

CLIMATE CHANGE

12/2012

Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland

Zwischenbericht

Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland

Zwischenbericht

von

Dr. Marco Nicolosi
ECOFYS Germany GmbH, Berlin

Erstellt für das Umweltbundesamt

UMWELTBUNDESAMT

Diese Publikation ist ausschließlich als Download unter
<http://www.uba.de/uba-info-medien/4221.html>
verfügbar.

ISSN 1862-4359

Durchführung
der Studie: ECOFYS Germany GmbH
Am Karlsbad 11
10785 Berlin

Abschlussdatum: Juni 2012

Herausgeber: Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel.: 0340/2103-0
Telefax: 0340/2103 2285
E-Mail: info@umweltbundesamt.de
Internet: <http://www.umweltbundesamt.de>
<http://fuer-mensch-und-umwelt.de/>

Redaktion: Fachgebiet I 2.2 Energiestrategien und -szenarien
Thomas Klaus

Fachgebiet I 1.4 Wirtschafts- und sozialwissenschaftliche Umweltfragen,
nachhaltiger Konsum
Benjamin Lünenbürger

Dessau-Roßlau, Juli 2012

Zusammenfassung

Diese Kurzstudie für das Umweltbundesamt gibt eine Übersicht der aktuell diskutierten Ausgestaltungsvorschläge von Kapazitätsmechanismen und eine Bewertung der politisch relevanten Vorschläge hinsichtlich ihrer Zielerreichung und Marktwirkung.

Aktuelle Herausforderungen des Strommarktes umfassen sowohl den Kernenergieausstieg als auch die Integration erneuerbarer Energien und die Vollendung des EU-Binnenmarktes für Strom. Aufgrund des aktuellen Strompreisniveaus bestehen bei einigen Akteuren Bedenken, dass die Versorgungssicherheit in absehbarer Zukunft, aufgrund unzureichender Anreize für den Erhalt von Bestandskraftwerken oder Investitionen in Neubaukraftwerke, gefährdet sein könnte.

Studien unterscheiden sich in wesentlichen Annahmen

Verschiedene aktuelle Studien beleuchten die Herausforderungen der kommenden Jahre aus unterschiedlichen Perspektiven. Grundsätzlich stellt sich dabei die Frage, ob Versorgungssicherheit auf nationaler oder europäischer Ebene angestrebt wird sowie ob der bestehende Strommarkt als Energy-only-Markt zukünftig funktionieren wird oder ein Marktversagen zu erwarten ist. Auf einem Energy-only-Markt wird den Kraftwerksbetreibern nur die bereitgestellte Energiemenge (Stromproduktion) vergütet. Für die Vorhaltung von Erzeugungskapazitäten (Kraftwerksleistung) erfolgt keine direkte Entlohnung. Einige Studien legen den Fokus auf erzeugungsseitige Maßnahmen für Versorgungssicherheit, und gehen davon aus, dass Verbraucher nur unzureichende Möglichkeiten haben, um auf Preissignale des Großhandelsmarktes zu reagieren. Andere halten bereits heute eine Preissetzung der Nachfrage für möglich und bewerten damit den Energy-only-Markt als grundsätzlich funktionsfähig. Sie schließen folglich die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher zur zeitweisen Lastreduktion mit in die Bewertung der Versorgungssicherheit ein.

Diskutierte Kapazitätsmechanismen: Strategische Reserve und Versorgungssicherheitsverträge

Aus den vorgestellten Studien über den Bedarf für Kapazitäts-Mechanismen kristallisieren sich zwei unterschiedliche Ansätze zur Sicherung der Versorgung heraus: Die Strategische Reserve (Consentec, 2012 und r2b, 2012) und umfassende Kapazitätsmärkte in Form von Versorgungssicherheitsverträgen (EWI, 2012). Das Konzept der strategischen Reserve (SR) dient als Versicherungslösung für einen zumindest in der mittleren Frist funktionierenden Energy-only-Markt. Umfassende Kapazitätsmärkte, wie das Konzept der Versorgungssicherheitsverträge, basieren entweder auf der Annahme, dass der Energy-only-Markt versagt und Kraftwerke zusätzliche Einnahmen benötigen, um wirtschaftlich zu sein oder dass der Energy-only-Markt zwar funktioniert, aber nicht ausreichende Kapazitäten in Deutschland entstehen, um das Ziel der Versorgungssicherheit bei nationaler Sichtweise zu erreichen. Für den Fall, dass ein Bedarf an umfassenden Kapazitätsmärkten besteht, kann die strategische Reserve auch eine Übergangslösung sein, um die Einführung von umfassenden Kapazitätsmärkten in einem angemessenen zeitlichen Rahmen zu ermöglichen.

Diskussion des Handlungsbedarfs

Als Begründung für den dargestellten Handlungsbedarf führen BET (2011), Consentec (2012) und EWI (2012) quantitative Modellberechnungen an. Die errechneten Deckungsbeiträge reichen nicht aus, um die benötigten Kraftwerksinvestitionen oder den Betrieb von einigen Bestandskraftwerken unter der Annahme nationaler Versorgungssicherheit zu finanzieren. Hierbei besteht jedoch in methodischer Hinsicht Diskussionsbedarf. Den Strommarktmodellen wird ein Kapazitätsziel vorgegeben. Anschließend werden diese Kapazitäten auf Basis von kurzfristigen Grenzkostenpreisen bewertet, ohne dass in den Modellen Optionen (wie z.B. Preisaufschläge oder Lastmanagement) zur Verfügung stehen, welche eine Preissetzung oberhalb der variablen Kosten des zuletzt eingesetzten Kraftwerks zulässt. Dass bei kurzfristigen Grenzkostenpreisen eine Deckungslücke auftritt, ist in der energieökonomischen Literatur vielfach diskutiert. Als Marktlösung sind bei Knappheiten Preise über den kurzfristigen Grenzkosten im Rahmen des sog. Peak-Load-Pricing (z.B. Preissetzung durch Lastmanagement) möglich, die in den genannten Modellen nicht berücksichtigt werden. Die Ergebnisse dieser Quantifizierungen sind deshalb für die Ermittlung des Bedarfs an Spitzenlastkraftwerken oder Lastmanagement nutzbar und weniger für die Fragestellung einer Finanzierungslücke bzw. eines Bedarfs für Kapazitätsmechanismen geeignet.

Eine zentrale Fragestellung ist, ob der bestehende Energy-only-Markt zukünftig funktionieren wird oder ein Marktversagen zu erwarten ist. Versorgungssicherheit für den Strommarkt bedeutet, dass Angebot und Nachfrage über Preissignale stets zum Ausgleich kommen. Empirisch gibt es bisher keine Belege für ein Marktversagen in der mittleren Frist und auch die ökonomische Theorie lässt kein Versagen des Energy-only-Marktes erwarten. Für die langfristige Perspektive kann es aber ex ante nicht vollständig ausgeschlossen werden.

Absehbare Entwicklungen erhöhen die Funktionsfähigkeit des Energy-only-Marktes

Die in einigen Studien adressierten Gründe für ein potenzielles Marktversagen, insb. die geringe Elastizität der Nachfrage, schwächen sich in naher Zukunft eher ab als dass sie sich verstärken. Die Flexibilität auf der Nachfrageseite erhöht sich – ggf. zeitnah – durch die Ausweitung von Lastmanagement-Maßnahmen (nach Berechnungen von Consentec (2012) und r2b (2011) auf Grundlage des BNetzA-Monitoringberichtes sind bereits mehr als 30 GW des Verbrauchs leistungsgemessen), durch Smart Meter, Smart Grids und Elektroautos. Zudem sind bereits heute Großverbraucher am Spot- und Regelleistungsmarkt aktiv. Angebotsseitig wird mit einer zunehmenden Nutzung der Direktvermarktung für erneuerbare Energien zumindest ein Teil der vorherigen out-of-market Einspeisung Preissignalen ausgesetzt. Zudem steigt bei stärkeren Knappheiten die Attraktivität für die Erschließung zusätzlicher Kapazitäten, so dass auch andere vorhandene Optionen wie z. B. Notstromaggregate am Markt aktiviert werden können. Hierdurch kommt es einerseits zu einer Verringerung des Bedarfs an konventioneller Erzeugungskapazität und andererseits zu einer Stärkung der Marktmechanismen des Energy-only-Marktes. Bezüglich der Kraftwerkszubaute wird die aktuelle Investitionszurückhaltung ebenfalls als effizientes Funktionieren des Marktes interpretiert. Das Abschmelzen der Überkapazitäten in Deutschland zu Beginn der Liberalisierung deutet auf Ineffizienzen in zuvor nicht marktlich organisierten Bereichen hin. Gleichzeitig werden in den nächsten drei Jahren voraussichtlich über 12 GW an neuer Kraftwerksleistung ans Netz gehen, während voraussichtlich lediglich 6,6 GW vom Netz gehen werden.

Strategische Reserve erlaubt Absicherung für Extremsituationen

Die strategische Reserve ermöglicht die Absicherung für kurzfristige Marktungleichgewichte bspw. aufgrund seltener Extremsituationen und eine Absicherung für das – ggf. politisch gewünschte – Ziel der nationalen Versorgungssicherheit. Die Strategische ließe sich bei Bedarf mit einigen neuen Gasturbinenkraftwerken oder mit dem weiteren Betrieb einiger zur Stilllegung vorgesehener Gas- und Kohlekraftwerke sehr schnell aufbauen. Die Kraftwerke der Strategischen Reserve würden ausschließlich bei tatsächlich auftretenden Kapazitätsdefiziten eingesetzt werden, jedoch nicht am Strommarkt teilnehmen. Die Finanzierung dieser Kraftwerke erfolgt über eine Umlage. Der Strommarkt bleibt in seiner Effizienz unbeeinflusst. Die Ansätze zur strategischen Reserve ermöglichen daher in effizienter Weise marktgetriebene Reaktionen auf die bestehenden und zukünftigen Herausforderungen. Aufgrund ihrer konzeptionellen Ähnlichkeit zu bestehenden Regenergiemärkten kann die strategische Reserve bei Bedarf mit vergleichsweise geringen Regulierungsrisiken in das bestehende Marktdesign und den aktuellen ordnungspolitischen Rahmen integriert werden. In den Beispielberechnungen mit einem Reservebedarf von 4 GW fallen jährliche Kosten zwischen von 140 Mio. €, Consentec (2012), und 242 Mio. €, r2b (2012) an. Die Kosten für die Endverbraucher wären sehr moderat und würden bei einer Umlage über die Netzentgelte deutlich unter 0,1 Cent je Kilowattstunde liegen.

Partielle Kapazitätsmärkte sind ineffizient und garantieren keine Versorgungssicherheit

Partielle bzw. selektive Kapazitätsmärkte, die nur einzelne Elemente des Strommarktes zusätzlich anreizen, führen weder zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit noch zu einer effizienten Lösung. Da durch sie einzelne Elemente im Strommarkt gefördert werden, können sie Marktergebnisse verzerren. So könnten beispielsweise Bestandsanlagen aus dem Markt gedrängt werden.

In der Umsetzung werfen Versorgungssicherheitsverträge Effizienz- und Verteilungsfragen auf

Der Versorgungssicherheitsvertrags (VSV)-Ansatz des EWI (2012) kann eine effektive Möglichkeit sein, um Versorgungssicherheit bspw. im Fall eines zu erwartenden Marktversagens des Energy-only-Marktes zu gewährleisten. Bei diesem Ansatz wird neben dem bestehenden Strommarkt ein neuer Markt für Kraftwerkskapazitäten geschaffen, um die Erlöse für den Bau und Betrieb von Kraftwerken zu erhöhen. Auf diesem Kapazitätsmarkt würden Kraftwerksbetreiber – zusätzlich zum Energy-only-Markt – Erlöse für die Bereitstellung einer gesicherten Leistung erhalten. Die Kosten des Kapazitätsmarktes würden an alle Verbraucher weitergegeben werden. Ein umfassender Kapazitätsmarkt hat große Regulierungsrisiken und für dessen Einführung ist mit ca. 7 bis 10 Jahren eine sehr lange Vorlaufzeit erforderlich (dies beinhaltet neben den Auktionszeiträumen von 5-7 Jahren noch 2-3 Jahre für die Implementierung des Marktdesigns). Für die Überbrückung zeitnaher ggf. lokaler Herausforderungen wäre dieser Ansatz daher weniger geeignet. Bei der Implementierung sollte darauf geachtet werden, dass die Ausgestaltung möglichst viele Optionen zulässt (insb. Lastmanagement-Maßnahmen). Die Effizienz hängt sehr stark von den Details der Umsetzung ab, da z.B. die vorgeschlagenen Mindest- und Höchstpreise auf den betroffenen Märkten potenziell zu erheblichen Ineffizienzen und Verteilungsrisiken führen können. Auch der Umfang, in dem die Nachfrageseite in die Ausschreibung einbezogen wird, hat einen großen Einfluss auf die Effizienz.

Herausforderungen bestehen bei der Ausschreibung wegen der nötigen langfristigen Planungssicherheit für Neukraftwerke und der kurzfristigen Planbarkeit von Lastmanagementpotenzialen. Es besteht die Gefahr, dass bei der Umsetzung vermehrt auf Verteilungsaspekte geachtet wird als auf die Effektivität und Effizienz. Denn das potenzielle Marktvolumen ist beträchtlich: Der Ansatz des EWI führt im Erwartungswert zu einem Auktionsvolumen von 4,5 bis 5,8 Mrd. €/Jahr, da es die gesamte Leistung des konventionellen Kraftwerksparks umfasst.

Vergleich von Strategischer Reserve und Versorgungssicherheitsverträgen

Gegenüber der theoretisch effizienten Lösung im Rahmen eines funktionierenden Energy-only-Marktes ergibt sich: Bei der SR bestehen systematisch geringe Effizienzverluste durch die zusätzliche Kraftwerksleistung der SR, jedoch auch geringe Effizienzrisiken. Bei den VSV bestehen erhebliche Effizienzrisiken aufgrund der verschiedenen dargestellten Wirkungszusammenhänge bei der praktischen Ausgestaltung der VSV.

Für den Fall eines funktionierenden Energy-only-Marktes ist – sowohl bei europäischer als auch bei nationaler Sichtweise zur Versorgungssicherheit – nicht zu erwarten, dass die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der VSV-Lösung niedriger sind als bei der SR, da insgesamt ein System mit mehr Erzeugungskapazitäten und somit höheren Kosten resultieren kann. Auch für den Endkunden ist der VSV-Ansatz nicht unbedingt kostengünstiger als eine SR, da die Kapazitätzahlungen zusätzlich zu den Großhandelspreisen des Strommarktes auf die Verbraucher umgelegt werden.

Im Sinne der Umweltverträglichkeit sollte der Mechanismus die langfristigen Energie- und klimapolitischen Ziele unterstützen. Dies ist gewährleistet, wenn er mit den dafür relevanten Instrumenten vereinbar ist und die Integration erneuerbarer Energien erleichtert. Eine elastische Nachfrage ist vor diesem Hintergrund ebenso von herausragender Bedeutung wie Flexibilität im Kraftwerkspark zum Ausgleich der dargebotsabhängigen erneuerbarer Energien. Der VSV-Ansatz lässt eine erhebliche Beeinflussung des Energy-only-Marktes, insb. bei der Flexibilisierung der Nachfrage, erwarten. Damit besteht die Gefahr, dass nicht die erforderlichen Flexibilitätsanreize gesetzt werden, um auch große Anteile erneuerbarer Energien effektiv und effizient in das System integrieren zu können.

Derzeitiges Funktionieren des Energy-only-Marktes rechtfertigt keinen tiefen Regulierungseingriff

Da derzeit keine hinreichenden Anzeichen vorliegen, dass der Energy-only-Markt die aktuellen Herausforderungen nicht bewältigen kann, birgt ein tiefer Regulierungseingriff in Form eines umfassenden Kapazitätsmarktes mit Versorgungssicherheitsverträgen erhebliche und unnötige regulatorische Risiken. Zudem ist die Einführung von umfassenden Kapazitätsmärkten praktisch irreversibel, da sie zum einen auf sehr langfristige Verträge und daran gekoppelte Investitionsentscheidungen abzielen und zum anderen zukünftige Neuinvestitionen ohne Kapazitätzahlungen für Marktteilnehmer unakzeptabel machen. Es besteht die Gefahr, dass das Design des gesamten Strommarktes, also auch der Strompreisfindung auf dem Großmarkt, in Folge der Einführung fundamental geändert werden müsste. Hohe Folgekosten durch eine ineffiziente Ausgestaltung sind wahrscheinlich.

Die Innovations- und Effizienzpotenziale des Energy-only-Marktes sollten aus heutiger Sicht kurz-, mittel- und langfristig umfänglich erhalten bzw. gestärkt werden. Falls langfristig die Gefahr für ein Marktversagen des grundsätzlich effizienten Energy-only-Marktes gesehen wird, sollten vorrangig die Ursachen z. B. durch die Vergrößerung der Nachfrageelastizität behoben werden, anstatt die Symptome, also die fehlenden Deckungsbeiträge z. B. für den Bau neuer Kraftwerke durch Kapazitätszahlungen, zu kurieren.

Strategische Reserve als leicht aufzubauende, kostengünstige Versicherung

Die SR könnte in diesem Kontext die Funktion einer Versicherung für das Funktionieren des Energy-only-Marktes übernehmen. Die strategische Reserve ist verhältnismäßig leicht aufzubauen, kostengünstig und reversibel. Bei sich ändernden Rahmenbedingungen kann die strategische Reserve planmäßig wieder abgebaut werden. Um die Vorteile des integrierten Binnenmarktes zu nutzen, kann diese ebenso problemlos zu einem europäischen Mechanismus weiterentwickelt werden. Im Falle eines zu erwartenden Versagens von Energy-only-Märkten ist es außerdem möglich, sie zu einem umfassenden Kapazitätsmarkt wie dem Versorgungssicherheitsvertragsansatz weiterzuentwickeln.

Ausblick

Die vorgestellten Studien leisten wertvolle Beiträge zur Identifikation der Herausforderungen im Zuge der Energiewende. Sie weisen darauf hin, welche Bandbreite an Regulierungsmöglichkeiten zur Verfügung steht. Für den Fall, dass der Energy-only-Markt versagen sollte, bietet die Diskussion in den Studien wichtige Hinweise für Ansatzpunkte zur Weiterentwicklung hin zu einem umfassenden Kapazitätsmarktes wie dem VSV-Ansatz von EWI (2012). Die Notwendigkeit einer zeitnahen Einführung eines tiefen Regulierungssystems scheint aber derzeit nicht gegeben zu sein. So schreibt das EWI selbst in der Pressemitteilung zur Studie, dass es keinen unmittelbaren Handlungsbedarf gebe, einen solchen Mechanismus kurzfristig einzuführen.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung und Motivation	1
2	Stand der Diskussion	3
2.1	Diskussion von Annahmen und Ergebnissen verschiedener Studien	3
2.2	Vorstellung der grundlegenden Ansätze	6
2.2.1	Strategische Reserve	6
2.2.2	Versorgungssicherheitsverträge	8
3	Diskussion zentraler Ansätze von Kapazitätsmechanismen	10
3.1	Definition der Bewertungskriterien	10
3.2	Bewertung der Vorschläge bei funktionierenden Energy-only-Märkten	11
3.2.1	Strategische Reserve	11
3.2.2	Versorgungssicherheitsverträge	15
3.2.3	Diskussion der Ergebnisse	19
3.3	Bewertung der Vorschläge bei nichtfunktionierenden Energy-only-Märkten	24
4	Diskussion eines möglichen Versagens des Energy-only-Marktes	25
5	Handlungsempfehlungen	30
Anhang:	Kurzübersicht relevanter Studien	32
Literatur		36

1 Einleitung und Motivation

Diese Kurzstudie für das Umweltbundesamt gibt eine Übersicht der aktuell diskutierten Ausgestaltungsvorschläge von Kapazitätsmechanismen und eine Bewertung der politisch relevanten Vorschläge hinsichtlich ihrer Zielerreichung und Marktwirkung.

Aktuelle Herausforderungen des Strommarktes betreffen sowohl den Kernenergieausstieg als auch die Integration erneuerbarer Energien und die Schaffung des EU-Binnenmarktes für Strom. Aufgrund des aktuellen Strompreisniveaus bestehen bei einigen Akteuren Bedenken, dass die Versorgungssicherheit in absehbarer Zukunft, aufgrund unzureichender Anreize für den Erhalt von Bestandskraftwerken oder Investitionen in Neubaukraftwerke, gefährdet sein könnte.

Aus diesem Grund analysiert das vorliegende Kurzgutachten eine Reihe von Studien zum Bedarf und der Ausgestaltung von staatlichen Eingriffen in das aktuelle Markt- und Regulierungsdesign in Form von Kapazitätsmechanismen. Anschließend werden zwei konkrete Ausgestaltungsvorschläge anhand ökonomischer Kriterien bewertet. Ein wesentlicher Treiber der Diskussion um Kapazitätsmechanismen ist die Unsicherheit über die Funktionsfähigkeit des Energy-only-Marktes. Auf einem Energy-only-Markt wird den Kraftwerksbetreibern nur die bereitgestellte Energiemenge (Stromproduktion) vergütet. Für die Vorhaltung von Erzeugungskapazitäten (Kraftwerksleistung) erfolgt keine direkte Entlohnung. Deshalb wird ebenfalls diskutiert, inwiefern Anzeichen eines möglichen Marktversagens vorliegen¹, also die strukturellen Investitionsanreize nicht ausreichen könnten, um Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt zu jedem Zeitpunkt ausgleichen zu können.

Empirisch gibt es bisher keine Belege für ein Marktversagen in der mittleren Frist und auch aus der ökonomischen Theorie lassen sich keine zwingenden Gründe für ein Marktversagen ableiten. Für die langfristige Perspektive kann ein Marktversagen ex ante aber auch nicht vollständig ausgeschlossen werden. Das Abschmelzen der Überkapazitäten zu Beginn der Liberalisierung deutet auf Ineffizienzen in zuvor nicht marktlich organisierten Bereichen hin. Die gegenwärtige Zurückhaltung von Investitionen kann ebenfalls als Beleg verstanden werden, dass der Markt funktioniert, da in Zeiten von Überkapazitäten keine zusätzlichen Kapazitäten aufgebaut werden sollten (Haucap, 2012).

Die wesentliche Motivation für die Diskussion um Kapazitäts-Mechanismen ist die effektive und effiziente Bereitstellung von Versorgungssicherheit innerhalb der aktuellen ordnungspolitischen Rahmenbedingungen. Diese wird jedoch mitunter verschiedentlich definiert. Während einige Studien von einer erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit ausgehen, schließen andere Studien die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher und somit Nachfragereaktionen (Lastmanagement) mit ein. Daran schließt sich direkt die Diskussion um die Rahmenbedingungen der Versorgungssicherheit an: Wird diese national geführt oder unter Berücksichtigung des europäischen Stromverbundes? Diese

¹ Die Funktionsfähigkeit von Märkten wird im Rahmen dieser Analyse auf die Frage eines effizienten Niveaus der Versorgungssicherheit beschränkt, d. h. ein Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage mit einer ausreichend hohen Wahrscheinlichkeit (siehe auch Kapitel 4).

Fragestellungen sind wesentliche Treiber der Handlungsempfehlungen und sollten daher ebenfalls auf politischer Ebene diskutiert werden, da sie die Ergebnisse in einem wesentlichen Maße beeinflussen können.

Aus einer Vielzahl von Konzepten kristallisieren sich zwei Vorschläge heraus:

- Die strategische Reserve (SR) wird für den Fall vorgeschlagen, dass der Energy-only-Markt grundsätzlich funktioniert, jedoch ein Bedarf für eine Versicherungslösung für mögliche kurzfristige Marktungleichgewichte beim Übergang zu einem EU-Binnenmarkt mit steigenden Anteilen erneuerbarer Energien oder zur Absicherung des Ziels der Versorgungssicherheit bei nationaler Sichtweise besteht. Falls ein Bedarf an umfassenden Kapazitätsmärkten besteht, kann die SR als Übergangslösung dienen, um die Einführung von umfassenden Kapazitätsmärkten in einem angemessenen Zeitraum realisieren zu können. Die SR ließe sich bei Bedarf mit einigen neuen Gasturbinenkraftwerken oder mit dem weiteren Betrieb einiger zur Stilllegung vorgesehener Gas- und Kohlekraftwerke sehr schnell aufbauen. Die Kraftwerke der SR würden ausschließlich bei tatsächlich auftretenden Kapazitätsdefiziten eingesetzt werden, jedoch nicht am Strommarkt teilnehmen. Die Finanzierung dieser Kraftwerke erfolgt über eine Umlage. Der Strommarkt bleibt in seiner Effizienz unbeeinflusst.
- Umfassende Kapazitätsmärkte, z. B. in Form von sog. Versorgungssicherheitsverträgen (VSV), basieren entweder auf der Annahme, dass der Energy-only-Markt versagt und Kraftwerke zusätzliche Einnahmen benötigen, um wirtschaftlich zu sein oder dass der Energy-only-Markt zwar funktioniert, aber nicht ausreichende Kapazitäten in Deutschland entstehen, um das Ziel der Versorgungssicherheit bei nationaler Sichtweise zu erreichen. Bei diesem Ansatz wird neben dem bestehenden Strommarkt ein neuer Markt für Kraftwerkskapazitäten geschaffen, um die Erlöse für den Bau und Betrieb von Kraftwerken zu erhöhen. Auf diesem Kapazitätsmarkt würden Kraftwerksbetreiber – zusätzlich zum Energy-only-Markt – Erlöse für die Bereitstellung einer gesicherten Leistung erhalten. Die Kosten des Kapazitätsmarktes würden an alle Verbraucher weitergegeben werden. Für die Einführung von umfassenden Kapazitätsmärkten ist mit ca. 7 bis 10 Jahren² eine sehr lange Vorlaufzeit erforderlich.

Das Kurzgutachten ist folgendermaßen strukturiert: Der Einleitung folgt eine Diskussion, in der verschiedene aktuelle Studien verglichen und zwei aktuell diskutierte Konzepte für Kapazitätsmechanismen identifiziert werden. Im dritten Abschnitt wird die Wirkungsweise der beiden Ansätze in die aktuellen Gegebenheiten eingeordnet und bewertet. Der vierte Abschnitt diskutiert ein mögliches Versagen des Energy-only-Marktes. Im fünften Abschnitt werden Handlungsempfehlungen dargestellt.

² EWI (2012) geht von einem Auktionszeitraum von 5-7 Jahren aus. Bevor die erste Auktion stattfinden kann, müsste eine gesetzliche Umsetzung und eine Definition des exakten Marktdesigns vorangestellt werden. Hierfür werden 2-3 Jahre angenommen.

2 Stand der Diskussion

Verschiedene aktuelle Studien untersuchen die Notwendigkeit und die mögliche Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Folgende Gutachten werden in der vorliegenden Kurzstudie berücksichtigt:

- Cramton und Ockenfels (05/2011), Auftraggeber: RWE AG
- Frontier Economics (07/2011), Auftraggeber: RWE AG
- BET (09/2011), Auftraggeber: Bundesverband Neuer Energieanbieter (BNE)
- r2b (10/2011 und 03/2012), Auftraggeber: Umweltbundesamt (UBA)
- LBD-Beratungsgesellschaft mbH (11/2011), Auftraggeber: Umweltministerium des Landes Baden-Württemberg
- Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie (DICE) (2011), Auftraggeber: RWE AG
- Consentec (02/2012), Auftraggeber: EnBW AG
- Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI) (03/2012), Auftraggeber: BMWi

Kurzbeschreibungen der Gutachten finden sich im Anhang. In diesem Kapitel werden verwendete Methodiken und wesentliche Ergebnisse einander gegenüber gestellt. Die konkreten Ausgestaltungsvorschläge für Kapazitätsmärkte mit aktueller politischer Relevanz werden in Abschnitt 2.2 detaillierter dargestellt, um eine Grundlage für die spätere Diskussion der Vorschläge zu legen.

2.1 Diskussion von Annahmen und Ergebnissen verschiedener Studien

Die besprochenen Studien gehen teilweise von unterschiedlichen Rahmenbedingungen und Annahmen aus und legen unterschiedliche Schwerpunkte in ihren Analysen. In Folge kommen sie auch zu unterschiedlichen Ergebnissen. Die Einschätzungen der Rahmenbedingungen unterscheiden sich u.a. in folgenden Punkten:

- Funktionierender Energy-only-Markt oder nachgewiesenes Marktversagen
- Nationale oder EU-weite Versorgungssicherheit
- Dringlichkeit der Handlungsnotwendigkeit

Diese Rahmenbedingungen können im Rahmen dieser Kurzstudie nicht abschließend bewertet werden. Im Folgenden werden einige grundlegende Rahmenbedingungen und Ergebnisse verschiedener Studien nebeneinander gelegt und diskutiert.

Funktionierender Energy-only-Markt oder nachgewiesenes Marktversagen

Eine zentrale Fragestellung für die betrachteten Studien ist die Versorgungssicherheit und ein mögliches Marktversagen des Energy-only-Marktes. Für die Definition von Versorgungssicherheit gibt es neben der geografischen Abgrenzung ebenfalls (teilweise implizite) Annahmen hinsichtlich der verantwortlichen Marktakteure. Versorgungssicherheit für den Strommarkt bedeutet, dass sich Angebot und Nachfrage stets entsprechen müssen. So schreiben r2b (2011), dass Versorgungssicherheit erfordert, dass zu jedem Zeitpunkt ein Marktpreis existiert. Dieser Marktpreis liefert entsprechende Investitionsanreize. Für die Identifikation fehlender erzeugungsseitiger Marktanreize basieren BET (2011), Consentec (2012) und EWI (2012) ihre Kalkulationen auf eine Preissetzung durch die Grenzkosten der letzten eingesetzten Einheit. Sie begründen damit die Notwendigkeit eines Kapazitätsmechanismus, um nationale Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

Die akademische Literatur zeigt, dass es bei Preissetzung ausschließlich auf Basis kurzfristiger Grenzkosten, d.h. z.B. ohne Berücksichtigung von Preissetzung durch die Nachfrageseite, zu einem „Missing-Money“-Problem kommen muss (siehe z.B. Stoft, 2002). Als Lösung sind bei Knappheiten Preise über den kurzfristigen Grenzkosten im Rahmen des sog. Peak-Load-Pricing möglich (z.B. Preisaufschläge oder Preissetzung durch Lastmanagement), die in den genannten Modellen nicht berücksichtigt werden. Die Ergebnisse dieser Quantifizierungen sind deshalb für die Ermittlung des Bedarfs an Spitzenlastkraftwerken oder Lastmanagement nutzbar und weniger für die Fragestellung einer Finanzierungslücke bzw. eines Bedarfs für Kapazitätsmechanismen geeignet. Consentec (2012) und EWI (2012) greift diese Diskussion qualitativ auf und weisen darauf hin, dass am Energy-only-Markt durchaus Situationen entstehen können, in denen der Grenznutzen der Nachfrage preissetzend wirkt. r2b (2011/2012), DICE (2011) und Cramton/Ockenfels (2011) folgen der gleichen Argumentation.

In der Realität besteht derzeit nur eine begrenzte Preiselastizität, jedoch weist r2b (2011) auf eine Vielzahl von angebots- und nachfrageseitigen Optionen hin, welche bei entsprechenden Preissignalen aktiviert werden könnten und bisher lediglich aufgrund von Überkapazitäten und daraus z.B. für Lastmanagement weitgehend unattraktiven Preisen nicht aktiviert wurden. Dennoch ist die Nachfrage derzeit in Grenzen elastisch. So weist EWI (2012) darauf hin, dass einige industrielle Großverbraucher bereits seit längerem aktiv am Spot- und Regelleistungsmarkt teilnehmen. Andererseits stellt EWI (2012) Zweifel dar, dass die Nachfrageflexibilisierung über Lastmanagement mittelfristig ausreicht, um die marktgetriebene Bereitstellung der Versorgungssicherheit – zumindest bei nationaler Sichtweise – zu gewährleisten. Andere Studien, wie Consentec (2012) und r2b (2011) sehen grundsätzlich ausreichende Potentiale auf der Nachfrageseite.

Nationale oder EU-weite Versorgungssicherheit

Neben der Festlegung der relevanten Akteure ist von grundlegender Bedeutung, ob Versorgungssicherheit auf nationaler oder europäischer Ebene definiert wird. BET (2011) und EWI (2012) diskutieren vornehmlich die nationale Versorgungssicherheit. Consentec (2012) differenziert hinsichtlich dieser Zieldefinition ihre Handlungsempfehlungen. Im Falle der Zielstellung einer nationalen Versorgungssicherheit wird die Notwendigkeit eines umfassenden Kapazitätsmarktes gesehen, da ein funktionierender Energy-only-Markt zwar im europäischen Rahmen ausreichend Kapazitäten anreizen kann, aber nicht die gewünschte regionale Verteilung garantiert. Daher besteht die Möglichkeit, dass im europäischen Rahmen eine ausreichende Kapazität zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit vorhanden ist, jedoch nicht das zusätzliche Ziel erreicht wird, dass die nationale Last jederzeit durch nationale Kapazitäten abgesichert werden kann. Damit die dann ggf. zusätzlich erforderlichen Kapazitäten nicht ineffizient bereitgestellt werden, sieht Consentec (2012) den Bedarf für umfassende Kapazitätsmärkte. Bei der Zielstellung der europäischen Versorgungssicherheit bestehe hingegen nach Consentec (2012) nicht notwendigerweise Bedarf für einen Eingriff, wenn der Energy-only-Markt funktioniert. Für diese Grundsatzentscheidung, ob Versorgungssicherheit im Rahmen einer nationalen oder europäischen Sichtweise angestrebt werden sollte, wird auf die Politik verwiesen. DICE (2011) rät dagegen von der Einführung eines nationalen umfassenden Kapazitätsmarktes ab, da ein solcher Mechanismus zu Trittbrettfahrerverhalten anderer Länder führen könne. Ein umfassender Kapazitätsmarkt könne lediglich auf europäischer Ebene eingeführt werden. DICE (2011) und r2b (2012) zielen auf eine Lösung ab, die nationale Versorgungssicherheit garantieren kann und mit dem europäischen Binnenmarkt vereinbar ist. Beide kommen zu dem Schluss, dass von den diskutierten Kapazitätsmechanismen bei Bedarf am ehesten die strategische Reserve (SR) diese Bedingung erfülle, da diese den Strommarkt nicht im wesentlichen Maße beeinflusse und sie bei Wegfall des Bedarfs ohne Marktverzerrungen wieder abgebaut werden könne. Consentec (2012) hält die SR als Übergangslösung zu einem europäischen Binnenmarkt ebenfalls für sinnvoll. LBD (2011) zielt primär auf eine regionale Versorgungssicherheit ab.

Handlungsnotwendigkeit

Frontier Economics (2011), DICE (2011) und r2b (2011/2012) sehen keinen kurzfristigen Handlungsbedarf für die Einführung eines Kapazitätsmarktes, da aktuelle Herausforderungen entweder auf kurzfristigen politischen Handlungen basieren (Kernenergieausstieg) oder lokalen Charakter haben (Situation in Süddeutschland). Consentec (2012) macht die Handlungsnotwendigkeit von der geographischen Definition von Versorgungssicherheit abhängig. Im Falle von nationaler Versorgungssicherheit kommt Consentec (2012), wie auch BET (2011) und EWI (2012), zu dem Ergebnis, dass ein Kapazitätsmarkt eingeführt werden sollte. r2b (2012), DICE (2011) und Consentec (2012) empfehlen das Ziel einer nationalen Versorgungssicherheit (zumindest vorübergehend) mit Hilfe einer strategischen Reserve (SR) abzusichern, insb. nach r2b (2012) jedoch erst bei einem nachgewiesenen Bedarf. In den vorgeschlagenen Varianten von r2b (2012) und Consentec (2012) würde sie vorrangig als eine Versicherungslösung fungieren, falls der Strommarkt kurzfristig nicht zu einer Markträumung in der Lage sein sollte.

Die dargestellten Studien stehen trotz der unterschiedlichen Bewertungen der Kapazitätsmechanismen nicht grundsätzlich im Widerspruch. So geht die Studie des EWI (2012) grundsätzlich von einer Finanzierungslücke für neue Kraftwerke aus, so dass eine dauerhafte Lösung in Form von umfassenden Kapazitätsmärkten einer SR vorzuziehen sei. DICE (2011) und r2b (2011, 2012) hingegen sehen bei Energy-only-Märkten derzeit keine grundsätzliche Finanzierungslücke und keine Gefährdung der Versorgungssicherheit im europäischen Binnenmarkt und plädieren deshalb im Bedarfsfall für eine SR als Versicherungslösung.

2.2 Vorstellung der grundlegenden Ansätze

Im Folgenden werden zwei zentrale Ansätze für Kapazitätsmechanismen aus der aktuellen politischen Diskussion vorgestellt. Sie sind unterschiedlich motiviert und basieren auf unterschiedlichen Annahmen. Dies betrifft die strategische Reserve, mit zwei Ausgestaltungsvorschlägen durch r2b (2011, 2012) und Consentec (2012) sowie die Versorgungssicherheitsverträge auf Basis der Ausarbeitung von EWI (2012) als Vorschlag zur Umsetzung eines umfassenden Kapazitätsmarktes.³

2.2.1 Strategische Reserve

Eine der wesentlichen Annahmen für die strategische Reserve (SR) im Rahmen der Analysen von r2b (2011, 2012), DICE (2011) und Consentec (2012) ist, dass der Energy-only-Markt zumindest in der mittleren Frist funktioniert. Die SR ist in den vorgeschlagenen Ausgestaltungen eine Versicherung gegen unfreiwillige Rationierungen der Versorgung aufgrund kurzfristiger Marktungleichgewichte (z.B. aufgrund von möglichen Extremsituationen) oder eine Versicherung für das Ziel der nationalen Versorgungssicherheit. Sowohl die Beschaffung der Kapazität als auch der Einsatz finden ausschließlich in Ausnahmesituationen und bei nachgewiesenem Bedarf statt. Dabei kann die SR zusätzlich dazu dienen, dass Preissignale bei Knappheitssituationen im Markt ankommen. Ziel der SR ist es, die Effizienz- und Innovationskräfte des Marktes – auch in Extremsituationen – zu erhalten. Da der Aufbau einer SR relativ zügig erfolgen kann, könnte sie für den Fall, dass ein Bedarf an umfassenden Kapazitätsmärkten besteht, auch eine Übergangslösung sein, um die Einführung von umfassenden Kapazitätsmärkten in einem angemessenen zeitlichen Rahmen zu ermöglichen.

Bei der strategischen Reserve (SR) wird eine administrativ festgelegte Erzeugungsleistung als Versicherung vorgehalten. Sollte es auf dem Strommarkt in Knappheitssituationen nicht zu einer Markträumung kommen, sich also Angebot und Nachfrage nicht in einem Gleichgewicht einfinden,

³ Partielle bzw. selektive Kapazitätsmärkte, die nur einzelne Elemente des Strommarktes anreizen, werden im Folgenden nicht weiter betrachtet, da sie weder zu einer Erhöhung der Versorgungssicherheit noch zu einer effizienten Lösung führen und sie ggf. nicht mit den derzeitigen ordnungspolitischen Rahmenbedingungen vereinbar sind. Für ausführlichere Diskussionen dieser Bewertung wird auf DICE (2011), r2b (2011, 2012) und Consentec (2012) verwiesen.

kann die Kapazität der SR in einer zweiten Auktion zu sehr hohen Preisen (bspw. 3000 Euro) in den Markt geboten werden, um eine Markträumung zu ermöglichen.

Der Ausführungspreis sollte in jedem Fall so hoch gewählt werden, dass er im Eintrittsfall dazu in der Lage ist, Investitionen in Technologien anzureizen, die zur Auflösung der Knappheitssituation beitragen können. Da es hierfür keine definierten technologischen Einschränkungen gibt, stehen grundsätzlich eine Vielzahl von Möglichkeiten zur Verfügung, sowohl angebots- als auch nachfrageseitig, sowie national und über Ländergrenzen hinweg.

Die SR kann bei der Gefahr von Marktversagen in einem klassischen Energy-only-Markt auch eine zusätzliche Flexibilitätsoption analog zum nachfrageseitigen „Value of Lost Load“ (VOLL) darstellen. Sie könnte sinnvoll sein, wenn im Energy-only-Markt das Risiko nicht vollständig ausgeschlossen werden kann, dass die Nachfrageseite, welche den VOLL-Preis bestimmt, derzeit oder in naher Zukunft nicht vollständig in der Lage ist bzw. keine ausreichenden Anreize hat, die Nachfrage in ausreichendem Umfang kurzfristig zu reduzieren. Aus diesem Grund wird die VOLL-Preissetzung durch die SR simuliert und ggf. ein Preis gewählt, der konsumentenfreundlicher ist als der üblicherweise angenommene VOLL Preis von 10.000 EUR/MWh. Statt einer Nachfragerreaktion zu sehr hohen Preisen wird damit eine zusätzliche Angebotsreaktion zu moderat hohen Preisen ermöglicht.

Bezüglich der Ausgestaltung der Beschaffung gibt es zwei grundlegende Vorschläge:

- Der Vorschlag von Consentec (2012) unterscheidet nicht zwischen Neu- und Bestandsanlagen. Üblicherweise wird in solchen Fällen der Bedarf durch Bestandsanlagen gedeckt, die kurz vor der Stilllegung sind (vergleichbar mit den Erfahrungen in Schweden) und ggf. niedrigere Kosten als neue Gasturbinen haben. Die kontrahierten Anlagen werden daraufhin als SR vorgehalten und stehen dem Strommarkt nicht mehr zu Verfügung.
- Der Vorschlag von r2b (2012) zielt primär auf Neuanlagen ab, insbesondere Gasturbinen, um eine mögliche Verzerrung des Strommarktes zu verhindern. Die Neuanlagen sollen dem Übertragungsnetzbetreiber als Betriebsmittel zur Verfügung stehen, womit sie in die Lage versetzt werden, bei kurzfristigen Marktungleichgewichten die Versorgungssicherheit zu garantieren.

Ein wesentlicher Unterschied in der Ausgestaltung beider Ansätze ist, dass für den Consentec-Vorschlag frühzeitig eine Beschaffung stattfinden muss, bevor die Bestandsanlagen stillgelegt werden und somit noch ausreichend Wettbewerb um diese Anlagen besteht. Im r2b-Vorschlag wird erst der Bedarf geprüft. Sollte die jährliche Bedarfsprüfung keine Notwendigkeit nachweisen, wird im Idealfall keine SR aufgebaut, sodass auch keine Kosten entstünden. Erst im Bedarfsfall werden mit ausreichender Vorlaufzeit die Kapazitäten aufgebaut und vorgehalten. Bei beiden Vorschlägen könnte die SR über eine Netzentgeltumlage finanziert werden. Die Kosten für die Endverbraucher wären sehr moderat und würden deutlich unter 0,1 Cent je Kilowattstunde liegen (r2b, 2012, siehe auch 3.2.1).

Von Süßenbacher et al. (2011) wird aufgeführt, dass die SR ohne Schwierigkeiten im Bedarfsfall in dezentralen Märkten aufgebaut und wieder entfernt werden könne, ohne das Strommarkt- und Regulierungsdesign stark zu ändern oder die Einsatzentscheidungen des Strommarktes zu beeinflussen.

Zudem kann die SR auch vorübergehend zur Netzstützung in bestimmten Regionen eingesetzt werden, wie dies derzeit für Süddeutschland diskutiert wird, um den Zeitraum bis zur Fertigstellung der erforderlichen (Nord-Süd-) Netzverstärkungen zu überbrücken. Dazu könnten beispielsweise neue Reservekraftwerke gezielt in Süddeutschland errichtet werden.

2.2.2 Versorgungssicherheitsverträge

Der Vorschlag der Versorgungssicherheitsverträge (VSV) ist ein Ansatz zur Ausgestaltung von umfassenden Kapazitätsmärkten. Die wesentliche Grundannahme für die Notwendigkeit von Versorgungssicherheitsverträgen ist, dass der Energy-only-Markt nicht funktioniert, also keine ausreichenden Investitionsanreize bietet oder dass der Energy-only-Markt zwar funktioniert, aber nicht ausreichende Kapazitäten in Deutschland entstehen, um das Ziel der Versorgungssicherheit bei nationaler Sichtweise zu erreichen.

Zusätzlich zum Strommarkt wird ein neuer Markt für Kapazitäten geschaffen. Auf diesem Kapazitätsmarkt würden Kraftwerksbetreiber – zusätzlich zum Energy-only-Markt – Erlöse für die Bereitstellung einer gesicherten Leistung erhalten. Die VSV sollen sicherstellen, dass Stromerzeuger genügend Kapazität vorhalten und in Knappheitssituationen ausreichend Strom erzeugen. Eine zentrale Instanz (Koordinator des Versorgungssicherheitsmarktes) fragt fünf bis sieben Jahre im Voraus VSV in Höhe der geschätzten zukünftigen Spitzenlast nach. In einer Auktion werden ausreichend VSV mit Stromerzeugern kontrahiert, welche verpflichtet sind ausreichend Kapazität zur Verfügung zu stellen. Die Kosten der Auktion, also die Kosten für die gesicherte Leistung, werden an den Endkunden überwält, der dafür Versorgungssicherheit erhält.

In Folge haben Investoren zwei Marktsignale, vom VSV-Markt für die gesicherte Leistung sowie vom Strommarkt für die bereitgestellte Energie. Damit zwei Märkte nicht zur Überfinanzierung der Erzeuger auf Kosten der Nachfrager tendieren, schlägt EWI (2012) vor, dass beide Märkte miteinander verknüpft werden. Die Leistung, die einen Zuschlag bei der Kapazitätsauktion erhält, muss zu einem definierten Anteil am Strommarkt teilnehmen, wobei die Energiepreise nur bis zu einem vordefinierten Ausübungspreis an den Erzeuger fließen. Steigen die Preise über den Ausübungspreis, wird die Differenz zwischen Strompreis und Ausübungspreis für die Reduktion der Kapazitätsszahlungen durch die Verbraucher genutzt.

Um zur Kapazitätsauktion zugelassen zu werden, wird eine Präqualifikation eingeführt. Es werden definierte Ansprüche an die Verlässlichkeit gestellt, was dazu führen kann, dass ggf. die gesicherte Leistung nur anteilig von der angebotenen Leistung berechnet wird. Die Gesamtnachfrage der Auktion kann als festgelegte Zielmenge oder als Nachfragefunktion vorgegeben werden. Im vorgeschlagenen Mechanismus müssen Bestandsanlagen mit einem Gebot von null Euro bieten, um das Marktmachtpotenzial zu reduzieren. Nicht in den Markt gebotene Kapazität muss stillgelegt werden. Zudem werden mehrere Auktionen für dasselbe Bezugsjahr vorgeschlagen. Dies dient dem Ziel, die Nachfrage nach Kapazität im Zeitverlauf anzupassen, lässt jedoch Teilmärkte entstehen. Ein weiterer Grund für den Vorschlag weiterer Auktionen ist die Öffnung für Anbieter, die ihre Kapazität nicht mit einer Vorlaufzeit von fünf bis sieben Jahren verlässlich anbieten können, z.B. Bestandskraftwerke und

Lastmanagement. Hierbei ist durch den Koordinator festzulegen, wie viel Prozent der zu beschaffenden Menge in jeder Auktionsrunde nachzufragen sind.

Für die Einbindung von Lastmanagement wird ein System vorgeschlagen, in dem DSM-Maßnahmen unterschiedlich gewichtet und aggregiert werden können. Beispielhaft wird angeführt, dass eine Expertenkommission Gewichte festlegen könnte, die sich am geschätzten Beitrag verschiedener Technologien zur gesicherten Versorgungssicherheit orientieren könnten. In Summe sollten bei der Auktion ausreichend Verfügbarkeitsverpflichtungen zur Verfügung stehen, so dass ausreichend Kapazität am Markt ist. Erhält ein Erzeuger bei der Auktion einen Zuschlag, dürfen beispielsweise die Kapazitäten nicht stillgelegt werden, sonst würden Strafzahlungen fällig werden.

3 Diskussion zentraler Ansätze von Kapazitätsmechanismen

In diesem Abschnitt werden zunächst die Kriterien zur Bewertung der politisch diskutierten Ansätze definiert, bevor sie im zweiten Teil auf die Vorschläge angewendet werden. Dabei werden die beiden Vorschläge für den Fall eines funktionierenden Energy-only-Marktes und eines Marktversagens, sowie für den Fall einer europäischen oder nationalen Sichtweise zur Versorgungssicherheit diskutiert. Dies ist erforderlich, da die unterschiedlichen Annahmen und Ziele einen erheblichen Einfluss auf die Bewertung der beiden Instrumente haben.

3.1 Definition der Bewertungskriterien

Effektivität

Ein Mechanismus ist effektiv, wenn er die Erreichung des Versorgungssicherheits-Ziel gewährleisten kann.⁴ Dies beinhaltet alle Optionen, die dazu beitragen Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt auszugleichen. Diese Definition geht somit über die reine Schaffung von Investitionsanreizen für Erzeugungskapazitäten hinaus.

Effizienz

Ein Mechanismus ist effizient, wenn das jeweilige Ziel mit geringstem Aufwand erreicht wird. Diese Betrachtung geht jedoch über die reine statische Effizienz hinaus, da zusätzlich Anreizwirkungen hinsichtlich der dynamischen Effizienz betrachtet werden müssen. Ein effizienter Mechanismus muss also die kurzfristigen und langfristigen Herausforderungen der Versorgungssicherheit mit geringstem Aufwand erreichen.

Ordnungspolitische Bewertung, Regulierungsrisiken, Verteilungswirkungen, Wettbewerbsverzerrungen

„Ordnungspolitik zielt darauf, Verhaltensregeln für die Privaten und den Staat zu entwickeln, die der Interdependenz der wirtschaftlichen Sachverhalte Rechnung tragen“ (Donges und Freytag, 2001, S. 223). In der ordnungspolitischen Bewertung wird demnach geprüft, ob die Rahmenbedingungen des Wirtschaftens (Marktdesign) so gesetzt sind, dass Marktakteure angereizt werden sich zielkonform

⁴ Zusätzlich ist zu berücksichtigen, dass ohne eine vollständig elastische Nachfrage bei keinem Marktdesign eine hundertprozentige Versorgungssicherheit gewährleistet, sondern immer nur ein bestimmtes Niveau der Versorgungssicherheit erreicht werden kann.

hinsichtlich des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) zu verhalten.⁵ Aus ordnungspolitischer Sicht sollten Markteingriffe nur vorgenommen werden, wenn Marktversagen vorliegt. Bei der Intensität des Markteingriffes sind Gefahren des Regulierungsversagens und sich ergebende Ineffizienzen zu berücksichtigen. Jeder Regulierungseingriff unterliegt gewissen Risiken, da Fehler Nachjustierungen nach sich ziehen können. Zudem haben Regulierungseingriffe häufig verteilungsrelevante Aspekte, was sie zwangsläufig anfällig für Einflussnahmen von Interessenvertretern macht, was dann auch Auswirkungen auf Effektivität und Effizienz der ursprünglichen Maßnahme haben kann.

Umweltverträglichkeit

Ein Mechanismus ist umweltverträglich, wenn die umweltpolitischen Ziele unterstützt bzw. nicht beeinträchtigt werden. Die Mechanismen sollten demnach nicht über eigene umweltpolitische Ziele verfügen, sondern mit den bestehenden umweltpolitischen Mechanismen (z.B. EEG, Emissionshandel) vereinbar sein. Für Mechanismen im Strommarkt hat demnach die Kompatibilität zu den mittel- und langfristigen Zielen des Ausbaus der erneuerbaren Energien eine besondere Bedeutung. Hier sollten die erforderlichen Anreize gesetzt werden, um auch große Anteile erneuerbarer Energien effektiv und effizient in das System integrieren zu können.

3.2 Bewertung der Vorschläge bei funktionierenden Energy-only-Märkten

Im Folgenden werden die Bewertungskriterien auf die beiden diskutierten Ansätze angewendet und gegenüber der theoretisch effizienten Lösung im Rahmen eines funktionierenden Energy-only-Marktes verglichen. In allen Fällen wird zudem das gleiche angestrebte Niveau der Versorgungssicherheit als Ziel gesetzt.

3.2.1 Strategische Reserve

Die SR dient im Fall eines möglichen kurzfristigen Ungleichgewichtes zwischen Angebot und Nachfrage als Versicherungslösung, um unfreiwillige Rationierungen von Verbrauchern zu verhindern. Wenn kein grundsätzliches Marktversagen des Energy-only-Marktes gegeben ist, ist dabei die Wahrscheinlichkeit von Situationen mit unfreiwilligen Rationierungen gering.

Effektivität

Die Dimensionierung der SR erfolgt gemäß dem angestrebten Niveau der Versorgungssicherheit. Die Effektivität kann gemäß der Dimensionierung gewährleistet werden.

⁵ Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht.

Gleichzeitig liefert die SR – bei einem Einsatz im Versicherungsfall – dem Strommarkt Knappheitssignale in Form von sehr hohen Strompreisen, welche Effizienz- und Innovationsanreize liefern. Als Folge haben alle Marktteilnehmer, sowohl aktuelle als auch zukünftige, sowohl erzeugungs- als auch nachfrageseitig die Möglichkeit, auf dieses Knappheitssignal zu reagieren. In einem solchen funktionierenden Energy-only-Markt kann davon ausgegangen werden, dass sich bei einem wiederholten Auftreten von Preisspitzen Marktteilnehmer finden, die auf dieses Signal reagieren und somit Technologien für die Absicherung der Nachfragespitzen in den Markt kommen. Die SR könnte daher auch langfristig die Effektivität gewährleisten.

Im Rahmen einer Versicherungslösung **bei einem funktionierenden Energy-only-Markt** ist im **europäischen Kontext** kein oder nur ein geringer Kapazitätsbedarf für die SR zu erwarten. Zur Absicherung der **Versorgungssicherheit bei nationaler Sichtweise** im Rahmen eines funktionierenden Energy-only-Marktes ist tendenziell ein größerer Kapazitätsbedarf für die SR zu erwarten als bei europäischer Sichtweise. Wenn sich die Investitionsbedingungen und Brennstoffpreise in Europa im Wesentlichen recht ähnlich sind, sollte der Kapazitätsbedarf der SR auch längerfristig stabil bleiben. Zumindest für die Steinkohlepreise an Küstenstandorten sowie für Erdgas kann dies weitgehend erwartet werden. Wenn die Nachfrageelastizität in den entsprechenden Ländern hinreichend groß ist, stabilisiert sie ebenfalls den Kapazitätsbedarf der SR. Auch hierfür gibt es zumindest Indizien, da die Vergrößerung der Nachfrageelastizität nicht nur durch Knappheitspreise angereizt wird, sondern ebenso durch die Volatilität der Strompreise und häufigeres Auftreten von extrem niedrigen Strompreisen bei einem großen Angebot von Wind- und PV-Strom. Auch regionale Standortfaktoren (z.B. Kraft-Wärme-Kopplung) und Netzengpässe zwischen den Ländern – welche in Knappheitssituationen zu höheren Preisen führen – wirken einem Anstieg der SR bei nationaler Sichtweise entgegen.

Effizienz

In **einem funktionierenden Energy-only-Markt** ähnelt die Bereitstellung zusätzlicher Leistung durch die SR, welche selten bis gar nicht zum Einsatz kommt, einer klassischen Versicherung. In einem Markt mit unsicherer zukünftiger Entwicklung kann eine solche Versicherung effizient sein, wenn die Kosten bei Eintritt des Versicherungsfalles (unter Berücksichtigung dessen Eintrittswahrscheinlichkeit) höher als die Kosten der Versicherung sind. Dies wäre bei großräumigen Black-outs der Fall.

Bei isolierter Betrachtung des Dispatches, wie bspw. in EWI (2012) diskutiert, ist die SR statisch nicht effizient, da ggf. Optionen zum Einsatz kommen, die höhere Grenzkosten bzw. Grenznutzen als die Anlagen der SR haben. Der Verzicht auf den Einsatz und somit die statische Ineffizienz ist jedoch für eine langfristig effiziente Allokation (dynamische Effizienz) im Energy-only-Markt, also bei vollständiger Betrachtung, erforderlich. Bei einem ausreichend hohem Auslösungspreis werden Knappheitssignale gesendet, welche eine wettbewerbliche Lösung anreizen. Dieses Kriterium ist vor allem aus der Perspektive der Energiewende nicht zu vernachlässigen. Nur wenn der Markt die Herausforderungen, insb. durch den Ausbau der erneuerbaren Energien, über entsprechende Preise signalisieren kann, können Marktakteure angemessen reagieren. In einem Energy-only-Markt, der

mit den diskutierten Vorschlägen der SR nicht (bzw. nicht erheblich) beeinflusst wird, ist dies insb. durch eine umfängliche Einbeziehung der Nachfrageseite mit den damit verbundenen Anreizen zur Erhöhung der Nachfrageflexibilität gegeben.

Die Einbindung von Bestandsanlagen könnte zu geringeren Beschaffungskosten führen als die Beschränkung auf Neuanlagen. Nach Schätzungen von Consentec (2012) liegen diese Kosten bei 140 Mio. €/Jahr bei Aufbau einer SR in Höhe von 4 GW. Durch die Einbindung von Bestandsanlagen könnten allerdings dem Strommarkt Kapazitäten entzogen werden, die nicht mehr für einen effizienten Einsatz auf dem Strommarkt zur Verfügung stünden. Der Nachweis, dass die Anlagen alternativ stillgelegt würden oder in die Kaltreserve gingen, ist nicht leicht zu erbringen. Somit stünden den günstigeren Beschaffungskosten ggf. höhere Kosten im Strommarkt gegenüber. Bei ausschließlicher Berücksichtigung von Neuanlagen würde diese Abwägung entfallen. Dafür käme es im Bedarfsfall zu höheren Beschaffungskosten. Bei identischem Bedarf von 4 GW errechnet r2b Kosten von 188 – 242 Mio. € pro Jahr.⁶ Bei einer Umlage über die Netzentgelte würde dies bei einer SR von 4 GW zu einer Erhöhung von max. 0,05 Cent je Kilowattstunde führen (linear angepasst von r2b, 2012).

Für die dynamische Effizienz der SR ist es jedoch entscheidend, dass ihre Kapazitäten nicht in den Energy-only-Markt überführt werden und ihr Einsatz ausschließlich bei sehr hohen Preisen und nur für den Fall erfolgt, in dem kein Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem Markt möglich ist. Anderenfalls würde die SR in der Tendenz zu Investitionszurückhaltung bei Neubaukraftwerken oder bei der Aktivierung von Nachfrageelastizitäten führen und dadurch neben Effizienz ggf. auch Effektivität verlieren.

In dieser Kurzstudie kann nicht abschließend geklärt werden, welcher der beiden Ansätze zur SR – ausschließlich Neuanlagen oder eine zusätzliche Einbeziehung von Bestandsanlagen – zu bevorzugen ist. Beide Vorschläge unterscheiden sich insgesamt nur unwesentlich und haben ihre individuellen Stärken und Schwächen. In beiden Fällen steht jedoch eine effiziente und effektive Versicherung mit verhältnismäßig geringen Zusatzkosten zur Verfügung.

Für die nationale und die europäische Sichtweise gelten bei funktionierenden Energy-only-Märkten grundlegend dieselben Ausführungen: Gegenüber der theoretisch effizienten Lösung im Rahmen eines funktionierenden Energy-only-Marktes bestehen systematisch geringe Effizienzverluste durch die zusätzliche Kraftwerksleistung der SR, jedoch auch geringe Effizienzrisiken. Die Effizienzverluste bei nationaler Sichtweise sind tendenziell höher als bei der SR bei europäischer Sichtweise, da hier ein strukturell größerer Kapazitätsbedarf für die SR besteht.

Diese zusätzlichen Ineffizienzen bei nationaler Sichtweise gegenüber der europäischen Sichtweise ergeben sich daher nicht durch die strategische Reserve an sich, sondern ausschließlich durch die zusätzliche Aufnahme des Ziels einer nationalen Autarkie, zu deren Aufrechterhaltung ggf. eine (größere) strategische Reserve erforderlich ist.

⁶ Die in r2b (2012) angenommenen jährlichen Vollkosten für eine Gasturbine liegen dabei zwischen 47 und 61€/kW. Je nach lokaler Versorgungssituation, könnten zusätzliche Investitionen zur Sicherstellung einer gesicherten Brennstoffzufuhr nötig sein.

Ordnungspolitische Bewertung, Regulierungsrisiken, Verteilungswirkungen, Wettbewerbsverzerrungen

Die ordnungspolitische Bewertung der SR bei **funktionierenden Energy-only-Märkten und europäischer Sichtweise** ist verhältnismäßig leicht, da das bestehende Marktdesign des Strommarktes lediglich um ein Reserveprodukt ergänzt würde. Die SR führt demnach innerhalb des aktuellen Marktgeschehens zu keiner grundlegenden Neuordnung, da bereits drei Reservemärkte bestehen. Hierbei hat der r2b-Vorschlag den Vorteil, dass die anderen Märkte überhaupt nicht tangiert würden, während der Consentec Vorschlag ggf. Kapazitäten aus den anderen Märkten nutzen würde. Die Motivation der Ausgestaltungsoption von Consentec zielt jedoch auf Bestandsanlagen ab, welche anderenfalls zeitnah stillgelegt werden sollen. Zusätzliche zu den Beschaffungsoptionen ist die Anzahl der zu setzenden Parameter verhältnismäßig überschaubar. Die SR kann kurzfristig eingeführt werden, ist reversibel und sie führt zu keiner fundamentalen Änderung des Marktdesigns.

Bei der Dimensionierung der SR weist EWI (2012) darauf hin, dass zusätzlich zur Kalkulation der in den jeweiligen Jahren benötigten Gesamtkapazität ebenfalls die Neubauten und Stilllegungen berücksichtigt werden müssen. Darüber hinaus wird hervorgehoben, dass es aufgrund des oben beschriebenen eingeschränkten Kraftwerkseinsatzes politisch schwierig werden könnte einen hohen Ausübungspreis durchzuhalten. Da Verbraucher einen hohen Strompreis zahlen müssten (wenn z.B. die Nachfrageseite die Preise setzt), während die ungenutzte Kraftwerkskapazität der SR zu niedrigeren Preisen Strom erzeugen könnte, wird befürchtet, dass ein hoher Ausübungspreis politisch nicht langfristig glaubwürdig durchgehalten werden könnte. In diesem Fall würde ein erodierender Ausübungspreis die Anreizwirkung für Neuinvestitionen abschwächen. Dadurch würde es zu abwartendem Verhalten bei Investitionen kommen und somit zu mangelnden Neuinvestitionen, was tendenziell zu einem höheren Bedarf an SR sowie zu einem Verlust an Effektivität und Effizienz führt. Im Umkehrschluss lässt sich auf Basis der EWI-Analyse die Handlungsempfehlung ableiten, die politische Glaubwürdigkeit in diesem System zu signalisieren, da sie eine zentrale Bedeutung hat, um die Funktionsweise des Energy-only-Marktes zu gewährleisten.⁷ Dabei könnte sich der Regulierungsbedarf, z.B. zur Überwachung eines potenziellen Marktmachtmissbrauchs erhöhen, da ein erhöhter Anreiz zum Ausnutzen von Preisspitzen besteht.

Preisspitzen erhöhen die Deckungsbeiträge der Produzenten. Potenzielle Verteilungsrisiken beziehen sich daher primär auf die Konsumenten- und die Produzentenrente in der kurzen Frist, wenn bspw. Verbraucher gegen Preisspitzen protestieren. Da jedoch die derzeitige niedrige Produzentenrente ggf. die Zurückhaltung bei Neuinvestitionen als Konsequenz hat, scheint die Notwendigkeit von weiteren Regulierungseingriffen zur möglichen Korrektur von Umverteilungsmaßnahmen im langfristigen Gleichgewicht verhältnismäßig gering zu sein. Die Anreize sind somit grundlegend zielführend gesetzt, da ein Anstieg der Produzentenrente Markteintritte anreizt, was auch eine Intensivierung des

⁷ Bei einer Betrachtung der SR für den hier diskutierten Fall eines grundsätzlich funktionierenden Energy-only-Marktes, d. h. SR als Versicherung, sind diese Aspekte von deutlich geringerer Relevanz als für den Fall eines unterstellten grundsätzlichen Marktversagens von Energy-only-Märkten, bei dem eine strategische Reserve die Funktion eines Preissetzungsmechanismus in Knappheitszeiten übernehmen würde

Wettbewerbs nach sich zieht. Diese Markteintritte können aufgrund des freien Marktzugangs ebenfalls nachfrageseitige Maßnahmen beinhalten, welche einen Teil der Produzentenrente abschöpfen können.

Die Einführung einer SR hat **bei funktionierenden Energy-only-Märkten** weder **bei europäischer noch bei nationaler Sichtweise** geografische Verzerrungen der Konsumenten- und Produzentenrenten in Nachbarländern zur Folge. Solange eine reine Marktlösung über die Nutzung der Interkonnektoren möglich ist, werden diese genutzt. Erst bei vollständiger Auslastung der Interkonnektoren und bei gleichzeitiger Nutzung aller erzeugungs- und nachfrageseitigen Optionen würde die SR zum Tragen kommen. In diesem Fall würde das Preissignal im Marktgebiet mit Defiziten verbleiben und lediglich nationale Anreize zur Anpassung schaffen, womit geografische Verzerrungen ausbleiben.

Umweltverträglichkeit

Die Auswirkungen der SR auf die Umweltverträglichkeit lassen sich im Rahmen dieser Studie nicht abschließend bewerten. Das zukünftige Stromsystem zeichnet sich aller Voraussicht nach durch einen hohen Anteil dargebotsabhängiger Erzeugung aus erneuerbaren Energien aus. Daher wäre eine elastische Nachfrage erstrebenswert, um die mit dem Ausbau der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien verbundenen Schwankungen der Erzeugungsleistung ausgleichen zu können. In einem Energy-only-Markt, der durch die SR nicht (bzw. nicht erheblich) gestört wird, werden – durch eine umfängliche Einbeziehung der Nachfrageseite mit den damit verbundenen Anreizen zur Erhöhung der Nachfrageflexibilität – die erforderlichen Anreize gesetzt, um auch große Anteile erneuerbarer Energien effektiv und effizient in das System integrieren zu können.

3.2.2 Versorgungssicherheitsverträge

Effektivität

Die Ermittlung des Kapazitätsbedarfs erfolgt gemäß dem angestrebten Niveau der Versorgungssicherheit. Durch die Verpflichtung gesicherte Kapazitäten bereitzustellen, sollte die Effektivität des Mechanismus auch in **funktionierenden Energy-only-Märkten** gewährleistet sein. Es bleibt jedoch die Frage nach Anreizwirkungen für Verbraucher, ihre Nachfrage in der kurzen Frist variabel zu gestalten.

Aus der Effektivitätsbewertung ist grundsätzlich sowohl die Einführung aus **europäischer als auch aus nationaler Versorgungssicherheitsperspektive** möglich. Einschränkend gilt jedoch, dass ohne entsprechende Kapazitätsmärkte in anderen Ländern der VSV-Ansatz ggf. nur zu einer Verlagerung von Kapazitäten nach Deutschland führt. Damit wäre es möglich, dass zwar das angestrebte Niveau der Versorgungssicherheit bei nationaler Sichtweise erreicht und somit mehr gesicherte Leistung in Deutschland lokalisiert wäre als mit einem Energy-only-Markt, sich aber ggf. das Gesamt-Versorgungssicherheitsniveau des europäischen Stromverbundes nicht gegenüber einem Energy-only-Markt erhöhen würde.

Ob der vorgeschlagene Ansatz einem umfassenden Kapazitätsmarkt entspricht, kann an dieser Stelle nicht abschließend bewertet werden. Da Bestandsanlagen und Neuanlagen ggf. unterschiedliche Mindest- und Höchstpreise sowie unterschiedliche Vergütungszeiträume haben, gibt es zumindest partielle Elemente. Ob diese die Effektivität beeinflussen, hängt von der detaillierten Ausgestaltung ab.

Effizienz

Theoretisch könnten mit einem idealen umfassenden Kapazitätsmarkt die gleiche Allokation realisiert werden, wie mit einem theoretisch effizient funktionierenden Energy-only-Markt. Jedoch können aus verschiedenen Gründen Effizienzverluste auftreten.

So resultieren bereits aus der Festlegung des angestrebten Niveaus der Versorgungssicherheit tendenziell Effizienzverluste gegenüber der theoretisch effizienten Lösung im Rahmen eines funktionierenden Energy-only-Marktes, da das Niveau der Versorgungssicherheit (wie bei der strategischen Reserve) exogen vorgegeben wird. Zudem hängt die Effizienz des VSV-Vorschlags von den Details der Ausgestaltung ab. Die bereits beschriebenen Tendenzen zur Einführung von partiellen Designelementen können neben der Effektivität auch die Effizienz beeinträchtigen.

Beispielsweise wird aufgrund von Marktmachtbedenken von Bestandsanlagen ein administrativ festgelegter Maximalpreis von null Euro vorgeschlagen. Dadurch hätten Bestandsanlagen ein Preisrisiko, da bei ausreichend Kapazität auch ein Preis von 0 €/MW ein Marktergebnis sein könnte. Dieses Risiko kann dazu führen, dass sie nicht an der Auktion teilnehmen, sondern frühzeitig stillgelegt würden (siehe Diskussion in EWI, 2012, S. 66f).

Zudem könnte es aufgrund der langen Vorlaufzeit und der vordefinierten Ausschreibungsmengen in den verschiedenen Auktionen, in Kombination mit näher zu spezifizierenden Präqualifikationskriterien, leicht zu einer Einschränkung des Lösungsraums und somit zu Effizienzverlusten gegenüber einer theoretisch effizienten Lösung kommen. Herausforderungen bestehen beispielsweise bei der Ausschreibung wegen der nötigen langfristigen Planungssicherheit für Neukraftwerke, der mittelfristigen Planbarkeit von Bestandsanlagen und der kurzfristigen Planbarkeit von Lastmanagementpotenzialen. Lastmanagement würde im diskutierten Ansatz tendenziell nur mit Einschränkungen in die VSV-Kapazitätsauktionen einbezogen bzw. angereizt und zudem durch die Gewichtung bzw. Aufteilung der Gesamtkapazität auf die Auktionsrunden begrenzt.

Weiterhin ist offen, inwieweit neue Markteintritte am Energy-only-Markt ohne Teilnahme an der VSV-Auktion möglich sind. Die Teilnahme zur VSV-Auktion ist nur möglich, wenn die Präqualifikation eine Eignung nachweist. Ob neue Marktteilnehmer mit innovativen Ideen vom Strommarkt ausgeschlossen werden, ist hingegen nicht klar. Dürften beispielsweise Lastmanagement-Maßnahmen ohne Teilnahme an der VSV-Auktion in den Strommarkt eintreten? Die Teilnehmer der VSV-Auktion könnten argumentieren, dass sie die neuen Markteintritte (und damit neue Wettbewerber) in ihre VSV-Gebotskalkulation nicht berücksichtigt haben und somit ihre Gebotskalkulation nicht mehr stimmt. Um somit ein konsistentes System zu schaffen, müssten stringente Regeln für Markteintritte bestehen. Hierdurch besteht die Gefahr technologischer Lock-in Effekte, insbesondere, wenn die Kriterien für die Teilnahme und die Auktionszeiträume für bestimmte Technologien unpassend sind.

Ein Extremfall wird in EWI (2012) quantifiziert, in dem Gasturbinen die einzige mögliche Lösung bilden. Dies hätte zur Folge, dass der höchstmögliche Preis am Großhandelsmarkt für Strom den Grenzkosten einer Gasturbine entspricht. Diese kämen jedoch u.a. aufgrund des europäischen Binnenmarktes nur in wenig Stunden zum Einsatz.

Wenn Preisspitzen im Strommarkt umgelegt bzw. vermieden werden, bleibt die Nachfrage tendenziell unelastisch. Die möglichen Einsatzzeiten der Lastmanagement-Maßnahmen am Strommarkt wären aufgrund des niedrigeren Strompreislevels und der geringeren Preisvolatilität im Verhältnis zum Energy-only-Markt vermutlich geringer, da stets genügend Gasturbinen zur Verfügung stünden, welche einen höheren Verfügbarkeitsfaktor in der Kapazitätsauktion und ggf. niedrigere Einsatzpreise am Strommarkt hätten als DSM-Maßnahmen. Das hieße jedoch nicht, dass DSM-Maßnahmen grundsätzlich weniger geeignet wären, sondern nur, dass es eine mögliche Verzerrung durch die Präqualifikation und die geänderten Strompreise gäbe.

Gegenüber der theoretisch effizienten Lösung im Rahmen eines funktionierenden Energy-only-Marktes bestehen – aufgrund der verschiedenen dargestellten Wirkungszusammenhänge bei der praktischen Ausgestaltung der VSV – erhebliche Effizienz-Risiken. Die Bewertung der Effizienz der VSV bei **europäischer und nationaler Sichtweise** entspricht sich weitestgehend. In der Tendenz sind die Effizienzverluste bei nationaler Sichtweise jedoch höher als bei europäischer Sichtweise, da bei der nationalen Sichtweise tendenziell ein höherer Kapazitätsbedarf zu erwarten ist.

Ordnungspolitische Bewertung, Regulierungsrisiken, Verteilungswirkungen, Wettbewerbsverzerrungen

Der VSV-Ansatz zeichnet sich durch eine Vielzahl von zu gestaltenden Parametern mit großen Verteilungswirkungen und Regulierungsrisiken aus. Letztendlich bedeutet die Feinjustierung des Regulierungseingriffs, dass aus einer Vielzahl von Optionen in einer großen Anzahl von zu definierenden Stellschrauben abgewogen werden muss. Demzufolge ist eine suboptimale Festlegung durch die zentrale Instanz sehr wahrscheinlich (z.B. bei Einflussnahmen von Interessenvertretern), was Effizienzverluste und zwangsläufig einen Nachjustierungsbedarf nach sich zieht. Dies führt zum typischen Regulierungsdilemma.

Zu dieser Thematik schreiben Cramton und Ockenfels (2011, S. 2f): „[...] Es gibt eine lange Geschichte von fehlerhaften Kapazitätsmarkt-Designs, die große Ineffizienzen und Kosten zur Folge haben. Diese Fehler sind auf theoretischer Ebene gut verstanden, so dass Politik und Verwaltung sie vermeiden könnten, aber oft scheinen Politik und Verwaltung von politischen Kräften geleitet zu sein, die sie der Gefahr aussetzen, fehlerhafte Ansätze einzuführen.“ (Übersetzung des Verfassers)⁸

⁸ Im Original: “[...] there is a long history of flawed capacity market designs, resulting in large inefficiencies and costs. These flaws are well-understood theoretically, so policy makers and administrators can avoid them, but often policy makers and administrators appear guided by political forces that are vulnerable to the adoption of flawed approaches.”

EWI (2012) diskutiert sehr transparent die Komplexität der Berücksichtigung von Bestandsanlagen und der Einführung von Mindest- und Maximalpreisen sowohl in der Kapazitätsauktion als auch auf dem Strommarkt, sowie unterschiedliche Vergütungszeiträume. Hierbei wird darauf hingewiesen, dass es zu Ineffizienzen als auch zu unsicheren Verteilungswirkungen kommen kann.

Aufgrund einer volkswirtschaftlich signifikanten Summe der Kapazitätsszahlungen besteht die Gefahr, dass – im Zuge der Ausgestaltung – Verteilungsaspekte gegenüber Effektivitäts- und Effizienzaspekten an Bedeutung gewinnen. In EWI (2012, S.61) wird beschrieben, dass die Differenz zwischen Kapazitätsszahlungen und Barausgleich im langfristigen Gleichgewicht genau den fehlenden Deckungsbeiträgen der letzten benötigten Einheit entsprechen müsste. Die Modellierungsergebnisse deuten darauf hin, dass es insb. im Rahmen der nationalen Sichtweise zu Investitionen in Gasturbinen kommt, die marktgetrieben nicht eingesetzt werden. In diesem Fall entsprechen die fehlenden Deckungsbeiträge exakt den annuitätischen Kosten einer Gasturbine. Da die Studie keine Angaben zum Auktionsvolumen macht, werden die gleichen Annahmen wie für die obige Berechnung im r2b-Beispiel herangezogen, welche eine Bandbreite der annuitätischen Vollkosten (Investition-, Wartung- und Personalkosten) von ca. 47-61 €/kW haben. Wenn die errechnete installierte Leistung der konventionellen Kraftwerke von 95 GW in 2020 zu diesem erwarteten Auktionsergebnis bewertet würden, müssten die Auktion im langfristigen Gleichgewicht ein Volumen in der Bandbreite von 4,5 bis 5,8 Mrd. € pro Jahr entsprechen.

So entstehen nicht unerhebliche Verteilungsrisiken beispielsweise hinsichtlich der Verbraucherbelastungen durch die Kapazitätsumlage. Die grundlegende Argumentation für die Einführung von umfassenden Kapazitätsmärkten ist, dass Versorgungssicherheit bei unelastischer Nachfrage ein öffentliches Gut sei (EWI, 2012, S.56).⁹ Nun besteht beispielsweise die Möglichkeit, dass die Industrieverbraucher, die von dieser Annahme abweichen und preiselastisch sind, zu bedenken geben, dass sie grundsätzlich auf Preise reagieren wollen, jedoch dies innerhalb der definierten Rahmenbedingungen der Präqualifikation nicht anbieten konnten. In diesem Fall ist ggf. eine Erleichterung der Kostenbelastung angemessen. Dies hätte zur Folge, dass sich Haushaltskunden einer stärkeren Belastung ausgesetzt sehen. Eine vergleichbare Regelung ist bspw. im EEG festgelegt, um die energieintensive Industrie vor untragbaren Mehrbelastungen zu schützen.

Ein weiteres Beispiel für Verteilungsrisiken wären Begehrlichkeiten hinsichtlich der Abschöpfung der Produzentenrente für Bestandsanlagen. So wurde beispielsweise im Zuge der Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke eine zusätzliche Besteuerung von Kernbrennstäben eingeführt. Hierbei besteht die Gefahr, dass die Kapazitätsszahlungen dieser Anlagen nicht mehr für deren Weiterbetrieb ausreichen und daher vorzeitig stillgelegt werden. Dies würde zu weiteren Ineffizienzen führen.

Eine wesentliche Eigenschaft des VSV-Ansatzes ist, dass er langfristig und dauerhaft angelegt ist und er langfristig stabile Rahmenbedingungen benötigt, um effektiv zu sein. Eine Rückkehr in einen Energy-only-Markt wäre vermutlich ausgeschlossen. Aufgrund der beschriebenen Regulierungsrisiken ist die Notwendigkeit einer weiteren umfangreichen Änderung des Marktdesigns wahrscheinlich.

⁹ Diese Annahme wird nicht von allen Studien geteilt, so ist in der Argumentation von r2b (2012) Versorgungssicherheit bei nicht leistungsgemessenen Verbrauchern ein Allmendegut.

Sollte in einem **funktionierenden Energy-only-Markt** eine **europäische Sichtweise** auf die Versorgungssicherheit eingenommen werden, liefert ein nationaler VSV-Ansatz keinen effektiven Beitrag zur Erhöhung der europäischen Versorgungssicherheit und ist daher auch nicht relevant. Bei europäischer Sichtweise kann daher lediglich ein koordinierter europäischer VSV-Ansatz effektiv die Versorgungssicherheit herbeiführen und eine effiziente geografische Allokation ermöglichen.

Die Einführung eines nationalen VSV-Modells in einen **funktionierenden Energy-only Markt** ist lediglich bei **nationaler Sichtweise** auf die Versorgungssicherheit eine relevante Option. In diesem Fall kommt es jedoch (ohne vergleichbare Mechanismen in den anderen europäischen Ländern) aufgrund des europäischen Strommarktes zu geografischen Verzerrungen der Kraftwerksallokation und somit der Konsumenten- und Produzentenrente. Tendenziell würden Kraftwerke in Deutschland gebaut und bezahlt, während der Strom ggf. zu kurzfristigen Grenzkosten exportiert würde.

Umweltverträglichkeit

Die Auswirkungen der VSV auf die Umweltverträglichkeit lassen sich im Rahmen dieser Studie nicht abschließend bewerten. Wie bereits beschrieben, lässt das System der VSV jedoch eine erhebliche Beeinflussung des Energy-only-Marktes, insb. bei der Flexibilisierung der Nachfrage, erwarten. Ein gut abgestimmter Auktionszeitraum mit adäquaten Präqualifikationskriterien kann grundsätzlich dazu führen, dass Lastmanagementpotenziale erschlossen werden. Diese würden jedoch tendenziell im diskutierten Ansatz nur mit Einschränkungen in die Kapazitätsauktionen (VSV) einbezogen bzw. angereizt und zudem durch die Gewichtung bzw. Aufteilung der Gesamtkapazität auf die Auktionsrunden begrenzt. Auch aufgrund fehlender Preissignale auf dem Strommarkt würden diese nicht optimal genutzt bzw. angereizt werden, da primär die kontrahierten Gasturbinen zum Einsatz kämen. Damit besteht die Gefahr, dass nicht die erforderlichen Flexibilitätsanreize gesetzt werden, um auch große Anteile erneuerbarer Energien effektiv und effizient in das System integrieren zu können.

3.2.3 Diskussion der Ergebnisse

Beide Mechanismen haben Vor- und Nachteile hinsichtlich ihrer Umsetzbarkeit. Ein wesentlicher Grund für die abweichenden Ausführungen in verschiedenen Studien sind die unterschiedlichen Annahmen bezüglich der Ausgangslage auf dem Strommarkt und der Zielsetzung der beiden Instrumente.

In diesem Abschnitt wird die Bewertung der beiden Mechanismen unter der Annahme eines funktionierenden Energy-only-Marktes für die europäische und nationale Sichtweise vergleichend diskutiert und bewertet. Im darauf Folgenden Abschnitt werden die Mechanismen unter der Annahme eines Marktversagens diskutiert. Eine abschließende Bewertung, ob Versorgungssicherheit auf nationaler oder europäischer angestrebt werden sollte, geht über den Rahmen dieser Kurzstudie hinaus.

Effektivität

Bei geeigneter Ausgestaltung sind grundsätzlich beide Mechanismen dazu in der Lage, die direkten Versorgungssicherheitsziele zu erreichen. Beim VSV-Ansatz mit einem nationalen Versorgungssicherheitsziel wäre es jedoch möglich, dass zwar das angestrebte Niveau der Versorgungssicherheit bei nationaler Sichtweise erreicht und somit mehr gesicherte Leistung in Deutschland lokalisiert wäre als mit einem Energy-only-Markt, sich aber ggf. das Gesamt-Versorgungssicherheitsniveau des europäischen Stromverbundes nicht gegenüber einem Energy-only-Markt erhöhen würde. Dieser Effekt könnte auftreten, wenn ein VSV-Markt in Deutschland ohne entsprechende Kapazitätsmärkte in anderen Ländern eingeführt würde. Die Folge wäre eine Verlagerung von Kapazitäten nach Deutschland.

Die SR ist sowohl bei nationaler als auch bei europäischer Perspektive effektiv. Jedoch steigt der mögliche Kapazitätsbedarf tendenziell bei nationaler Sichtweise. Diese Aussage gilt jedoch für beide Mechanismen. Eine europäisch koordinierte Sicherung der Versorgung führt tendenziell zu einem geringeren Bedarf an gesicherter Leistung als die jeweilige nationale Absicherung der Versorgungssicherheit.

Deutlich wird in allen vorgestellten Studien, dass für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit sowohl angebots- als auch nachfrageseitige Maßnahmen angereizt werden sollten. Bei geeigneter Ausgestaltung sind grundsätzlich beide Mechanismen dazu in der Lage. Die SR bezieht zwangsläufig den gesamten Markt ein, solange der Ausübungspreis ausreichend hoch gesetzt ist. Beim VSV-Ansatz hängt der Umfang der Einbindung der Nachfrageseite von der konkreten Ausgestaltung und den gesetzten Parametern ab.

Effizienz

Bei der SR mit europäischer Sichtweise bestehen systematisch geringe Effizienzverluste gegenüber der theoretisch effizienten Lösung im Rahmen eines funktionierenden Energy-only-Marktes, jedoch auch geringe Effizienzrisiken. Die Effizienzverluste bei der SR sind bei nationaler Sichtweise tendenziell höher als bei europäischer Sichtweise, da potenziell eine höhere zusätzliche Kraftwerksleistung für die SR erforderlich ist. Die Höhe der zusätzlichen Effizienzverluste bei nationaler Sichtweise hängt von verschiedenen Rahmenbedingungen und Entwicklung der Nachfrageelastizität ab. Diese zusätzlichen Ineffizienzen ergeben sich jedoch nicht durch die strategische Reserve an sich, sondern durch die zusätzliche Aufnahme des Ziels einer nationalen Autarkie, zu deren Aufrechterhaltung ggf. eine größere strategische Reserve erforderlich ist. In einem Energy-only-Markt, der mit den diskutierten Vorschlägen der SR nicht (bzw. nicht erheblich) beeinflusst wird, ist eine umfängliche Einbeziehung der der Angebots- und Nachfrageseite gegeben.

Beim VSV-Ansatz bestehen gegenüber der theoretisch effizienten Lösung im Rahmen eines funktionierenden Energy-only-Marktes – aufgrund der verschiedenen Wirkungszusammenhänge bei der praktischen Ausgestaltung der VSV-Auktion – erhebliche Risiken für Ineffizienzen. Durch die Präqualifikation und die langen Auktionszeiträume schließt der VSV-Ansatz potenziell einige Optionen, insb. auf der Nachfrageseite aus, wodurch es zu Ineffizienzen bei Investitionsentscheidungen und schließlich im Marktgeschehen kommen könnte. Darüber hinaus werden Preisspitzen vermindert

(aufgrund der tendenziell größeren Kraftwerksleistung gegenüber einer theoretisch effizienten Lösung im Rahmen eines funktionierenden Energy-only-Marktes), wodurch die Anreize zur Ausweitung der Nachfrageelastizität reduziert werden könnten. Der VSV-Ansatz ist verhältnismäßig regulierungsintensiv, da eine beachtliche Zahl von Ausgestaltungsdetails gegeneinander abgewogen werden müssen. Hierdurch können weitere Ineffizienzen entstehen. In der Tendenz sind im VSV-Ansatz, wie auch bei der SR, die Effizienzverluste bei der nationalen Sichtweise höher als bei der europäischen.

Es ist nicht zu erwarten, dass die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten der VSV-Lösung niedriger sind als bei der SR, da insgesamt ein System mit mehr Erzeugungskapazitäten und somit höheren Kosten resultiert. Der Grund dafür sind die unterschiedlichen spezifischen Planungszeiten für DSM-Maßnahmen und Bestandsanlagen im Vergleich zu Neuanlagen, die zusammen mit den Aufteilungen der Auktionsmengen auf die verschiedenen Auktionsrunden potenziell zu Effizienzverlusten führen. Ebenso ist nicht zu erwarten, dass das System für den Endkunden kostengünstiger als die SR würde, da die Kapazitätzahlungen zusätzlich zu den Großhandelspreisen des Strommarktes auf die Verbraucher umgelegt werden.

Beim Vergleich zwischen den beiden SR-Ansätzen stehen den niedrigeren Kosten des Consentec-Ansatzes ggf. höhere Großhandelspreise des Strommarktes entgegen, da unter Umständen Bestandsanlagen frühzeitiger aus dem Strommarkt genommen werden könnten. Die detaillierte Ausgestaltung der SR-Ansätze sollte ggf. weiter untersucht und abgewogen werden. In beiden Fällen steht jedoch eine effektive und weitgehend effiziente Versicherung mit verhältnismäßig geringen Zusatzkosten zur Verfügung.

Ordnungspolitische Bewertung, Regulierungsrisiken, Verteilungswirkungen, Wettbewerbsverzerrungen

Damit der VSV-Ansatz möglichst effizient wirken kann, sind langfristig stabile politische Rahmenbedingungen erforderlich. Jedoch bestehen im VSV-Ansatz aufgrund der Komplexität des Markt- und Regulierungsdesign erhebliche Regulierungsrisiken, welche ein Auftreten von Ineffizienzen recht wahrscheinlich macht. Hinzu kommt, dass es bisher keine Erfahrungen von solch komplexen Kapazitätsmechanismen in dezentralen Märkten gibt, sondern lediglich in Pool-Märkten, wie z.B. im Nordosten der USA (Frontier Economics, 2011). Dieser Umstand allein macht eine zeitnahe Nachjustierung wahrscheinlich.¹⁰ Darüber hinaus besteht die Gefahr, dass im Zuge der Ausgestaltung

¹⁰ In Bezug auf das passende Marktdesign bei Kapazitätsmärkten schreiben Cramton und Ockenfels (2011, S. 3): Es ist wünschenswert, diese Angelegenheiten ausführlich zu adressieren, bevor ein Kapazitätsmarkt eingeführt wird. Kein Kapazitätsmarkt funktioniert, wenn Hindernisse für langfristige Investitionen bestehen wie politische Unsicherheiten und regulatorische Unvollkommenheiten, die eine unzureichende Umsetzung nach sich ziehen, unzureichende Entwicklung von regionalen und Echtzeit-Preisen, etc. (Übersetzung des Verfassers)

Im Original: "It is desirable to firmly address these issues before a capacity market is adopted. No capacity market can function well if there are impediments to long-term investment, such as political uncertainties, regulatory imperfections, causing poor implementation, insufficient development of locational and real-time pricing, etc."

aufgrund einer volkswirtschaftlich signifikanten Summe der Kapazitätsszahlungen Verteilungsaspekte gegenüber Effektivitäts- und Effizienzaspekte an Bedeutung gewinnen.

Die SR kann in dezentralen Märkten eingeführt und wieder abgebaut werden, ohne das Marktdesign anpassen zu müssen (Süßenbacher et al., 2011; deVries, 2004). Die ordnungspolitischen Risiken sind daher kleiner. Zudem ist eine Erweiterung zu einem europäischen Mechanismus problemlos möglich. Die Regulierungsrisiken liegen bei der SR nicht in der Komplexität der Ausgestaltung, sondern in der – grundsätzlich bei allen Kapazitätsmechanismen bestehenden – Möglichkeit der politischen Einflussnahme bei der Festlegung zentraler Instrumenteneigenschaften. So könnte es politisch schwierig werden, einen hohen Ausübungspreis für die SR durchzuhalten, da Verbraucher einen hohen Strompreis zahlen müssten, während ungenutzte Kraftwerkskapazität der SR zu niedrigeren Preisen Strom erzeugen könnte. Daher wird vom EWI (2012) befürchtet, dass ein hoher Ausübungspreis politisch nicht langfristig glaubwürdig durchgehalten werden könnte. In diesem Fall würde ein erodierender Ausübungspreis die Anreizwirkung für Neuinvestitionen abschwächen, was zu mangelnden Neuinvestitionen und tendenziell zu einem höheren Bedarf an SR und somit zu einem Verlust an Effektivität und Effizienz führen könnte. Im Umkehrschluss lässt sich die Handlungsempfehlung ableiten, die politische Glaubwürdigkeit in diesem System zu signalisieren, da sie eine zentrale Bedeutung hat, um die Funktionsweise des Energy-only-Marktes zu gewährleisten. Dabei könnte sich der Regulierungsbedarf, z.B. zur Verringerung von Marktmacht bzw. Erhöhung des Wettbewerbs erhöhen, da ein erhöhter Anreiz zum Ausnutzen von Preisspitzen besteht.

Die Abwägung zwischen **nationaler und europäischer Versorgungssicherheit** bleibt bestehen. In diesem Kontext sagt Haucap (2012, S. 24): „Wir sollten nicht auf deutscher Ebene entscheiden. Wir sehen ein Zusammenwachsen der Märkte. Hier wäre weniger die Bundesregierung als vielmehr die Europäische Kommission gefordert. Es wäre also darüber nachzudenken, ob wir nicht eine europäische strategische Reserve brauchen. Häufig haben wir gar keine gesamteuropäische Spitzenlastzeiten. Wenn wir in Deutschland eine Spitzenlast haben, besteht die in Frankreich möglicherweise gerade nicht.“ Eine europäische Koordination hätte demnach erhebliche Effizienzgewinne zur Folge.

In einem integrierten europäischen Binnenmarkt für Strom führt die Einführung von Kapazitätsmärkten in einzelnen Staaten zu Marktverzerrungen. Ein umfassender Kapazitätsmarkt sollte deshalb bei Bedarf ausschließlich auf europäischer Ebene eingeführt werden (siehe auch DICE 2011). Zudem nennt die EU im Zuge des Binnenmarktpaketes die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit als ein explizites Ziel des EU-Binnenmarktes. So hat die Europäische Union bereits ein mögliches Ausschreibungsverfahren für Kapazitätsmechanismen im Engpassfall vorgeschlagen (RL 2009/72/EG, Artikel 8). Die SR ist grundsätzlich in Einklang mit dem EU Binnenmarkt und kann problemlos koordiniert oder in nationalen Alleingängen implementiert werden (Süßenbacher et al., 2011).

Im Zuge der ordnungspolitischen Risikobewertung ist zudem von zentraler Bedeutung, dass die SR bei mangelndem Bedarf oder bei unzureichender Funktionsweise langfristig wieder rückgängig gemacht werden kann. Dem gegenüber ist eine wesentliche Eigenschaft des VSV-Ansatzes, dass er langfristig und dauerhaft angelegt ist und langfristig stabile Rahmenbedingungen benötigt, um effektiv zu sein. Eine Rückkehr in einen Energy-only-Markt wäre vermutlich ausgeschlossen und die

Notwendigkeit einer weiteren umfangreichen Änderung des Marktdesigns ist aufgrund der beschriebenen Regulierungsrisiken wahrscheinlich. Daher sollte die Faktenlage zur Notwendigkeit hinreichend geklärt sein, bevor ein derart tiefer und irreversibler Regulierungseingriff erfolgt.

Umweltverträglichkeit

Für die Integration der erneuerbaren Energien im Rahmen der langfristigen Ziele ist eine elastische Nachfrage erstrebenswert. Lastmanagement ist langfristig nicht nur für die Verringerung der Bedarfsspitzen erforderlich, sondern ebenso für die Anpassung des Verbrauchs an Erzeugungsspitzen aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien.

In einem Energy-only-Markt, der durch die SR nicht (bzw. nicht erheblich) gestört wird, werden – durch eine umfängliche Einbeziehung der Nachfrageseite mit den damit verbundenen Anreizen zur Erhöhung der Nachfrageflexibilität – die erforderlichen Anreize gesetzt, um auch große Anteile erneuerbarer Energien effektiv und effizient in das System integrieren zu können.

Wie oben beschrieben, lässt der VSV-Ansatz eine erhebliche Beeinflussung des Energy-only-Marktes, insb. bei der Flexibilisierung der Nachfrage, erwarten. Damit besteht die Gefahr, dass nicht die erforderlichen Flexibilitätsanreize gesetzt werden, um auch große Anteile erneuerbarer Energien effektiv und effizient in das System integrieren zu können.

Bewertungsmatrix bei funktionierenden Energy-only-Märkten

	Strategische Reserve	Versorgungssicherheitsverträge
Effektivität		
- Versorgungssicherheit	gewährleistet	gewährleistet
Effizienz		
- Effizienzverluste (ggü. theor. Optimum)	gering	gering
- Risiko ineffizienter Ausgestaltung	gering	hoch
Ordnungspolitische Bewertung		
- Eingriffsintensität	gering	sehr hoch
- Regulierungsrisiken	gering	sehr hoch
- Verteilungseffekte	gering	hoch
- Reversibilität	gegeben	nicht gegeben
Umweltverträglichkeit		
- Flexibilitätsanreize	gewährleistet	unsicher

3.3 Bewertung der Vorschläge bei nichtfunktionierenden Energy-only-Märkten

Für die Annahme eines Marktversagens des Energy-only-Marktes kann im Rahmen dieser Studie keine Bewertung der beiden Vorschläge durchgeführt werden. Hierfür wäre es wichtig zu wissen, was die Ursachen für das angenommene Marktversagen sind, ob diese Ursachen behoben werden können und ob langfristig eine nationale oder europäische Sichtweise zur Versorgungssicherheit angestrebt wird.

Grundsätzlich sind zwei zentrale Lösungsstrategien möglich:

1. Ursachen beheben (z. B. durch die Vergrößerung der Nachfrageelastizität) statt Symptome behandeln (Einführung von Kapazitätsmechanismen, um z.B. Kapazitätsszahlungen für fehlende Deckungsbeiträge für den Bau neuer Kraftwerke)
2. Einführung von Kapazitätsmechanismen, falls ein Marktversagen zu erwarten ist und dessen Ursachen langfristig nicht behoben werden können.

Wenn möglich sollten die Ursachen für ein zu erwartendes Marktversagen behoben werden, um die Effizienz- und Innovationsvorteile des Energy-only-Marktes nutzen zu können. Falls Kapazitätsmechanismen erforderlich wären, weil sich die Ursachen für ein zu erwartendes Marktversagen nicht beheben lassen, ist zu prüfen, welcher Kapazitätsmechanismus am besten geeignet, insb. unter Berücksichtigung der Preisbildung im europäischen Binnenmarkt für Strom mit (zumindest teilweise) elastischer Nachfrage. Mögliche Optionen sind dann bspw.:

- Umfassender Kapazitätsmarkt, z.B. VSV-Ansatz (als Kapazitätssvorgabe)
- SR (als Ersatz fehlender Nachfrageelastizität, siehe 2.2)

Da der Aufbau einer SR relativ zügig möglich ist, könnte sie bei einem Bedarf für die Einführung von umfassenden Kapazitätsmärkten gegebenenfalls auch den erforderlichen zeitlichen Vorlauf bis zum Aufbau eines umfassenden Kapazitätsmarktes überbrücken.

Sollten die Ursachen des angenommenen Marktversagens die Einführung eines Kapazitätsmarktes unausweichlich machen, sollten die Parameter so festgelegt werden, dass Effizienz- und Regulierungsrisiken minimiert werden. Wenn jedoch die Ursache des Marktversagens eine mangelnde politische Glaubwürdigkeit sein sollte, so dass wiederholte Regulierungsanpassungen antizipiert werden, wird auch ein umfassender Kapazitätsmarkt keine Abhilfe schaffen, bzw. zu erheblichen Ineffizienzen durch Risikoaufschläge führen.

4 Diskussion eines möglichen Versagens des Energy-only-Marktes

Die Annahme über ein mögliches Versagen des Energy-only-Marktes beeinflusst die Auswahl eines effizienten Lösungsansatzes. Das Konzept der strategischen Reserve (SR) dient als Versicherungslösung für einen zumindest in der mittleren Frist funktionierenden Energy-only-Markt. Im Fall eines Marktversagens könnte ein umfassender Kapazitätsmarkt notwendig werden, um ein angemessenes Niveau der Versorgungssicherheit effizient zu gewährleisten. Aus diesem Grund wird in diesem Abschnitt, auf Basis der vorliegenden Studien und des derzeitigen Kenntnisstandes, die Frage diskutiert, ob der Energy-only-Markt funktioniert und inwiefern Anzeichen eines möglichen Marktversagens vorliegen, also die strukturellen Investitionsanreize nicht ausreichen, um Angebot und Nachfrage auf dem Strommarkt zu jedem Zeitpunkt ausgleichen zu können.

Versorgungssicherheit und Energy-only-Märkte

Da das Gut Strom nicht in wesentlichen Größenordnungen wirtschaftlich speicherbar ist, müssen Erzeugung und Verbrauch stets im Gleichgewicht sein. Versorgungssicherheit für den Strommarkt bedeutet, dass sich Angebot und Nachfrage stets entsprechen müssen. Dies hat zur Folge, dass zu jedem Zeitpunkt ein Marktpreis existiert (r2b, 2011). Das Ausbleiben eines Schnittpunktes von Angebot und Nachfrage aus strukturellen Gründen kann auf ein Versagen des Marktes hindeuten, bei dem unfreiwillige Rationierungen erforderlich wären. Dies darf nicht mit der Wirkung von kurzfristigen Schocks, z.B. eines Kernenergieausstiegs, verwechselt werden. Wie bereits erwähnt, schreiben r2b (2011), dass es bei einer vollständigen Preiselastizität der Angebots- oder der Nachfragekurve Versorgungssicherheit garantiert wäre. In der Realität gibt es jedoch unter anderem aufgrund der nicht vollkommenen Preiselastizität, aber auch aus anderen Gründen, wie z.B. Netzproblemen, grundsätzlich keine hundertprozentige Versorgungssicherheit. Dies gilt für alle Formen des Marktdesigns. In der Praxis kann nur ein bestimmtes Niveau der Versorgungssicherheit erreicht werden, welches durch die Elastizität des Angebotes und der Nachfrage beeinflusst wird. Da sowohl das Angebot als auch die Nachfrage sich kurz-, mittel- und langfristig aufgrund von Preissignalen verändern, ist hierzu eine dynamische Betrachtung erforderlich.

Auf Grundlage der ökonomischen Theorie lassen sich mögliche Ursachen für das Versagen von Energy-only-Märkten herleiten¹¹, z.B. fehlende bzw. zu geringe kurzfristige Elastizitäten auf der Angebots- und Nachfrageseite. Tatsächlich sind weder die Angebots- noch die Nachfrageseite in der kurzen Frist vollkommen elastisch¹². Im Gegenteil, die mangelnde Elastizität der Nachfrage in der kurzen Frist wird häufig als eine der wesentlichen Grundannahmen von Strommärkten bezeichnet, da ein großer Teil der Verbraucher aufgrund von fehlenden technischen Voraussetzungen und ökonomischen Anreizen nicht auf Großhandelspreissignale reagieren. r2b (2011) und Cramton/Ockenfels (2011) nennen die Annahme, dass Versorgungssicherheit ein öffentliches Gut sei, als eine vielfach verwendete Begründung für Marktversagen. Selbst bei unelastischer Nachfrage handelt es sich jedoch nach r2b (2012) nicht um ein öffentliches Gut, sondern um ein Allmendegut, da keine Nicht-Rivalität im Konsum gegeben ist. Diese Unterscheidung sollte bei der Bewertung der Angemessenheit von erheblichen Markteingriffen berücksichtigt werden.

Ohne Kapazitätsmärkte spielen vor allem die Preissignale des Strommarktes eine entscheidende Rolle. Während beispielsweise negative Preise signalisieren, dass Flexibilität benötigt werden (Nicolosi, 2010), signalisieren positive Preisspitzen den Bedarf für zusätzliche Erzeugungskapazität. In der akademischen Literatur wird als verbrauchsseitiges Marktsignal in der Regel der VOLL-Preis (in der Literatur üblicherweise mit 10.000 EUR/MWh angenommen) vorgeschlagen, welcher zur Markträumung führen und gleichzeitig Neuinvestitionen anreizen sollte (siehe z.B. Stoft, 2002).

Elastizität der Nachfrage

Die Elastizität der Nachfrage ist keine feste Größe, sondern sie kann sich in Zukunft aufgrund von Marktanreizen in Form von Preissignalen erhöhen. Bereits heute sind einige Großverbraucher am Spot- und Regelleistungsmarkt aktiv (EWI 2012). Dies zeigt, dass ein Teil der vorhandenen Lastmanagementpotentiale bereits als Nachfrageelastizität aktiviert ist. In diesem Bereich gibt es darüber hinaus derzeit rasante technologische und regulatorische Entwicklungen. So nennen Cramton/Ockenfels (2011) und Consentec (2012) die Ausweitung von Lastmanagement-Maßnahmen, Smart Meter, Smart Grids und die Verbreitung von Elektroautos als Hoffnung für die Flexibilisierung der Nachfrage.¹³ Als kurzfristig erschließbares Potenzial identifizieren r2b (2011), Consentec (2012)

¹¹ In der ökonomischen Theorie kann Marktversagen aus verschiedenen weiteren Gründen bestehen, wie bspw. externe Effekte, natürliche Monopole, Informationsasymmetrien und das Vorliegen öffentlicher Güter. Die Funktionsfähigkeit von Märkten wird im Rahmen dieser Analyse auf die zentrale Frage eines effizienten Niveaus der Versorgungssicherheit beschränkt. Ein effizientes Niveau der Versorgungssicherheit ist dann gegeben, wenn ein Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage mit einer ausreichend hohen Wahrscheinlichkeit gewährleistet ist.

¹² Vollkommene Preiselastizität bedeutet, dass die Nachfrage über den gesamten Lastbereich auf Preissignale reagiert.

¹³ Cramton und Ockenfels (2011, S. 4): Der Bedarf für einen Kapazitätsmarkt ist teilweise reduziert, wenn die Störungen auf der Nachfrageseite durch neue Technologien und verbessertes Marktdesign adressiert werden. Die Zukunft von Lastmanagement wird mit jedem Jahr strahlender, weil sich die Technologien für Smart Metering und Smart Grid rapide fortentwickeln. Diese Entwicklung wird sich voraussichtlich beschleunigen, wenn Konsumenten

und EWI (2012) die Verbraucher, die bereits über eine Leistungsmessung verfügen. Sowohl r2b (2012) als auch Consentec (2012) errechnen auf Basis des BNetzA-Monitoringberichtes, dass mindestens 30 GW der deutschen Nachfrage leistungsgemessen sind. EWI (2012) nennt ein technisch erschließbares Potential von 12,5 bis 14 GW für kritische Stunden der Jahreshöchstlast an Winterabenden. Die Vorlaufzeit zur Bereitstellung nachfrageseitiger Flexibilitäten wird von Consentec (2012) mit wenigen Wochen angegeben. r2b (2011) nennt beispielhaft die neue Ausgestaltung von Vertragsbedingungen als eine kurzfristige Möglichkeit die Flexibilität der Nachfrage zu erhöhen.

Elastizität des Angebotes

Die Angebotsseite ist ebenfalls kurzfristig nicht vollkommen elastisch, da die Errichtung neuer Kapazitäten je nach Technologie einen gewissen zeitlichen Vorlauf erfordert. Angebotsseitig wird mit einer zunehmenden Nutzung der Direktvermarktung für erneuerbare Energien zumindest ein Teil der vorherigen out-of-market Einspeisung Preissignalen ausgesetzt.¹⁴ Zudem steigt bei stärkeren Knappheiten die Attraktivität für die Erschließung zusätzlicher Kapazitäten, so dass auch andere vorhandene Optionen wie z. B. Notstromaggregate am Markt aktiviert werden können.

Als Begründung für den dargestellten Handlungsbedarf führen BET (2011), Consentec (2012) und EWI (2012) Modellierungsergebnisse an. Auf Basis der Quantifizierungen kommen sie zu der Annahme, dass zukünftig die finanziellen Anreize nicht ausreichen, um ausreichend Kraftwerksinvestitionen oder den Betrieb von einigen Bestandskraftwerken zu gewährleisten. Diesbezüglich besteht jedoch in methodischer Hinsicht Diskussionsbedarf. Sowohl in BET (2011) als auch in EWI (2012) wird den Modellen ein Kapazitätsziel vorgegeben. Als Folge wird ein signifikanter Anteil an Gasturbinen zugebaut, da diese die günstigste Erzeugungstechnologie im Modell darstellt

auf Elektrofahrzeuge umsteigen, was zu einer großen Anzahl von elektrischen Speichern führt, wenn diese Fahrzeuge an das Netz angeschlossen werden. (Übersetzung des Verfassers)

Im Original: "The need for a capacity market is partly reduced as the current demand-side flaws are addressed by new technology and improved electricity market designs. And the future of demand response is becoming brighter with each year as smart metering and smart grid solutions are rapidly developing. This development is likely to accelerate as consumers shift to electric cars, which will introduce a vast array of electric storage when cars are plugged into the grid."

¹⁴ Hinsichtlich der Förderung erneuerbarer Energien schreiben Cramton und Ockenfels (2011, S. 3): "[...] der deutsche Markt ist Herausforderungen durch die Integration erneuerbarer Energien ausgesetzt, die momentan außerhalb des Marktes durch eine Sammlung von Subventionen unterstützt werden, die zum größten Teil nicht mit einem effizienten Kapazitätsmarkt vereinbar sind." (Übersetzung des Verfassers)

Original: "[...] the German market faces challenges with market integration of renewable resources that are currently out-of-market and supported by a collection of subsidies that are largely inconsistent with an efficient capacity market."

um diese Kapazitätsbedingung zu erfüllen.¹⁵ Anschließend werden diese Kapazitäten auf Basis von kurzfristigen Grenzkostenpreisen¹⁶ bewertet, ohne dass in den Modellen Optionen (wie z.B. Lastmanagement) zur Verfügung stehen, welche eine Preissetzung oberhalb der variablen Kosten des zuletzt eingesetzten Kraftwerks zulässt. Dass bei kurzfristigen Grenzkostenpreisen eine Deckungslücke auftritt, ist in der energieökonomischen Literatur vielfach diskutiert. Aus diesem Grund ist die Aussagekraft der dargelegten Quantifizierungen idealerweise für die Ermittlung des Bedarfs an Spitzenlastkraftwerken oder Lastmanagement nutzbar und weniger für die Fragestellung einer Finanzierungslücke bzw. eines Bedarfs für Kapazitätsmechanismen. In Consentec (2012) werden die Deckungsbeiträge von Bestandskraftwerken ebenfalls auf Basis von kurzfristigen Grenzkosten die Erzeugungskapazitäten bewertet, um zu ermitteln, ob sie bei unzureichender Kapitalkostendeckung stillgelegt werden könnten. Jedoch diskutieren Consentec (2012) und EWI (2012) die Möglichkeit, dass der Grenznutzen der Nachfrage die Preise setzen kann, was dann zu höheren Deckungsbeiträgen führen würde. In der energieökonomischen Literatur ist dies im Extremfall der VOLL-Preis, welcher die Kraftwerksinvestitionen refinanziert. Aus den hier dargestellten Gründen wird in diesem Kurzgutachten davon abgeraten die vorliegenden Quantifizierungen zu fehlenden Deckungsbeiträgen als Beleg für ein Marktversagen zu betrachten.

Cramton/Ockenfels (2011) nennen als eine theoretische Begründung für das potenzielle Versagen des Energy-only-Marktes, dass Spotpreise in Zeiten ausreichender Kapazitäten nicht hoch genug sind, um Investitionen anzureizen. Dieser fundamentale Zusammenhang ist grundsätzlich korrekt. Hierbei ist jedoch nicht gemeint, dass aus der Marktbeobachtung eines bestimmten Zeitraums mit niedrigen Strompreisen ein Marktversagen geschlussfolgert werden kann. In diesem Zusammenhang sagt Haucap (2012): „Es ist ja auch ein Beleg für das Funktionieren der Märkte, dass in einer Zeit von Überkapazitäten nicht noch mehr Kapazitäten aufgebaut werden.“

Hierbei gilt auch zu bedenken, dass die Entwicklung der Angebotskurve im Strommarkt relativ transparent ist. Das bedeutet, es besteht eine gute Kenntnis über geplante Investitionen und Stilllegungen. Daher können zusätzlich zu Reaktionen auf aktuelle Preissignale auch zukünftige Marktsituationen antizipiert werden. Laut aktueller Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (2012) stehen z.B. dem geplanten Zubau konventioneller Kapazitäten bis zum 1. Quartal 2015 von 12,5 GW geplante Rückbauten von 6,6 GW gegenüber.

¹⁵ Um den Effekt eines unverhältnismäßigen Zubaus von Gasturbinen zu verhindern, führt Nicolosi (2012) eine „Superpeaker“-Technologie ein, die etwas niedrigere Fixkosten und etwas höhere variable Kosten als eine Gasturbine hat. Dadurch wird sie in nur sehr wenigen Stunden des Jahres eingesetzt. Diese „Superpeaker“-Technologie fungiert als Back-stop-Lösung für die Kapazitätvorgabe zur Versorgungssicherheit. Sie hat jedoch eine technologische Offenheit, so dass bspw. Lastmanagement, Notstromaggregate oder andere, ggf. auch neue zukünftige, Technologien durch diese Back-stop-Lösung berücksichtigt werden können. Als Ergebnis lässt sich eine signifikant geringere Leistungsvorhaltung durch Gasturbinen beobachten.

¹⁶ Der Begriff „kurzfristige Grenzkostenpreise“ wird hier verwendet, um die bewusste Unterscheidung zu „langfristigen Grenzkostenpreisen“ zu betonen, welche zusätzlich Investitionskosten z.B. in Form von mark-ups berücksichtigen würden.

Funktioniert der Energy-only-Markt oder besteht akuter Handlungsbedarf?

Die adressierten Gründe für ein potenzielles Marktversagen schwächen sich in naher Zukunft eher ab als dass sie sich verstärken. Die Restriktionen auf der Nachfrageseite lassen sich ggf. zeitnah durch Lastmanagement-Maßnahmen, insbesondere die Aktivierung leistungsgemessener Kunden, Smart Grids zur Erschließung bisher noch nicht leistungsgemessenen Kunden und Elektroautos flexibilisieren. Bezüglich der Kraftwerkszubauten wird die aktuelle Investitionszurückhaltung ebenfalls als effizientes Funktionieren des Marktes interpretiert.

Empirisch gibt es bisher keine Belege für ein Marktversagen in der mittleren Frist und auch die ökonomische Theorie lässt kein Versagen des Energy-only-Marktes erwarten. Für die langfristige Perspektive kann ein mögliches Versagen aber ex ante auch nicht vollständig ausgeschlossen werden. Das Abschmelzen der Überkapazitäten zu Beginn der Liberalisierung deutet auf Ineffizienzen in zuvor nicht marktlich organisierten Bereichen hin. Die gegenwärtige Zurückhaltung von Investitionen kann ebenfalls als Beleg verstanden werden, dass der Markt funktioniert, da in Zeiten von Überkapazitäten keine zusätzlichen Kapazitäten aufgebaut werden sollten. Zur Handlungsnotwendigkeit sagt Haucap (2012, S. 24): „Ich sehe den Beleg bisher noch nicht, dass der Energy-only-Markt, in dem nur produzierte Kilowattstunden bezahlt werden, in Deutschland nicht nachhaltig funktionieren könnte“.

5 Handlungsempfehlungen

Die Diskussion hat gezeigt, dass die vorgeschlagenen Kapazitätsmechanismen im Wesentlichen auf Basis unterschiedlich gesetzter Annahmen hinsichtlich eines Versagens des Energy-only-Marktes hergeleitet wurden.

Cramton und Ockenfels (2011, S. 3), deren theoretische Überlegungen die Grundlage für den VSV-Ansatz bilden, beschränken die Gültigkeit ihrer Aussagen auf langfristige Marktkonstellationen: "[...] Versorgungssicherheit ist eine langfristige Herausforderung. Das bedeutet, der vorgeschlagene Kapazitätsmarkt kann seine Vorteile nur entfalten, wenn er für mehrere Jahrzehnte eingeführt wird. Auf der anderen Seite scheint eine Hauptmotivation für die Überlegungen, in Deutschland einen Kapazitätsmarkt einzuführen, der momentane Übergang weg von Kernenergie und hin zu erneuerbaren Energien zu sein. Das heißt, Deutschland sucht möglicherweise nicht nach langfristigen Lösungen für eine angemessene Beantwortung des Versorgungssicherheitsproblems, sondern nach gezielten Maßnahmen zur Unterstützung der derzeitigen Übergangsphase." (Übersetzung durch den Verfasser)¹⁷

Diese kurz- bis mittelfristige „Unterstützung“ könnte mit der SR bedient werden. Sie ist verhältnismäßig leicht aufzubauen, kostengünstig und reversibel. Sollte sich der Energy-only-Markt als ungeeignet herausstellen, lässt sich die SR verhältnismäßig leicht in einen anderen Mechanismus weiterentwickeln (Süßenbacher et al., 2011). Ein umfassender Kapazitätsmarkt hingegen hat große Regulierungsrisiken, ist nicht leicht reversibel und hat die inhärente Gefahr, dass er weitere Regulierungseingriffe nach sich zieht und schließlich eine Neuordnung des bestehenden Marktdesigns zur Folge hat. Um die Vorteile des integrierten europäischen Binnenmarktes zu nutzen und Marktverzerrungen zu vermeiden, sollte jeder Kapazitätsmechanismus auf seine Folgen für den europäischen Strommarkt untersucht werden. Um die Kompatibilität der Bestrebungen für Kapazitätsmärkte in den europäischen Nationalstaaten zu koordinieren, schlägt Eurelectric (2011) vor, grundlegende Regeln für die Harmonisierung solcher Mechanismen auf europäischer Ebene festzulegen.

Sollte es die Möglichkeit geben, die Effizienz- und Innovationswirkung des Energy-only-Marktes zu erhalten, sollte sie genutzt werden, da alternativ die Herausforderungen der Energiewende (Kernenergieausstieg und Steigerung des Anteils erneuerbarer Energien) durch ein dezidiertes Regulierungsregime gesteuert werden müssten. Falls langfristig die Gefahr für ein Marktversagen des grundsätzlich effizienten Energy-only-Marktes gesehen wird, sollten, wenn möglich, vorrangig die Ursachen, z. B. durch die Vergrößerung der Nachfrageelastizität, behoben werden, anstatt die

¹⁷ Im Original: "[...] resource adequacy is a long-term challenge. That is, the proposed capacity market can unfold its benefits only if it will be in place for several decades. On the other hand, a major motivation for considering a capacity market in Germany seems to be the current transition away from nuclear power and towards renewables. That is, Germany might not look for long-term solutions of the resource adequacy problem, but rather for targeted measures to supplement the current transition phase."

Symptome, also die fehlenden Deckungsbeiträge z. B. für den Bau neuer Kraftwerke durch Kapazitätzahlungen, zu kurieren.

Da derzeit keine hinreichenden Anzeichen vorliegen, dass der Energy-only-Markt die aktuellen Herausforderungen nicht bewältigen kann, birgt ein tiefer Regulierungseingriff in Form eines Kapazitätsmarktes unnötige regulatorische Risiken und kann zu Folgekosten durch eine ineffiziente Ausgestaltung führen. Diese Risiken sollten nur bei einem tatsächlichen Bedarf in Kauf genommen werden. Die SR könnte daher die Funktion einer Versicherung übernehmen, denn sie ist verhältnismäßig leicht aufzubauen, kostengünstig und reversibel.

Anhang: Kurzübersicht relevanter Studien

Im Folgenden werden die Studien und deren Positionen dargestellt, jedoch nicht inhaltlich diskutiert. Sie spiegeln folglich nicht die Position von Ecofys wider.

Cramton und Ockenfels (05/2011), Auftraggeber: RWE AG

Die Studie diskutiert die Motivation von Kapazitätsmechanismen anhand theoretischer Gründe für ein Versagen des Energy-only Marktes. Für den Fall eines nachgewiesenen Marktversagens wird ein vollständiger Kapazitätsmarkt vorgeschlagen, der sich an den Design der Märkte in den Nord-östlichen USA und Kolumbien orientiert. Es wird aufgezeigt, unter welchen Bedingungen ein solcher Kapazitätsmarkt nicht zu den gewünschten Ergebnissen führt. Zu den Gründen gehören regulatorische Risiken, politische Unsicherheit, ungeklärte Fragen der Integration erneuerbarer Energien und ein unpassendes Strommarktdesign, welches beispielweise keine regionalen Aspekte berücksichtigt. Cramton und Ockenfels empfehlen, zuerst langfristige Investitionen anzureizen, indem stabile und konsistente Rahmenbedingungen geschaffen werden, um insbesondere politische Unsicherheiten so weit wie möglich zu reduzieren.

Frontier Economics (07/2011), Auftraggeber: RWE AG

Basierend auf den theoretischen Überlegungen von Cramton und Ockenfels (2011) untersucht die Studie, ob auf dem deutschen Strommarkt Marktversagen vorliegt und deshalb dringender Handlungsbedarf besteht. Anschließend wird eine Kosten-Nutzen Analyse von Kapazitätsmärkten durchgeführt und internationale Erfahrungen mit Kapazitätsmechanismen diskutiert. Es wird darauf hingewiesen, dass mit Ausnahme der strategischen Reservemechanismen in Schweden und Finnland, die Erfahrungen mit Kapazitätsmärkten lediglich in zentral organisierten Pool-Märkten gemacht wurden.

Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass sowohl die gegenwärtige als auch die prognostizierte Kapazitätsreservesituation in Deutschland nicht kritisch ist. Ob der gegenwärtige Energy-only-Markt ausreichend Anreize für neue Investitionen bietet, sei dadurch aber nicht bewiesen, da die aktuelle Situation möglicherweise auf historischen Marktverzerrungen beruhen könne. Eine nicht hinreichende Kapazitätsmenge könne ebenfalls nicht als Beweis für ein Versagen des Energy-only-Marktes angeführt werden, da kurzfristige Zwangsabschaltungen von Erzeugungsanlagen zu Kapazitätslücken führen könnten. Aus diesem Grund wird vorgeschlagen, Kapazitätsmechanismen weiter zu erforschen und einen politischen Konsens zu erarbeiten, damit bei Bedarf der Markt eine Vorstellung der möglichen Ausgestaltungsform hat. Als Referenzmodell sei der Vorschlag von Cramton und Ockenfels (2011) geeignet.

BET (09/2011), Auftraggeber: Bundesverband Neuer Energieanbieter (BNE)

BET motiviert die Studie mit einer Umbruchphase, die insbesondere durch den Ausstieg aus der Kernenergie und den Ausbau der erneuerbaren Energien getrieben wird und fragt ob das bestehende Marktdesign in der Lage ist ausreichend Investitionsanreize auszusenden.

Mithilfe von Modellrechnungen wird dargelegt, dass im Basis Szenario ein Bedarf an Kapazitätsneubauten bis 2030 besteht, jedoch bis 2020 ca. 10 GW an bestehenden Kapazitäten abgebaut werden können. Bis 2030 werden im Modell ca. 30 GW Gasturbinen zugebaut um den vorgegebenen Kapazitätsbedarf zu decken. Ab ca. 2025 werden ebenfalls GuD-Kraftwerke zugebaut, welche die wegfallenden Grundlastkraftwerke ersetzen. Der Handlungsbedarf für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus wird auf Basis der im Modell kalkulierten fehlenden Deckungsbeiträge bei Berücksichtigung von Grenzkostenpreisen ermittelt. Anschließend werden umfassende und selektive Kapazitätsmechanismen diskutiert.

Als Ergebnis wird ein selektiver Mechanismus vorgeschlagen, um Neuinvestitionen anzureizen und Marktmacht von Bestandsanlagen zu verhindern. Die Autoren weisen darauf hin, dass die Studie auf gegebenem Diskussionsstand basiert und die mittel- bis langfristige Aufgabe der Integration erneuerbarer Energien ein abgestimmtes Gesamt-Marktdesign zum Ziel habe. Daher wird weiterer Forschungsbedarf gesehen.

r2b (10/2011 und 03/2012), Auftraggeber: Umweltbundesamt (UBA)

Die Studie untersucht inwiefern die Versorgungssicherheit in Deutschland gefährdet ist, ob durch die Einführung von Kapazitätsmärkten eine effiziente und effektive Erhöhung der Versorgungssicherheit möglich ist und ob Energy-only-Märkte zu Ineffizienzen mit relevanten volkswirtschaftlichen Kosten führen.

R2b kommt zu den vorläufigen Schlussfolgerungen, dass die Versorgungssicherheit in Deutschland in absehbarer Zukunft nicht gefährdet ist, wenn keine politischen motivierten Markteingriffe vorgenommen werden. Die Untersuchung verschiedener Kapazitätsmechanismen ergibt, dass sowohl selektive als auch umfassende Kapazitätsmechanismen die inhärente Gefahr haben, die Effizienz- und Innovationskräfte des Strommarktes einzuschränken. So kann es bei verschiedenen Kapazitätsmechanismen zu erheblichen Verzerrungen kommen, so dass bspw. die Erschließung von Flexibilität auf der Nachfrageseite, der Angebotsseite und bei den erneuerbaren Energien gehemmt und die Nutzung von Ausgleichseffekten im europäischen Binnenmarkt erheblich eingeschränkt würden.

Da jedoch derzeit der Wunsch nach nationaler Versorgungssicherheit besteht und es, u.a. aufgrund von politischen Eingriffen in das Marktgeschehen, theoretisch zu Ungleichgewichten auf dem Energy-only-Markt kommen könnte, wird die Möglichkeit einer strategischen Reserve (SR) als Option vorgeschlagen. Der Ausgestaltungsvorschlag von r2b wäre demnach in der Lage bei nachgewiesenem Bedarf kurzfristig eine SR aufzubauen, welche als Versicherung vorgehalten würde. Im unwahrscheinlichen Fall einer fehlenden Markträumung würde sie Versorgungssicherheit garantieren und gleichzeitig das Senden von Knappheitspreissignalen ermöglichen.

LBD-Beratungsgesellschaft mbH (11/2011), Auftraggeber: Umweltministerium des Landes Baden-Württemberg

Die Ausgangslage der Studie basiert auf der Zielsetzung des Landes Baden-Württemberg, neben dem Kernenergieausstieg, die Förderung des Klimaschutzes und der erneuerbaren Energien, die Schaffung von Marktanreizen für Investitionen in Erdgaskraftwerke und KWK-Anlagen und die Unterstützung von Innovationen zum Ausbau von Energienetzen und -speicherung. Der kurzfristige Handlungsbedarf für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus wird mit derzeit niedrigen Erzeugungsmargen motiviert, sowie, durch den Kernenergieausstieg bedingte mögliche lokalen Ungleichgewichte von Angebot und Nachfrage. Als Ergebnis wird ein selektiver lokaler Kapazitätsmarkt empfohlen.

Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie (DICE) (2011), Auftraggeber: RWE AG

Die Studie diskutiert die ökonomischen Grundlagen verschiedener Strommarktdesigns und vergleicht Umsetzungen anhand internationaler Beispiele. Anschließend werden die Notwendigkeit eines Kapazitätsmechanismus sowie Gestaltungsoptionen für Deutschland diskutiert und politökonomische Einschätzungen getroffen.

Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass der Bedarf für die Einführung eines Kapazitätsmarktes in Deutschland derzeit nicht besteht. Wenn ein Kapazitätsmechanismus eingeführt werden sollte, dann ausschließlich auf europäischer Ebene, da es ansonsten zu Trittbrettfahrerverhalten kommen könnte. Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit kann eine leichte Anpassung des Marktdesigns (z.B. Anhebung der Preisgrenze zum VOLL Wert) beitragen oder die Einführung einer Kaltreserve, welche einer strategischen Reserve entsprechen würde. Es wird ausdrücklich von der Einführung eines Kapazitätsmarktes aus Gründen der Komplexität, des hohen Grades an staatlichen Eingriffen, der Anfälligkeit für Designfehler und der fraglichen Notwendigkeit abgeraten.

Consentec (02/2012), Auftraggeber: EnBW AG

Die Studie untersucht die Frage, ob der Energy-only-Markt für potenzielle Investoren in neue Kraftwerkskapazitäten und für Betreiber bestehender Kraftwerke langfristig angemessene Anreize bietet, um stets ein insgesamt ausreichendes Niveau an konventioneller Kraftwerkskapazität gewährleisten zu können.

Für die Beantwortung der Frage identifiziert Consentec als wesentlichen Treiber der Analyse die Frage an die Politik, ob Versorgungssicherheit national oder im europäischen Verbund definiert werden sollte. Auf Basis von Grenzkosten wird in einem Strommarktmodell errechnet, ob ausreichend Anreize bestehen eine Erzeugungskapazität im Markt zu halten, die eine nationale Versorgungssicherheit gewährleistet. Die Analyse ergibt, dass innerhalb der nächsten zehn Jahre etwa 4-8 GW Erzeugungsleistung im Markt fehlen könnten.

Die Autoren leiten aus den Ergebnissen ab, dass bei einer nationalen Sichtweise der Versorgungssicherheit die Einführung eines Kapazitätsmechanismus langfristig unausweichlich sei. Hier käme lediglich ein umfassender Kapazitätsmarkt in Frage, da dieser die einzige Form sei, das effiziente Erreichen eines gewünschten Kapazitätsniveaus zu erreichen. Sollte die Politik eine europäische Sichtweise auf die Versorgungssicherheit übernehmen, wäre zumindest langfristig kein Kapazitätsmechanismus notwendig. Da beide Perspektiven signifikante Vorlaufzeiten haben, empfiehlt Consentec im Bedarfsfall die Einführung einer strategischen Reserve (SR) als Übergangslösung, da sie vergleichsweise schnell eingeführt werden könne, mit geringen Parametrierungsrisiken einherginge und mit den geringsten Marktrückwirkungen wieder eingestellt werden könne.

Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln (EWI), Auftraggeber: BMWi

Die Studie diskutiert, ob die heutige Beschaffenheit des deutschen Strommarktes langfristig eine ausreichend hohe Versorgungssicherheit bei nationaler Sichtweise gewährleisten kann. Zur Beantwortung dieser Frage wird zunächst ein nationales Kapazitätsziel vorgegeben, um anschließend auf Basis von Grenzkosten zu analysieren, ob diese ihre Deckungsbeiträge erwirtschaften können. Dies ist in dieser Analyse nicht der Fall.

Anschließend werden verschiedene Optionen zur Nachfrageflexibilisierung analysiert und herausgearbeitet, „[...] dass sie alleine den Kapazitätsbedarf und seine Finanzierungsanforderungen nicht hinreichend verändern, um das angestrebte Niveau an Versorgungssicherheit zu gewährleisten“ (EWI, 2012, S. 42).

Anschließend werden verschiedene Kapazitätsmechanismen analysiert, um das identifizierte „Missing Money“ Problem zu lösen. Das Hauptaugenmerk liegt auf einem Vergleich der SR mit einem zunächst umfassenden Kapazitätsmarkt, dem Markt für Versorgungssicherheitsverträge (VSV). Dieser VSV-Markt beschafft gesicherte Leistung mit einer Vorlaufzeit von fünf bis sieben Jahre, damit ebenfalls Neuinvestitionen teilnehmen können.

Als Ergebnis identifiziert die Studie, dass der Energy-only-Markt zunehmend vor große Herausforderungen gestellt wird und dass der in der Studie skizzierte VSV-Modell in der Lage ist, das vorgegebene Maß an Versorgungssicherheit effizient und marktkonform zu garantieren. Von der Errichtung einer SR wird explizit abgeraten, da zu einem ineffizienten Dispatch führt und sich Entscheidungsträger genötigt sehen könnten, die SR häufiger als ursprünglich vorgesehen einzusetzen. Schließlich wird empfohlen, bei einer Einführung eines Kapazitätsmechanismus die Detaillierung und Implementierung frühzeitig vorzunehmen, damit er Anreize für zusätzliche Kapazitäten schafft, die zu Beginn der 2020er benötigt werden.

Literatur

BET (2011): Kapazitätsmarkt. Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung. Studie vom Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH im Auftrag von dem Bundesverband Neuer Energieanbieter e.V.

BNetzA (2012): Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur zum erwarteten Zu- und Rückbau 1. Quartal 2012 bis 31.03.2015.

Consentec (2012): Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Gutachten von Consentec im Auftrag der EnBW AG.

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

De Vries, L. (2004): Securing the public interest in electricity generation markets – The myths of the invisible hand and the copper plate. Dissertation TU Delft, Technology, Policy and Management. URL: <http://repository.tudelft.nl/view/ir/uuid%3A126e09db-29cb-46d8-9302-98bb85793843/>

DICE (2012): Vor- und Nachteile alternativer Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Eine Untersuchung alternativer Strommarktsysteme im Kontext europäischer Marktkonvergenz und erneuerbarer Energien. Gutachten vom Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie im Auftrag der RWE AG.

EU (2009) : Richtlinie 2009/72/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 2003/54/EG. Veröffentlicht im Amtsblatt der Europäischen Union.

Eurelectric (2011): RES Integration and Market Design: Are Capacity Remuneration Mechanisms needed to ensure generation adequacy? Studie von Eurelectric.

EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Gutachten von dem Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln im Auftrag von dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi).

Frontier Economics (2011): Is a capacity market required in Germany to guarantee system security? Studie von Frontier Economics im Auftrag der RWE AG.

Haucap, J. (2012): Modell strategische Reserve. Interview mit Justus Haucap in der Zeitschrift Energie & Management vom 15. 04. 2012.

Hogan, W.W. (2005): On an „Energy Only“ Electricity Market Design for Resource Adequacy. URL: http://www.ferc.gov/EventCalendar/files/20060207132019-hogan_energy_only_092305.pdf

LBD - Beratungsgesellschaft mbH (2011): Energiewirtschaftliche Erfordernisse zur Ausgestaltung des Marktdesigns für einen Kapazitätsmarkt Strom. Studie von der LBD- Beratungsgesellschaft mbH im Auftrag von dem Umweltministerium des Landes Baden-Württemberg.

Nicolosi, M. (2010): Wind power integration and power system flexibility – An empirical analysis of extreme events in Germany under the new negative price regime. Energy Policy 38, S. 7257-7268.

Nicolosi, M. (2012): The economics of renewable electricity market integration. An empirical and model-based analysis of regulatory frameworks and their impacts on the power market. Inauguraldissertation zur Erlangung des Doktorgrades der Wirtschafts- und Sozialwissenschaftlichen Fakultät der Universität zu Köln 2011.

r2b (2012): Einführung einer strategischen Reserve. Vorschlag zu Eckpunkten der Ausgestaltung einer strategischen Reserve. Präsentation von Research to business Energy Consulting im Rahmen eines UBA-Workshops am 30.03.2012.

r2b (2012): Rationalität einer strategischen Reserve. Risiken von Markt- und Regulierungsversagen bei der Implementierung von Kapazitätsmärkten. Präsentation von Research to business Energy Consulting im Rahmen eines UBA-Workshops am 30.03.2012.

r2b (2011): Sind Kapazitätsmärkte in Deutschland erforderlich? – Eine kritische Analyse. Erkenntnisse der ökonomischen Theorie vor dem Hintergrund der aktuellen Diskussion. Präsentation von Research to business Energy Consulting im Rahmen eines UBA-Workshops am 21.10.2011.

Stoft, S. (2002): Power System Economics. Designing Markets for Electricity. IEEE Press, Piscataway, NJ.

Süßenbacher, W./ Schwaiger, M./ Stigler, H. (2011): Kapazitätsmärkte und –mechanismen im internationalen Kontext. Vortrag auf der 7. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien.

ECOFYS



sustainable energy for everyone



sustainable energy for everyone



ECOFYS Germany GmbH

Am Karlsbad 11
10785 Berlin

T: +49 (0) 30 297 735 79-0

F: +49 (0) 30 297 735 79-99

E: info@ecofys.com

I: www.ecofys.com