maßnahmen zugelassen.
- ein Teilmarkt für konventionelle Neubaukraftwerke
 - Produkt dieses Marktsegments sind längerfristige Kapazitätzahlungen;
 - die in diesem Marktsegment erfolgreichen Neubaukraftwerke werden keinen Teilnahmebeschränkungen für den *Energy only*-Markt unterworfen.

(16) Die beiden so abgegrenzten Teilmärkte würden jeweils über (zentrale) Auktionsverfahren umgesetzt.

(17) Dieses Modell eines fokussierten Kapazitätsmarktes weist im Vergleich zu allen anderen derzeit diskutierten Modellen mit Blick auf die unterschiedlichen Ziele erhebliche Vorteile auf; sowohl mit Blick auf den umfassenden Kapazitätsmarkt nach nordamerikanischem Vorbild, das Konzept der strategischen Reserve (d.h. einem Kapazitätsmechanismus für Bestands- bzw. Neuanlagen, die letztlich nur noch in Ausnahmesituationen am *Energy only*-Markt agieren

könnten) sowie den allein auf die Errichtung von Neuanlagen fokussierten (selektiven) Kapazitätsmarkt.

(18) Neben den genannten Aspekten werden für einen fokussierten Kapazitätsmarkt weitere Spezifikationen, Parametrisierungen und prozedurale Konkretisierungen notwendig, die hier nicht weiter ausgeführt werden können. Hierzu werden im Frühjahr 2012 konkretere Ausarbeitungen vorgelegt.

Die Schaffung eines fokussierten Kapazitätsmarktes für Deutschland: der Weg nach vorn

(19) Wenn die nächsten Monate effektiv genutzt werden, könnte die Einführung eines fokussierten Kapazitätsmarktes für Deutschland entlang des folgenden Zeitplans erfolgen:

- Herbst 2012 bis Herbst 2013: Diskussion und Spezifikation der verschiedenen Ausgestaltungsmerkmale;
- im Jahr 2014: Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes und Erarbeitung des untergesetzlichen Regelwerkes und Aufbau des notwendigen Registers;
- im Jahr 2015: erste Auktionen für das Bestandsanlagen- und das Neuanlagensegment;
- im Jahr 2015/2016: erste Kapazitätzahlungen an Bestandskraftwerke;
- im Jahr 2019/2020: erste Kapazitätzahlungen an Neubaukraftwerke;
- ab 2016: Nutzung der Erfahrungen und Marktergebnisse aus dem fokussierten Kapazitätsmarkt zur (schrittweisen) Anpassung des Flankierungsrahmens für die erneuerbaren Energien mit Blick auf Kapazitätzahlungen.

(20) In einem integrierten (kontinental-) europäischen Strommarkt würden Kapazitätsmärkte idealerweise für das gesamte Marktgebiet einheitlich eingeführt. Mit Blick auf die rechtlichen und politischen Realitäten ist dies jedoch für die nächsten Jahre als eher illusorisch anzusehen. Vor dem Hintergrund der

Annahme, dass deutliche Verzögerungen bei der Schaffung von Kapazitätsmärkten zu erheblichen Problemen bei der Versorgungssicherheit führen können und damit nur schwer verantwortbar sein dürften, sollten sich die Bemühungen um Konvergenz im kontinentaleuropäischen Binnenmarkt zunächst vor allem auf die Mengenkomponekte des Kapazitätsmarktes konzentrieren, d.h. den Versuch einer engen Abstimmung mit den Nachbarländern Deutschlands v.a. zur Spezifikation des Neuanlagensegments im fokussierten Kapazitätsmarkt.

Versorgungssicherheit effizient gestalten: Zur Diskussion um Kapazitätsmechanismen in Deutschland

Dr. Christoph Maurer

Einleitung

Derzeit ist eine intensive und kontroverse energiepolitische Debatte darüber zu beobachten, ob das heutige Strommarktdesign – ein sogenannter Energy-Only-Markt, der lediglich gelieferte Energie vergütet – grundsätzlich sinnvoll bleibt und wie es ggf. 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. Weiterhin besteht weitgehende Einigkeit, dass das aktuelle Strompreinsniveau keine Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten beanregt. Während ausgehend von dieser Beobachtung ein Teil der Diskutanten ein Versagen des Energy-Only-Marktes konstatiert und unter dem Schlagwort „Kapazitätsmärkte“ einen Übergang auf ein anderes Marktdesign fordert, sehen andere Diskussionsteilnehmer die aktuelle Preissituation vor allem als Signal für aktuell (noch) bestehende Überkapazitäten. In diesem Zusammenhang sollen beim Fachgespräch zwei Fragen diskutiert werden:

- Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?
- Wenn die Politik sich für einen Kapazitätsmarkt entscheidet: Wie sollte dieser ausgestaltet werden?

Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?

Die Diskussion um die Notwendigkeit von Kapazitätsmärkten wird im Wesentlichen mit Sorgen um die Gewährleistung von Versorgungssicherheit vor dem Hintergrund eines möglichen Mangels an Erzeugungskapazität in Deutschland, getrieben durch die politisch

motivierter Stilllegung von Kernkraftwerken und das absehbare Nutzungsdauerende einer Vielzahl von thermischen Kraftwerken, begründet.

Dabei kommt die Mehrzahl der Debattenbeiträge zum Ergebnis, dass aktuell – auch nach der Stilllegung von 7 + 1 Kernkraftwerken im Jahr 2011 – und jedenfalls bis ca. 2020 in Deutschland kein genereller Mangel an Erzeugungskapazität herrscht. Risiken für die Versorgungssicherheit bestanden und bestehen zwar, sind jedoch vor allem auf netztechnische Probleme, speziell auf den verzögerten Netzausbau, sowie prozessuale Schwierigkeiten (z. B. bilanzielle Unterdeckungen während der Kälteperiode im Februar 2012) zurückzuführen.

Insofern ist die teilweise zu beobachtende Gleichsetzung von Versorgungssicherheit mit der Vorhaltung ausreichender Erzeugungskapazität nicht korrekt und unterschlägt teilweise sogar zeitlich drängendere Problemfelder. Darüber hinaus berücksichtigt die stark national geprägte Debatte nicht, dass es keineswegs eine einheitliche Definition über die notwendigen Bedingungen für die Gewährleistung ausreichender Erzeugungskapazität und Versorgungssicherheit gibt. Vielmehr sind hier verschiedene Perspektiven denkbar. Abhängig vom Standpunkt ergeben sich unterschiedliche Schlussfolgerungen zur Notwendigkeit von Kapazitätsmärkten.

Regional begrenzte, speziell nationale Perspektive:

Bei einer regional begrenzten Sichtweise auf die Frage der Versorgungssicherheit wird im Regelfall gefordert, dass der zu erwartende Starklastfall in einer abgegrenzten Region durch in dieser Region gesichert verfügbare Leistung gedeckt werden kann („Autarkie“).

Die energiepolitischen Vorgaben hinsichtlich Fragen

der Versorgungssicherheit in Deutschland¹ zielen auf eine solche, auf einen Vergleich von Last und Erzeugung in Deutschland beschränkte Betrachtung. Teilweise wird in der Debatte sogar eine Autarkie auf deutlich kleinerer Ebene, z. B. von Bundesländern, gefordert.

Supranationale, speziell europäische Perspektive:

Bei dieser Perspektive wird Versorgungssicherheit als eine im europäischen Verbundsystem unter wechselseitiger Nutzung vorhandener Ressourcen, d. h. Erzeugungs-, Speicher- und Kraftwerkskapazitäten betrachtet. Hieraus folgt eine gemeinsame Verantwortung der europäischen Staaten für eine europaweit angemessene Versorgungssicherheit und ihre effiziente Ausgestaltung. Diese Sichtweise folgt im Gegensatz zur nationalen Sichtweise eher der Organisation der europäischen Märkte für elektrische Energie, die – bspw. durch die verschiedenen Market-Coupling Projekte – auf eine grenzüberschreitend optimale Nutzung der Ressourcen unter Nutzung der verfügbaren Übertragungskapazitäten abzielt.

Offensichtlich beeinflusst die Wahl einer dieser beiden Sichtweisen erheblich das jeweils vorzuhaltende Niveau gesicherter Leistung. Während sich in der nationalen Sichtweise das benötigte Kapazitätsniveau aus dem jeweiligen – nicht notwendigerweise gleichzeitig auftretenden – nationalen Starklastfall ergibt, resultiert die notwendige gesicherte Leistung in der europäischen Sichtweise aus der – gleichzeitigen und somit niedrigeren – europaweiten Nachfrage unter Berücksichtigung grenzüberschreitender Austauschkapazitäten sowie der Tatsache, dass im Ausland vorhandene Kapazität zeitgleich auch zur dortigen Lastdeckung benötigt wird.

Zugleich beeinflusst die eingenommene Perspektive maßgeblich die Schlussfolgerungen zur Notwendigkeit

von Kapazitätsmechanismen in Ergänzung zum heutigen Energy-Only-Markt. Im – bereits heute bestehenden und kontinuierlich stärker integrierten – europäischen Strommarkt ergibt sich das Marktgleichgewicht durch eine Aggregation der einzelnen nationalen Angebote und Nachfragen. Ziel ist hierbei eine grenzüberschreitend optimale Ausnutzung verfügbarer Erzeugungs- und Übertragungskapazitäten zur Befriedigung der gesamten Nachfrage. Liegen keine Übertragungsengpässe vor, so wird diese Gesamtnachfrage durch die Erzeugungseinheiten mit den kurzfristig niedrigsten Erzeugungskosten gedeckt – unabhängig davon, in welchem Land diese stehen. Übertragungsengpässe führen dazu, dass günstigere, ausländische Kapazitäten nur in dem Maße zur Nachfragedeckung genutzt werden können, bis die verfügbaren Übertragungskapazitäten erschöpft sind. Darüber hinaus ist die regionale Zuordnung der Erzeugungskapazitäten für den Markträumungsprozess und damit insbesondere für die Preisbildung aber unerheblich. Ein Preissignal für einzelne Staaten oder Regionen, das eindeutig eine Kapazitätsknappheit entsprechend der oben geschilderten regional begrenzten bzw. nationalen Perspektive signalisieren könnte, kann nicht zustande kommen, wie folgende Beispiele klarmachen:

- Sofern Regionen wie Bundesländer betrachtet werden, die nicht direkt den überwiegend national definierten Preiszonen des internationalen Stromhandels entsprechen, existiert überhaupt kein direkt der Region zuordenbares Preissignal.
- Auch in Situationen, in denen die Erzeugungskapazität in einer Preiszone nicht ausreicht, um deren Last zu decken, ergibt sich kein Knappheitspreis, wenn die Lastdeckung stattdessen mit Hilfe von Kraftwerks- und Netzkapazitäten aus Nachbarzonen erfolgt.
- Umgekehrt sind hohe Preise kein Indikator für Knappheit in der eigenen Zone, sondern können auch Ergebnis von Knappheitssituationen

¹ Vgl. etwa Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie: Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach § 51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität, <http://www.bmwi.de>

in Nachbarzonen und Beiträgen zur dortigen Bedarfsdeckung sein.

Somit wird klar: Ein europäisch organisierter Strommarkt, der die grenzüberschreitend optimierte Nutzung europäischer Ressourcen bezweckt, ist prinzipbedingt nicht in der Lage, Preissignale zu erzeugen, die Versorgungssicherheit im Sinne der beschriebenen regional begrenzten Perspektive gewährleisten können. Dem Markt fehlen hierzu schlichtweg Informationen über regionale Unterschiede zwischen Angebot und Nachfrage. Genau dies ist aber auch erwünscht, will man grenzüberschreitend optimale Ressourcenallokation erreichen. Damit ist offensichtlich, dass eine regional begrenzte, speziell nationale Perspektive die Einführung zu dieser Sichtweise passender Kapazitätsmechanismen unentbehrlich macht.

Dabei ist die grundlegende Frage einer nationalen oder internationalen Verantwortung für Versorgungssicherheitsfragen im Wesentlichen politischer Natur und damit nicht eindeutig zu beantworten. Jedoch ist eine bewusste energiepolitische Grundsatzentscheidung notwendig, um in der Diskussion über die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen Klarheit zu schaffen. Gleichzeitig sollten die möglichen Konsequenzen dieser Grundsatzentscheidung sorgsam abgewogen werden. Dabei gehen wir im Folgenden auf zwei Aspekte vertieft ein.

Was bedeutet eine europäische Perspektive für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit konkret?

Wir haben aufgezeigt, dass ein Energy-Only-Markt bei Einnahme der oben skizzierten supranationalen, europäischen Perspektive auf Fragen der Angemessenheit vorgehaltener Erzeugungskapazität auch zukünftig ein erfolgreiches und funktionierendes Marktdesign darstellen kann.² Die aktuelle energiepo-

litische Debatte zeigt jedoch vielfach ein von dieser marktbasierter Gewährleistung deutlich abweichendes Verständnis von Versorgungssicherheit. Im Folgenden sollen deshalb notwendige Rahmenbedingungen für auch langfristig funktionierende Energy-Only-Märkte herausgearbeitet werden:

- Kapitalintensive Investitionen in neue Erzeugungsanlagen erfordern Vertrauen in die Stabilität der Rahmenbedingungen des Energy-Only-Marktes. Dazu gehört insbesondere die politische Akzeptanz erhöhter Preisvolatilitäten und zeitweise auftretender Preisspitzen am Großhandelsmarkt (nicht für Endverbraucher), die für die Finanzierung von Spitzenlastkraftwerken benötigt werden.
- Ein funktionierendes Marktgleichgewicht, indem insbesondere ausreichend schnell auf mögliche Knappheiten reagiert werden kann, erfordert intensive Anstrengungen zur Stärkung der Preiselastizität der Nachfrage im Energy-Only-Markt. Insbesondere ist darauf zu achten, dass im Grundsatz vorhandene Preiselastizität nicht durch andere Instrumente aus dem Markt herausgekauft wird.
- Das für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit effiziente Kapazitätsniveau ist wesentliches Ergebnis des Energy-Only-Marktes und kann diesem nicht vorgegeben werden. Insbesondere bestehen keine direkten Steuerungsmöglichkeiten zur Höhe, Technologie und regionalen Verteilung von Erzeugungskapazitäten.

Ist eine ausschließlich nationale Perspektive realistisch?

Wie oben geschildert, kann es legitimes Ergebnis einer energiepolitischen Grundsatzentscheidung sein, bei Fragen der Versorgungssicherheit die nationale Per-

² Vgl. Consentec: Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung

von Kapazitätsmechanismen in Deutschland, Studie für EnBW AG, Februar 2012, www.consentec.de

spektive in den Vordergrund zu rücken und die Möglichkeit einer autarken Lastdeckung anzustreben. Bei einer solchen Entscheidung sollten jedoch die Realitäten des europäischen Strombinnenmarktes und die daraus resultierenden Einflüsse und Wechselwirkungen beachtet werden.

- Die Möglichkeit der Spitzenlastdeckung aus eigenen Kraftwerken ist vor allem eine theoretische Bedingung. Der tatsächliche Kraftwerkseinsatz zum Spitzenlastzeitpunkt ergibt sich aus dem Ergebnis des europäischen Strommarktes. Dies kann insbesondere dazu führen, dass bei systemweiter Erzeugungsknappheit mindestens wirtschaftliche Konsequenzen (in Form von Knappheitspreisen) auch in den Zonen auftreten, in denen o. g. theoretische Bedingung erfüllt ist. Ob es im Falle eines die Systemsicherheit tatsächlich gefährdenden Erzeugungsmangels gelingen könnte, physische Konsequenzen von denjenigen Zonen mit theoretischer Möglichkeit zur Deckung der eigenen Spitzenlast fernzuhalten, kann angesichts der engen technischen und prozessualen Abhängigkeiten im europäischen Stromverbund stark bezweifelt werden.
- Da eine jeweils nationale Perspektive auf die Gewährleistung von Versorgungssicherheit aus Gesamtsystemsicht unbestritten zu Überkapazitäten führt, ist nicht zu erwarten, dass dieser Weg ohne Zwang von allen europäischen Ländern beschritten wird. Vielmehr kann gerade die Entscheidung eines großen und zentral gelegenen Landes wie Deutschland für eine nationale Perspektive dazu führen, dass – hiervon ebenfalls profitierende – Nachbarländer beim Ausbau der Erzeugungskapazität eher zurückhaltend agieren und somit ein eigentlich unerwünschtes free riding in Bezug auf die Gewährleistung von Versorgungssicherheit auftritt.

Diese Effekte zeigen, dass auch bei grundsätzlicher Entscheidung für eine nationale Perspektive auf Versorgungssicherheitsfragen eine supranationale Koordination im Bereich des europäischen Strombinnenmarktes unerlässlich ist und Versorgungssicherheitsfragen nicht losgelöst vom Markt diskutiert werden können.

Fazit – Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?

Es gibt bisher keine Evidenz, dass Kapazitätsmärkte für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit notwendig sind und diesbezüglich definitive Vorteile gegenüber dem Energy-Only-Markt aufweisen. Insbesondere erscheint gegenüber der im Vordergrund stehenden Debatte einer Einführung von Kapazitätsmärkten auf nationaler Ebene eine stärkere Koordination der europäischen Energiepolitiken zu Fragen der Versorgungssicherheit und weiteren Themen wie z. B. der Förderung erneuerbarer Energien prioritär und ist wesentliche Vorbedingung für ein nachhaltig effizientes Marktdesign. Die dauerhafte Einführung von Kapazitätsmärkten kann Ergebnis einer energiepolitischen Grundsatzentscheidung am Ende dieses Prozesses sein. Sie ist aber nicht zwangsläufig.

Wenn die Politik sich für einen Kapazitätsmarkt entscheidet: Wie sollte dieser ausgestaltet werden?

Die vorangegangenen Ausführungen haben aufgezeigt, dass aus heutiger Sicht eine Entscheidung für einen dauerhaften Kapazitätsmarkt kurzfristig nicht notwendig ist und auch nicht angestrebt werden sollte. Vielmehr erfordern Grundsatzentscheidungen für ein effizientes Marktdesign vorher die Klärung energiepolitischer Fragen zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit und zu Wechselwirkungen zwischen Versorgungssicherheit und Binnenmarkt auf nationaler und europäischer Ebene. Es erscheint deswegen nicht sinnvoll, aktuell detaillierte Ausgestaltungsvorschläge für einen Kapazitätsmarkt zu diskutieren, zu-

mal auf die deutsche und europäische Situation übertragbare Beispiele aus der internationalen Praxis für auf lange Sicht erfolgreiche Kapazitätsmärkte bisher nicht vorliegen.

Nachfolgende Überlegungen beschränken sich daher auf die Diskussion der grundsätzlichen Eignung verschiedener in der Diskussion befindlicher Typen von Kapazitätsmechanismen:

- Insbesondere von Diskutanten mit politischem Hintergrund werden sogenannte *selektive Kapazitätsmechanismen*, speziell Kapazitätsausschreibungen, in die Diskussion eingebracht. Diese Ausschreibungen adressieren typischerweise vor allem Neuanlagen. Steuerungsmöglichkeiten, die weit über die Gewährleistung von Versorgungssicherheit hinausgehen und z. B. Verteilungseffekte, Technologie-, Wettbewerbs- und Regionalpolitik umfassen, werden häufig als wesentliches Argument für solche Ausschreibungsmodelle angeführt. Aus Sicht des Autors sind selektive Mechanismen jedoch aus mehreren Gründen abzulehnen. Die selektive Ausrichtung führt grundsätzlich zu nicht vermeidbaren Ineffizienzen bei der Gewährleistung von Versorgungssicherheit. Berechnungen haben darüber hinaus nachgewiesen, dass ein reales Risiko besteht, dass selektive Mechanismen die Stilllegung von Bestandsanlagen beschleunigen und damit einen negativen Netto-Kapazitätseffekt haben können.³ Die Gefahr zusätzlicher Ineffizienzen ergibt sich aus der Präferenz für administrative Steuerung mit quasi vorbestimmtem Ergebnis gegenüber der dezentralen marktbasierter Evaluierung von Lösungsmöglichkeiten.
- Die theoretische Chance auf eine effiziente Lösung wahren sogenannte *umfassende Kapazitätsmärkte*, wie sie z. B. in verschiedenen nordamerikanischen Systemen seit wenigen

Jahren angewendet und auch für Deutschland vorgeschlagen werden.⁴ Derartige Märkte adressieren in einem hoch komplexen Prozess alle Arten von Beiträgen zur gesicherten Leistung (Bestands- und Neuanlagen wie die Verbrauchsseite). Sie gehen allerdings mit sehr hohen Parametrierungsrisiken einher, die eine effiziente Anwendung oder sogar die Effektivität des Mechanismus in Frage stellen. Vor einer kurzfristigen Entscheidung über die Einführung erscheinen deshalb weitere Untersuchungen und Forschungen notwendig zur Planung und Konzeption wie zur Übertragbarkeit auf die Situation im europäischen Strommarkt, der deutlich anders als nordamerikanische Märkte organisiert ist.

- Anders als die beiden vorangegangenen Typen von Kapazitätsmechanismen zielt eine *strategische Reserve* nicht auf eine dauerhafte Anwendung, sondern kann insbesondere als Brückenlösung eingesetzt werden, um eine als kritisch erachtete Stilllegung von Kapazitäten aufzuschieben. Die strategische Reserve sieht die Ausstattung solcher Kapazitäten mit Zahlungen vor, die vom Kapazitätshalter, d. h. der ausschreibenden Stelle, lediglich in Knappheitssituationen eingesetzt werden und ansonsten dem Strommarkt nicht zur Verfügung stehen. Eine Knappheitssituation liegt dann vor, wenn eine Markträumung ohne Rationierung der Nachfrage nicht möglich ist. In diesem Fall wird die als strategische Reserve kontrahierte Leistung im Rahmen eines weiteren Versuchs zur Markträumung durch eine zweite Spotmarktauktion in den Markt geboten, um auf diese Weise eine Markträumung herbeizuführen. Als Brückenlösung ist ein solcher Mechanismus gerade deshalb geeignet, weil er

⁴ Vgl. Cramton, P.; Ockenfels, A.: Economics and design of capacity markets for the power sector; <http://ockenfels.uni-koeln.de> und, eng angelehnt, EWI an der Uni Köln: Zukunftsfähiges Strommarktdesign, Gutachten für das BMWi, April 2012, www.ewi.uni-koeln.de

³ Vgl. Consentec, ebd.

schnell eingeführt, mit vergleichsweise geringen Risiken parametrisiert und mit den geringsten Marktrückwirkungen wieder eingestellt werden kann. Da er sich im Wesentlichen auf Kraftwerkskapazitäten bezieht, die ohne einen solchen Mechanismus ohnehin vom Markt verschwinden würden, und solche Kapazitäten dann nur in absoluten Knappheitssituationen zum Einsatz kommen, sind auch die Marktrückwirkungen während der Anwendung eines solchen Mechanismus gering. Er bietet sich deswegen insbesondere dann an, wenn aus politischer Sicht Handlungsnotwendigkeit besteht, gleichzeitig aber, wie oben geschildert, eine kurzfristige Entscheidung für eine dauerhafte Änderung des Marktdesigns nicht angeraten erscheint.

Zusammenfassung

Die derzeit nicht selten kontrovers geführte Debatte über die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen geht zu Teilen auf unterschiedliche Prämissen der zugrundeliegenden Argumentation zurück. Insbesondere haben unterschiedliche Sichtweisen auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit unterschiedliche Konsequenzen für die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen. Dabei wird deutlich, dass die Entscheidung, ob langfristig Kapazitätsmechanismen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendig sind, von energiepolitischen Grundsatzentscheidungen auf nationaler und europäischer Ebene abhängt. Erst danach sollte die konkrete Ausgestaltung eines ggf. einzuführenden dauerhaften Kapazitätsmarkts diskutiert werden. Eine strategische Reserve zur Verhinderung einer vorzeitigen Stilllegung von Bestandsanlagen kann evtl. als Brückenlösung dienen.

Kapazitätsmechanismen im deutschen Strommarkt

Prof. Dr. Felix Müsgens

1 Einleitung

Die Energiewende ist ein großes Experiment mit ungewissem Ausgang. Die Ziele zum Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger (EE) sind ehrgeizig. So soll der Anteil des EE-Stroms am Stromverbrauch in Deutschland bis 2050 auf 80 % steigen (im Jahre 2011 betrug er etwa 20 %, im Jahr 2000 erst 6,4 %). Gleichzeitig wurde der Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen. Der resultierende Umbau des Energiesystems ist weltweit einmalig.

Der Prozess ist auf Zeiträume von Jahrzehnten ausgelegt. Er umfasst alle Teile des Elektrizitätsversorgungssystems. Es besteht Unsicherheit bezüglich wichtiger Parameter, beispielsweise bei den zukünftigen Investitions- und Produktionskosten. Dies gilt vor allem für ‚junge Technologien‘ wie Wind, Photovoltaik und innovative Stromspeicher aber auch für Maßnahmen zur Flexibilisierung der Nachfrage. In der Folge ist derzeit schwer zu entscheiden, welche Mengen von welcher technologischen Option zu welchem zukünftigen Zeitpunkt benötigt werden.

Um diesen Wandel zu gestalten, wird ein Koordinationsmechanismus benötigt. Es gibt hierfür zwei grundsätzliche Möglichkeiten: zentrale Planung und marktliche Lösungen. Im Rahmen der europäischen Liberalisierung hat man sich für marktliche Ansätze entschieden. Schon seit der Europäischen Richtlinie 96/92/EU steht die Schaffung eines europäischen Binnenmarktes für Strom im Mittelpunkt der politischen Bemühungen.

Dabei benötigen Märkte einen klar vorgegebenen Rahmen, unter anderem in Form eines guten Marketdesigns, und Überwachung, beispielsweise durch Kartellbehörden. Auch andere Marktunvollkommenheiten (natürliche Monopole, externe Effekte, etc.) können Eingriffe rechtfertigen. Allerdings ist in der Realität kein Markt perfekt. Auf den meisten Märkten werden Schwächen und Unvollkommenheiten jedoch nicht als

so gravierend angesehen, dass korrigierende Maßnahmen benötigt würden, die über die bestehenden Instrumente und Kontrollinstanzen hinausgehen. Ein zentraler Grund hierfür ist, dass Märkte die erforderliche Koordinationsfunktion gut erfüllen können. Dies ist insbesondere beim Umbau des Energieversorgungssystems von zentraler Bedeutung, da der Koordinationsaufwand zwischen den zahlreichen Möglichkeiten zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage erheblich ist.

Zu prüfen ist deshalb, ob auf dem Stromgroßhandelsmarkt ein Marktversagen vorliegt, das so schwerwiegend einzuschätzen ist, dass Markteingriffe zu rechtfertigen wären. Ist dies der Fall, so ist für jeden Eingriff zu prüfen, welches konkrete Problem behoben werden soll, in welchem Umfang das Problem gelöst wird und welche Nachteile möglicherweise an anderer Stelle (beispielsweise in Form höherer Kosten) durch das Instrument entstehen.

2 Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen

Der Stromgroßhandelsmarkt in Deutschland und zunehmend auch in Europa weist eine hohe Liquidität auf. Durch die jüngsten Entwicklungen in Richtung Market Coupling haben Wettbewerbsintensität und Effizienz weiter zugenommen. Analysen zur Verfügbarkeit von Kapazität (z.B. auf Basis von Entso-E) legen nahe, dass im Zeitraum bis 2019/2020 die verfügbaren Kapazitäten die benötigte Leistung in Deutschland übersteigen. Dies gilt insbesondere unter Berücksichtigung der derzeit in Deutschland im Bau befindlichen Kapazitäten von 12.500 MW (vgl. BNetzA Kraftwerksliste Stand Mai 2012). In Anbetracht dieser Entwicklung stellt sich die Frage, aus welchem Anlass über die Einführung von Kapazitätsmechanismen diskutiert wird.

Neben sehr grundsätzlichen Überlegungen zum geeigneten Koordinationsmechanismus (Markt oder Staat) werden in der in Deutschland laufenden Diskussion Argumente vorgebracht, die sich in drei Kategorien einteilen lassen: erstens grundsätzliche ökonomische Probleme im ‚energy only‘-Markt¹, zweitens ein zunehmender Ausbau erneuerbarer Energien und drittens innerdeutsche Netzengpässe. Dabei wird die Diskussion um Kapazitätsmechanismen dadurch erschwert, dass nicht immer ganz klar wird, welches konkrete Problem durch welche Form eines Kapazitätsmechanismus behoben werden soll. Hinzu kommt, dass es Anreize für interessensgeleitete Diskussionsbeiträge gibt.

Wir gehen im Folgenden kurz auf die drei unterschiedlichen Kategorien von Argumenten ein:

- Bei den auf der ökonomischen Literatur basierenden Argumenten werden insbesondere mangelnde Anreize zur Preiselastizität der Nachfrage, Versorgungssicherheit als Allmendegut sowie Unsicherheit und die Rationalität der Investoren genannt. Im Kontext des deutschen Energiemarktes erscheinen diese Argumente jedoch nicht hinreichend, um die Einführung von Kapazitätsmärkten und die damit verbundenen Nachteile zu rechtfertigen (eine ausführliche Diskussion ist enthalten in Müsgens und Peek 2011²).
- Der starke Ausbau erneuerbarer Energien ist das zweite vorgebrachte Argument. Dieser wird die Energiewirtschaft zweifellos verändern. Da sowohl Photovoltaik- als auch Windkraftanlagen zu sehr niedrigen variablen Kosten einspeisen und gleichzeitig wenig gesicherte Leistung bereitstellen, wird zukünftig

gesicherte Leistung mit im Vergleich zu heute niedrigerer Auslastung benötigt. In der Folge wird sich die Preisstruktur im Großhandelsmarkt verändern: in Stunden, in denen die EE wenig einspeisen und/oder die Last hoch ist, werden die Preise hoch sein. In Stunden, in denen die EE viel Energie produzieren und/oder die Last niedrig ist, werden die Strompreise niedrig sein. Wichtig ist, in diesem Zusammenhang darauf hinzuweisen, dass es sich hierbei um kurzfristige Preisschwankungen auf dem Großhandelsmarkt handelt. Ob der *Durchschnittspreis* der Endverbraucher (und damit z.B. die jährliche Stromrechnung) durch diese Preisschwankungen überhaupt beeinflusst wird, ist nicht a priori klar³. Letztlich müssen die Erlöse in jedem Marktdesign ausreichen, um die benötigten thermischen Kapazitäten zu finanzieren.

Steigende EE-Anteile führen somit nicht offensichtlich zu einem Versagen des ‚energy only‘-Marktes. Die resultierenden Preisspitzen (und auch Preistäler) dienen sogar als Signal für die Umgestaltung des Kraftwerksparks und der Erhöhung der Nachfrageflexibilität. So werden beispielsweise neue Speicherkraftwerke erst wirtschaftlich, wenn die Preise in Zukunft stärker differieren. Ähnliches gilt für den Ersatz von Grundlastkraftwerken durch Mittel- und insbesondere Spitzenlastkraftwerke sowie für Veränderungen auf der Nachfrageseite. Zumindest der Transformationsprozess kann somit in einem ‚energy only‘-Marktdesign verhältnismäßig effizient gesteuert werden.⁴

¹ Im derzeitigen Marktdesign wird im Wesentlichen die Bereitstellung von Energie vergütet (sogenannter ‚energy only‘-Markt).

² Müsgens, F. und Peek, M. (2011): Sind Kapazitätsmärkte in Deutschland erforderlich? Eine kritische Analyse vor dem Hintergrund der ökonomischen Theorie, ZNER – Zeitschrift für neues Energierecht, 2011(6), S. 576–83.

³ Wir diskutieren hier nicht die Höhe der EEG-Umlage, sondern den durchschnittlichen Großhandelspreis bzw. den Rechnungsanteil, der sich aus dem Großhandelsmarkt ergibt.

⁴ Im Hinblick auf den ‚Endzustand‘ des Systems mit EE-Anteilen von 80% und mehr sehen wir weiteren Forschungsbedarf. Auch hier wären jedoch zunächst valide Argumente vorzutragen, warum der ‚energy only‘-Markt unter diesen Voraussetzungen nicht mehr funktionieren

- Innerdeutsche Netzengpässe resultieren teilweise aus der Abschaltung von Kernkraftwerkskapazität in Süddeutschland und teilweise aus dem Ausbau der EE-Kapazitäten in Norddeutschland. Dieses Problem kann durch Netzausbau gelöst werden.⁵ Es handelt sich insbesondere nicht um ein Marktversagen des ‚energy only‘-Marktes, das durch einen Kapazitätsmarkt gelöst werden sollte. Selbst Autoren, die der Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarktes grundsätzlich positiv gegenüber stehen, argumentieren, dass Kapazitätsmärkte zur Lösung dieses Problems nicht geeignet sind. Das Problem sei sogar *vor der Einführung von Kapazitätsmärkten* zu lösen.⁶

Zusammenfassend sehen wir derzeit keine so bedeutenden Nachteile im ‚energy only‘-Markt, dass die Einführung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland gerechtfertigt erschiene. Dies gilt insbesondere dann, wenn man berücksichtigt, welche Nachteile die jeweiligen Vorschläge zur Einführung von Kapazitätsmärkten an anderer Stelle schaffen.

Dennoch kann es politische Gründe für die Einführung von Kapazitätsmechanismen geben. So könnte die Politik beispielsweise das Ziel nationaler Autarkie verfolgen, d.h. ein zu definierendes Ziel an innerhalb Deutschlands vorzuhaltender Kapazität. Eine solche Vorgabe würde in einem Europäischen Strommarkt bestenfalls zufällig erreicht.

sollte. Als positives Beispiel kann der Nordpool in Skandinavien angeführt werden, wo ein prinzipiell ähnliches System in der Praxis funktioniert.

⁵ Eine ökonomisch saubere Lösung wäre auch eine Preisdifferenzierung, die Anreize für Investition in den ‚knappen‘ Regionen bietet.

⁶ Cramton, P. und Ockenfels, A. (2011): Economics and design of capacity markets for the power sector, S. 3 <http://www.cramton.umd.edu/papers2010-2014/cramton-ockenfels-economics-and-design-of-capacity-markets.pdf>

3 Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen

Entscheidet sich die Politik für die Einführung von Kapazitätsmechanismen, zum Beispiel da das Ziel nationale Autarkie in der Energieversorgung verfolgt wird, so sollte trotzdem die Koordinationsfunktion des Marktes aufrechterhalten werden. Die meisten derzeit diskutierten Kapazitätsmarkt-konzepte bevorzugen einseitig bestimmte Maßnahmen. Dies ist jedoch in aller Regel ineffizient. Insbesondere verzerren die meisten Konzepte – über die zusätzlich am Markt teilnehmende Kapazität – das Preissignal auf dem Großhandelsmarkt, das aber zur Koordination der vielfältigen Angebots- und Nachfrageoptionen benötigt wird. Als Beispiele hierfür können Investitionen in die zukünftig als elementar erachtete Nachfrageflexibilität angeführt werden. Ist der Großhandelspreis als Folge der Implementierung eines Kapazitätsmechanismus nach unten verzerrt, so reduziert sich das Investitionssignal für Maßnahmen zur Flexibilisierung der Nachfrage.

Aus diesem Grund schlagen wir unter der Prämisse, dass ein Kapazitätsmechanismus eingerichtet werden soll, die Schaffung einer strategischen Reserve vor. Bei richtiger Ausgestaltung minimiert eine strategische Reserve die Fehlanreize auf dem Großhandelsmarkt und bildet gleichzeitig eine Reserve in Form von zusätzlicher nationaler Erzeugungskapazität.

Zur richtigen Ausgestaltung zählt, dass der Einsatz der strategischen Reserve auf die Stunden des Jahres beschränkt wird, in denen in der Stundenauktion der EPEX-Strombörse eine zweite Auktion (vgl. Artikel 1.7 der EPEX Spot Operational Rules) ausgelöst wird. In diesen Stunden wird die Kapazität der strategischen Reserve mit einem sehr hohen Preis in den Markt geboten (beispielsweise im Bereich zwischen 1.000 und 3.000 EUR/MWh). Auf diesem Weg bleiben die Investitionssignale für Investoren – sowohl auf der Angebots- wie auch auf der Nachfrageseite – weitestgehend erhalten.

Wichtig ist weiterhin, dass diese Einsatzregeln dauerhaft Bestand haben und die Investoren ihre langfristigen Investitionen auch in dieser Erwartung tätigen

können. Aus diesem Grund sollte überlegt werden, ob die strategische Reserve beispielsweise unabhängig vom politischen Tagesgeschäft aufgehängt werden kann. Vorstellbar wäre eine Beteiligung der Bundesnetzagentur⁷, gegebenenfalls ergänzt um externe Sachverständige.

Überschlägige Kostenrechnungen, die r2b und die BTU Cottbus für das Bundesumweltministerium durchgeführt haben, gehen von jährlichen Kosten in einer Größenordnung von 100 Mio. EUR₂₀₁₂ p.a. für eine strategische Reserve von 2.000 MW aus. Wird eine strategische Reserve von 5.000 MW gewünscht, so beliefen sich die jährlichen Kosten auf ca. 250 Mio. EUR₂₀₁₂ p.a. Wegen des hohen Einsatzpreises der strategischen Reserve reduzieren sich diese Kosten im Einsatzfall weiter, da in diesen Stunden weitere Deckungsbeiträge verdient werden.

Weiterer Forschungsbedarf besteht bei der Frage, für welche Anlagen eine strategische Reserve geöffnet werden sollte. Der obigen Argumentation konsequent folgend würden Neuanlagen den Markteingriff minimieren. Altanlagen, die in die strategische Reserve wechseln, sind nur dann unverzerrend, wenn sie alternativ vom Markt genommen würden. Handelt es sich jedoch um Anlagen, die alternativ weiter betrieben würden, so bringt ein Wechsel in die strategische Reserve keine zusätzliche Kapazität, da es sich nur um ein Verschieben vorhandener Kapazität von Markt A (Großhandelsmarkt) auf Markt B (strategische Reserve) handelt. Außerdem ist im Fall einer Beschränkung der Reserve auf Altanlagen das Angebot sehr begrenzt, da nur wenige Kraftwerke in Frage kommen. Daraus können sich Anreize für strategisches Verhalten bei den Geboten für die Reserve ergeben. Für Bestandsanlagen sprechen dagegen eine höhere statische Effizienz (Neuanlagen im Strommarkt bei höherer Auslastung, Altanlagen in der strategischen Reserve mit niedrigerer Auslastung). Zu diskutieren sind in diesem Zusammenhang auch die unterschiedlichen Anforderungen von Alt- und Neuanlagen. Während Altanlagen

kurze Planungszeiträume haben, benötigen neue Gasturbinen Vorlaufzeiten von einigen (wenigen) Jahren und Planungssicherheit über möglichst lange Laufzeiten.

Obwohl somit an einigen Stellen weiterer Forschungsbedarf besteht, kann festgehalten werden, dass bei den meisten Konzepten für Kapazitätsmärkte die Nachteile einer Einführung die Vorteile überwiegen. Unter der Voraussetzung, dass sich die Politik für die Einführung von Kapazitätsmechanismen entscheidet, sollte ein ‚minimal-invasiver‘ und reversibler Eingriff vorgenommen werden, um die Koordinationsfunktion des Großhandelsmarktes zu erhalten. Wichtig ist außerdem, dass die Diskussion zu Kapazitätsmechanismen nicht andere und dringlichere Baustellen im Marktdesign, beispielsweise beim Netzausbau oder bei der Integration erneuerbarer Energien, verdeckt oder sogar verschleppt.

⁷ Jochen Homann, Präsident der Bundesnetzagentur, hat bereits die Bereitschaft zur Beteiligung der BNetzA geäußert (vgl. Energiate Messenger Nr. 156 vom 13.8.2012, S. 1).

12 Thesen zu Kapazitätsmechanismen

Ben Schlemmermeier

Einführung

Die nachfolgenden zusammenfassenden Thesen veranschaulichen, dass das Marktdesign des Energy-only-markets um einen gezielten Kapazitätsmarktmechanismus ergänzt werden muss, um die Versorgungssicherheit der Menschen mit Strom bei geringstmöglicher Belastung für den Verbraucher zu erhalten.

Die strategische Reserve ist kein Lösungsansatz für die Zukunftsaufgaben,

- weil die strategische Reserve für den Verbraucher durch ihre preistreibende Wirkung am Großhandelsmarkt die denkbar teuerste Lösung ist, ohne dass sie in der Lage wäre, das Missing-money Problem zu lösen und Neubauanreize zu schaffen.
- weil die strategische Reserve kein Marktmodell ist, mit dessen Hilfe das Angebot erneuerbarer Energien und die Nachfrage der Menschen effizient synchronisiert werden können.

Das Konzept der strategischen Reserve, mit dem Ziel der Lösung des Missing-money-Problems im Energy-only-market, kostet den Verbraucher 10 bis 15 Mrd. Euro pro Jahr also rund 6 bis 11 Mrd. Euro mehr als ein gezielter Kapazitätsmarktmechanismus (3 bis 4 Mrd Euro pro Jahr).

1 Entwicklung der Margen der Stromerzeugung

Die Stromerzeugermargen (gemessen an einem Frontjahreshedge je Handelstag) sind seit 2008 stetig gesunken.

In der Rückschau über achteinhalb Jahre (102 Monate) deckten bei neuen Steinkohlekraftwerken (rund 45% Wirkungsgrad) die Erzeugermargen (ermittelt han-

delstächlich für das Frontjahr) nur im Winter 2006 und im Sommer 2008 (zusammen fünf Monate) die Vollkosten. Neue Gas- und Dampfturbinenkraftwerke (58%) standen im Zeitraum 10/2006 bis 12/2010 an der unteren Schwelle zur Vollkostendeckung. Für Bestandskraftwerke auf Basis von Öl- und Erdgas (rund 15.000 MW) hat sich das Einsatzpotenzial in den vergangenen 12 Monaten auf < 150 Vbh reduziert. Sie decken nicht ihre Betriebskosten. Steinkohlekraftwerke mit geringen Blockgrößen (< 250 MW) und geringen Wirkungsgraden (rund 34 %) decken nicht ihre Betriebskosten.

2 Entwicklung der vertikalen Netzlast und der Strompreise

In den vergangenen fünf Jahren (seit 2007) haben sich die Bedarfsstruktur konventioneller Kraftwerke (gemessen an der vertikalen Netzlast) und die Preisstruktur am Spotmarkt stetig entwickelt.

Die Volllastbenutzungsstunden der vertikalen Netzlast haben sich von 6.020 Vbh in 2007 auf 5.584 Vbh in 2011 reduziert.

	2007	2008	2009	2010	2011
Höchstlast	58,3 GW	56,0 GW	57,6 GW	57,4 GW	55,4 GW
Arbeit	351 TWh	345 TWh	320 TWh	328 TWh	309 TWh
Vbh	6.020 h	6.156 h	5.550 h	5.712 h	5.584 h
Phelix-Base	37,99 €/MWh	65,76 €/MWh	38,85 €/MWh	44,49 €/MWh	51,12 €/MWh
Phelix-Peak	56,16 €/MWh	88,07 €/MWh	51,15 €/MWh	55,02 €/MWh	58,95 €/MWh
Peak/Base-Ratio	147,8%	133,9%	131,7%	123,7%	115,3%

Tabelle 1: Entwicklung der vertikalen Netzlast und der Spotpreise von 2007 bis 2011

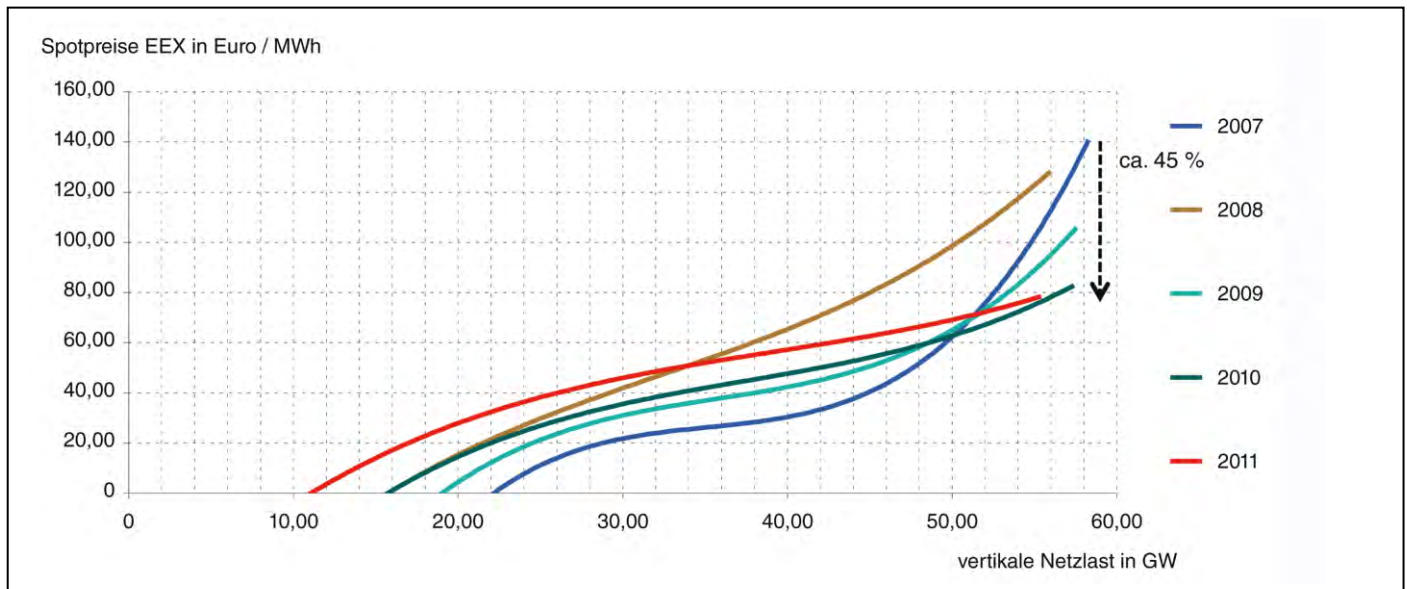


Abbildung 1: Spotpreise in Abhängigkeit der Netzlast (Regressionskurven 3. Grades)

3 Steigerung der Wettbewerbsintensität

Ursache für den Margenverfall ist die Steigerung der Wettbewerbsintensität unter den Kraftwerksbetreibern am Großhandelsmarkt hin zu einem grenzkostenorientierten Verdrängungswettbewerb. Zudem ist innerhalb des deutschen und europäischen Kraftwerksparks der Kernbereich der Merit-order extrem flach, damit das Margenpotenzial gering. Die Steigerung der Wettbewerbsintensität ist eine Folge von wettbewerbs-politischen und wettbewerbs-rechtlichen Maßnahmen auf nationaler und europäischer Ebene.

- Maßnahmen zum Abbau der Marktmacht der großen europäischen Erzeuger
- Maßnahmen gegen Marktpreismanipulation mit der Folge verbesserter Compliance in den Unternehmen

Die Preise im oberen Lastbereich haben sich seit 2007 nahezu halbiert (vgl. Abbildung 1).

Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist nicht ursächlich für die Intensivierung des Wettbewerbs sondern wirkt beschleunigend und verstärkend:

- Direktvermarktung EEG-Stromaufkommen am Großhandelsmarkt mit entsprechend höherer Liquidität
- Wachsendes EEG-Stromaufkommen reduziert den Bedarf an konventioneller Stromerzeugung und damit die Einsatzstunden konventioneller Kraftwerke
- Reduzierung des Leistungsbedarfs durch hohe EEG-Stromerzeugung in den Tagesstunden (Solar, Wind) reduziert den Bedarf zu Spitzenlastdeckung durch konventionelle Kraftwerke und reduziert die Peak-Preise erheblich (Merit-order-Effekt)

Abbildung 2 zeigt, wie sich die Anzahl der Stunden im oberen Lastbereich der vertikalen Netzlast seit 2007 signifikant reduziert hat. Beispielhaft: in 2007 betrug in 375 h die vertikale Netzlast rund 50.000 MW, in 2011 lediglich in 100 h. Dies reduziert im erheblichen Maß die Deckungsbeiträge über die gesamte Merit-order.

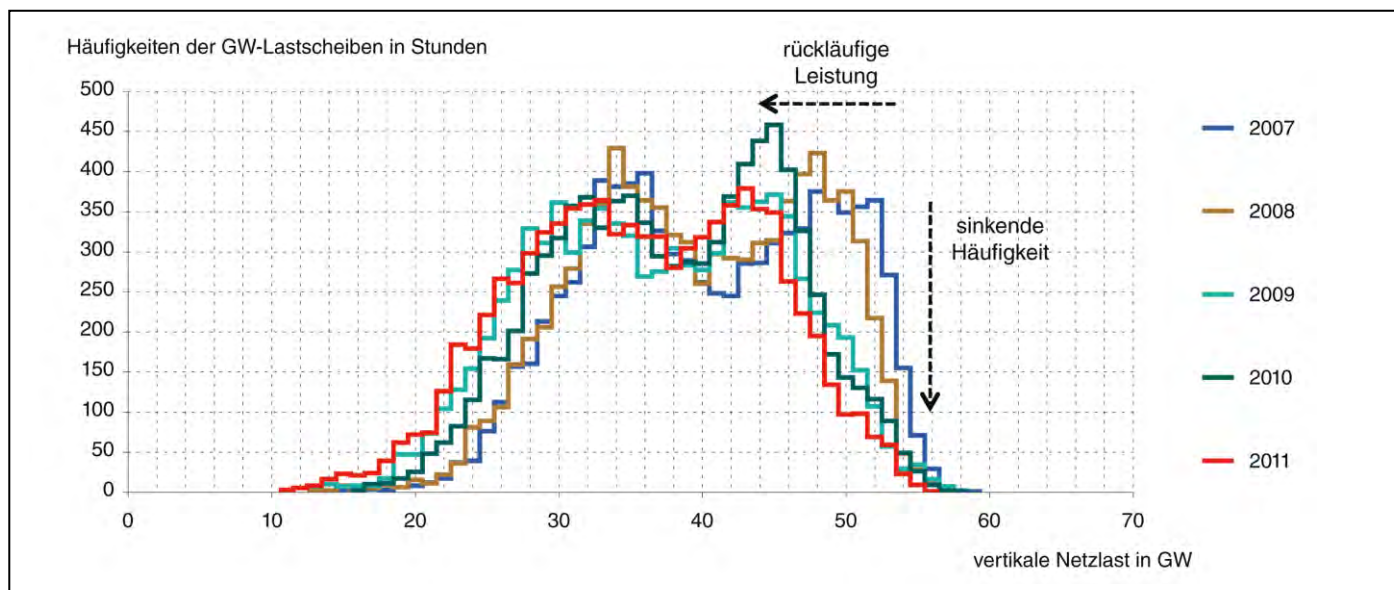


Abbildung 2: Rückläufige vertikale Netzlast

4 Ausbau der erneuerbaren Energien

Der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplan Strom 2012 geht im Leitszenario B von rund 49% Anteil der erneuerbaren Energien in 2022 und rund 75% in 2032 aus. Dies reduziert die Einsatzstunden konventioneller Kraftwerke bis 2022 auf rund 3.900 Vbh.

5 Marktbedingte Stilllegungen von Bestandskraftwerken

Bestandskraftwerke, die absehbar nicht ihre Betriebskosten decken, werden bei wirtschaftlich rationalem Verhalten stillgelegt. Im Zeitraum bis 2014 muss daher mit Stilllegungen bis zu rund 15.000 MW gerechnet werden.

Die Inbetriebnahme der neuen Steinkohlekraftwerke wird zu weiteren Stilllegungen führen, weil diese aufgrund des höheren Wirkungsgrades die Einsatzstunden der älteren Steinkohlekraftwerke zusätzlich (zum EEG-Stromaufkommen) verdrängen. D.h. die Inbetriebnahmen der neuen Kraftwerke schaffen nur vorübergehend neue Kapazitäten zur Erhöhung der Versorgungssicherheit, denn im zweiten Schritt führt die Verdrängungswirkung zu weiteren Marktaustritten.

Ohne verändertes Marktdesign muss mit einer Kapazitätslücke >15.000 MW bis 2016 gerechnet werden. Ursache sind wirtschaftlich motivierte Stilllegungen und die weiteren Stilllegungen im Kernenergiebereich.

6 Keine Anreize zum Neubau von Kraftwerkskapazitäten

Neubaukraftwerke, die keine Deckung der Kapitalkosten über die Amortisationszeit erwarten lassen, werden nicht errichtet.

Neubaukraftwerke fehlen zur Zeit rund 100 Euro/kW/a zur Deckung der Vollkosten. Die Unternehmen, die zur Zeit neue Steinkohlekraftwerke errichten, stehen vor einem Wertberichtigungsbedarf auf die Investitionen in der Größenordnung von 1.000 kW, weil die Kraftwerke absehbar ihre Kapitalkosten bestenfalls in Höhe der halben Investition verdienen werden können.

7 Versagen des Marktdesigns des Energy-only-markets

Der Strommarkt ist ein künstlicher Markt. Die Marktregeln- oder neudeutsch das Marktdesign- sind von Ordnungspolitikern geschaffen.

Alle liberalisierten Strommärkte der Welt haben gezeigt, dass der Energy-only-Markt bei intensivem Wettbewerb keine Investitionsanreize für neue Kapazitäten schafft. Dies hat regelmäßig dann, wenn es zu Neubaubedarf kommt, die Anpassung des Marktdesigns um einen Kapazitätsmechanismus zur Folge. Kraftwerksinvestoren benötigen für ihre Investitionsentscheidung eine Markteinschätzung für die Zukunft. Diese Markteinschätzung muss den gesamten Investitionszeitraum abdecken. Das bestehende Marktdesign des Energy-only-market kann dies nicht leisten.

1. Der Großhandelsmarkt ist nur für 2 bis 3 Jahre im Voraus liquide und kann keine längerfristigen Preissignale bereitstellen.
2. Die Realisierung neuer Kraftwerke benötigt eine Projektdauer von 4 bis 5 Jahren. Dem Investor steht somit kein Preissignal für die Betriebsdauer des Kraftwerks zur Verfügung.
3. Für den Amortisationszeitraum der Investition stehen dem Investor lediglich Modellrechnungen zur Verfügung. Selbst wenn der Großhandelsmarkt ausreichende Knappheitspreise und somit Investitionsanreize bereitstellt, verbleibt aufgrund der langen Projektrealisierung ein Risiko für die Versorgungssicherheit.

Durch den Neubau von Kraftwerken verschwinden Knappheitspreise aus dem Markt. Ein dauerhaft ausreichendes Preisniveau, um die Wirtschaftlichkeit neuer Kapazitäten zu gewährleisten, ist deshalb nicht zu erreichen.

Das bestehende Marktdesign bedeutet langfristig ein systemisches Risiko für die Versorgungssicherheit.

8 Was ist unser ordnungspolitisches Problem?

Die Liberalisierung des Strommarktes hat die Markttrollen der Erzeugung und des Netzes getrennt. Kraftwerke stehen im Wettbewerb. Ob ein Kraftwerk neu errichtet, betrieben oder stillgelegt wird, entscheidet der Betreiber nach seinem ökonomischen Ermessen. Wenn die Marktpreise einen wirtschaftlichen Betrieb von Kraftwerken nicht ermöglichen, werden keine neuen Kraftwerke errichtet und unwirtschaftliche Kraftwerke stillgelegt.

Der Markt ist nicht der Anwalt der Versorgungssicherheit. Systemsicherheit zu gewährleisten gehört innerhalb des nationalen Regulierungskonzepts zunächst zu den Aufgaben des Netzbetreibers. Er hat eine Netzausbau-verpflichtung, er beschafft Regelenergie und er greift in Markt, Netze und Verbrauch ein, soweit die Systemsicherheit gefährdet ist.

Nicht geregelt sind die Instrumente zum Erhalt der Versorgungssicherheit, wenn nicht genügend Kraftwerkskapazitäten von Investoren und Betreibern bereitgestellt werden. Der Netzbetreiber kann den Kraftwerksbetreiber nicht anweisen, ein neues Kraftwerk zu bauen oder auf die Stilllegung eines bestehenden Kraftwerks zu verzichten.

Der Strommarkt ist ein künstlicher Markt. Die Marktregeln- oder neudeutsch das Marktdesign- sind von Ordnungspolitikern geschaffen. Das Marktdesign muss jetzt so ergänzt werden, dass die Kapazitäten beschafft werden, die erforderlich sind, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

9 Kapazitätsmarktmechanismus als neuer Wettbewerbsmarkt

Praktisch heißt dies, dass der Kapazitätsbedarf identifiziert, ggf. regionalisiert, quantifiziert und ausgeschrieben wird. Der Beschaffungsmechanismus ist so zu gestalten, dass innerhalb eines intensiven Wettbewerbs aus der Sicht des Verbrauchers der Bedarf möglichst preiswert gedeckt wird.

Die Betreiber der Kapazitäten verpflichten sich, ihre Leistung am Großhandelsmarkt und Regenergie-markt anzubieten.

- Ziel dabei ist es, zusätzlich zum Erhalt der Versorgungssicherheit die Wettbewerbsintensität auf den Spot- und Regenergiemärkten zu erhalten,
- die Potenziale des Innovations- und Effizienz Wettbewerbs zwischen den Kapazitätsarten zu erschließen und
- das Erreichen der Klimaschutzziele zu sichern.

10 Zukunftsaufgabe ist die Synchronisation von Angebot und Nachfrage

Der größte Mangel im bisherigen Energiewendeprozess ist, dass im Mittelpunkt das Einwirken auf Symptome steht bzw. stand und nicht die Diagnose und das Einwirken auf die für die Energiewende relevanten Parameter. Es darf nicht allein darauf geschaut werden, was aktuell an Problemen bewältigt werden muss, sondern was die Zukunftsaufgaben innerhalb der Energiewende sind.

Die Zukunftsaufgabe ist es, das Angebot an erneuerbaren Energien mit dem Strom- und Wärmebedarf der Kunden zu synchronisieren! Dazu brauchen wir zusätzlich zum erheblichen Netzausbau disponible Kapazitäten. Kapazitäten sind nicht nur Kraftwerke. Unter Kapazitäten ist sowohl die Bereitstellung von Leistung als auch die Reduzierung von Last zu verstehen. Kapazitäten können durch die Kapazitätsarten Kraftwerke, Speicher und steuerbare Lasten bereitgestellt werden.

Das Gesamtsystem erfordert alle drei Kapazitätsarten, um diese Synchronisationsaufgabe effizient zu bewältigen. Wir müssen dafür zu einem technologieübergreifenden Innovations- und Effizienz Wettbewerb kommen. Wir wissen nicht, was die beste Technologie für die Lösung der Aufgabe in 2020, 2025 oder 2030 sein wird. Die Vergangenheit hat uns gelehrt, dass wir mit unseren Zukunftsprognosen für die Entwicklung

der erneuerbaren Energien und ihrer Folgen für den Markt häufig falsch lagen. Deshalb müssen wir für die Zukunft den Wettbewerb entscheiden lassen, welche Technologie die Aufgabe am besten löst. Die Politik muss dafür den Rahmen setzen.

11 Lösung der Zukunftsaufgabe mittels gezielter Kapazitätsmarktmechanismen

Vordergründig haben wir in Süddeutschland ein sich verschärfendes Kapazitätsproblem. Tatsächlich haben wir in ganz Deutschland ein Problem. Wir delegieren die Versorgungssicherheit an den Netzausbau und vernachlässigen, dass wir weder für Kraftwerke, noch für Speicher, noch für steuerbare Lasten einen ordnungspolitischen Rahmen geschaffen haben, der wirtschaftliche Anreize setzt, dass diese Technologien die erneuerbaren Energien ergänzen können, also Angebot und Nachfrage synchronisieren. Wir brauchen eine Lösung für Süddeutschland, die aber nur ein Baustein in der Lösung für Gesamtdeutschland sein kann. Der gesamtdeutsche Ansatz umfasst:

1. Es werden gesetzliche Regelungen für gezielt wirkende Kapazitätsmarktmechanismen geschaffen, die dispoible Kraftwerke, Speicher und steuerbare Lasten integrieren.
2. Ziel ist es, die erneuerbaren Energien flexibel durch dispoible Kapazitäten zu ergänzen, um das Gesamtspektrum an Kunden sicher mit Strom versorgen zu können.
3. Der Kapazitätsmarkt ist so zu gestalten, dass aus der Sicht der Verbraucher der Kapazitätsbedarf möglichst preiswert gedeckt wird. Die bestehende Wettbewerbsintensität an den Strommärkten soll fortbestehen. Zugleich müssen die Klimaschutzziele erreicht und zwischen den Technologien ein Innovations- und Effizienz Wettbewerb entwickelt werden.

Der zu schaffende Kapazitätsmarkt muss die folgenden Eckpunkte enthalten:

- Die Übertragungsnetzbetreiber oder ein neu zu schaffender "unabhängiger Systembetreiber" (ISO) erhalten die gesetzliche Aufgabe für die Durchführung des Kapazitätsmarkts. Die Aufsicht erfolgt durch die Bundesnetzagentur.
- Es ist ein Kapazitätsregister für Kraftwerke und Speicher zu führen, das schnellstmöglich um steuerbare Lasten ergänzt wird. Kapazitätsbetreiber erhalten nur dann Marktzugang, wenn sie registriert sind. Um aus dem Register ausgetragen zu werden, müssen Betreiber, die ihre Kapazitäten dem Markt nicht mehr zur Verfügung stellen wollen, dies rechtzeitig vorher mitteilen.
- Ergänzend zum Netzentwicklungsplan ist ein Mindestkapazitätsplan aufzustellen. Dieser umfasst den im erforderlichen Maße regionalisierten Mindestkapazitätsbedarf (Abgrenzung von Netzzonen nach Netzengpässen), der für den Erhalt der Versorgungssicherheit unverzichtbar ist.
- Auf der Basis des Kapazitätsregisters und des Mindestkapazitätsplanes wird die zu beschaffende Kapazität bestimmt. Dabei sollen für Neubaukapazitäten Anreize geschaffen werden, damit die Investoren die erforderlichen Investitionsentscheidungen treffen können. Für Bestandskapazitäten sollen Anreize geschaffen werden, dass die Betreiber diese Kapazitäten dem Markt weiterhin zur Verfügung stellen. Die Kapazitäten werden innerhalb transparenter und möglichst wettbewerbsintensiver Auktionsverfahren beschafft.
- Die Kapazitätsbetreiber verpflichten sich, ihre Kapazitäten im Markt einzusetzen. Sollte eine Kapazität im Markt nicht eingesetzt sein, hat der ÜNB (bzw. ISO) das Recht, die Kapazität gegen entsprechendes Entgelt in Anspruch zu nehmen. Die Kapazitätsentgelte werden als Teil der Netzentgelte dem Netznutzer berechnet.
- Das bestehende Konzept der (Kalt-) Reservekapazitäten wird als Übergangslösung für den

Winter 2012/13 weitergeführt und ausgebaut. Zugleich müssen aber zumindest verbindliche Eckpunkte notwendiger Kapazitätsmechanismen auf dem Weg hin zu einem Kapazitätsmarkt festgelegt werden.

12 Die strategische Reserve ist kein Lösungsmodell für die Zukunftsaufgaben

Die strategische Reserve ist kein Lösungsansatz für die Zukunftsaufgaben,

- weil die strategische Reserve für den Verbraucher durch ihre preistreibende Wirkung am Großhandelsmarkt die denkbar teuerste Lösung ist, ohne dass sie in der Lage wäre, das Missing-money Problem zu lösen und Neubauanreize zu schaffen.
- weil die strategische Reserve kein Marktmodell ist, mit dessen Hilfe das Angebot erneuerbarer Energien und die Nachfrage der Menschen effizient synchronisiert werden können. Die strategische Reserve ist nicht zukunftsfähig.

12.1 Belastung für den Verbraucher

Die hohe Wettbewerbsintensität im Energy-only-market, bei einer sehr flachen Merit-order und einem zurückgehenden Bedarf zur Deckung der vertikalen Netzlast, beschleunigt den Marktaustritt von Bestandskraftwerken, die aus Versorgungssicherheitsgründen benötigt werden.

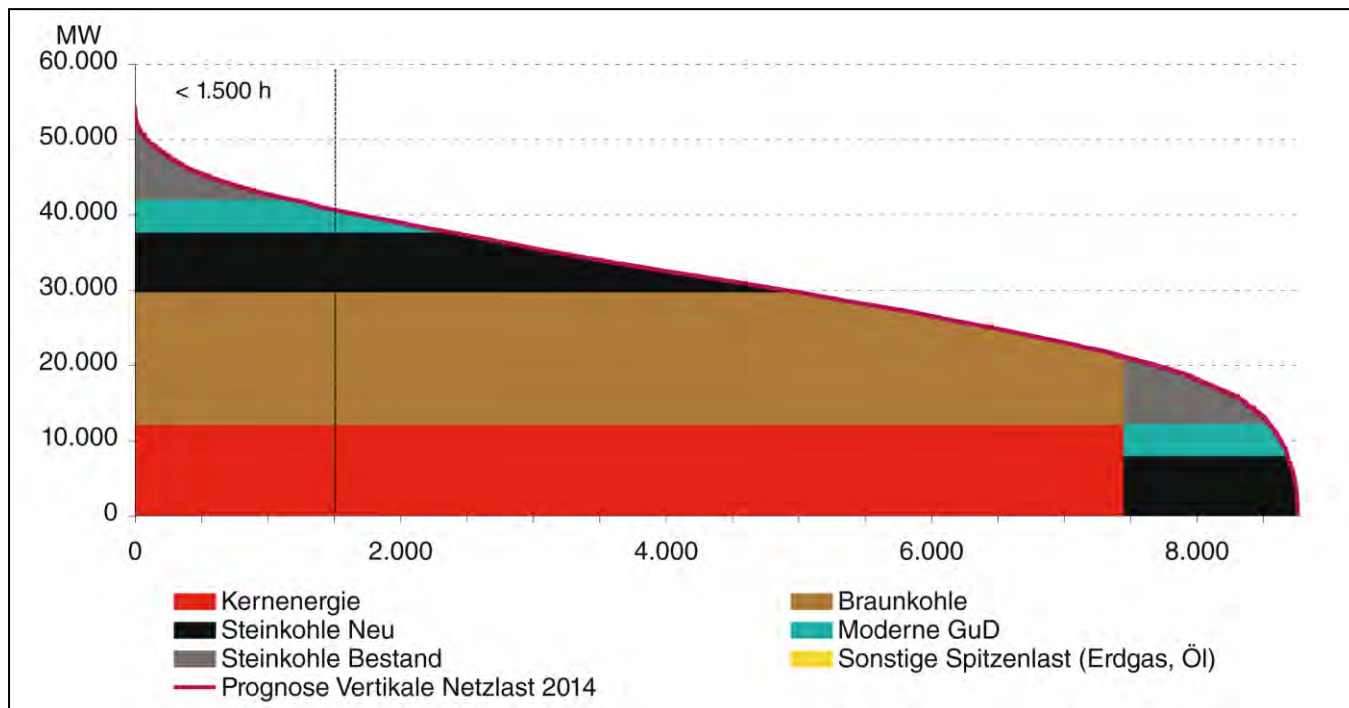


Abbildung 3: Deckung der Residuallast durch konventionelle Kraftwerke für das Jahr 2014

Stehen diese Kraftwerke dem Markt nicht mehr zur Verfügung und werden lediglich als strategische Reserve vorgehalten, die nicht am Markt teilnehmen darf, wird es den Marktteilnehmern nicht mehr möglich sein, auf Basis von Handelsgeschäften ihre Bilanzkreise auszugleichen. Diese Situation mit zeitweiser Illiquidität am Markt führte zu extremen Preisrisiken für die Marktteilnehmer und in einzelnen Stunden zu extrem hohen Preisausschlägen. Zu einer physischen Versorgungskrise kommt es nicht, weil die strategische Reserve eingesetzt werden kann.

Die strategische Reserve ist für den Verbraucher die teuerste Handlungsoption, denn zu berücksichtigen sind nicht nur die unmittelbaren Kosten der Kapazitätsentgelte der strategischen Reserve sondern auch die mittelbaren Kosten durch Preissteigerungen am Großhandelsmarkt.

Kann das obere Lastsegment nicht im Markt gedeckt werden, führt dies zu extremen spekulativen Preisausschlägen. Je höher die außerhalb des Energy-only-markets vorgehaltenen Anteile der strategische Reserve an der zu deckenden Netzlast ist, desto höher die Anzahl der Stunden mit extremen Preisausschlägen

aufgrund der durch das Marktdesign geschaffenen systematischen Illiquidität.

Beispielhaft: Sollten 1.000 Stunden im Jahr mit 250 Euro/MWh auftreten bei im Mittel 47.500 MW Nachfrage, belastet dies den Verbraucher mit 12 Mrd. Euro pro Jahr.

Diese zusätzlichen Belastungen für den Verbraucher sind explizite Mehrkosten des Marktdesigns der strategischen Reserve und entstehen bei einem gezielten Kapazitätsmarktmechanismus nicht. Innerhalb eines gezielten Kapazitätsmarktmechanismus, bei dem die derzeitige Wettbewerbsintensität auf dem Großhandelsmarkt erhalten wird, entstehen keine Preissteigerungen als Folge systematischer Illiquidität am Großhandelsmarkt wie bei der Ausgliederung der strategischen Reserven, denn alle Kraftwerke nehmen an diesem Markt teil.

Die Befürworter der strategischen Reserve reklamieren, dass Ziel des Konzeptes sei es durch Verknappung des Angebots am Großhandelsmarkt (bei Absicherung der Versorgungssicherheit) Preiserhöhungen zu initiieren, die dann Investitionsanreize für Investoren darstellen (Missing-money in den Markt zurückgeben).

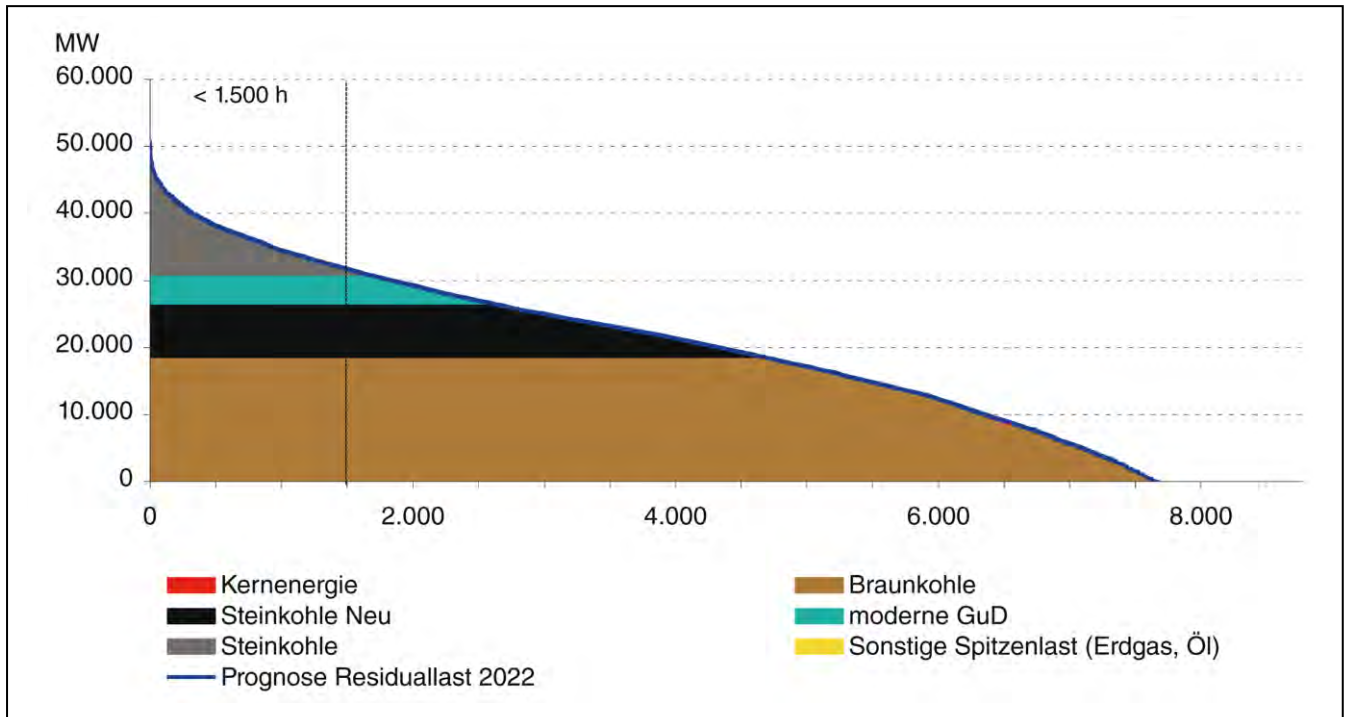


Abbildung 4: Deckung der Residuallast durch konventionelle Kraftwerke für das Jahr 2022

- Auf Grundlage der Arbeitshypothese eines Kapazitätsbedarfs von 5.000 GW (beispielhaft Neubau von GuD-Anlagen) und einer jährlichen Kapazitätzahlung in Höhe von 114 Euro/kW ergibt sich eine gesamte Kapazitätsvergütung von 570 Mio Euro pro Jahr.
- Demgegenüber würde ein Preissignal aus dem Marktdesign des Energy-only-markets heraus für den Verbraucher zu Mehrkosten von 10 bis 15 Mrd. Euro pro Jahr führen. Die Ursache hierfür ist, dass auch Bestandskraftwerke an dem erhöhten Preisniveau mitverdienen würden. Dieses Preissignal müsste nachhaltig (Summe der Projektentwicklungs- und Amortisationsdauer von mindestens 20 Jahren) bestehen.
- Selbst ein Kapazitätsentgelt für alle Bestandskraftwerke, um Marktaustritte zu vermeiden, würde zu geringeren Kosten führen als wenn der bestehende Energy-only-Markt die Vollkosten von Neubaukraftwerken amortisieren

müsste. Ein Entgelt in Höhe von 50 Euro pro kW für Bestandskraftwerke würde bei 60 GW vergütender Leistung "nur" zu 3 Mrd. Euro führen.

Das Konzept der strategischen Reserve mit dem Ziel der Lösung des Missing-money-Problems kostet den Verbraucher 10 bis 15 Mrd. Euro pro Jahr, also rund 6 bis 11 Mrd. Euro mehr als ein gezielter Kapazitätsmarktmechanismus.

12.2 Kein Marktmodell für die Zukunft

In der Diskussion zum Marktdesign wird der Bedarf an Neubaukraftwerken und an wirtschaftlich motivierten Stilllegungen unterschätzt. Die Kraftwerksleistung die durch ein Kapazitätsentgelt in den Markt eintreten soll, beträgt >5.000 MW (bis 2022). Die Kraftwerksleistungen die im Markt gehalten werden soll, beträgt >15.000 MW (bis 2016). Heute bereits decken Kraftwerke im oberen Lastbereich wegen der geringen Einsatzstunden und den

häufigen und ineffizienten Kraftwerksstarts nicht ihre Betriebskosten. Es ist absehbar, dass bei einer schrittweisen Reduzierung der Einsatzstunden in den kommenden Jahren sich die Situation weiter verschärfen wird.

Die Abbildungen 3 und 4 prognostizieren den Lastdeckungsteil konventioneller Kraftwerke an der vertikalen Netzlast für 2014 und 2022. Sie veranschaulichen, dass der Anteil von Kraftwerken mit geringen Benutzungsstunden und damit mangelnder Marktfähigkeit deutlich zunehmen wird. Alte Steinkohlekraftwerke, die technisch für 50-100 Blockstarts pro Jahr ausgelegt worden sind, sind in diesem Marktumfeld (< 1.500 Vbh) technisch gar nicht einsetzbar. Neue Steinkohlekraftwerke müssen erst beweisen, dass sie bei einer Anzahl hoher Blockstarts ausreichend verfügbarkeitsfähig sind.

Zudem integriert die strategische Reserve nicht alle Kapazitätsarten wie Speicher, steuerbare Lasten und disponible Kraftwerke als Lösungsbeitrag zur Synchronisation von Angebot an erneuerbaren Energien und Nachfrage der Menschen.

Notizen

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Die 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

agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

