

Reeg, Matthias et al.

Working Paper

Kapazitätsmechanismen als Rettungsschirm der Energiewende? Zur Versorgungssicherheit bei hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromsystem

UFZ Discussion Paper, No. 1/2015

Provided in Cooperation with:

Helmholtz Centre for Environmental Research (UFZ)

Suggested Citation: Reeg, Matthias et al. (2015) : Kapazitätsmechanismen als Rettungsschirm der Energiewende? Zur Versorgungssicherheit bei hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromsystem, UFZ Discussion Paper, No. 1/2015, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung (UFZ), Leipzig

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/107009>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

UFZ Discussion Papers

Department of Economics

1/2015

Kapazitätsmechanismen als Rettungsschirm der Energiewende? Zur Versorgungssicherheit bei hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromsystem

*Matthias Reeg, Robert Brandt, Erik Gawel, Sven Heim, Klaas Korte,
Paul Lehmann, Philipp Massier, Dominik Schober und Sandra Wassermann*

Februar 2015



Die Helmholtz-Allianz ENERGY-TRANS

Die Energiewende in Deutschland und die mit ihr verbundenen Anforderungen an die Transformation des nationalen und europäischen Energiesystems stehen im Mittelpunkt der Forschung der Helmholtz-Allianz ENERGY-TRANS. Die neuartige Perspektive von ENERGY-TRANS besteht darin, das Energiesystem vor allem von der gesellschaftlichen Bedarfs- und Nutzerseite her zu betrachten und die vielfältigen Schnittstellen zwischen technischen und sozialen Faktoren, die den Umbauprozess hin zu neuen Infrastrukturen bestimmen, zu analysieren. Die Ergebnisse sollen handlungsorientiertes Wissen für eine effiziente und sozialverträgliche Ausgestaltung des künftigen Energiesystems bereitstellen.

Weitere Informationen unter www.energy-trans.de

Kapazitätsmechanismen als Rettungsschirm der Energiewende?

Zur Versorgungssicherheit bei hohen Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien im Stromsystem

■ *Matthias Reeg, Robert Brandt, Erik Gawel, Sven Heim, Klaas Korte, Paul Lehmann, Philipp Massier, Dominik Schober, Sandra Wassermann*

Abstract

Die Frage, ob Liberalisierung und Energiewende die Schaffung eines Kapazitätsmarkts zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit notwendig machen, ist seit einigen Jahren Gegenstand kontroverser wissenschaftlicher und öffentlicher Debatten. Hintergrund hierbei ist zum einen, dass der Anteil der staatlich geförderten fluktuierenden erneuerbaren Energieträger Wind und Sonne an der Gesamtstromerzeugung kontinuierlich ansteigt, was sich negativ auf die Einsatzzeiten und Fahrweise einiger konventioneller Kraftwerke auswirkt und die Anforderungen an die Zusammensetzung und den Betrieb des konventionellen Kraftwerksparks grundlegend ändert. Zum anderen sind die Großhandelspreise an den Strombörsen in den letzten Jahren aus verschiedenen Gründen gesunken. Infolgedessen sehen sich die Betreiber fossiler Kraftwerke mit Wirtschaftlichkeitsproblemen konfrontiert, und es steht die Befürchtung von Kraftwerksstilllegungen und mangelnden Neuinvestitionen im Raum, wodurch die Versorgungssicherheit in Gefahr geraten könnte.

Als Reaktion auf diese Befürchtung hat sich sehr schnell eine Diskussion um Kapazitätsmechanismen als Absicherungsinstrument entsponnen. Diese sehen zusätzliche Zahlungen an Kraftwerksbetreiber für die Vorhaltung von gesicherten Stromerzeugungskapazitäten vor. Bislang erhalten Kraftwerksbetreiber explizite Vergütungen vorrangig für die eingespeiste elektrische Arbeit. Die Forderung nach solchen Zahlungen erscheint jedoch aus mehrerlei Gründen vorzuziehen. Einerseits ist bislang nur unzureichend untersucht, ob angesichts von Überkapazitäten und des weiteren Fortschreitens der Energiewende tatsächlich eine Knappheit an gesicherter Erzeugungskapazität in Deutschland zu erwarten ist. Andererseits blendet die Diskussion durch die Fokussierung auf Kapazitätsmechanismen die Frage aus, ob es nicht bessere Alternativen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit gibt. An diesen beiden Punkten knüpft das vorliegende Papier an.

Zum einen wird analysiert, ob das derzeitige Marktdesign geeignet ist, auch zukünftig und unter den Vorzeichen der Energiewende Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dabei wird deutlich, dass das Strommarktdesign in Deutschland hierzu theoretisch grundsätzlich in der Lage ist. Gleichwohl gibt es in der Praxis marktlich und staatlich getriebene Faktoren, die die Funktionalität des Marktes einschränken und auf diese Weise die Versorgungssicherheit gefährden könnten. Durch die Energiewende droht dabei die Verstärkung bzw. Beschleunigung einiger dieser Faktoren.

Zum anderen wird untersucht, ob Kapazitätsmechanismen ein adäquates Mittel sind, dieser Versorgungssicherheitsproblematik entgegenzuwirken. Hierzu werden Kapazitätsmechanismen auch mit möglichen instrumentellen Alternativen verglichen. Zu diesen zählen insbesondere Maßnahmen zur Ertüchtigung des derzeitigen Marktdesigns, sowohl im Großhandel als auch im Regelleistungsmarkt, die Anpassung der Energiewendeinstrumente sowie weitere systemische Maßnahmen, welche direkt bei Stromnetzen, Stromspeichern und Nachfragemanagement ansetzen. Die in der Debatte vorgeschlagenen Kapazitätsmechanismen sowie die instrumentellen Alternativen werden dazu einer ganzheitlichen, multikriteriellen Bewertung unterzogen. Die klassische ökonomische Perspektive wird dazu um institutionenökonomische Aspekte, etwa die Transaktionskosteneffizienz und die adaptive Effizienz, erweitert. Zudem fokussiert die Bewertung nicht allein auf eine effiziente Sicherstellung der Versorgungssicherheit, sondern berücksichtigt auch die Umwelt- und Sozialverträglichkeit der Maßnahmen. Daraus ergeben sich wesentlich komplexere Anforderungen an energiepolitische Maßnahmen als die bloße Sicherstellung der Versorgungssicherheit zu möglichst geringen Kosten.

Auf Basis dieser Bewertung kommen die Autoren zu dem Ergebnis, dass derzeit von schwer revidierbare Maßnahmen wie einem Kapazitätsmarkt abzuraten ist und stattdessen ein Instrumentenmix der vorgeschlagenen Alternativen Anwendung finden sollte, um Versorgungssicherheit auch zukünftig sicherzustellen. Ein solches Maßnahmenportfolio kann einerseits helfen, die diversen Ursachen möglicher Kapazitätsengpässe gezielter und kostengünstiger anzugehen. Andererseits wird es der hohen Komplexität und den vielfältigen Unsicherheiten, die mit der Energiewende verbunden sind, besser gerecht, da die einzelnen Maßnahmen einfacher an sich ändernde Rahmenbedingungen anzupassen sind.

Trotz erheblicher wissenschaftlicher Bedenken an der Notwendigkeit und Eignung eines Kapazitätsmechanismus ist zu beobachten, dass diese Thematik im bisherigen Politikformulierungsprozess sehr prominent auf der politischen Agenda platziert werden konnte und politische Vorfestlegungen auf eine Einführung stattgefunden haben. Das Papier liefert abschließend mithilfe politökonomischer sowie marktsociologischer Ansätze Erklärungen hierfür und fordert einen transparenten und ergebnisoffenen Diskussionsprozess über das „Ob“ und „Wie“ kapazitätssichernder Maßnahmen unter Einbezug aller betroffenen Akteure.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	5
2	Versorgungssicherheit im Stromversorgungssystem	7
2.1	Dimensionen von Versorgungssicherheit	7
2.2	Verhältnis zu anderen energiepolitischen Zielen und Kriterien	8
2.3	Zwischenfazit	9
3.	Gewährleistung von Versorgungssicherheit unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen	10
3.1	Der Energy-Only-Markt und mögliche Ursachen für Unterinvestitionen in Versorgungssicherheit...10	
3.1.1	Der idealtypische Energy-Only-Markt als Benchmark	10
3.1.2	Mögliche Ursachen für Unterinvestitionen in Infrastruktureinheiten	14
3.1.3	Der Energy-Only-Markt und die Dimensionen der Versorgungssicherheit.....	16
3.2	Der Einfluss der Energiewende auf die Versorgungssicherheit	18
3.2.1	Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.....	18
3.2.2	Wirkungen des Emissionshandels.....	20
3.2.3	Wirkungen des Kernenergieausstiegs	21
3.3	Zwischenfazit	21
4.	Kapazitätsmechanismen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit: Ansätze und ihre Grenzen	21
4.1	Überblick über die Ansätze	22
4.1.1	Kapazitätsmärkte	22
4.1.2	Einführung einer strategischen Reserve	22
4.1.3	Modifikation des Regelenergiemarktes	23
4.2	Bewertung.....	23
4.2.1	Versorgungssicherheit	23
4.2.2	Statische und dynamische Effizienz	24
4.2.3	Transaktionskosten-Effizienz	24
4.2.4	Adaptive Effizienz	25
4.2.5	Verteilungswirkung.....	25
4.2.6	Umweltverträglichkeit.....	25
4.2.7	Politische Durchsetzbarkeit	26
4.3	Zwischenfazit	26
5.	Systemische Optionen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit.....	27
5.1	Mögliche systemische Optionen im Überblick	27
5.1.1	Maßnahmen zur Ertüchtigung des Energy-Only-Marktes	27
5.1.2	Weiterentwicklung der Energiewende-Instrumente	28
5.1.3	Weitere Maßnahmen	29
5.2	Bewertung der systemischen Optionen	30
5.2.1	Versorgungssicherheit	30
5.2.2	Statische und dynamische Effizienz	31
5.2.3	Transaktionskosten-Effizienz.....	32
5.2.4	Adaptive Effizienz	32

5.2.5	Verteilungswirkung.....	32
5.2.6	Umweltverträglichkeit.....	32
5.2.7	Politische Durchsetzbarkeit	33
5.3	Zwischenfazit	33
6.	Zur Rolle des Politikformulierungsprozesses.....	34
6.1	Darstellung des gegenwärtigen Politikprozesses	35
6.2	Erklärung des gegenwärtigen Politikprozesses	36
6.2.1	Politökonomische Ansätze.....	36
6.2.2	Marktsoziologische Ansätze	37
6.3	Abschließende Bewertung.....	38
7.	Fazit	40
	Literaturverzeichnis.....	42

1 Einleitung

Im Zuge der aktuellen Diskussion zur erfolgreichen Umsetzung der Energiewende in Deutschland ist in den letzten Jahren zunehmend auch das Thema der Versorgungssicherheit im zukünftigen Stromsystem in den energiepolitischen und -wirtschaftlichen Fokus gerückt. Die Abhängigkeit der Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien (fEE), wie Windkraft und Photovoltaik, von den meteorologischen Gegebenheiten wird auch in absehbarer Zeit die Vorhaltung von dargebotsunabhängigen Alternativen (z. B. Reservekraftwerken) notwendig machen. Diese können einspringen, wenn der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint, bzw. zu viel Strom zur Verfügung steht. Gleichzeitig jedoch führt die vorrangige Einspeisung des Stroms aus erneuerbaren Quellen dazu, dass sich die technischen Anforderungen an den konventionellen Kraftwerkspark und auch die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für dessen Betrieb ändern. So müssen konventionelle Kraftwerke schnell und flexibel auf Änderungen der Einspeisung Erneuerbarer reagieren können und dienen nur noch zur Abdeckung jener Stromnachfrage, die nicht durch Erneuerbare befriedigt werden kann (Residuallast). Dies hat zur Folge, dass die Auslastung der konventionellen Kraftwerke bei fortschreitendem Ausbau der Erneuerbaren sinkt (Traber und Kemfert 2011). Gleichzeitig sind die Großhandelspreise für Strom in den letzten Jahren deutlich gefallen (Kemfert und Traber 2013).

Angesichts dieser Entwicklungen wird vermehrt die Sorge zum Ausdruck gebracht, dass der Betrieb konventioneller Kraftwerke zukünftig nicht mehr rentabel sein könnte. Hinzu kommt, dass mit dem finalen Atomausstieg im Jahr 2022 weitere gesicherte Erzeugungskapazitäten in erheblichem Umfang zwangsweise stillgelegt werden. Diese Entwicklungen werden als Bedrohung für die Versorgungssicherheit in Deutschland wahrgenommen und es steht die Frage im Raum, ob das derzeitige Marktdesign in der Lage ist, auch zukünftig eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten. Denn aktuell vergütet der Strommarkt in Deutschland in erster Linie die Einspeisung von elektrischem Strom und nur in begrenztem Umfang die Vorhaltung von gesicherter Erzeugungskapazität (BMW i 2014). Die Kombination aus geringerer Auslastung und niedrigeren Preisen führt daher aktuell zu sinkenden Erträgen der Betreiber konventioneller Kraftwerke. Ob es sich dabei jedoch um ein grundsätzliches, strukturelles Problem des Marktdesigns handelt oder lediglich um ein durch temporäre Entwicklungen oder strommarktinterne Umstände getriebenes, ist bislang nicht hinreichend geklärt.

Gleichwohl hat sich die Debatte um Versorgungssicherheit sehr schnell auf die Frage verengt, wie ein neues Marktdesign aussehen könnte, ohne dass die eigentliche Notwendigkeit einer gänzlich neuen Marktordnung, die einen stärkeren Fokus auf eine sichere, planbare Vergütung der konventionellen Kraftwerke legt, angemessen diskutiert wurde. Von verschiedener Seite wurden hierzu Auftragsgutachten erstellt, die die Entwicklung eines Kapazitätsmechanismus, also zusätzliche Zahlungen für die Vorhaltung von gesicherter, wetterunabhängiger Erzeugungskapazität, zum Ziel hatten (Elberg et al. 2012, Ecke et al. 2013, Matthes et al. 2012, Consentec 2012b). Durch die zusätzliche Vergütung von vorgehaltener gesicherter Kapazität sollen die Abschaltung von konventionellen Kraftwerken verhindert und Investitionen in diese attraktiver gemacht werden. In der Debatte werden Kapazitätsmechanismen allerdings nicht einhellig als notwendig angesehen (Böckers et al. 2012, Nicolosi 2012, Maurer et al. 2012, EEX 2013, Müsgens und Peek 2011). Dennoch entsteht der Eindruck, dass es in der öffentlichen und politischen Wahrnehmung lediglich noch um das „Wie“, nicht aber mehr um das „Ob“ von Kapazitätszahlungen geht.

Kapazitätsmechanismen werden in anderen Ländern mit generellen Kapazitätsproblemen bereits aus verschiedenen Gründen eingesetzt. Diese unterscheiden sich jedoch in der strukturellen Zusammensetzung der Infrastruktureinheiten und dem Marktdesign teilweise erheblich von Deutschland. Der empirische Beleg zur Notwendigkeit eines neuen Marktdesigns in Deutschland, das auch explizit Kapazität und nicht bloß den erzeugten Strom vergütet, fehlt bislang (Nicolosi 2012). Auch wird Versorgungssicherheit nicht nur durch die Vorhaltung gesicherter Erzeugungskapazität gewährleistet, sondern hängt an vielen Faktoren, die auch nicht allein die Erzeugungsseite betreffen. Versteht man das Stromversorgungssystem als sozio-technisches System (vgl. Schippel et al. 2012), wird zudem eine ganzheitliche Betrachtung notwendig, die über Versorgungssicherheit und Effizienz hinausgeht und die Komplexität der Analyse und Bewertung deutlich erhöht.

Ziel dieses Artikels ist es daher, die Frage nach der Notwendigkeit und Eignung eines Kapazitätsmechanismus wieder in den Fokus zu rücken. Denn ob in Deutschland zu geringe Kapazitäten an gesicherter Erzeugung zu erwarten sind, bleibt zunächst ungewiss (Tietjen 2012, Siegmeier und von Hirschhausen 2011). Angesichts der Vielzahl relevanter Einflussfaktoren ist es notwendig, zunächst zu klären, ob die

Versorgungssicherheit in Deutschland tatsächlich gefährdet sein kann und wenn ja, was mögliche Ursachen hierfür sind. Erst auf Grundlage einer detaillierten Ursachenanalyse kann eine valide Aussage darüber getroffen werden, ob Kapazitätsmechanismen ein adäquates Instrument zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit im Rahmen der Energiewende darstellen, oder ob andere Maßnahmen die Ursachen möglicherweise besser adressieren. Dabei gilt es insbesondere zu berücksichtigen, dass Versorgungssicherheit nicht das alleinige Ziel der deutschen Energiepolitik darstellt, sondern im Verbund mit weiteren Zielsetzungen (energiepolitisches Zieldreieck sowie Energiewendeziele) steht, deren Belange bei der Instrumentenwahl nicht vernachlässigt werden sollten.

Der vorliegende Artikel folgt für diese Analyse folgendem Aufbau: Im folgenden Kapitel 2 wird zunächst der Begriff der Versorgungssicherheit im Stromversorgungssystem aus technischer Perspektive eingeführt. Dabei wird betont, dass Beiträge zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit prinzipiell von allen Infrastruktureinheiten im Stromversorgungssystem (einschließlich der Verbrauchseinheiten) erbracht werden können. Zudem wird herausgestellt, dass die Diskussion von Versorgungssicherheit auch im Spannungsfeld mit anderen Teilzielen der Energiewende sowie anderen energiepolitischen Zielen, insbesondere der Wirtschaftlichkeit, der Verteilungsgerechtigkeit und der Umweltverträglichkeit, erfolgen muss. Auf Basis dieser Ziele wird sodann ein Kriterienkatalog zur Beurteilung möglicher institutioneller und instrumenteller Arrangements zur Sicherstellung der Stromversorgung abgeleitet.

In den Kapiteln 3 bis 5 erfolgt die Darstellung und Bewertung dieser möglichen Regelungen. Den Ausgangspunkt bildet dabei in Kapitel 3 der gegenwärtige Steuerungsrahmen, in dem die Versorgungssicherheit seit der Liberalisierung des Stromversorgungssystems Ende der 1990er Jahre primär über die entstandenen Strommärkte sichergestellt werden soll. In diesem Zusammenhang wird zunächst geprüft, inwieweit der Energy-Only-Markt (EOM) zumindest aus theoretischer Sicht Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Anschließend werden Markt- und Staatsversagenstatbestände erörtert, welche die Funktionsfähigkeit des EOM einschränken und zu suboptimalen Investitionen führen können. Schließlich wird diskutiert, inwieweit die Gewährleistung der Versorgungssicherheit unter diesen Rahmenbedingungen durch die Maßnahmen der Energiewende beeinflusst wird.

In Kapitel 4 erfolgt eine kurze Darstellung der derzeit in Deutschland in der Diskussion befindlichen Kapazi-

tätsmarktkonzepte (umfassender und fokussierter sowie dezentraler Kapazitätsmarkt) sowie instrumenteller Alternativen (strategische Reserve, Modifizierung des Regelle Energiemarktes). Diese werden anschließend anhand der in Kapitel 2 erarbeiteten Kriterien einer Bewertung unterzogen.

Kapitel 5 diskutiert Maßnahmen, welche an Stelle von oder auch in Ergänzung zu Kapazitätsmechanismen möglich sind. Dabei wird unterschieden zwischen Maßnahmen zur Ertüchtigung des EOM, Anpassungen in der Energiewendepolitik sowie weiteren Maßnahmen, die gezielt bei einzelnen Infrastruktureinheiten ansetzen. Auch diese Maßnahmen werden wieder hinsichtlich des obigen Kriterienkatalogs qualitativ bewertet.

Kapitel 6 wechselt abschließend von der normativen auf die positive Analyseebene: Es wird nicht mehr gefragt, ob und unter welchen Bedingungen Kapazitätsmechanismen (und deren Alternativen) gesellschaftlich vorteilhaft wären. Vielmehr wird unter Verwendung politökonomischer und marktsoziologischer Theorien untersucht, warum die Frage, *ob* ein Kapazitätsmechanismus überhaupt notwendig ist, im Politikformulierungsprozess so schnell marginalisiert wurde – und das trotz der bestehenden wissenschaftlichen Unsicherheiten über die spezifischen Problemlagen und Herausforderungen in Deutschland.

Das abschließende siebte Kapitel fasst die wesentlichen Ergebnisse dieser Untersuchung kurz zusammen.

2 Versorgungssicherheit im Stromversorgungssystem

In diesem Abschnitt wird zunächst der Schlüsselbegriff der Versorgungssicherheit definiert und eingeordnet. Dabei wird erstens klargestellt, dass die Gewährleistung der Versorgungssicherheit eine gesamtsystemische Herausforderung ist, zu deren Bewältigung alle Akteure im Stromversorgungssystem (z. B. Betreiber von Kraftwerken, Stromnetzen und Speichern sowie die Nachfrageseite) einen Beitrag leisten können sollten (Abschnitt 2.1). Zudem wird betont, dass die Diskussion von Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit sinnvollerweise nur im Zusammenhang mit den anderen beiden Zielen des energiepolitischen Zieldreiecks, der Wirtschaftlichkeit und der Umweltverträglichkeit, sowie unter Berücksichtigung der Verteilungswirkungen und der politökonomischen Auswirkungen erfolgen kann (Abschnitt 2.2).

2.1 Dimensionen von Versorgungssicherheit

Versorgungssicherheit in integrierten Stromversorgungssystemen wird üblicherweise als die dauerhafte und unterbrechungsfreie Deckung einer als gegeben angenommenen Stromnachfrage in einem Versorgungsgebiet definiert (vgl. Stoft 2002, NERC 2007, BMWi 2012). In diesem Sinne ist die Versorgungssicherheit insbesondere durch die Stromerzeuger sowie die Betreiber der Übertragungs- und Verteilnetze zu gewährleisten (BMWi 2012). Diese Definition verengt die Diskussion um Versorgungssicherheit jedoch stark. Aus technischer Sicht können Beiträge zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch vielfältige Infrastruktureinheiten im Stromversorgungssystem geleistet werden. Dazu zählen insbesondere:

- Anlagen zur alleinigen Leistungsabgabe (z. B. Kraftwerke)
- Verbrauchseinheiten zur alleinigen Leistungsaufnahme (sämtliche Verbraucher von Strom und zukünftig die Verknüpfung mit Nicht-Stromsektoren (z. B. über Power-to-Heat sowie Power-to-Gas-Anlagen)
- Anlagen zur Leistungsabgabe und -aufnahme (Speicher zum zeitlichen Ausgleich von Leistungsabgabe und -aufnahme)
- Anlagen zum Transport (Übertragungs- und Verteilnetze zum räumlichen Ausgleich von Leistungsabgabe und -aufnahme).

Diese Weitung erscheint zudem geboten, wenn Versorgungssicherheit nicht isoliert, sondern vielmehr im Spannungsfeld mit anderen gesellschaftlichen Zielen

und Kriterien, wie Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit, Verteilungsgerechtigkeit oder administrativer und politischer Umsetzbarkeit, diskutiert wird (siehe Abschnitt 2.2). Daher wird Versorgungssicherheit in diesem Beitrag im Gegensatz zu oben stehender Definition allgemeiner als die Gewährleistung des kontinuierlichen Ausgleichs von Angebot und Nachfrage unter *Einbeziehung aller möglichen Handlungsoptionen* verstanden (vgl. Gottstein und Skillings 2012a, Beckers und Hofrichter 2014).

Bezüglich der Definition von Versorgungssicherheit werden zwei Aspekte unterschieden: die langfristige Angemessenheit der Versorgungsinfrastruktur (in der englischsprachigen Literatur als ‚*Adequacy*‘ bezeichnet) sowie die kurzfristige Stabilität des Netzes (‚*Security*‘) (z. B. Stoft 2002, Oren 2003, NERC 2007, Gottstein und Skillings 2012). Die Angemessenheit bezieht sich dabei auf die Fähigkeit des Stromversorgungssystems, die maximal erwartete Spitzenlast (auch unter Berücksichtigung möglicher Reduktions- und Flexibilisierungspotentiale der Nachfrage) durch gesicherte Erzeugung decken zu können (ENTSO-E 2013). In diesem Zusammenhang muss zusätzlich berücksichtigt werden, dass (1) das Importrisiko von dabei erforderlichen Primärenergieträgern (‚Primärenergiesicherheit‘) begrenzt sein muss, ebenso wie (2) der Nettostromimportbedarf durch bilanzielle Selbstversorgung (‚Sekundärenergiesicherheit‘). Bezugspunkt für diese Definition ist üblicherweise der nationale Rahmen (Maurer et al. 2012, Nicolosi 2012). So bezieht sich § 51 Abs. 2 EnWG explizit auf das „Verhältnis zwischen Angebot und Nachfrage auf dem heimischen Markt“. Grundsätzlich ist die Angemessenheit eine notwendige, jedoch nicht hinreichende Voraussetzung der Netzstabilität.¹ Die Netzstabilität beschreibt zusätzlich die Fähigkeit des Versorgungssystems, auf kurzfristige, unerwartete Störungen zu reagieren (Oren 2003). Insbesondere ist dabei die Netzfrequenz bei abrupten Änderungen von Leistungsabgabe und -aufnahme durch Anpassungen im Betrieb der Infrastruktureinheiten in Echtzeit zu gewährleisten (Gottstein und Skillings 2012).

Ob und auf welche Weise Angemessenheit und Stabilität im Versorgungssystem gewährleistet werden können, hängt wesentlich von den Eigenschaften der existierenden Infrastruktureinheiten ab. Tabelle 1 gibt einen Überblick über die relevanten Eigenschaften der verschiedenen Infrastruktureinheiten. Dabei können sich die Eigenschaften innerhalb der Infrastruktureinheiten erheblich unterscheiden.

¹ Genaugenommen müssen die beiden genannten Nebenbedingungen der Angemessenheit (Primärenergiesicherheit und Sekundärenergiesicherheit) nicht notwendigerweise gewährleistet sein, um Netzstabilität sicherzustellen.

Tabelle 1: Eigenschaften der verschiedenen Infrastruktureinheiten im Stromversorgungssystem

		Infrastruktureinheiten			
		Anlagen zur alleinigen Leistungsabgabe (z. B. Kraftwerke)	Verbrauchseinheiten zur alleinigen Leistungsaufnahme	Anlagen zur Leistungsaufnahme und -abgabe (Speicher)	Anlagen zum Transport (Übertragungs- und Verteilnetze)
Eigenschaften, die für die Versorgungssicherheit relevant sind	für Angemessenheit relevant	• Installierte Leistung • Energieträger • Standort • Planbarkeit, Steuerbarkeit • Einsatzdauer, zeitliche Verfügbarkeit	• Abnahmelast • Standort • Planbarkeit, Steuerbarkeit, Reagibilität (abschaltbare Last) • Einsatz-/ Abschalt-dauer	• Speichervermögen (MWh) • Leistung (MW) • Standort • Einsatzdauer	• Durchleitungskapazität • Standort • Ausfallsicherheit (Redundanz/ Instandhaltung)
	zusätzlich für Stabilität relevant	• Einsatzgeschwindigkeit (Anfahrtszeit, Lastgradient) • Blindleistung	• Einsatzgeschwindigkeit (Lastgradient)	• Einsatzgeschwindigkeit (Lastgradient)	• Kopplung mit Informations- und Kommunikationstechnologien (Smart Grid)

Vor diesem Hintergrund nimmt der institutionelle Rahmen des Stromversorgungssystems zwei Funktionen wahr: (1) die Beeinflussung der Eigenschaften der Infrastruktureinheiten durch die Steuerung entsprechender Investitionen und (2) das Management von Einsatz und Betrieb der Infrastruktureinheiten (mit einem gegebenen Eigenschaftenprofil). Die Diskussion um die Einführung von Kapazitätsmechanismen zielt insbesondere auf die erste Funktion ab. Diese steht daher im Mittelpunkt der weiteren Diskussion in diesem Papier. Dabei sind diverse Wechselwirkungen zu beachten. Einerseits besteht ein Zusammenhang zwischen der Gewährleistung von Angemessenheit und Stabilität. So kann beispielsweise eine aus Stabilitätsgesichtspunkten sinnvolle Flexibilisierung der Leistungsaufnahme (durch Smart Meter Roll-out) die Spitzenlast und damit die im Sinne der Angemessenheit notwendige Gesamtleistung des Kraftwerksparks senken. Andererseits kann das Verhältnis der Infrastruktureinheiten untereinander sowohl komplementär (neue Erzeugungskapazitäten erfordern häufig den Ausbau der Netzkapazitäten) als auch substitutiv (Zubau von Kraftwerken vs. Reduzierung der Leistungsaufnahme) sein.

Als weitere Ziele und Kriterien treten die Wirtschaftlichkeit, Verteilungswirkungen, Umweltverträglichkeit und politische Durchsetzbarkeit hinzu. Diese können den Spielraum an umsetzbaren Lösungen im Extremfall beschneiden, sind aber bei der zielppluralistischen Abwägung in jedem Fall zu berücksichtigen.

2.2 Verhältnis zu anderen energiepolitischen Zielen und Kriterien

Die Diskussion von Lösungsansätzen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit muss sinnvollerweise auch mögliche Wechselwirkungen hinsichtlich anderer energiepolitischer Ziele und Kriterien berücksichtigen. Diese werden im Folgenden kurz eingeführt.

Das Energiekonzept der Bundesregierung (BMWi und BMU 2010) sowie der dazugehörige erste Monitoring-Bericht (BMWi und BMU 2012) nennen in diesem Zusammenhang neben der Versorgungssicherheit auch das Ziel *Wirtschaftlichkeit* (ähnlich auch § 1 EnWG). Dabei sind diverse Dimensionen zu berücksichtigen:

- *Statische Effizienz.* Demnach sind Maßnahmen zur Sicherung der Versorgungssicherheit so zu wählen, dass die gesamtgesellschaftlichen Kosten minimiert werden². Vor diesem Hintergrund sind somit bei Investitionen in die diversen Infrastruktureinheiten nicht nur die für Angemessenheit und Netzstabilität relevanten Eigenschaften zu berücksichtigen, sondern auch die jeweilige Kostenstruktur. Mithin kann auch aus Effizienzgesichtspunkten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit nicht allein auf ausgewählte Maßnahmen (Stichwort „Kupferplatte“) gesetzt werden. Vielmehr ist der institutionelle Rahmen so zu wählen, dass alle systemischen Optionen mit Potential zur kostengünstigen Sicherung der Versorgungssicherheit aktiviert werden.

² Davon abzugrenzen sind Konzepte, die unter Berücksichtigung der Präferenzen von Nachfragern auf ein „optimales“ Niveau von Versorgungssicherheit abzielen (Optimalität).

- *Dynamische Effizienz.* Maßnahmen müssen zudem so ausgestaltet sein, dass Anreize zur Entwicklung und Durchsetzung neuer Technologien zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit gesetzt werden.
- *Transaktionskosten-Effizienz.* Diese bezieht sich insbesondere auf die Kosten, welche mit der Beschaffung der notwendigen Informationen, Verhandlungen und Entscheidungen sowie der Überwachung und Durchsetzung von politischen Maßnahmen verbunden sind. Diese Kosten fallen in der Regel sowohl bei Regulierern als auch bei regulierten Akteuren an (McCann 2013).
- *Adaptive Effizienz.* Regulatorische Eingriffe und damit verbundene Infrastrukturentscheidungen schaffen notwendigerweise technische, institutionelle und finanzielle Pfadabhängigkeiten. In Gegenwart von Unsicherheit und Informationsdefiziten ist es daher entscheidend, dass die Regulierung so ausgestaltet wird, dass sie an unvorhergesehene Veränderungen der Rahmenbedingungen angepasst werden kann (North 1990). In diesem Sinne muss sie Innovationen, Lernprozesse und Wissensdiffusion erlauben und befördern. Vor diesem Hintergrund sind sowohl möglichst dezentrale Entscheidungsfindungsprozesse wünschenswert als auch eine hohe Diversität an Technologien, Institutionen und Akteuren.

Zu berücksichtigen sind laut Energiekonzept zudem personelle und sektorale *Verteilungswirkungen* von Maßnahmen zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit. Dementsprechend sind nicht nur die Gesamtkosten der Maßnahmen relevant, sondern auch die Frage, in welchem Ausmaß die verschiedenen privaten Akteure daran beteiligt werden. So muss die Stromversorgung einerseits für private Haushalte bezahlbar bleiben. Andererseits darf auch das energieintensiv produzierende Gewerbe nicht über Gebühr belastet werden, um dessen internationale Wettbewerbsfähigkeit nicht zu gefährden.

Des Weiteren sind auch Wechselwirkungen hinsichtlich der *Umweltverträglichkeit* der Energieversorgung zu berücksichtigen (siehe ebenso das Energiekonzept und § 1 EnWG). Vor diesem Hintergrund werden weitere umweltbezogene Eigenschaften der Infrastruktureinheiten relevant. Bei Anlagen zur Leistungsabgabe umfassen diese insbesondere die Emissionen (von Treibhausgasen und anderen Schadstoffen) der Anlage sowie die Art des eingesetzten Energieträgers und die bei dessen Gewinnung, Verarbeitung, Transport, Verbrennung und Entsorgung auftretenden Umwelteffekte. Aus politischer Sicht dürfen Maßnahmen zur Gewährleistung

der Versorgungssicherheit die Erreichung der langfristigen umweltpolitischen Ziele für das Jahr 2050 nicht gefährden: Reduktion der Treibhausgas-Emissionen um 80 bis 95%, Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien auf 80% des Bruttostromverbrauchs sowie die Senkung des Stromverbrauchs um 25%³. Ökonomisch sind hier allerdings Zielkonflikte zu beachten. Wichtig sind zudem die Flächeninanspruchnahme der Infrastruktureinheiten und die damit verbundenen lokalen Nutzungskonflikte und Akzeptanzprobleme. Dies gilt sowohl für Kraftwerke (insbesondere zur Nutzung erneuerbarer Energien) als auch für Stromspeicher (insbesondere Großspeicher wie Pumpspeicher) und -netze.

Die *politische Durchsetzbarkeit* betrifft abschließend die Frage, ob und auf welche Weise Maßnahmen zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit in einer repräsentativen Demokratie mehrheitsfähig sind. Dies ist abhängig von den Partikularinteressen der diversen politischen Akteure (Politiker, Bürokratie, Wähler, Interessengruppen) und ihrem jeweiligen politischen Gewicht (Becker 1983, Kirchgässner und Schneider 2003). Vor diesem Hintergrund ist es einerseits wichtig, Maßnahmen so zu gestalten, dass der Einfluss von Partikularinteressen möglichst reduziert werden kann. Andererseits muss jedoch auch untersucht werden, mit welchem Maßnahmendesign bestehende politische Widerstände möglicherweise überwunden werden können.

2.3 Zwischenfazit

Die Ausführungen in diesem Abschnitt haben verdeutlicht, dass Versorgungssicherheit aller Voraussicht nach durch einen Mix an Investitionen in die diversen Infrastruktureinheiten zu gewährleisten ist – vor allem auch bei Berücksichtigung weiterer Aspekte wie Effizienz, Verteilungswirkungen, Umweltverträglichkeit und politökonomische Wirkungen (siehe Tabelle 2). Winkler et al. (2013) betonen, dass es heute jedoch schwer abschätzbar ist, wie sich dieser Mix im Einzelnen zusammensetzen wird und soll. Dies ist insbesondere auf diverse Unsicherheiten zurückzuführen, die hinsichtlich (1) des zukünftigen Leistungs- und Flexibilitätsbedarfs (siehe z. B. CEER 2014), (2) der Kostenentwicklung von Brennstoffen und anderen Inputfaktoren sowie (3) des Innovationspotentials

³ Politische Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien und die Reduktion des Stromverbrauchs können dabei als Zweitbestansätze verstanden werden, um Umweltexternalitäten der Stromerzeugung zu adressieren (neben CO₂-Emissionen unter anderem Luftverschmutzung, Landschaftsbeeinträchtigung und Kernkraftrisiken), für die direkte politische Instrumente nur eingeschränkt verfügbar sind. Darüber hinaus können Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien und Stromsparziele auch einen Beitrag zur Reduktion anderer Externalitäten (z. B. Importabhängigkeit) sowie zur Erreichung verteilungs- und industriepolitischer Ziele leisten.

einzelner Technologien (vor allem im Bereich Speicher und Nachfragemanagement) bestehen.

Tabelle 2: Kriterien für die Bewertung von Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Versorgungssicherheit

- Langfristige Angemessenheit der Versorgung
- Kurzfristige Netzstabilität

Wirtschaftlichkeit

- Statische Effizienz
- Dynamische Effizienz
- Transaktionskosten-Effizienz
- Adaptive Effizienz

Verteilungswirkungen

Umweltverträglichkeit

- Senkung der Treibhausgasemissionen im Rahmen der Klimaschutzziele
- Erreichung der Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien
- Minimierung lokaler ökologischer und sozialer Konflikte (vgl. Fußnote 3)

Politische Durchsetzbarkeit

Im Sinne der Versorgungssicherheit ist folglich ein regulatorischer Rahmen notwendig, der alle Optionen einschließt (Winkler und Altmann 2012). Dabei ist die entscheidende Frage, mit welchem institutionellen Rahmen ein solcher „Wettbewerb“ zwischen den Optionen gewährleistet werden kann (Beckers und Hofrichter 2014). In diesem Sinne wird im folgenden Kapitel nun zuerst erörtert, ob der heutige Spot- und Terminmarkt in seiner gegenwärtigen Ausgestaltung als EOM sowie der Regelenenergiemarkt unter den existierenden Rahmenbedingungen dazu geeignet ist. Anschließend wird geprüft, inwieweit die derzeit intensiv diskutierten Kapazitätsmechanismen oder aber ein Mix aus diversen regulatorischen Maßnahmen zu einem besseren Ergebnis im Sinne der verschiedenen Kriterien führen können.

3. Gewährleistung von Versorgungssicherheit unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen

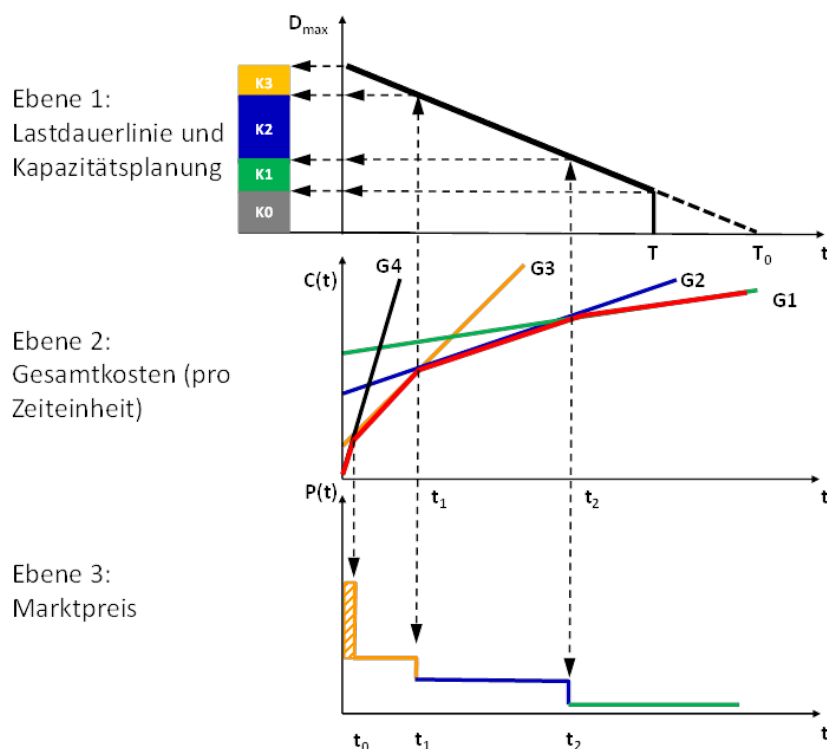
In diesem Kapitel werden die aktuellen Rahmenbedingungen im Strommarkt dargestellt. Dabei stehen Überlegungen zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit im aktuellen System und mögliche Problemstellungen durch Verzerrungen des Marktgeschehens im Vordergrund. So wird in Abschnitt 3.1 dargestellt, unter welchen Annahmen Versorgungssicherheit im Energy-Only-Markt (EOM) bereitgestellt werden kann bzw. Anreize in Investitionen sichergestellt werden können. Darüber hinaus wird auf mögliche Verzerrungen des EOM eingegangen, die optimale Marktergebnisse verhindern und damit die Gewährleistung von Versorgungssicherheit beeinträchtigen könnten. In Abschnitt 3.2 werden Wirkungen der Energiewende auf die Versorgungssicherheit dargestellt. Abschnitt 3.3 zieht ein Zwischenfazit.

3.1 Der Energy-Only-Markt und mögliche Ursachen für Unterinvestitionen in Versorgungssicherheit

3.1.1 Der idealtypische Energy-Only-Markt als Benchmark

In den nachstehenden Abschnitten wird der EOM als aktuelle Referenzsituation auf den Spotmärkten in Deutschland dargestellt, um später den Vergleich zu Kapazitätsmärkten und weiteren Alternativvorschlägen in den nachfolgenden Kapiteln ziehen zu können. Dabei wird zunächst aufgezeigt, dass der EOM unter theoretischen Idealbedingungen rechtzeitig Signale für Investitionen in ausreichend flexible Stromversorgung mit dem sozial optimalen Versorgungsniveau senden kann. Zu diesem Zweck werden die Funktionsweise des EOM und dessen theoretisch optimale Anreizstrukturen für Kraftwerks-, Nachfragemanagement-, Speicher- und potentiell Netzinvestitionen dargestellt. Anschließend wird erörtert, inwieweit Markt- und Staatsversagen die Funktionsfähigkeit des EOM einschränken. Insbesondere wird argumentiert, dass Investitionen mit längeren Vorlaufzeiten, bspw. Speicherkraftwerke oder fixkostenintensive Nachfragemanagementmaßnahmen, überdurchschnittlich belastet werden. Es wird jedoch auch deutlich, dass, obwohl die Theorie auf diverse Formen des Markt- und Staatsversagens verweist, deren tatsächliche Relevanz empirisch nicht ausreichend belegt ist.

Abbildung 1: Multi-Unit-Peak-Load-Pricing



Ebene 1: Kapazitätsdiagramm, Ebene 2: Kostendiagramm, Ebene 3: Marktpreisdiagramm

(Quelle: Weber et al. 2013)

These 1: Preissignale des Energy-Only-Marktes führen zu ausreichenden Investitionen

Idealtypisch werden auf dem EOM Preise gleich den Grenzkosten der verschiedenen Technologien gesetzt und Investitionen über kurzfristig zu erzielende Deckungsbeiträge finanziert.⁴ Dies ist in Abbildung 1 im *Marktpreisdiagramm* (Ebene 3) abgebildet. Hier sind Preise über die Einsatzstunden im Jahr abgetragen. Grundlasttechnologien (Technologie G1, bspw. Braunkohlekraftwerke) haben die größte Einsatzdauer und laufen das ganze Jahr, Spitzenlast-Technologien (Technologie G3, bspw. Gaskraftwerke) nur in einem Teil der Stunden. In Nicht-Spitzenlastzeiten und unter vollkommenem Wettbewerb sind die kurzfristigen variablen Kosten der jeweils günstigsten Technologie preissetzend, in Spitzenlastzeiten mit entsprechenden Spitzenlastpreisen (bis Stunde t_1) werden die verbleibenden Fixkosten, wiederum in einem Teil dieser Stunden (t_0), gedeckt. Die jeweils günstigste Technologie eines Lastbereichs kann im *Kostendiagramm* (Ebene 2) abgelesen werden⁵, während die Lasten nach ihrer Größe ange-

ordnet sind und kleiner werden über die Einsatzstunden (*Last- und Kapazitätsdiagramm*, Ebene 1). Technologien mit hohen Fix- und geringen Grenzkosten bieten demzufolge viele Stunden und damit auch im Niedriglastbereich an (bspw. Kohlekraftwerke). Technologien mit geringen Fix- und hohen Grenzkosten bieten nur in Zeiten hoher Nachfrage an (bspw. Gaskraftwerke).

G4 stellt hierbei entweder die maximale Zahlungsbereitschaft (engl. ‚Value of Lost Load‘ VoLL) oder die reagible Nachfrage dar. Durch diese errechnen sich die optimale Systemzuverlässigkeit sowie die optimale Investition in Spitzenlastkapazität (vgl. Joskow und Tirole 2007).⁶ Entsprechende Technologien schließen aber auch konventionelle Speicher⁷ (bspw. Pumpspeicher) oder die Verschiebung bzw. Senkung des Stromverbrauchs bzw. der Last (engl. ‚Demand Side Management‘ DSM) ein. Somit integriert der EOM bereits die meisten Infrastruktureinheiten des Stromversorgungssystems (mit Ausnahme der Netze), die wie in Abschnitt 2.1 benannt, einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können.

⁴ Dieses wird in der Literatur als Multi-Unit-Peak-Load-Pricing beschrieben und hier unter der Annahme vollkommenen Wettbewerbs als effizientes System erläutert. Referenzen zu folgendem Abschnitt vgl. Joskow und Tirole (2007), Crew et al. (1995), Weber et al. (2013) oder Zöttl (2010).

⁵ Der Schnittpunkt mit der Kostenachse gibt die Fixkosten an, während die Steigung die kurzfristigen variablen Kosten darstellt. Die jeweils günstigste Technologie in einem Bereich ist deshalb

durch den Graphen mit den niedrigsten Kosten in diesem Bereich leicht ablesbar.

⁶ Ist diese kleiner als die Maximalnachfrage (*Kapazitätsdiagramm*), sinken gleichermaßen die Spitzenlastkapazität, K_3 , und die Nachfragefunktion (wird im Kappungsbereich horizontal).

⁷ Speicher benötigen zur Deckung ihrer Kosten einen angemessenen Base-Peak-Spread, dies ist der Unterschied zwischen Grund- und Spitzenlastpreisen.

These 2: Preissignale führen zur Markträumung bei gewünschter Versorgungssicherheit

Das Marktgleichgewicht ergibt sich simultan aus den (exogenen) Kundenwünschen, ausgedrückt durch den VoLL, und den (exogenen) Kostenparametern. Auf diese Parameter bezogen wird bei Abwesenheit von Markt- und Staatsversagen das soziale Optimum bezüglich Investitions- und Produktionstätigkeit erreicht, die zu sozial optimalen Marktpreisen und Versorgungsgrad führen. Das heißt, es werden (Spitzenlast-) Kapazitäten solange errichtet, wie der zusätzliche Nutzen der Versorgung beim Kunden (Minimum des VoLLs aller versorgten Kunden) noch größer den langfristigen Grenzkosten der Versorgung (fixe und variable Kosten einer erzeugten Einheit Strom) ist. Übersteigen die Grenzkosten den Grenznutzen, ist die optimale Investitionstätigkeit und damit der optimale Versorgungs- bzw. Markträumungsgrad bestimmt.

Dies geschieht bei reagibler Nachfrage ohne staatliche Eingriffe. Würde G4 in obiger Grafik beispielsweise den VoLL darstellen, würde jeder Konsumwunsch erfüllt. Die Markträumung wäre maximal und es gäbe keine Rationierung. Würden einige der Kunden eine geringere Zahlungsbereitschaft aufweisen, würden diese im sozialen Optimum nicht versorgt. Ohne Eingriffe in den Markt sowie Marktversagenstatbestände würde sich eine sozial optimale Markträumung bei höheren oder geringeren Versorgungsmengen einstellen, abhängig von der Zahlungsbereitschaft der Kunden und den Kosten der Versorgung. Durch das Peak-Load-Pricing können zudem Anreize zur Lastverschiebung aus Spitzenzeiten in Zeiten geringerer Nachfrage oder auch Lastreduktionen induziert werden. So können der Theorie nach Nachfrager aufgrund ihrer individuellen Zahlungsbereitschaften auf die Marktpreise reagieren bzw. Gebote auch in Bezug auf die Nachfrageveränderungen abgeben. In der Praxis können bspw. leistungsgemessene Industriebetriebe in Spitzenlaststunden ihr Lastverschiebungspotential verknüpft mit ihren individuell entstehenden Kosten am Markt anbieten. Kleinere Konsumenten sind hingegen vom EOM ausgeschlossen und können nicht auf Marktsignale reagieren oder ihre Nachfrageveränderung am EOM anbieten.

These 3: Preissignale führen rechtzeitig zu Investitionen

Bisher noch nicht angesprochen wurde der zeitliche Aspekt der Investitionsplanung. Die verschiedenen Kraftwerkstypen haben unterschiedliche Errichtungs- und behördliche Genehmigungszeiten. Diese können zwischen einigen Monaten bei Austausch bzw. Errichtung einer Gasturbine bis hin zu mehreren Jahren

(bspw. Steinkohlekraftwerke) oder gar Jahrzehnten (bspw. Wasserkraftwerke) variieren.⁸ Die Anlagenbetreiber haben demzufolge mit erheblichen Kapitalbindungskosten zu rechnen, bis erste Einnahmen generiert werden können.

Zur Minderung des Preis- und Mengenrisikos kann für die Zukunft erzeugter Strom über Future- und Forwardmärkte oder Optionen im Vorhinein kontrahiert werden. Dies dient der Absicherung, um eine bessere Planbarkeit erreichen zu können. Dadurch können Risikozuschläge reduziert werden (Schemm 2011). Produkte sind theoretisch beliebig ausgestaltbar und könnten beliebig weit in die Zukunft, auch über einen gesamten Kraftwerkslebenszyklus, und in beliebiger Aggregation (einzelne Stunden, Stundenblöcke bis hin zu Jahresbändern) gehandelt werden.⁹ Dies erlaubt eine Absicherung sowohl seitens der Erzeuger als auch seitens der Käufer entsprechend deren jeweiligen Risikoneigungen. Gegenüber der bisher skizzierten statischen Betrachtung des Marktes ändert sich damit lediglich die zeitliche Verkaufs- und Beschaffungsstruktur entsprechend den Risikopräferenzen der Erzeuger und Kunden, das Marktgleichgewicht bleibt jedoch, unter den theoretischen Annahmen, sozial optimal.

These 4: Preissignale führen zu einer ausreichend flexiblen Erzeugungsstruktur

Dieses Vorgehen in einem nicht-stochastischen Rahmen zur Kapazitätsermittlung abstrahiert jedoch von der Betrachtung des Flexibilitätsbedarfs. Die installierte Kapazität muss deshalb auch imstande sein, (Residual-) Nachfragegradienten abfahren und kurzfristige Schwankungen, vor allem auch aus der Einspeisung fluktuierender erneuerbarer Energien, ausgleichen zu können. In Zeiten steiler Residuallastgradienten sowie unzureichend prognostizierter Residuallasten entstehen Knappheiten – auch in Nicht-Spitzenlastsituationen –, die auf dem EOM und den Regelleistungsmärkten steigende Preise verursachen (vgl. Grossi et al. 2014). So wird ein extremer Lastanstieg, auch aus der Grundlast heraus, der die technischen Leistungsänderungspotentiale thermisch träger Kraftwerke übersteigt, auch zu Preisspitzen und damit zur Belohnung teurer, flexiblerer Leistung führen.¹⁰

⁸ Dabei sind nicht nur die reinen Bauzeiten, sondern auch Genehmigungs-, Netzanschlusszeiten etc. oder Verzögerungen durch Bürgerbeteiligungsverfahren zu beachten bzw. mit einzuplanen.

⁹ Aktuell werden am EEX-Terminmarkt folgende Produkte gehandelt: Tag, Wochenende, laufende Woche und die nächsten vier Wochen, laufender Monat und die nächsten neun Monate, die nächsten elf Quartale und die nächsten sechs Jahre. Zudem sind Optionsgeschäfte sowie individuelle OTC-Vereinbarungen möglich.

¹⁰ Für Lastabsenkungen kann analog argumentiert werden. Ursachen können beispielsweise erwartete hohe Lastgradienten oder Solareinspeisungsänderungen in den Morgen- oder Abendstunden sein.

Diese temporären Knappheiten, die die Laständerungsgeschwindigkeiten von beispielsweise Kohlekraftwerken übersteigen können, erzeugen Investitionsanreize, werden jedoch im klassischen Peak-Load-Pricing nicht abgebildet. Die in diesen Stunden geringeren, flexiblen Kraftwerkskapazitäten und die momentan größere, aber absolut gesehen geringe Last, führen zu Preisspitzen. Die Fähigkeit, diese temporären Knappheiten zu befriedigen ist die Fähigkeit, die *Stabilität* als Versorgungssicherheitsdimension zu garantieren. Im Gegensatz dazu stellt die Angemessenheit der Versorgung die Fähigkeit der Lastdeckung im Maximallastbereich dar. Es handelt sich demzufolge um sehr verwandte Anforderungen. Mit anderen Worten ist die Unsicherheit über Nachfrage und Menge der Erneuerbareinspeisung somit auch Treiber von Investitionen. Dies gilt insbesondere für flexible Speicherkraftwerke und Lastverschiebstechnologien. Sie sorgt theoretisch für die sozial optimale Erzeugungsstruktur im Sinne einer Stabilität sichernden, flexiblen Produktionsfähigkeit.

Die zum Ausgleich kurzfristiger Prognoseunzulänglichkeiten notwendigen Kraftwerke werden separat auf dem Regelenenergiemarkt vergütet und bieten einen weiteren Anreiz zur Bereitstellung von Flexibilität. Dieser gleicht, ähnlich dem Spotmarkt, marginale Erzeugungskosten und Versorgungswertschätzungen aus. Versorgungswertschätzungen enthalten nicht nur die individuellen Wertschätzungen der potentiell nicht versorgten Kunden, sondern auch den gesamtwirtschaftlichen Schaden eines Systemzusammenbruchs (sog. Blackouts).¹¹ Daraus bestimmen sich sozial optimale, erwartete Ausfallzeiten. Die optimale Versorgungssicherheit resultiert demnach aus Produktionsmöglichkeiten und Nachfragebedürfnissen. Die steigenden Anforderungen aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (fEE) wirken hier ähnlich wie kurzfristige Nachfrageänderungen: Eine (erwartete oder nicht erwartete) stark fallende Einspeisung an Strom erhöht die Nachfrage nach steuerbarer und ausreichend flexibler Leistung (Reeg 2014, Scholz et al. 2014). Damit steigt auch der Marktpreis.

These 5: Preissignale des Energy-Only-Marktes führen zu den richtigen Netzinvestitionen

Ausgenommen von der bisherigen Diskussion ist die Netzinfrastruktur, die nicht am direkten Ausgleich von Angebot und Nachfrage beteiligt ist, sondern eine Vorleistung darstellt. Netze stellen als monopolistischer Engpass eine regulierungsbedürftige Wertschöpfungsstufe dar, die typischerweise nicht nur der

Preis- sondern auch der Investitionsregulierung unterliegt, um Marktmachtmissbrauch zu verhindern. Die Investitionstätigkeit muss demzufolge entweder – auch im lokal undifferenzierten EOM – direkt über Investitionssteuerung bzw. indirekt über regulatorisch festgelegte, regionale Transportanforderungen oder – im Rahmen eines regional differenzierten EOM – über regionale Preis- und damit Knappheitssignale angeregt werden. Bei einer regionalen Differenzierung des EOM können durch mögliche Arbitragegewinne Anreize zur Nutzung von Informationen der Marktteilnehmer gesetzt und Effizienzpotentiale gehoben werden. Aber auch schon durch Preisregulierungsverfahren, die Vorgaben zu erwarteten Leistungen der Transportnetzinfrastruktur (wie Auslastung oder erwartete probabilistische Systemausfallwahrscheinlichkeiten) und daran gekoppelte Entlohnung enthalten, kann eine anreizkompatible Investitionstätigkeit befördert werden. Sozial optimale Netzinvestitionen sind demzufolge prinzipiell möglich, werden aber nur dann erfolgen, wenn die Netzregulierung diese ermöglicht.

Fazit: Idealtyp des Energy-Only-Marktes

Theoretisch besitzt die aktuelle Marktordnung demzufolge Instrumente, um ausreichend Kapazität, auch ausreichend flexible Kapazität, zur Verfügung zu stellen. Sowohl Spitzenlastkraftwerke als auch Grundlastkraftwerke können ihre Fixkosten decken und haben damit ausreichende Investitionsanreize, während alle übrigen Optionen, wie Nachfrage-Management, Speicher und Netzausbau, gemäß ihrer Werte entlohnt werden. Dadurch wird die Bereitstellung suffizienter Kapazitäten der verschiedenen Optionen gesichert. Durch einen wettbewerblichen EOM kann damit, unter ideal-typischen Bedingungen, das von den Verbrauchern gewünschte Niveau an Versorgungssicherheit zur Verfügung gestellt werden.

Aussagen über ein mögliches Versagen des EOM sind allerdings erst möglich, wenn die Gründe hierfür identifiziert und plausibel sind sowie nachweisbar quantifiziert werden können. Auch in der energieökonomischen Literatur wird dies breit und teilweise kontrovers diskutiert.¹² Diese Marktversagensgründe werden in den nächsten Abschnitten diskutiert, um nachfolgend Abwägungen der Vor- und Nachteile von Kapazitätsmechanismen und weiteren Alternativen darstellen zu können.

¹¹ Aktuell wird eine ausreichende Sicherstellung von Reservekapazität durch die Reservekraftwerksverordnung sichergestellt. Vgl. auch Abschnitt 4.1.3 zur Erhöhung der synthetischen Nachfrage nach Regel-/Reserveleistung.

¹² Rosen et al. 2000, Besser et al. 2002, Oren 2003, Peluchon 2003, Neuhoﬀ et al. 2004, Wen et al. 2004, Bushnell 2005, Hogan 2005, Roques et al. 2005, Cramton und Stoft 2006, Joskow 2006, de Vries 2007, Finon 2008, Briggs und Kleit 2013, um nur einige zu nennen.

3.1.2 Mögliche Ursachen für Unterinvestitionen in Infrastruktureinheiten

Unzulängliche Investitionsbedingungen können zu einer Gefährdung der sozial optimalen Lösung durch den EOM führen. Verschiedene Marktversagenstatbestände können, auch im Zusammenspiel, das Investitionsklima entscheidend verändern. Mit graduell ansteigenden Ausprägungen der Marktversagen steigen auch die Herausforderungen an das System. Die für diesen Bereich relevanten, in der volkswirtschaftlichen Literatur klassisch diskutierten Gründe für Marktversagen sind asymmetrische Informationen, externe Effekte sowie dauerhafte Marktmacht (bspw. monopolistischer Engpass) sowie die (bisher) in Teilbereichen inflexible Nachfrage. Grundsätzlich lassen sich die nachfolgend dargestellten detaillierteren Probleme auf diese zurückführen. Staatseingriffe werden nötig, um die Funktion des Marktes sicherzustellen, wobei ein Staatsversagen vermieden werden sollte. Da Netze nur mittelbar mit dem EOM und dessen Marktgeschehen verbunden sind, werden diese wie in der vorigen Sektion im Anschluss separat diskutiert.

Thesen 1 und 2: Ausreichende Investitionen sowie die gewünschte Versorgungssicherheit sichert der Energy-Only-Markt nicht immer!

Zur Vermeidung der Ausübung von Marktmacht werden oft staatliche Höchstpreise gesetzt. Marktmachtmissbrauch wird insbesondere in Spitzenlaststunden bei nicht vollständig reagibler Nachfrage und oligopolistischer Angebotsstruktur befürchtet. Diese Höchstpreise können zwar einerseits Deckungsbeiträge und Marktmachtmissbrauchspotentiale verringern. Andererseits können sie jedoch das Investitionsklima verschlechtern, wenn die Preisobergrenzen niedriger als die Zahlungsbereitschaften der nicht reagiblen Kunden gesetzt werden, da zu viel Deckungsbeitrag entfällt (Staatsversagen). Zahlungsbereitschaften werden in Deutschland im Zusammenhang mit der Bewertung von Netzausfällen durch den Regulierer (Bundesnetzagentur - BNetzA) auf ca. 10 €/kWh geschätzt, d. h. 10.000 €/MWh Spotpreis.¹³ Eine Insuffizienz an Kraftwerkskapazität kann in der Folge entstehen, wenn in diesen wenigen Stunden des Nachfrageüberhangs keine zur Investitionsrefinanzierung notwendigen Spitzenlastpreise durchsetzbar sind. Es kommt zu einem „Missing-Money“-Problem durch systematisch fehlende Deckungsbeiträge. In Deutschland besteht zwar keine staatlich administrierte Preisobergrenze, sondern nur eine technisch begründete Obergrenze am Handelsplatz EPEX Spot. Diese

Grenze beträgt derzeit 3.000 €/MWh. Diese Obergrenze könnte an den VoLL, also im Mittel 10.000 €/MWh, angepasst werden, um ein glaubwürdiges Signal zu setzen, dass auch Preisspitzen in dieser Dimension im System möglich sind. Je höher die am Markt erzielbaren Preise in Knappheitssituation sind, desto eher lohnen sich auch Investitionen in Lastverschiebungspotentiale und Speichertechnologien, die ähnliche Wirkungen haben. Preisobergrenzen senken demzufolge auch die Anreize in diese Technologien zu investieren.¹⁴

Zu den unmittelbar auf den Markt bzw. die Akteure zurückzuführenden Ursachen für Unterinvestitionen gehört auch der Umgang mit hohen Risiken aufgrund sehr volatiler Preise.¹⁵ In einem EOM ohne Preisobergrenze induzieren häufige und große Preissprünge Unsicherheiten, die Investitionen erschweren können, da diese Unsicherheit abgesichert werden muss (insofern dies möglich ist). Auch über Jahre hinweg können stochastische wind- oder sonnenreiche Perioden dazu führen, dass kalkulierte Deckungsbeiträge ausbleiben, da die wenigen Spitzenlaststunden reduziert werden und die Fixkostendeckung erschwert wird. Die fehlende Absicherungsmöglichkeit gegen diese Risiken wiederum kann höhere Finanzierungskosten auslösen und bleibt auch bestehen, wenn erneuerbare Stromerzeugungstechnologien wettbewerbsfähig sind. Nachfragemanagement und Speicher können hier temporäre Spitzen ausgleichen, jedoch sind diese auch nur eingeschränkt geeignet, fehlende Sonnen- und Windenergie über Zeiträume von mehreren Stunden bzw. bis zu mehreren Wochen auszugleichen. Beide Maßnahmen verringern volatile Preise lediglich, können und sollen sie jedoch nicht vermeiden, da Preisspitzen eine notwendige Voraussetzung im Peak-Load-Pricing-Modell sind, um Investitionsanreize zu setzen und eine Fixkostendeckung zu ermöglichen.

Weitere staatliche Ursachen sind allgemeinere regulatorische Risiken, die weder vom EOM, noch von anderen Alternativen wie einem Kapazitätsmechanismus oder ähnlichen Instrumenten, behoben werden können. Dies sind beispielsweise unvorhergesehene Umweltregulierungen, erzwungene Kraftwerks-

¹³ Es muss hier ein „Pooling“ von Kunden bzw. Kundengruppen und deren Zahlungsbereitschaften, abhängig von der Fähigkeit des Netzbetreibers diese anzusteuern, vorgenommen werden. Dies schränkt bereits das Erreichen eines sozialen Optimums ein.

¹⁴ In Deutschland kann weiterhin das sog. Mark-Up-Verbot dazu führen, dass Investitionsanreize verhindert werden. Dieses wirkt wie eine langfristige Preisobergrenze und besagt, dass langfristig Preise nicht über den langfristigen Vollkosten eines Kraftwerks liegen dürfen. Dies kann dazu führen, dass temporär notwendige hohe Renditen als Investitionssignale am Markt nicht durchgesetzt werden können, sehr wohl aber niedrige Erlösphasen durch Überkapazitäten, wie aktuell, in Kauf genommen werden müssen.

¹⁵ Die erwähnten regulatorischen Unsicherheiten werden in diesem Zusammenhang oftmals als Grund angeführt, haben aber unabhängig von der gewählten Marktorganisation ähnliche Auswirkungen.

stilllegungen oder deren Weiterbetrieb (z. B. durch die Reservekraftwerksverordnung), oder der politisch geförderte Ausbau von erneuerbaren Energien durch das EEG (siehe 3.2.1). Insbesondere der EOM ist durch staatliche Interventionen gefährdet. Beispielsweise provozieren hohe Preise, die aufgrund langer Investitionsvorlaufzeiten auch über mehrere Jahre als Preissignal für Investitionen nötig sind, politische Interventionen in Form der erwähnten Preisobergrenzen. Kontrastierend hierzu führen die Förderung und der Ausbau der erneuerbaren Energien bei gleichzeitig fehlendem Abbau konventioneller Kraftwerke zu Überkapazitäten. Diese resultieren in sinkenden Großhandelspreisen, welche aktuell die Refinanzierbarkeit konventioneller Kraftwerke gefährden. Diese temporären Überkapazitäten verringern lediglich die Anzahl der Spitzenlaststunden, die nach Abbau von Kapazitäten im neuen stationären Gleichgewicht wieder ansteigt und neue Investitionsanreize liefert. Die Beobachtung aktuell geringer Börsenpreise stellt demzufolge keine Marktversagensursache des EOM dar. Das regulatorische Risiko weiterer unvorhergesehener staatlicher Interventionen bleibt jedoch bestehen und senkt die Investitionsbereitschaft für alle genannten Optionen, betrifft sie jedoch in unterschiedlichem Maße.¹⁶ So sind beispielsweise aktuell vor allem Investoren in Gaskraftwerke, Nachfragemanagement und Speicher sowie Eigentümer von Neuanlagen von größeren Verlusten, die ein teils bereits realisiertes regulatorisches Risiko darstellen, betroffen.

Hinzu kommt, dass in beträchtlichem Maße versunkene Kosten entstehen. Eine zusätzliche Eintrittsbarriere entsteht aufgrund von Informationsnachteilen auf Seiten potentieller neuer Anbieter, durch die eine Wartepremie erzeugt wird (vgl. Pindyck 2009). Die Kostencharakteristika und damit das Preissetzungsverhalten der Akteure im Markt nach Eintritt können nur bedingt eingeschätzt werden, so dass eine Zurückhaltung bei der Markteintrittsentscheidung – insbesondere bei Risikoaversion – entsteht (Lehmann et al. 2013). Das Marktgleichgewicht weist unter diesen Bedingungen folglich sozial gesehen zu geringe Investitionen auf. Dadurch induzierte Unterkapazitäten lassen einen Spielraum zum Marktmachtmisbrauch bei den verbleibenden Anbietern. Insbesondere Neuinvestoren, die ihre Investitionen erst refinanzieren müssen sowie in größerem Maße der Volatilität ausgesetzte Investitionen wie Gaskraftwerke, Nachfragemanagementmaßnahmen und Speicher werden

dadurch unattraktiver (Ehlers 2011). Effektivität und Effizienz sind gefährdet.

Eine bisher wenig diskutierte Ursache von Marktversagen ist das Vorhandensein von marktmächtigen Unternehmen. Dies kann zum Auftreten von strategischem Bietverhalten führen. Ein kritischer Punkt sind hier ebenfalls die bei Kraftwerksinvestitionen entstehenden versunkenen Kosten. Hohe Marktpreise setzen dann nicht zwingend Eintrittsanreize, wenn marktmächtige Unternehmen rational mit Verdrängungswettbewerb drohen können. Eine solche Situation liegt vor, wenn ein marktmächtiges Unternehmen eine stärkere Position hat (beispielsweise finanziell oder produktionstechnologisch) oder der Neuling vermutet, dass dies so ist. Ein Neuling antizipiert dies und unterlässt den Eintritt. Das marktmächtige Unternehmen kann seine Position erhalten. Dies kann insbesondere durch vorhandene und bereits abgeschriebene Kraftwerke unterstützt werden, die eine Gebotsabgabe unter den langfristigen Grenzkosten eines Neulings ermöglichen. Einerseits ist dies statisch effizient, da sich die aktuell kostengünstigsten Kraftwerke im Markt befinden, kann jedoch die dynamische Effizienz beeinträchtigen. Diese Kapazitäten können aber auch kurzfristig zurückgehalten werden, um Knappheitssituationen zu erzeugen und sozial schädliche Übergewinne zu erzielen.¹⁷ Wenig fixkostenintensive Neuinvestitionen können Nachfragemanagementmaßnahmen sein. Sie sind dann weniger stark betroffen als beispielsweise Investitionen in Grundlastgroßkraftwerke.

These 3: Investitionssignale gibt der Energy-Only-Markt nicht immer rechtzeitig!

Ein ähnliches Problem entsteht durch die langen Vorlaufzeiten bis zur Inbetriebnahme eines Kraftwerks. Investoren setzen sich erheblichen Risiken aus, da Kapitalrückflüsse erst nach ca. drei bis sieben Jahren (für konventionelle Kraftwerke wie Gas- oder Kohlekraftwerke) erzielt werden. Die Liquidität der Märkte, falls diese überhaupt vorhanden ist, über einen solchen Zeitraum ist auf den Strommärkten sehr gering und Preise sehr schwer prognostizierbar. Insbesondere die für Großkraftwerke relevanten Märkte, die 10–15 Jahre in der Zukunft liegen, existieren nicht. Endkundenverträge haben meist auch nur eine Laufzeit von ca. 1–3 Jahren, so dass von Nachfrageseite kaum von einem Interesse an längerfristigen Verträgen auszugehen ist. Ursache dieser Illiquidität sind jedoch schwer zu bewertende Unsicherheiten. Diese können auch nur bedingt durch alternative Vergü-

¹⁶ Dies beschreibt den aktuellen Anpassungsprozess in Deutschland, der erst mit dem Abbau der relativen Überkapazitäten im konventionellen Bereich abgeschlossen sein wird. Erst dann sind Aussagen über suffiziente Investitionsanreize in konventionelle Kapazitäten möglich.

¹⁷ Die marktmächtigen Unternehmen haben zwar auch einen Anreiz, sich nach aktuellen Knappheiten und damit dem Flexibilitätsbedarf zu richten, investieren unter diesen Bedingungen jedoch insgesamt zu wenig

tungsformen abgegolten werden. Somit existiert auch kein Preissignal für diese Kraftwerke, das direkt am Markt durch Akteure gebildet wird. Grundsätzlich sind zwar langfristige Kontrakte über flexiblere Future-/Forward-Verträge vorstellbar (bspw. mit Gas-/Kohlepreiskopplung). Insgesamt zeigt die bisherige Praxis der Terminmärkte jedoch, dass die Liquidität für langfristige Produkte gering ist. Dementsprechend äußern sich Autoren wie Cramton und Ockenfels (2012) ebenfalls skeptisch. Ein ähnliches Anpassungsproblem tritt auch im normalen Marktprozess bei langen Errichtungszeiten durch die Gleichzeitigkeit von Kapazitätsinvestitionen auf. Lange Planungs- und Bauvorlaufzeiten können dann sog. Schweinezyklen hervorrufen, die sich sowohl stabilisieren als auch ausweiten können („Cobweb-Theorem“) (Gaidosch 2008). Es sind dann temporäre Abweichungen vom stationären Gleichgewicht möglich, die zu Refinanzierungsschwierigkeiten führen können. Schweinezyklen können durch lange Genehmigungsprozesse oder Bürgerproteste zusätzlich verlängert werden.

Nachfragemanagementmaßnahmen sind je nach Investitionscharakter weniger stark betroffen, da sie eventuell kurzfristiger umsetzbar sind. Bei größeren maschinellen Anpassungen im Industriebereich ist jedoch auch hier teils mit erheblichen Vorlaufzeiten zu rechnen. Speicherwasser-, Pumpspeicher- oder große Laufwasserkraftwerke haben im Gegensatz dazu besonders lange Vorlaufzeiten und tragen größere Risiken. Insbesondere der Planungsprozess kann hier auch schwierig sein, wenn schneller zu errichtende flexible Kraftwerke im Markt sind, bis die Errichtung abgeschlossen ist und Renditen dadurch geschnitten werden.

These 4: Die optimale Erzeugungsstruktur stellt der Energy-Only-Markt nicht immer sicher!

Eine potentiell unzureichende Flexibilität des Kraftwerksparks stellt ebenfalls kein originäres Marktversagen dar. Sie ergibt sich vielmehr aus den zu geringen Investitionen in Kraftwerksleistung aufgrund der anderen Marktversagen. Zwar verstärken Herausforderungen wie eine steigende fluktuierende Einspeisung durch erneuerbare Energien (siehe auch 3.2) und die teilweise nicht reagible Nachfrage die Anforderungen an die Flexibilität. Diese würde allerdings bei Abwesenheit der übrigen Marktversagen durch die im vorangehenden Unterkapitel beschriebenen Preissignale sozial optimal bereitgestellt. Hervorzuheben sind insbesondere große vorhandene Unsicherheiten (Volatilität der Preise im EOM, regulatorische Unsicherheit, lange Vorlaufzeiten), die höhere Kapital- und Liquiditätskosten verursachen können, und strategisches Verhalten seitens der Marktteil-

nehmer. Erhalten diese Marktversagen eine zu große Bedeutung, kann dies eine aus sozialer Sicht unzureichende Investitionstätigkeit verursachen. Besonders betroffen sind hier Investitionen in Kraftwerke mit langer Vorlaufzeit wie Speicher- oder Laufwasserkraftwerke. Unsicherheiten im Markt werden dann zu groß, so dass die erwartete Vergütung nicht mit der Risikoexposition Schritt halten kann. Eine sozial nicht optimale Kraftwerksstruktur ist die Folge.

These 5: Richtige Netzinvestitionen werden durch den Energy-Only-Markt keinesfalls garantiert!

Die Netzdurchleitung hat Vorleistungscharakter und stellt eine Transportdienstleistung von Strom zwischen Erzeugungs- und Lastorten dar. Sie sorgt somit für einen örtlichen Erzeugungs-/Last-Ausgleich. Erzeugungs- und lastseitige Markt- und Staatsversagen auf dem EOM haben deshalb mittelbar auch eine Auswirkung auf Netzinvestitionen: Eine sozial optimale Netzplanung berücksichtigt die Entwicklungen und Fehlentwicklungen auf Erzeugungs- wie Nachfrageseite. Die für die Netzebene relevanten erzeugungs- und lastseitigen Versagen sind insbesondere Preisobergrenzen, Volatilität der Preise im EOM, regulatorische Unsicherheit, lange Vorlaufzeiten, die höhere Kapital- und Liquiditätskosten verursachen können, und strategisches Verhalten seitens der Marktteilnehmer.

Der EOM liefert jedoch per se keine lokalen Anreize für Investitionen, auch nicht für Netzinvestitionen. Werden vor diesem Hintergrund durch den Regulierer keine entsprechenden Anreize in Form einer Belohnung oder direkter Anweisungen für Investitionen in den örtlichen Ausgleich von Erzeugung und Last gegeben, so wird der Netzausbau nur bedingt optimale Ergebnisse liefern. Ist der EOM lokal differenziert, können Investitionsanreize in Form von Vergütungen jedoch an Preisunterschiede zwischen zwei beliebigen Regionen mit einem Netzengpass gekoppelt werden (vgl. Löschel et al. 2013a, b).

3.1.3 Der Energy-Only-Markt und die Dimensionen der Versorgungssicherheit

Angemessenheit

Zusammenfassend bleibt festzuhalten, dass der EOM theoretisch das Potential besitzt, angemessene Investitionen zur Bereitstellung der sozial gewünschten Versorgungssicherheit mit einer effizienten Kraftwerksstruktur bereitzustellen. Dies gilt theoretisch auch durch die Komplementierbarkeit mit Terminmärkten, die helfen Unsicherheiten abzubauen. Es gibt jedoch eine Reihe von Ursachen, die die Signalsetzung des EOM für Investitionen unterminieren.

Hierzu sind insbesondere Unsicherheiten zu zählen – auch induziert durch staatliche Eingriffe –, die die Planbarkeit erschweren und auch Terminmärkte illiquide werden lassen. Marktmacht, insbesondere mit versunkenen Kosten, ermöglicht eine weitere Eintrittsabschreckung, so dass es zu dann typischen Unterinvestitionen kommen kann. Preisobergrenzen können ebenfalls negative Auswirkungen auf die Investitionsneigung haben. Grundsätzlich bleibt es allerdings eine ungeklärte empirische Frage, inwieweit die Akteure mit vorhandenen Risiken umgehen können und es damit zu ausreichenden Investitionen für ein angemessenes Versorgungssicherheitsniveau kommen kann. Indizien weisen darauf hin, dass in der derzeitigen Situation und mittelfristigen Perspektive in Deutschland prinzipiell genügend Kapazitäten verfügbar sind, um die maximal zu erwartende Stromnachfrage zu decken. So fällt die Leistungsbilanz, also der Saldo aus (gesicherter) Kraftwerksleistung und der maximalen Stromnachfrage gegenwärtig und wohl auch für die nächsten Jahre positiv aus (50Hertz et al. 2013, AEE 2013, Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2013). Ein negativer Saldo ergibt sich durch den Kernkraftausstieg laut Untersuchungen frühestens ab 2020 regional begrenzt in Süddeutschland

(Borggreffe et al. 2014, Schlemmermeier 2013). Zudem bestehen auch Überkapazitäten in anderen europäischen Ländern, aus denen Deutschland zusätzlichen Strom importieren könnte.

Sicherheit

Insbesondere in Knappheitssituationen aufgrund extremer Residuallastgradienten werden Renditen verdient, die flexiblen Kraftwerken zu Gute kommen und diesen Investitionsanreize setzen. Es wird deshalb auch und vor allem im Rahmen des EOM ein Anreiz gesetzt, diese bereitzustellen und eine Kraftwerksstruktur herbeizuführen, die auch Flexibilität sozial optimal belohnt. Dies schließt schnell regelbare konventionelle Kraftwerke, verschiebbare Lasten sowie eben diese Preis-Spreads ausnutzende Speicherkraftwerke mit ein. Aus theoretischer Sicht stellt der EOM damit ausreichend Anreize zur Investition in flexible Kapazitäten bereit. Dies hängt jedoch, wie bei der Angemessenheit, entscheidend an der Frage nach der empirischen Relevanz der Markt- und Staatsversagen. Bisher konnte zwar keine Studie die Relevanz dieser Marktversagen für den Elektrizitätsbereich und mögliche Konsequenzen für die Versorgungssicherheit nachweisen. Erste Maßnahmen wie

Tabelle 3: Der Energy-Only-Markt und die vier Säulen der Versorgungssicherheit

	Infrastruktureinheiten			
	Anlagen zur alleinigen Leistungsabgabe (z. B. Kraftwerke)	Verbrauchseinheiten zur alleinigen Leistungsaufnahme	Anlagen zur Leistungsaufnahme und -abgabe (Speicher)	Anlagen zum Transport (Übertragungs- und Verteilnetze)
Wirkungen hinsichtlich der Angemessenheit	(+) Prinzipiell Fähigkeit der Setzung ausreichender Investitionsanreize (-) Markt- und Staatsversagen können zu Unterinvestitionen führen (Unsicherheit, unvollständige Information, Preisobergrenzen und Missing-Money, Marktmacht und versunkene Kosten)	(+) Werden sozial optimal nach ihrer Zahlungsbereitschaft versorgt, wenn sie steuerbar sind und Preissignale erhalten (+) bekommen Anreize zur Lastverschiebung (+) elastische Kunden verringern Bedarf an Maximalleistung (-) unelastische nicht	(+) rentabel durch Ausnutzung von Base-Peak-Spreads und sozial optimal bereitgestellt (+) helfen bei der Deckung weniger, extremer Spitzenlasten (-) Markt- und Staatsversagen können zu Unterinvestitionen führen (s. I.)	
Wirkungen hinsichtlich der Stabilität	(+) Prinzipiell Fähigkeit der Setzung ausreichender Investitionsanreize auch für flexible Kapazität (-) Markt- und Staatsversagen können zu Unterinvestitionen führen (s.o.)	(+) Werden sozial optimal nach ihrer Zahlungsbereitschaft für Flexibilität versorgt (wenn steuerbar) (+) bekommen Anreize zur Lastverschiebung (+) elastische Kunden verringern Bedarf an flexibler Leistung (-) unelastische nicht	(+) bekommen substantielle Anreize zu Investitionen durch temporär ansteigende Residuallastgradienten und damit Preissprünge (+) fördern ihrerseits Leistungs-Last-Ausgleich und damit die Netzstabilität (-) Markt- und Staatsversagen können zu Unterinvestitionen führen (s. I.)	

die Reservekraftwerksverordnung zeigen jedoch, dass Staat und systemverantwortliche Transportnetzbetreiber bei der derzeitigen, lokal undifferenzierten EOM-Gestaltung, dem System die Fähigkeit absprechen, zukünftig weiterhin einen lokalen Erzeugungs-Last-Ausgleich zu gewährleisten und damit eine ausreichende Versorgungssicherheit zu garantieren.

So wurde in den letzten Jahren mehrfach die bereits vorhandene Netzreserve abgerufen und die Stilllegung von Kraftwerken durch die Bundesnetzagentur untersagt (Bundesnetzagentur 2013, Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt 2013). In anderen Bereichen werden Marktrisiken wie beispielsweise Bankrottkosten, die einkalkuliert werden müssen, Liquiditätssicherungskosten oder auch Kosten der Risikoaversion auf geringe einstellige bis hin zu mittleren, zweistelligen Prozentzahlen bei Anlagennotverkäufen (engl. „Asset Firesales“) beziffert (auch 10–40% des Umsatzes).¹⁸ Ähnliches gilt auch für regulatorische Risiken. Die Übertragbarkeit dieser Ergebnisse auf Strommarktinvestitionen muss jedoch erst gezeigt werden.

Die Ergebnisse dieser Überlegungen sind zusammenfassend in Tabelle 3 dargestellt. Es sei hier noch einmal angemerkt, dass der EOM die Netzinfrastruktur nicht per se einbezieht. Vielmehr stellt diese eine Vorleistung dar, die als monopolistischer Engpass zu regulieren ist.

3.2 Der Einfluss der Energiewende auf die Versorgungssicherheit

In diesem Abschnitt soll geklärt werden, ob und inwieweit durch Maßnahmen der Energiewende zusätzliche Herausforderungen für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit geschaffen werden. Der Fokus wird dabei auf drei Instrumente gelegt: das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), den Emissionshandel sowie den Ausstieg aus der Kernenergie. Tabelle 4 gibt einen Überblick über mögliche Auswirkungen.

¹⁸ Vgl. für verschiedene Motivationen für Hedging und Liquiditätsmanagement Stulz (1984), Smith und Stulz (1985) sowie Froot et al. (1993). Kosten für höhere Übernahmen systematischen Risikos vgl. Banz (1981), Fama und French (1997), sowie Schaeffler und Weber (2013) für Stromnetzbetreiber. Kosten aufgrund von Hedging- und Liquiditätsmanagementaktivitäten vgl. Opler und Titman (1994), Bris et al. (2006), Almeida und Philippon (2007), Reimund et al. (2008), Demiroglu und James (2011), sowie Schöber et al. (2014) für firmenspezifische Ausfallrisiken im Stromnetzbetrieb. Für nachfrage- und investitionsbasierte regulatorische Risiken im Zusammenhang mit Preisobergrenzenregulierung vgl. Evans und Guthrie (2005, 2012).

3.2.1 Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Angemessenheit

Kurzfristig erhöht der durch das EEG geförderte Ausbau erneuerbarer Energien die installierte Leistung im System. Die daraus resultierenden Überkapazitäten können im Sinne der Angemessenheit durchaus positiv bewertet werden, auch wenn die fEE-Anlagen nur bedingt zusätzlich gesicherte Leistung bereitstellen.¹⁹ Ein steigender EE-Anteil hat jedoch zwei wesentliche Effekte, welche die Angemessenheit langfristig negativ beeinflussen können: Zum einen verringern sich bei gegebener Nachfragelast die Volllaststunden konventioneller Kraftwerke mit hoher gesicherter Leistung. Zum anderen sinken deren langfristig erwartete Erlöse je Kilowattstunde. So führt die Senkung der Großhandelsstrompreise durch den Merit-Order-Effekt zur Verschärfung des in Abschnitt 3.1 beschriebenen „Missing-Money“-Problems bei konventionellen Kraftwerken (Sensfuß et al. 2008, Neubarth, Woll und Gerecht 2006, Traber und Kemfert 2011, Harthan et al. 2013).²⁰ Zudem werden zusätzliche Investitionsrisiken geschaffen, auf die Marktakteure unter Umständen suboptimal reagieren (siehe Abschnitt 3.1). Derartige Risiken liegen einerseits in der Volatilität der Einspeisung von fEE begründet, können aber auch auf politisch induzierte Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Ausgestaltung der EEG-Förderung und damit der Höhe des EE-Anlagenzubaus zurückgeführt werden (Böckers et al. 2012, Brunekreeft und Meyer 2011a). Mittel- bis langfristig werden konventionelle Kraftwerksbetreiber darauf mit vorübergehenden oder dauerhaften Anlagenstilllegungen reagieren (wie derzeit auch schon im Markt beobachtbar). Mithin werden durch das EEG Kraftwerke mit hoher durch Anlagen mit niedriger Steuer- und Vorhersagbarkeit der Stromerzeugung (insbesondere bei fEE) substituiert.

Hinsichtlich der Angemessenheit ist dieser Effekt negativ zu bewerten, da dadurch bei gegebener installierter Leistung die gesicherte Leistung sinkt. Zu berücksichtigen ist zudem, dass die Anlagensubstitution nicht am selben Standort erfolgt, sondern beispielsweise lastnahe Kraftwerke durch EE-Anlagen an Küstenstandorten ersetzt werden. Folglich kann sich die in einem Versorgungsgebiet verfügbare gesicherte Leistung durch regionale Netzengpässe weiter reduzieren (Schlemmermeier 2013). Das gilt insbesondere durch Engpässe, die auf der Verteilnetzebe-

¹⁹ Ausdruck findet die Fähigkeit einer Anlage zur Bereitstellung von gesicherter Leistung in den Kapazitätskrediten.

²⁰ Bei einer Nichtberücksichtigung des EE-Ausbaus bei der Festlegung des CO₂-Mengenziels führt dies zusätzlich zu sinkenden CO₂-Preisen und damit auch zu sinkenden Strompreisen.

ne oder den Umspannwerken bestehen. Dieser Effekt wird freilich abgemildert, wenn Netzbetreiber durch den lastfernen EE-Ausbau zum Ausbau der Netze angereizt werden. Unklar ist der Effekt hinsichtlich der Investitionen in Stromspeicher. Abhängig von Ausbauniveau und Technologiewahl können Base-Peak-

Spreads und somit die Investitionsanreize in Speichertechnologien steigen oder sinken. Negativ auf Speicherinvestitionen wirkt sich dabei etwa aus, dass der Ausbau von PV-Anlagen Strompreisspitzen zur Mittagszeit und die damit verbundenen Einsatzzeiten von Speichern kurz- bis mittelfristig reduziert.

Tabelle 4: Wirkungen von Maßnahmen der Energiewende hinsichtlich der Versorgungssicherheit

		Infrastruktureinheiten			
		Anlagen zur alleinigen Leistungsabgabe (z. B. Kraftwerke)	Verbrauchseinheiten zur alleinigen Leistungsaufnahme	Anlagen zur Leistungsaufnahme und -abgabe (Speicher)	Anlagen zum Transport (Übertragungs- und Verteilnetze)
Wirkungen hinsichtlich der Angemessenheit	EEG	(-) Senkung der gesicherten Leistung durch Verdrängung von konventionellen Kraftwerken mit hoher Plan- und Steuerbarkeit durch FEE, insbesondere durch Netzeingpässe (+) Substitution von importierten Energieträgern durch einheimische Energieträger	(+/-) Senkung (Erhöhung) der Abnahmelast durch Erhöhung (Senkung) der Endverbraucherpreise	(+/-) Abhängig vom Ausbauniveau und Technologiewahl können Base-Peak-Spreads und somit die Investitionsanreize in Speichertechnologien steigen oder sinken.	(+) Die geografische Abhängigkeit der fEE und die damit einhergehende lastferne Erzeugung in Kombination mit der Netzan-schluss- pflicht kann den Ausbau von Netzen anreizen.
	Emissionshandel	(-) Senkung der Erlöse für konventionelle Kraftwerke durch Erhöhung der Stromgestehungskosten und politische Unsicherheit	(+) Senkung der Abnahmelast durch Erhöhung der Strompreise	(+) höhere Grenzkosten von fossilen KW begünstigen den Einsatz von Speichern in der Merit-Order	(o) keine Wirkung
	Kernkraftausstieg	(+) Erhöhung der Erlöse für alle Nicht-EEG-Kraftwerke durch Linksverschiebung der Merit-Order	(+) Senkung der Abnahmelast durch Erhöhung der Strompreise	(o) unklare Wirkung, abhängig von Technologien, welche Kernkraft ersetzen	(-) Die Abschaltung lastnaher Kernkraftwerke in Süddeutschland erhöht die Netzeingpassproblematik
Wirkungen hinsichtlich der Stabilität	EEG	(-) Senkung des Lastgradienten durch Verdrängung von Gaskraftwerken	(o) keine Wirkung	(+) Da i. d. R eine hohe Anzahl an Ladezyklen einen kosteneffizienten Speicherbetrieb begünstigt, kann eine stärkere volatile EE Einspeisung den Speicherbetrieb zur Netzstabilität fördern	(-) Erhöhung der Gefahr von Netzüberlastungen durch räumliche Reallokation der Anlagen
	Emissionshandel	(+) Verschiebung von Kohle zu Gas (Fuel Switch) durch CO ₂ -Bepreisung (-) Benachteiligung von Gas ggü. Kohle durch kostenlose Erstallokation	(+) Senkung der Abnahmelast durch Erhöhung der Strompreise		(+) Fuel Switch führt tendenziell durch den Wegfall von lastfernen Kohlekraftwerken zu freiwerdenden Netzkapazitäten
	Kernkraftausstieg	(+) Erhöhung der Erlöse für flexible Gaskraftwerke, die Grenzanbieter sind	(o) keine Wirkung	(o) keine Wirkung	(o) keine Wirkung

Zu berücksichtigen sind zudem Effekte auf Seiten der Verbrauchseinheiten. Da die EEG-Einspeisevergütungen durch eine Umlage auf den Strompreis refinanziert werden, kann es unter Umständen zu einer Verringerung der Abnahmelast und folglich positiven Effekten im Sinne der Angemessenheit kommen. Der Gesamteffekt ist jedoch stark davon abhängig, welcher Anteil des Stromverbrauchs von der EEG-Umlage entlastet wird und wie preiselastisch die Nachfrage der unterschiedlichen be- oder entlasteten Verbrauchergruppen ist. Hingegen erhöht Volatilität in der Stromversorgung die Anzahl der Ladezyklen von Speichern und ermöglicht dadurch einen wirtschaftlicheren Betrieb dieser Infrastruktureinheiten zur Sicherung der Netzstabilität.

Wird Importunabhängigkeit als Nebenbedingung von Angemessenheit verstanden, kann zunächst positiv bewertet werden, dass die EEG-Förderung kurzfristig Gaskraftwerke aus dem Markt drängt²¹. Da Erdgas zu einem Großteil aus politisch sensiblen Regionen importiert wird, leistet das EEG unter diesen Umständen einen Beitrag zur Reduzierung von Importrisiken. Die Verdrängung der Gaskraftwerke ist einerseits auf deren relativ hohe Grenzkosten zurückzuführen. Dadurch sind sie vom Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien betroffen (Traber und Kemfert 2011). Verstärkt wird dieser Effekt durch Interaktionen des EEG mit dem Emissionshandel, welche typischerweise dazu führen, dass Erdgas durch Kohle substituiert wird (Böhringer und Rosendahl 2011). Langfristig können jedoch auch wieder neue Anreize zur Investition in Gaskraftwerke entstehen, wenn gestiegene Laständerungsgradienten zu einer stärkeren Honorierung von Flexibilität über den Markt führen (Krzikalla et al. 2013).

Stabilität

Bezüglich der Stabilität der Versorgungsinfrastrukturen bringt vor allem der Ausbau nur bedingt prognostizierbarer, fluktuierender EE-Kapazitäten neue Herausforderungen mit sich. So müssen die steuerbaren (konventionellen) Kraftwerke ihre Erzeugung nicht mehr primär der Abnahmelast der Verbrauchseinheiten anpassen, sondern vor allem die Residuallast decken (Gottstein und Skillings 2012, Reeg 2014). Dafür benötigt werden Kraftwerke, die steilere Residuallastgradienten abfahren können (Winkler et al. 2013, Nitsch 2012). Bei dauerhaft niedrigeren Voll-

laststunden durch hohe EE-Anteile sind hierfür auf Grund ihrer Kostenstruktur vor allem Gaskraftwerke (Gas-und-Dampfturbinen-Kraftwerk und Gasturbinenkraftwerk) geeignet. Außerdem erfüllen bisher primär Gaskraftwerke auch die technischen Voraussetzungen, um entsprechend der flexibler werdenden Residuallast kurzfristig hoch- und herunterzufahren. Wie oben ausgeführt wurde, werden aber eben gerade für diese die Investitionsanreize durch die EEG-Förderung verschlechtert.

Problematisch im Sinne der Stabilität ist zudem die räumliche Reallokation der Erzeugungsanlagen unabhängig von der vorhandenen Netzinfrastruktur. Korreliert starke EE-Einspeisung mit regionalen Netzengpässen, steigt die Gefahr von Netzüberlastungen und -ausfällen – zumindest sofern Anlagen nicht ferngesteuert abgeregelt werden können (Nicolosi 2010).²²

3.2.2 Wirkungen des Emissionshandels

Angemessenheit

Die Bepreisung von CO₂-Emissionen im Rahmen des EU-Emissionshandels hat in den vergangenen Jahren zu einem Anstieg der Großhandelsstrompreise geführt (Linares et al. 2006, Sijm et al. 2006, Lise et al. 2010). In Kombination mit der (teilweise) kostenlosen Zuteilung der Emissionsrechte in der ersten und zweiten Handelsperiode wurden damit die Anreize zur Investition in fossile Kraftwerke erhöht, da eine kostenlose Zuteilung betriebswirtschaftlich als Investitionszuschuss betrachtet werden kann. Speziell für fossile Kraftwerke sind mit dem EU-Emissionshandel jedoch mindestens im gleichen Maße auch die Stromgestehungskosten gestiegen. In der gegenwärtigen dritten Handelsperiode sind Stromversorger nun zudem verpflichtet, die Emissionsrechte vollständig auf dem Markt zu erwerben. Es ist daher zu erwarten, dass der Emissionshandel die Gewinnsituation von konventionellen Kraftwerksbetreibern nun verschlechtert. Folglich haben sich die Anreize zum Betrieb von bestehenden beziehungsweise zur Investition in neue fossile Kraftwerke reduziert. Verstärkt wird dieser Effekt durch die dem Emissionshandel inhärenten Unsicherheiten, insbesondere infolge volatiler CO₂-Preise und unsicherer zukünftiger Anpassungen der Emissionsobergrenze (Laurikka und Koljonen 2006, Blyth et al. 2007). Insgesamt ist daher davon auszugehen, dass der Emissionshandel die Investition in gesicherte fossile Leistung eher hemmt – auch wenn dieser Effekt bislang aufgrund der geringen CO₂-Preise eher begrenzt war (Hoffmann 2007).

²¹ In der mittel- bis langfristigen Perspektive ist die Verdrängung von Gaskraftwerken hinsichtlich der Flexibilität auf der Erzeugungsseite jedoch als nachteilig zu betrachten. Es ist jedoch festzuhalten, dass alle konventionellen Kraftwerke gleichermaßen von niedrigeren Preisen betroffen sind. Böckers et al. (2013) finden für den spanischen Markt etwa, dass alle konventionellen, insbesondere aber Mittellastkraftwerke (Kohlekraftwerke, Combined Cycle Gas Turbinen) verdrängt werden.

²² In Fällen kurzfristiger Stromüberschüsse im Netz können EE-Anlagen de jure jedoch immer kurzfristig abgeregelt werden und so positiv zu Stabilität beitragen.

Auf Seiten der Verbrauchseinheiten können die durch den Emissionshandel induzierten Strompreiserhöhungen immerhin zu einer Senkung des Stromverbrauchs und damit auch des Bedarfs an gesicherter Leistung führen.

Stabilität

Zumindest theoretisch verschiebt der Emissionshandel Investitionen von CO₂-intensiven Kohle- hin zu relativ CO₂-armen Gaskraftwerken, wenn entsprechend hohe CO₂-Preise vorausgesetzt werden. Da diese typischerweise flexibler betrieben werden können, könnte sich der Emissionshandel folglich positiv auf die Gewährleistung der kurzfristigen Netzstabilität auswirken. In den ersten beiden Handelsperioden ist dieser Vorteil jedoch nicht zum Tragen gekommen, da bei der Erstvergabe von Emissionszertifikaten Kohlekraftwerke gegenüber Gaskraftwerken bevorteilt wurden (Pahle et al. 2011). Folglich war der Emissionshandel eine der Ursachen für den starken Anstieg der Kohleverstromung in den letzten Jahren (Pahle et al. 2011). Vor diesem Hintergrund ist es im Sinne der Netzstabilität positiv zu bewerten, dass in der aktuellen dritten Handelsperiode Emissionszertifikate im Stromsektor vollständig versteigert werden.

3.2.3 Wirkungen des Kernenergieausstiegs

Angemessenheit

Der Kernenergieausstieg verringert kurzfristig die verfügbare gesicherte Leistung. Gleichzeitig bewirkt er jedoch eine Linksverschiebung der Merit-Order-Kurve. Dadurch kommt es zu einer Erhöhung der Großhandelsstrompreise (Knopf et al. 2014), wodurch mittel- bis langfristig Investitionen in Kraftwerksleistung angereizt werden, welche den Wegfall der nuklearen Leistung kompensieren. Wie bereits in den Abschnitten zu EEG und Emissionshandel beschrieben, kann der Anstieg der Strompreise zudem bewirken, dass Spitzenlast auf Verbraucherseite reduziert und auch dadurch mögliche Angemessenheitsprobleme entschärft werden. Durch den Kernenergieausstieg werden jedoch zu einem Großteil lastnahe Stromerzeugungsanlagen im Süden Deutschlands vom Netz genommen. Dadurch können sich Angemessenheitsprobleme infolge regionaler Netzengpässe noch verstärken. Nicht eindeutig bestimmt werden können die Effekte hinsichtlich der Investitionen in Speicherinfrastruktur. Diesbezügliche Wirkungen hängen stark davon ab, durch welche Erzeugungstechnologien die Kernkraftwerke ersetzt werden. Erste empirische Studien zeigen jedoch, dass der Kernenergieausstieg die Strompreise insbesondere nachts erhöht und damit den Einsatz von Speichern unrentabler macht (Grossi et al. 2014).

Stabilität

Durch die Linksverschiebung der Merit-Order-Kurve begünstigt der Kernenergieausstieg kurzfristig insbesondere auch den Einsatz von Gaskraftwerken, welche üblicherweise als Grenzanbieter im Markt aktiv sind. Mithin fördert der Kernkraftausstieg unter sonst gleichen Bedingungen (*ceteris paribus*) prinzipiell den Betrieb und Neubau von flexibler Leistung, welche für die Gewährleistung der Netzstabilität benötigt wird. Langfristig ist der Effekt jedoch erneut davon abhängig, welche Technologien bei Ersatzkraftwerken zum Einsatz kommen.

3.3 Zwischenfazit

Als Zwischenfazit kann festgehalten werden, dass der EOM theoretisch das Potential besitzt, angemessene Investitionsanreize zur Bereitstellung der sozial gewünschten Versorgungssicherheit bereitzustellen. Verschiedene Markt- und Staatsversagenstatbestände können dieses Ergebnis allerdings negativ beeinflussen oder sogar verhindern. Unzulängliche Investitionsbedingungen können jedoch zu einer Gefährdung einer sozial optimalen Lösung durch den EOM führen. Darüber hinaus können die Maßnahmen zur Zielerreichung der Energiewende diese Versagenstatbestände teilweise verschärfen. Bei einigen energiewendebedingten Maßnahmen kann aber auch ein positiver Effekt auf die Versorgungssicherheit erreicht werden. Abschließend sollte aber noch festgehalten werden, dass es zum derzeitigen Stand des Wissens keine eindeutige Evidenz gibt, dass die Versorgungssicherheit unter den gegebenen Bedingungen gefährdet ist.

4. Kapazitätsmechanismen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit: Ansätze und ihre Grenzen

4.1 Überblick über die Ansätze

Grundsätzlich können drei Formen von Kapazitätsmechanismen unterschieden werden: (1) neue Kapazitätsmärkte, bei denen Infrastruktureinheiten weiter am EOM teilnehmen und zusätzlich Kapazitätzahlungen erhalten, (2) die strategische Reserve, bei der Infrastruktureinheiten ebenfalls Kapazitätzahlungen erhalten, jedoch nicht mehr am EOM teilnehmen sowie (3) bereits existierende Kapazitätsmechanismen, die für die Anforderungen der Energiewende weiterentwickelt werden können (bspw. der Regelenergiemarkt).

4.1.1 Kapazitätsmärkte

4.1.1.1 Umfassender Kapazitätsmarkt

Das Konzept eines umfassenden Kapazitätsmarktes mit Versorgungssicherheitsverträgen wurde im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) vom Energiewirtschaftlichen Institut der Universität zu Köln (EWI) im März 2012 veröffentlicht (vgl. Elberg et al. 2012). Beim umfassenden Kapazitätsmarkt schreibt ein zentraler Koordinator – voraussichtlich die Regulierungsbehörde – die abzuschätzende notwendige Gesamtkapazität mit einer fünf- bis siebenjährigen Vorlaufzeit aus. Über ein Auktionsverfahren wird die für die Sicherstellung der Versorgungssicherheit notwendige Leistung versteigert. Teilnehmen können Bestands- und Neuanlagen sowie Maßnahmen im Nachfragemanagement. Als Auktionsformat schlägt das EWI die „Descending Clock Auction“ vor, bei der die Auktion mit einem hohen Startpreis beginnt und die Anbieter entscheiden müssen, wie viel Kapazität sie zu diesem Preis anbieten. In den folgenden Schritten wird der Preis jeweils reduziert und die Anbieter können erneut Kapazitätsmengen anbieten bis die anvisierte Zielmenge erreicht und über Versorgungssicherheitsverträge im kontrahierten Umfang bereitgestellt wird.

4.1.1.2 Fokussierter Kapazitätsmarkt

Der fokussierte bzw. selektive Kapazitätsmarkt wurde 2012 im Auftrag des WWF Deutschland vom Öko-Institut, der LBD Beratungsgesellschaft und Raue LLP konzipiert (vgl. Matthes et al. 2012). Auch hier schreibt ein zentraler Koordinator sowohl Erzeugungskapazitäten für Neubauten als auch den Weiterbetrieb stilllegungsgefährdeter Anlagen aus. Die Kapazität wird im kontrahierten Umfang sicher bereit-

gestellt und wie beim umfassenden Kapazitätsmarkt können auch hier Endkunden mit steuerbaren Lasten am Markt partizipieren. Jedoch können nur die Anlagen, die bestimmte Präqualifikationen hinsichtlich umwelttechnischer Voraussetzungen erfüllen, an der Ausschreibung teilnehmen. Zusätzlich spielen verschiedene Laufzeiten und die Einsatzfähigkeit der Kraftwerkskapazitäten eine wichtige Rolle. Somit werden sowohl Aspekte der Angemessenheit als auch der kurzfristigen Flexibilität für eine Erhöhung der Versorgungssicherheit adressiert. Bei diesem Kapazitätsmarkt ist eine räumliche Steuerung der Anlagenstandorte über die Ausschreibung möglich.

4.1.1.3 Dezentraler Kapazitätsmarkt

Das Konzept eines dezentralen Kapazitätsmechanismus über einen sogenannten Leistungszertifikatemarkt verfolgen enervis und BET im Auftrag des Verbandes kommunaler Unternehmen (VKU) in ihrem Gutachten zum integrierten Energiemarktdesign (iEMD) (Ecke et al. 2013). Hierbei bestellen nicht eine zentrale Instanz, sondern die Nachfrager nach Versorgungssicherheit (Vertriebe bzw. Lieferanten) gesicherte Leistung für Engpasssituationen bei Stromerzeugern bzw. rationieren die Leistungsaufnahme abschaltbarer Verbraucher. Sofern Leistungsmessung und individuelle Fernabschaltbarkeit gegeben sind, können Verbraucher so im Rahmen ihrer Kaufkraft ihr präferiertes Niveau an Versorgungssicherheit definieren und die Kraftwerke, abschaltbare Lasten und Speicher stellen technologieoffen die Leistung im kontrahierten Umfang sicher. Die Versorgungssicherheit wird damit von einem Allmende- zu einem privaten Gut und erhält einen Preis.

4.1.2 Einführung einer strategischen Reserve

Die Idee der Bildung einer strategischen Reserve wurde zunächst vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) als eine kurz- bis mittelfristige Lösung in die Debatte eingebracht und im Mai 2013 zusammen mit dem Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE) sowie verschiedenen Wissenschaftlern und Beratern in einem Fachdialog des BMU weiterentwickelt und konkretisiert (vgl. BMU et al. 2013). Dabei sollen Kapazitäten außerhalb des Marktes als Reserve parat gehalten werden, die im Falle einer Knappheitssituation im Energy-Only-Markt (EOM) herangezogen werden können (vgl. Maurer 2013, r2b 2012). Das von Consentec für den BDEW vorgeschlagene Modell „beabsichtigt die Ausstattung von Erzeugungskapazitäten (und gegebenenfalls auch nachfrageseitigen Ressourcen) mit expliziten Kapazitätzahlungen, die vom Kapazitätshalter – z. B. der Regulierungsbehörde oder dem Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) – lediglich in Knappheitssituatio-

nen (Ungleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage am EOM) eingesetzt werden“ (Maurer 2013: S. 28). Die Höhe der Kapazitätzahlungen wird dabei über eine Auktion ermittelt. Als Nukleus für die strategische Reserve könnte die aktuell implementierte Netzreserve²³ weiterentwickelt werden (vgl. BMU et al. 2013, BMWi 2014).

4.1.3 Modifikation des Regelenenergiemarktes

Eine alternative Variante eines Kapazitätsmechanismus, die sowohl in der öffentlichen Diskussion bislang weitgehend unberücksichtigt geblieben als auch wissenschaftlich kaum untersucht ist, kann eine Modifikation des gegenwärtigen Regelenenergiemarktdesigns darstellen (vgl. Schwill und Sämisch 2012). Die Schaffung eines vollständig neuen Marktes für Kapazitäten, für den in Deutschland keine Erfahrungswerte vorliegen, ist hierbei nicht notwendig. Es reicht aus, den Regelenenergiemarkt als einen bereits existierenden und bewährten Markt zu modifizieren. Die grundlegende Idee dabei ist, die ursprüngliche Funktion des Regelenenergiemarktes, die Bereitstellung der kurzfristigen Versorgungssicherheit, hin zu einer längerfristigen Dimension auszuweiten.²⁴ Gegenwärtig werden die notwendigen flexiblen Regelleistungskapazitäten mittels Defizitwahrscheinlichkeiten, d. h. einer bestimmten Wahrscheinlichkeit, zu der die vorgehaltene Regelleistung nicht zur Frequenzstabilisierung ausreicht, quartalsweise neu errechnet und von den ÜNB in wöchentlichen (Primär- und Sekundärreserve) bzw. täglichen (Minutenreserve) Nachfrageauktionen beschafft (Heim und Götz 2013). Da Regelenenergie eine Systemdienstleistung darstellt, ist die Nachfrage unelastisch und Gebote werden solange bezuschlagt, bis die ex-ante definierte Nachfrage gedeckt ist. Die Regelenenergieauktionen enthalten bereits heute einen Kapazitätsmechanismus, indem jedes Gebot aus einer Kapazitätzahlung, die bereits für die Vorhaltung zu entrichten ist (Leistungspreis), und einem Arbeitspreis besteht, der im Falle eines tatsächlichen Einsatzes fällig wird.

Der wesentliche Unterschied zu konventionellen Formen des Kapazitätsmarktes ist die Kurzfristigkeit der Ausschreibungsperioden. Diese finden gegenwärtig quartalsweise statt. Bereits durch die Modifikation der Ausschreibungsfristen hin zu einer längerfristigen

Fixierung des ausgeschriebenen Regelenenergiebedarfs könnte so dem Regelenenergiemarkt eine Langfristkomponente hinzugefügt werden, die den Anbietern im Regelenenergiemarkt eine höhere Planungssicherheit verschafft.²⁵ Denkbar wäre auch ein administrativ festgelegter Kapazitätsbedarf, der über den Regelenenergiemarkt beschafft wird.²⁶ Damit wäre die wesentliche Funktion eines Kapazitätsmarktes abgebildet. Zudem könnten regional differenzierte Investitionsanreize geschaffen werden, da es im Regelenenergiemarkt bereits heute engpassbedingt zur Ausschreibung von Kernanteilen in den Regelzonen kommen kann.

4.2 Bewertung

Nach dem Überblick über die grundsätzlichen Funktionsweisen der verschiedenen Mechanismen erfolgt in diesem Abschnitt die Bewertung der Vorschläge anhand beispielhafter Effekte entlang des in Kapitel 2 entwickelten Kriterienkatalogs.

4.2.1 Versorgungssicherheit

Prinzipiell können alle vorgeschlagenen Optionen für Kapazitätsmechanismen die Angemessenheit der Versorgung mit Strom theoretisch effektiv sicherstellen. Alle Mechanismen erhöhen die Planungssicherheit bei Investitionen durch eine Vergleichsmäßigung der Erlösströme und tragen auf diese Weise zu einer Verbesserung der Investitionsbedingungen der Infrastruktureinheiten bei. Wird im Rahmen der Angemessenheit auch auf die Reduzierung der Importabhängigkeit abgezielt, kann diese durch die Einführung eines fokussierten Kapazitätsmarktes oder einer strategischen Reserve besser adressiert – da regulatorisch kontrolliert – werden. Gleiches ließe sich auch bei einem modifizierten Regelenenergiemarkt berücksichtigen. Letztendlich sind bei allen Mechanismen – außer der strategischen Reserve, soweit sie nicht direkt Neuinvestitionen anreizen soll – die Vorlaufzeit der Auktionen sowie die Dauer der zusätzlichen Zahlungsströme zur Verbesserung der Planungssicherheit von entscheidender Bedeutung. Ein dezentraler Kapazitätsmarkt hat hier durch die relativ kurzfristigen Vertragsbindungen Nachteile gegenüber den anderen Mechanismen (und damit auch nur bedingt Vorteile gegenüber dem EOM). Gleiches gilt mit Abstrichen, je nach Ausgestaltung der Ausschreibungsdauer, auch für den modifizierten Regelenenergiemarkt.

²³ So bezeichnen Beckers et al. (2012) die von der BNetzA im Jahr 2011 eingeführte „Kraftwerksreserve“ als eine Form der strategischen Reserve.

²⁴ Im Regelenenergiemarkt halten die Übertragungsnetzbetreiber flexible (Regelleistung-)Kapazitäten vor, um kurzfristig auftretende Ungleichgewichte zwischen der Einspeisung elektrischen Stroms und seiner Entnahme (beispielsweise bedingt durch Kraftwerksausfälle, Prognosefehler der Einspeisung fluktuierender EE, Lastprognosefehler, Fahrplansprünge etc.) auszugleichen und so die Netzfrequenz kontinuierlich zu stabilisieren.

²⁵ Hier wird die Ähnlichkeit zu selektiven Kapazitätsmechanismen deutlich. Diese belohnen auf ähnliche Weise besonders flexible Kraftwerke, haben jedoch Ausschreibungsfristen von mehreren Jahren.

²⁶ Aufgrund der vergleichsweise geringen Anforderung an die Aktivierungsgeschwindigkeit bei der Minutenreserve, führt eine höhere im Regelenenergiemarkt vorzuhaltende Kapazität nicht zwangsläufig zu einem Anstieg von *Must-Run*-Kapazitäten.

Da mit steigendem Anteil der fEE die Aufrechterhaltung der kurzfristigen Stabilität des Systems zu einer zunehmend größeren Herausforderung wird, kann es im Sinne einer ganzheitlichen Adressierung der Versorgungssicherheit angemessen erscheinen, bei der Einführung eines Kapazitätsmechanismus auch die kurzfristige Regelbarkeit der Infrastruktureinheiten zu berücksichtigen. Dies ist so beim umfassenden und dezentralen Kapazitätsmarkt nicht umsetzbar. Gegebenfalls erhalten dann unflexible, abgeschriebene Bestandsanlagen sogar neue Zahlungsströme und werden somit „künstlich“ im System gehalten (Tietjen 2012). Beim fokussierten Kapazitätsmarkt, der strategischen Reserve und auch dem modifizierten Regelenenergiemarkt könnte diesem Problem durch administrativ bestimmte Präqualifikationsanforderungen zur Teilnahme entgegengewirkt werden. Zusätzlich könnte bei der strategischen Reserve durch das gezielte Herausnehmen alter, ineffizienter und ggf. unflexibler Kraftwerke aus dem EOM die Investition in neue, effiziente und flexible Kraftwerke indirekt angereizt werden.

4.2.2 Statische und dynamische Effizienz

Die statische Effizienz hängt entscheidend von den gesamtgesellschaftlichen Präferenzen hinsichtlich eines bestimmten Niveaus an Versorgungssicherheit ab (vgl. Frontier Economics und Consentec 2014). Ob, und wenn ja, in welcher Höhe, die Einführung eines Kapazitätsmechanismus zur Erhöhung der volkswirtschaftlichen Kosten beiträgt, ist unklar, da die Kosten im derzeitigen System ggf. an anderer Stelle anfallen (z. B. durch die Netzreserve). Hinsichtlich einer Annäherung an ein wohlfahrtsmaximierendes Versorgungssicherheitsniveau tendieren zentral durch einen imperfekt informierten, risikoaversen Regulierer gesteuerte Mechanismen wie der umfassende und der fokussierte Kapazitätsmarkt, die strategische Reserve und der modifizierte Regelenenergiemarkt dazu, dass Überkapazitäten aufgebaut werden und somit die Versicherungsprämie zu hoch ausfällt (vgl. Frontier Economics und Consentec 2014). Die Erreichung eines gesetzten Kapazitätsziels können umfassende Mechanismen wie der umfassende oder der dezentrale Kapazitätsmarkt (unter Vernachlässigung von externen Effekten) am kostengünstigsten gewährleisten, da hier keine Einschränkung bei der Suche nach der kostenminimalen Lösung besteht. Zusätzlich bestimmt beim dezentralen Kapazitätsmarkt die individuelle Präferenz über die Höhe der Versorgungssicherheit und liegt damit ggf. am nächsten am volkswirtschaftlichen Optimum (vgl. Frontier Economics und Consentec 2014)²⁷. Auf der anderen

Seite führen umfassende Lösungen zu hohen Mitnahmeeffekten für Bestandsanlagen und damit verbundenen Wohlfahrtsverlusten. Insofern können selektive Mechanismen mit technologie- bzw. anlagenspezifischer Ausgestaltung wie der fokussierte Kapazitätsmarkt, die strategische Reserve oder ein modifizierter Regelenenergiemarkt Überrenditen bei Anlagenbetreibern vermeiden und damit die Kostenbelastung für Verbraucher geringer halten.

Hinsichtlich der Bewertung der dynamischen Effizienz sind generelle Aussagen über die Wirkung der Mechanismen noch schwieriger. Einerseits kann argumentiert werden, dass ein umfassender Mechanismus (umfassende und dezentrale Kapazitätsmarkt), bei dem keine administrativen Einschränkungen bezüglich der Technologieauswahl getroffen werden, den Marktakteuren bei der Suche nach den zukünftig effizientesten Lösungen am meisten Spielraum lässt und somit am besten Innovationen anreizt. Andererseits führen die oben angesprochenen Mitnahmeeffekte für Bestandsanlagen auch dazu, dass eigentlich unwirtschaftliche Infrastruktureinheiten unnötig lange im Markt gehalten werden und somit neuen Technologien und Akteuren der Markteintritt erschwert wird.

4.2.3 Transaktionskosten-Effizienz

Die Transaktionskosten werden maßgeblich durch die Komplexität des Mechanismus bestimmt. Tendenziell führen alle Mechanismen im Vergleich zu den bisherigen Rahmenbedingungen zu höheren Kosten, da entweder eine bestehende Institution verändert (bei modifizierten Regelenenergiemarkt durch Einführung neuer Produkte oder bei der strategischen Reserve durch Übertragung aus der Netzreserve) oder sogar eine neue Institution geschaffen wird (bei umfassenden, fokussierten oder dezentralen Kapazitätsmarkt durch Einführung eines neuen Marktes). Im Vergleich zum umfassenden und dezentralen würde der fokussierte Kapazitätsmarkt, genauso wie die strategische Reserve, mit einem höheren Grad der Administration einhergehen, der gleichzeitig mit dem Aufbau eines hohen Wissensstands bei der staatlichen Institution verbunden ist (Beckers und Hoffrichter 2014). Gleichzeitig führen strenge Präqualifikationsanforderungen beim fokussierten Kapazitätsmarkt, genauso wie bei einem modifizierten Regelenenergiemarkt, zu höheren Transaktionskosten bei den Marktakteuren. Auf der anderen Seite ist, wie Erfahrungen in anderen Ländern gezeigt haben, die Ausgestaltung eines umfas-

EVU. „Eine sehr hohe Pönale reizt ein hohes Vorsorgeniveau an, da die EVU eine Unterdeckung möglichst vermeiden wollen. Eine zu niedrige Pönale hätte dagegen zur Folge, dass einzelne EVU das Risiko einer Unterdeckung eingehen und das angestrebte Versorgungssicherheitsniveau nicht erfüllt wird.“ (Connect Energy Economics 2014: S. 125). Zudem geschieht dies nur mit der Einschränkung, dass Marktteilnehmer individuell angesprochen werden und somit keine Trittbrettfahrerproblematik entsteht.

²⁷Dabei ist allerdings die Höhe der Pönale zu beachten. Diese wird administrativ vorgegeben und determiniert das Vorsorgeniveau der

senden Mechanismus sehr komplex und die Regeln der neu geschaffenen Institution mussten mehrfach angepasst werden, was hohe Anforderungen an die Marktakteure stellt (Beckers et al. 2012, Süßenbacher et al. 2011). Zusätzlich können dezentrale Mechanismen den Aufbau von Skaleneffekten behindern und somit zu höheren Kosten zur Sicherstellung der Versorgung führen. Gleichwohl könnten in einem System mit einem höheren Grad an Dezentralität, wie im dezentralen Kapazitätsmarkt, die vielfältigen Potentiale zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit im Markt zu geringeren Transaktionskosten identifiziert werden.

4.2.4 Adaptive Effizienz

Generell gelten Kapazitätsmärkte im engeren Sinne wie der umfassende, der fokussierte oder der dezentrale Kapazitätsmarkt als kaum revidierbar. Wie alle Subventionen, schaffen sie Besitzstände, die im politischen Folgeprozess nur schwer zu verhandeln sind – wie etwa auch die Erfahrungen bei EEG und EU-Emissionshandel gezeigt haben. Es ist zu erwarten, dass sich diejenigen Akteure, die sich gegenwärtig aus eigennutzorientierten Interessen für die Einführung von Kapazitätsmärkten aussprechen (siehe Abschnitt 4.2.7), in Zukunft auch einer möglichen Anpassung oder gar Abschaffung widersetzen werden. Erschwerend kommt im politischen Gefüge eines demokratischen Systems der Sachverhalt hinzu, dass Anpassungen im Marktdesign wohl immer Gesetzesänderungen erfordern und damit den parlamentarischen Prozess durchlaufen müssen. Somit kann nur bedingt und zeitverzögert auf mögliche Änderungen der Rahmenbedingungen reagiert werden, da die gesellschaftlichen Interessen umfassend zu berücksichtigen sind. Vor diesem Hintergrund haben solche Mechanismen einen Vorteil, die die geringste Markteingriffstiefe mit sich bringen – wie der modifizierte Regelenenergiemarkt oder die strategische Reserve.

4.2.5 Verteilungswirkung

Vor dem Hintergrund eines Transformationsprozesses, wie ihn die Energiewende darstellt, gibt es durch die Einführung neuer Markregeln jedoch auch Verteilungswirkungen zwischen neuen und etablierten Akteuren, die den Transformationsprozess entweder fördern oder gar behindern können. Wenn sich neue Akteure mit einer spezifischen energiewendemotivierten Strategie Nischen für den Markteinstieg suchen, kann es außerdem vorkommen, dass alte Akteure im zukünftigen System Marktanteile verlieren und gegen einen Strukturwandel ankämpfen (Ternus 2014). Oder die alten Akteure greifen die erfolgreichen Strategien der Nischengeschäftsfelder der neuen Akteure

auf und versuchen wiederum selber neue Marktanteile zu gewinnen bzw. alte Geschäftsfelder zu schützen, wobei die motivationale Intention nicht energiewendespezifisch sein muss, sondern durch rein ökonomisches Kalkül getrieben sein kann (Wassermann et al. 2015).

Hinsichtlich der Verteilungswirkungen für die Endverbraucher sind dabei zwei Effekte zu unterscheiden: Sämtliche Mechanismen führen im Vergleich zum Status quo zunächst zu einer Mehrbelastung für die Verbraucher durch zusätzliche Kapazitätzahlungen. Gleichzeitig können Kapazitätsmärkte (jedoch nicht die strategische Reserve) auch zu sinkenden Großhandelspreisen für Strom führen. Frontier Economics und Consentec (2014) schätzen, dass beide Effekte zusammengekommen je nach Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus sowohl zu einer Nettobelastung (strategische Reserve, umfassender Kapazitätsmarkt) als auch einer – zumindest temporären – Nettoentlastung der Endverbraucher (fokussierter Kapazitätsmarkt) führen können. Die Bewertung der Verteilungswirkungen darf dabei aber nicht allein auf die Strompreiseffekte beschränkt werden. Höhere Kosten für die Verbraucher können mit höherer Versorgungssicherheit und entsprechenden Nutzenzuwächsen einhergehen, welche dann ebenfalls unter Verteilungsgesichtspunkten zu bewerten sind. Da sämtliche Mechanismen auch die Einbindung der Nachfrageseite zumindest nicht explizit ausschließen, können Stromendverbraucher auch darüber hinaus unter Umständen von der Einführung eines solchen Mechanismus profitieren. So sieht beispielsweise der dezentrale Kapazitätsmarkt vor, dass sich Verbraucher eine nicht benötigte 100%ige Versorgungssicherheit zu jeder Stunde bezahlen lassen können.

4.2.6 Umweltverträglichkeit

Betrachtet man den Klimaschutz und damit die Reduktion der CO₂-Emission als primäres Ziel der Energiewende, sind durch den Emissionshandel Maßnahmen zur Förderung konventioneller Erzeugung im Stromsektor – ohne entsprechende Anpassungen des Emissionsmengenziels (caps) – emissionsneutral. Möglich ist jedoch eine Verlagerung von Emissionen in andere Sektoren und Länder, so dass die Einhaltung der nationalen deutschen Klimaschutzziele durch die Einführung eines solchen Mechanismus gefährdet werden kann (Frontier Economics und Consentec 2014).

In der mittel- bis langfristigen Perspektive könnte sich außerdem als problematisch erweisen, dass zusätzliche Zahlungsströme für die Kraftwerksbetreiber die gegenwärtigen strukturellen Arrangements in der Energiewirtschaft verfestigen und damit unter Umständen den Transformationsprozess hin zu EE in

Zukunft erschwert wird. Diese Gefahr bringen vor allem der umfassende und der dezentrale Kapazitätsmarkt mit sich, da hier neue Zahlungsströme auch an gegebenenfalls technisch relativ ineffiziente und unflexible Bestandskraftwerke fließen. Vorteilhaft hinsichtlich der Umweltwirkung könnte im Rahmen der Kapazitätsmärkte höchstens der fokussierte Kapazitätsmarkt bewertet werden. Da die strategische Reserve nur als „Auffangbecken“ für zuvor stillgelegte Bestandskraftwerke dient, die dann nicht mehr am regulären EOM teilnehmen, kann dieser Mechanismus in seiner Umweltwirkung als neutral betrachtet werden²⁸. Bei einem modifizierten Regelenergiemarkt kommt es auf die Ausgestaltungsdetails der Präqualifikationsanforderung an.

Die Umweltwirkungen konventioneller Stromerzeugung sind jedoch nicht ausschließlich auf CO₂-Emissionen beschränkt. Da auch lokale Umwelteffekte auftreten, wie etwa die Emission von Stick- und Schwefeloxiden, kann die Förderung von Kohle- und Gaskraftwerken über Kapazitätsmechanismen unter Umständen zu negativen Umweltwirkungen führen.

4.2.7 Politische Durchsetzbarkeit

Ob Kapazitätsmechanismen politisch durchsetzbar sind, hängt maßgeblich davon ab, wie stark sie die Renten der diversen beteiligten Akteure beeinflussen. Kapazitätsmechanismen schaffen zunächst zusätzliche Renten für Kraftwerksbetreiber. Dies ist allerdings abhängig vom jeweiligen Erzeugungsportfolio. Zusätzliche Renten könnten insbesondere Betreiber von gasbetriebenen Spitzenlastkraftwerken erwarten, die unter den gegenwärtigen Rahmenbedingungen nicht wirtschaftlich einsetzbar sind. Für Unternehmen mit anderen Erzeugungsportfolios könnten die Veränderungen hingegen eher negativ ausfallen. Somit lässt sich zumindest teilweise erklären, warum sowohl Stadtwerke (vertreten durch den VKU) als auch Akteure mit nennenswerten Anteilen von Stromerzeugung aus Gaskraftwerken die Einführung von Kapazitätsmechanismen unterstützen. Im Gegenzug kann die ablehnende Haltung von anderen großen Akteuren möglicherweise dadurch erklärt werden, dass gasbetriebene Kraftwerke nur minimal zur Stromerzeugung dieser Energieversorgungsunternehmen (EVU) beitragen. In diesem Fall könnte sogar die Hoffnung bestehen, dass ohne Kapazitätszahlungen (Spitzenlast-) Kraftwerke aus dem Markt austreten, infolgedessen die Großhandelspreise wieder ansteigen und mit den vorhandenen kohlebefeuerten Grundlastkraftwerken höhere Renten erzielt werden

²⁸ Wird die strategische Reserve allerdings politisch dazu genutzt, besonders stark CO₂-emittierende Kohlekraftwerke gezielt aus dem Markt zu nehmen und sie lediglich als Kapazitätsreserve bei Bedarf einzusetzen, kann es zu Emissionsreduzierungen kommen, die eine ökologische Verbesserung zum Status Quo darstellen.

können (vgl. Hermann und Ecke 2012). Eine weitergehende Akteursanalyse unter der Berücksichtigung des Politikformulierungsprozesses findet sich in Kapitel 6.

Gewerbliche und private Stromverbraucher haben einerseits ein Interesse an niedrigen Endverbraucherpreisen. Führen Kapazitätsmechanismen zur Erhöhung der Strompreise (siehe Abschnitt 4.2.5), könnten Verbraucher ihrer Einführung daher ablehnend gegenüberstehen (so z. B. der BDI in Süddeutsche Zeitung 2014). Andererseits haben Verbraucher zweifelsohne eine hohe Präferenz für Versorgungssicherheit. Wird glaubhaft vermittelt, dass diese nur mit Hilfe von Kapazitätsmechanismen gesichert werden kann, könnten die mit Strompreiserhöhungen verbundenen zusätzlichen Belastungen in den Hintergrund treten.

Die politischen Entscheidungsträger agieren vor diesem Hintergrund als Interessensmakler zwischen Befürwortern und Gegnern von Kapazitätsmechanismen. Dabei ist zu erwarten, dass den Argumenten der Befürworter die größere politische Aufmerksamkeit zu Teil wird, generieren diese doch eine erhebliche Drohkulisse möglicher Blackouts und eines Scheiterns der Energiewende insgesamt. So kann die Ankündigung der Bundesregierung im Koalitionsvertrag erklärt werden, dass „mittelfristig ein Kapazitätsmechanismus zu entwickeln“ ist (CDU, CSU und SPD 2013: S. 41). Insbesondere durch derartige politische Ankündigungen kann jedoch ein sich selbst verstärkender Prozess in Kraft gesetzt werden: In Erwartung zukünftiger Kapazitätszahlungen können Kraftwerksbetreiber neue Investitionen strategisch zurückhalten (bzw. Kraftwerke vorzeitig abschalten), damit Kapazitätsengpässe verschärfen (oder erst generieren) und auf diese Weise die scheinbare Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen erhöhen (oder erst schaffen).

4.3 Zwischenfazit

Die Untersuchung in diesem Kapitel hat gezeigt, dass Kapazitätsmechanismen prinzipiell gut geeignet sind, um die Angemessenheit der Erzeugungsstruktur effektiv sicherzustellen. Bei der Gewährleistung der kurzfristigen Netzstabilität (Stabilitätsdimension der Versorgungssicherheit) besitzen jedoch jene Modelle einen Vorteil, die durch die Formulierung von Präqualifikationsanforderungen hoheitliche Einflussmöglichkeiten auf die technischen Eigenschaften der geförderten Kraftwerke und damit auch auf ihre Flexibilität zulassen. Gleiches gilt hinsichtlich der Umweltverträglichkeit. Ein solcher hoheitlicher Zugriff ist bei den umfassenden Mechanismen (umfassender und dezentraler Kapazitätsmarkt) nicht vorgesehen. Die Möglichkeit zur uneingeschränkten Auswahl der ein-

gesetzten Technologien verschafft diesen Ansätzen jedoch prinzipiell einen Vorteil bei der statischen Bereitstellungseffizienz, da eben jene Akteure eine Entscheidung über die Zusammensetzung des Kraftwerksparks treffen, die auch über die notwendigen Kosteninformationen verfügen.

Festzustellen bleibt insgesamt, dass alle Mechanismen primär eine Symptombekämpfung anstreben, d. h. sie generieren über einen neuen Markt bzw. Mechanismus zusätzliche Zahlungsströme, um die „fehlenden“ Rückflüsse aus dem EOM zu kompensieren, anstatt die eigentlichen Ursachen für Unterinvestitionen zu adressieren. Nach ökonomischer Theorie sind solche Zweitbestlösungen ineffizienter als Maßnahmen, die direkt am Marktversagen ansetzen. Zudem bergen zusätzliche Zahlungen an Bestandsanlagen die Gefahr, die Innovationsanreize des Marktes zu konterkarieren, und gefährden so die dynamische Effizienz des Stromversorgungssystems. Eine abschließende Aussage über die Effizienzwirkungen von Kapazitätsmechanismen erscheint jedoch nicht möglich, da viele Wirkungsweisen auf die Akteure im Markt sowie auf die Entwicklung des Marktes selber noch nicht ausreichend untersucht worden sind.

Aus dem Blickwinkel einer ganzheitlicheren Bewertung, die auch Verteilungswirkungen und die politische Durchsetzbarkeit berücksichtigt, bringt vor allem die Einführung von Kapazitätsmärkten auf Grund ihrer hohen Eingriffstiefe nicht zu unterschätzende Unsicherheit und Nachteile mit sich. Es kann an dieser Stelle festgehalten werden, dass Kapazitätsmechanismen die vielfältigen Herausforderungen der deutschen Energiewende nicht ausreichend adressieren (können), da sie dafür auch nicht entwickelt wurden.

Eines der zentralen Ergebnisse der Ökonomik ist, dass ein perfekter Markt die besten Ergebnisse liefert. Als mögliche Alternative zu Kapazitätsmärkten bietet sich daher an, die bestehenden Defizite im Markt-, Förder- und Regulierungsdesign durch geeignete Gegenmaßnahmen soweit wie möglich aufzulösen und auf diese Weise die Allokationsfunktion des Marktes bestmöglich wiederherzustellen. Ein solcher Ansatz ist nach ökonomischer Theorie Behelfsmaßnahmen wie einem Kapazitätsmechanismus vorzuziehen. Welche Maßnahmen hierfür zur Verfügung stehen und wie diese hinsichtlich des entwickelten Kriterienkatalogs zu bewerten sind, wird im folgenden Kapitel analysiert.

5. Systemische Optionen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit

Die vorangegangene Diskussion hat gezeigt, dass Kapazitätsmechanismen die eigentlichen – in Kapitel 3 aufgezeigten – Ursachen möglicherweise unzureichender Infrastrukturinvestitionen nicht direkt adressieren, sondern primär an den Symptomen ansetzen. Zudem wurde deutlich, dass Kapazitätsmechanismen hinsichtlich der diversen weiteren Kriterien neben der Versorgungssicherheit ambivalent zu beurteilen sind (vgl. Abschnitt 4.2). Vor diesem Hintergrund wird in diesem Kapitel geprüft, inwieweit die Ursachen möglicher Kapazitätsengpässe auch durch alternative Maßnahmen angegangen werden können, und wie diese Alternativen hinsichtlich der verschiedenen, in Kapitel 2 aufgezeigten Kriterien anhand beispielhafter Effekte zu bewerten sind. Letztlich wird untersucht, ob ein Maßnahmenmix (mit oder ohne Kapazitätsmechanismen) perspektivisch zu einem besseren Ergebnis führen kann, als eine Strategie, die einzig auf Kapazitätsmechanismen setzt. Für diese Diskussion muss notwendigerweise das gesamte Stromversorgungssystem in den Blick genommen werden. Zudem sind auch mögliche Synergien und Konflikte zwischen einzelnen Maßnahmen zu berücksichtigen.

5.1 Mögliche systemische Optionen im Überblick

Kapazitätsmechanismen als Instrument zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit sind in ihrer Ausrichtung symptombezogen auf die Minderung oder Nivellierung des „Missing-Money“-Problems bei den Kraftwerksbetreibern ausgelegt. Eine stärker ursachenbezogene Betrachtung kann hingegen andere Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in den Fokus rücken lassen. Der Ursachenanalyse in Kapitel 3 folgend, werden hier Maßnahmen zur Ertüchtigung des EOM (Abschnitt 5.1.1), Weiterentwicklungen der Energiewende-Instrumente (Abschnitt 5.1.2) sowie schließlich weitere Maßnahmen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (Nachfragemanagement, Netze, Speicher usw. – Abschnitt 5.1.3) betrachtet.

5.1.1 Maßnahmen zur Ertüchtigung des Energy-Only-Marktes

Verzicht auf Preisobergrenzen

Preisobergrenzen als Präventionsmaßnahme gegen strategisches Bieten in Knappheitssituationen bergen gleichzeitig die Gefahr der Verhinderung notwendiger Knappheitsprämien zur Refinanzierung der Kraft-

werksfixkosten (Cramton und Ockenfels 2012, Joskow 2006). Eine glaubwürdige Selbstbindung der Politik zum Verzicht auf politisch gesetzte Preisobergrenzen könnte daher mit tatsächlichen oder erwarteten Preisobergrenzen einhergehende Investitionszurückhaltung bekämpfen helfen. Dabei müssten freilich unter Umständen strategisch überhöhte Preise in Knappheitssituationen in Kauf genommen werden (Joskow 2006).

Stärkung der Bilanzkreistreue

Mit der Pflicht der Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) zum viertelstündlichen Ausgleich ihrer Bilanzkreise existiert theoretisch bereits heute ein impliziter Anreiz für die Vergütung von gesicherten und flexiblen Kapazitäten. In der Praxis jedoch scheint dieser Verpflichtung oftmals nicht nachgekommen zu werden (BMW 2014). Dies deutet darauf hin, dass die Ahndung derartiger Pflichtverletzungen bislang nicht konsequent verfolgt wurde. Entsprechend könnte etwa die Bundesnetzagentur (BNetzA) in Zukunft verstärkt auf die Bewirtschaftung zum viertelstündlichen Ausgleich der Bilanzabweichung bei den BKV achten und Anreize für eine ausgeglichene Bilanz so setzen (Heim und Schober 2014), dass auch verstärkt über den EOM implizit die Vorhaltung von gesicherten und flexiblen Kapazitäten vergütet wird (Connect Energy Economics 2014). Dadurch würde bei steigenden fEE-Anteilen auch der Anreiz bei den BKV verstärkt, nach gesicherter und flexibler Kapazität auf dem Markt zu suchen bzw. auf Seiten der Erzeuger anzubieten.

Vollendung der Strommarktliberalisierung

Der Problematik monopolistischer Preissetzung in Knappheitssituationen (bei Abwesenheit von Preisobergrenzen) könnte durch eine weitere Stärkung des Anbieterwettbewerbs entgegengewirkt werden. Dieses Ziel verfolgt auch die 1998 begonnene Liberalisierung der Strommärkte in Deutschland. Dabei spielt insbesondere die vollständige Entflechtung des Stromnetzbetriebs eine Rolle, um tatsächlich einen diskriminierungsfreien Wettbewerb im Erzeugerbereich zu gewährleisten.

Regional differenzierte Großhandelspreise

Selbst wenn die Gesamtkapazitäten an gesicherter Leistung für Deutschland zur Deckung der Spitzenlast ausreichen sollten, kann es aufgrund von Netzengpässen zur Notwendigkeit von Redispatch-Maßnahmen, die den Mechanismus des EOM teilweise konterkarieren, oder gar zu regionalen Kapazitätsknappheiten kommen (Neuhoff et al. 2013, Elberg et al. 2012, Löschel et al. 2013a). Dies liegt auch in der Entflechtung von Erzeugung und Netzbetrieb bei

ausbleibender Erzeugerbeteiligung an den Netzentgelten begründet, was eine unabhängige Planung von Erzeugungs- und Netzinfrastrukturen zur Folge hat. Regional differenzierte Großhandelspreise, wie sie durch Market Splitting oder Nodal Pricing²⁹ zu erreichen wären, könnten hier ggf. Abhilfe schaffen (Löschel et al. 2013a, b). Auf diese Weise wird für Kraftwerksbetreiber ein stärkerer Anreiz geschaffen, Netzengpässe in ihren Standortentscheidungen zu berücksichtigen und diese entsprechend abzumildern.

Beschleunigung von Genehmigungsverfahren

Neben mangelnden Beiträgen zur Deckung der Fixkosten kann eine Ursache für adäquate Kapazitätsbereitstellung auch in „zu späten“ Preissignalen des Marktes liegen, sodass die Vorhaltung und der Ausbau erforderlicher Kapazitäten zwar prinzipiell angereizt werden, jedoch nicht zum richtigen Zeitpunkt. Dieses als „Missing-Time“ bezeichnete Problem kann unterschiedliche Ursachen haben, insbesondere können langwierige Genehmigungsverfahren eine rechtzeitige Bereitstellung verhindern. Maßnahmen zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren (wie durch etwa durch das Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) und das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) angestrebt) von Kraftwerksneubauten könnten diesbezüglich also Abhilfe schaffen.

5.1.2 Weiterentwicklung der Energiewende-Instrumente

Bedarfsorientierung der EE-Förderung

Da konventionelle Kapazitäten in einem künftig überwiegend und vorrangig auf fEE basierenden Versorgungssystem zum größten Teil zur Abdeckung der Residuallast in Zeiten mangelnder Einspeisung Erneuerbarer benötigt werden, kann eine stärkere Bedarfsorientierung der EE-Vergütung bzw. -Förderung dazu beitragen, diesen Residuallastbedarf abzusenken. Flexibilisierungspotentiale können hier insbesondere bei den regelbaren EE wie der Biomasse genutzt werden (z. B. durch Stärkung der Flexibilitätspremie, vgl. Reeg et al. 2013). Bei den dargebotsabhängigen EE wie Windkraft und PV, wo eine Steuerbarkeit nur im Sinne von negativer Regelleistung gegeben ist, liegt das Potential eher in der Anlagenauslegung (Gawel et al. 2013). Hier kann also durch Anreize zum Bau neuer Anlagen, die andere Einspeisemuster haben als die bislang vornehmlich installierten Anlagen (bspw. durch PV-Anlagen in Ost-West-Ausrichtung oder Schwachwindanlagen), der

²⁹ Ob ein Nodal Pricing mit einem desintegrierten Strommarktsystem mit liberalisierten Vertriebssegment und dem etablierten Bilanzkreiswesen, wie es in Deutschland und den meisten anderen europäischen Ländern vorzufinden ist, überhaupt kompatibel ist, müsste jedoch erst noch geprüft werden.

Kapazitätskredit der EE erhöht und so eine größere Redundanz von Residuallastkapazitäten erreicht werden. Solche Anreize könnten zum einen durch eine weitere Differenzierung der EE-Förderung erreicht werden, zum anderen könnte eine stärkere Marktpreisorientierung der Vergütung in diese Richtung weisen, beispielsweise durch Kapazitätsprämien bei Direktvermarktung (Andor et al. 2012, Ecke et al. 2013). Zudem kann eine verstärkte Einbindung der EE in die Bereitstellung von Systemdienstleistungen (wie etwa Regel- und Blindleistungsbereitstellung oder Frequenz- und Spannungshaltung) die derzeit zur Vorhaltung dieser Dienstleistungen im System benötigten Kapazitäten konventioneller Kraftwerke (Must-Run-Kapazitäten), verringern (Leprich et al. 2012, Jansen 2014, Reeg 2014). Instrumentell lässt sich dies z. B. durch eine Öffnung der Regelenergiemärkte für erneuerbare Energien (BMW 2014, Jansen 2014) oder durch entsprechende Vergütungs Voraussetzungen bzw. Vergütungszuschläge realisieren.

Stärkung des europäischen Emissionshandels

Eine Stärkung des europäischen Emissionshandels durch eine Verschärfung des Mengenziels (caps) würde ceteris paribus zu steigenden Zertifikatspreisen und auf diese Weise auch zu steigenden Großhandelspreisen führen. Gleichzeitig hätte dies jedoch auch steigende Produktionskosten auf Seiten der konventionellen Erzeugung zur Folge, allerdings in unterschiedlichem Maße für die unterschiedlich stark emittierenden Kraftwerkstypen. In der Folge würde sich das Erzeugungskosten-Ertragsverhältnis zugunsten flexibler Gaskraftwerke und direktvermarktender EE-Erzeuger verschieben – und bei ausreichender Intensität auch eine entsprechende Veränderung des Kraftwerksparks nach sich ziehen (Hirth und Ueckerdt 2013). Auf diese Weise könnte ein Beitrag zur Erhöhung der Netzstabilität bei hohen Anteilen dargebotsabhängiger EE-Einspeisung geleistet werden.

5.1.3 Weitere Maßnahmen

Nachfrageseitige Maßnahmen

Neben der stärkeren Orientierung der EE-Förderung an der Nachfrage, kann auch eine stärkere Orientierung der Nachfrage an der (EE-)Erzeugung zur Reduktion der notwendigen Residuallastkapazitäten beitragen (Elberg et al. 2012, Nicolosi 2012). Potentiale werden hier zum einen in einer Lastverlagerung von EE-einspeiseschwachen in -einspeisestarke Zeiten gesehen. Zum anderen vermag eine allgemeine Lastreduktion, insbesondere in Zeiten geringer EE-Einspeisung, den Kapazitätsbedarf insgesamt und somit auch den Bedarf an Residuallastkapazitäten zu reduzieren (Scholz et al 2014). Als Instrument zur

Lastverlagerung bietet sich eine Flexibilisierung der Endverbraucherpreise an, entweder in schwacher Form als zeitlich differenzierte Endverbraucherpreise oder in starker Form als direkte Weitergabe der Spotmarktpreissignale in den Endverbraucherpreisen. Die Grenzkostengebote von nahe Null der fEE würden auf diese Weise zu niedrigen Stromendkundenpreisen in Zeiten hoher EE-Einspeisung und höheren Strompreisen in Zeiten geringer EE-Einspeisung führen, was entsprechende Anreize zur Lastverlagerung vermitteln würde. Gleichzeitig würde eine höhere Nachfrageelastizität auch das Marktmachtpotential an der Strombörse reduzieren und so zur Stärkung des EOM beitragen (Maurer et al. 2012). Eine generelle Nachfragereduktion kann durch Energieeffizienzprogramme, unter Beachtung von möglichen Rebound-Effekten, oder über den Markt durch staatlich getriebene Strompreissteigerungen, wie etwa eine Erhöhung der Stromsteuer, erreicht werden.

Netzsteuerung

Netzengpässe können eine weitere Ursache von (regionaler) Kapazitätsknappheit sein (Neuhoff et al. 2013, Elberg et al. 2012). Alternativ bzw. ergänzend zu regional differenzierten Großhandelspreisen kann daher auf Netzebene der Problematik der räumlichen Diskrepanz von Erzeugungsanlagen und Lastsenken begegnet werden. Dabei bieten sich zwei unterschiedliche Strategien an. Zum einen können durch einen Ausbau der Netze die Engpässe aufgehoben werden, sodass ein großräumigerer Ausgleich von Angebot und Nachfrage stattfinden kann. Dies würde den Gesamtbedarf der Residuallastkapazitäten verringern, da regional unterschiedliche Spitzenlastzeiten ausgeglichen und Maßnahmen wie die Vorhaltung einer netzengpassbedingten Kaltreserve obsolet würden (Elberg et al. 2012). Aufgrund der größeren Streuung der meteorologischen Einflussgrößen fände bei den fEE zudem ein großräumigerer Ausgleich der Dargebotsschwankungen statt. Entsprechend würde sich der Anteil gesicherter Leistung durch EE erhöhen, was eine weitere Reduktion des Bedarfs an Residuallastkapazitäten mit sich brächte (ebd.). Politische Steuerung könnte hier also durch verschiedene Anreize zum Stromnetzausbau ansetzen, wie etwa eine attraktivere Gestaltung der zugestandenen Erlöse für Ausbaunetze in der Anreizregulierung bzw. eine Weiterentwicklung des Regulierungsregimes (Korte und Gawel 2015, Agricola et al. 2012, Brunekeft und Meyer 2011b, Elsenbast 2011) oder eine Beschleunigung der Genehmigungsprozesse für Ausbauvorhaben, wie dies bereits durch das EnLAG und das NABEG angestrebt wird. Alternativ dazu könnte eine Engpassbewirtschaftung derart vorgenommen werden, dass regional differenzierte Netzentgelte die Engpasssituationen im Netz (teilweise)

widerspiegeln (Löschel et al. 2013b). Dies würde zu entsprechenden Entgeltsteigerungen und somit *ceteris paribus* auch Strompreissteigerungen in Nachfrageüberhanggebieten und Preisreduktionen in Angebotsüberhanggebieten führen, sodass eine räumliche Steuerung der Nachfrage erfolgen könnte. Werden zudem auch die Erzeuger in Form einer G-Komponente an den Netzentgelten beteiligt, erhält auch die Angebotsseite entsprechende Signale, an denen sie ihre Standortentscheidungen ausrichten kann (Hiroux und Saguan 2010, van der Welle und de Joode 2011, Löschel et al. 2013b).

Speicherausbau

Ein hohes theoretisches Potential zur Verringerung des Residuallastbedarfs besteht im Ausbau von Speicherinfrastrukturen. Zum einen können Speicher perspektivisch in Zeiten hohen Dargebots den EE-Überschussstrom aufnehmen und in Zeiten geringen Dargebots wieder in das Netz einspeisen und so rein physisch einen zeitlichen Ausgleich zwischen EE-Angebot und Nachfrage schaffen, was den Bedarf an Residuallastkapazitäten verringert (Leprich et al. 2012). Durch diese Eigenschaft besitzen sie aber auch das Potential, zu einer Ertüchtigung des EOM beizutragen. Denn eine große verfügbare Kapazität an Speichern bringt einerseits aufgrund der hohen Flexibilität von Speichern auch eine höhere Nachfrageelastizität mit sich, andererseits treten Stromspeicher bei Einspeisung als Anbieter am Markt auf und erhöhen so, insbesondere in Knappheitszeiten, den Produzentenwettbewerb, sofern sie nicht von den marktmächtigen etablierten Versorgern betrieben werden. Politische Steuerung könnte hier also durch die Förderung von Speichertechnologien, etwa durch Forschungsförderung oder finanzielle Nutzungsförderung, ansetzen. Denkbar wäre für letztere eine (teilweise) Befreiung von den Netzentgelten (Drake et al. 2013). Zudem könnten durch Anpassungen der Zugangsbedingungen für den Regenergiemarkt die Refinanzierungsmöglichkeiten für Speicher verbessert werden (ebd.).

Europäisierung der Versorgungssicherheitsbetrachtung

Diese Strategie würde bedeuten, dass es als politisch zulässig gelten würde, sich zur Deckung der maximalen inländischen Spitzenlast nicht nur auf einheimische, sondern auch auf ausländische Kraftwerke zu verlassen. Schon bei den derzeit bestehenden Übertragungskapazitäten in das und aus dem Ausland, könnte damit der inländische Kapazitätsbedarf gesenkt werden (Maurer et al. 2012, Böckers et al. 2012). Zudem würde eine stärkere europäische Betrachtungsweise möglicherweise auch den Ausbau

von Grenzkuppelstellen und Interkonnektoren in Europa befördern. Ähnlich wie der Netzausbau innerhalb Deutschlands, würde dies zu einem verbesserten räumlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage sowie von Schwankungen durch die fEE-Einspeisung führen. Eine allgemeine Stärkung des EU-Binnenmarktes, auch über den Netzausbau hinaus, stärkt zudem den Anbieterwettbewerb und wirkt so Marktmachtproblemen entgegen (Booz & Co. et al. 2013).

5.2 Bewertung der systemischen Optionen

In diesem Abschnitt wird nun bewertet, wie die in Abschnitt 5.1 vorgestellten Maßnahmen (in Kombination) hinsichtlich der verschiedenen relevanten Entscheidungskriterien (vgl. Kapitel 2) zu bewerten sind. Die Bewertung erfolgt dabei insbesondere auch im Vergleich zu den erwarteten Effekten einer Strategie, die einzig auf einen Kapazitätsmechanismus setzt (vgl. Kapitel 4). Dabei wird es nicht darum gehen, die einzelnen Maßnahmen hinsichtlich der diversen Kriterien im Detail zu erörtern. Vielmehr wird eine summarische Bewertung der systemischen Optionen vorgenommen.

5.2.1 Versorgungssicherheit

Die Diskussion in Abschnitt 5.1 hat aufgezeigt, dass alle dort vorgestellten Maßnahmen prinzipiell Beiträge zur Gewährleistung von Angemessenheit und/oder Stabilität der Versorgung leisten können. Uneinigkeit besteht aber bezüglich der Frage, ob derartige Maßnahmen Kapazitätsmechanismen für die Versorgungssicherheit ersetzen oder lediglich ergänzen können. Cramton und Ockenfels (2012) argumentieren beispielsweise, dass durch Maßnahmen des Nachfragemanagements Kapazitätsmärkte zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit nur teilweise ersetzt werden können. Im Gegensatz dazu argumentieren Elberg et al. (2012), dass durch die Erschließung des hinreichend großen Potentials beim Nachfragemanagement die Funktionsfähigkeit des EOM im Sinne der Gewährleistung der Versorgungssicherheit wieder hergestellt werden kann³⁰. Für eine Gesamtbewertung der Maßnahmen ist es folglich notwendig zu klären, (1) welchen Beitrag die einzelnen Maßnahmen zu welchem Zeitpunkt leisten können und (2) ob und wie die Maßnahmen sinnvoll kombiniert werden können.

Grundsätzlich kann festgehalten werden, dass die genannten Maßnahmen zur Ertüchtigung des EOM und zur Weiterentwicklung der Energiewende

³⁰ Bei einer Betrachtung auf europäischer Ebene ergeben sich naturgemäß noch größere Potentiale (Gils 2014).

Instrumente sowie teilweise auch Maßnahmen zur Netzsteuerung (verbessertes Engpassmanagement) relativ kurzfristig zu Anpassungen im Stromversorgungssystem im Sinne der Versorgungssicherheit führen können. Hingegen können Maßnahmen zur Beschleunigung des Ausbaus von Netzen und Speichern sowie zur Aktivierung des Nachfragemanagements oder zur Beschleunigung von Genehmigungsverfahren³¹ voraussichtlich erst mittel- und langfristig Beiträge zur Versorgungssicherheit ermöglichen. Das Grünbuch des BMWi zum Strommarktdesign kommt in seiner Betrachtung von Flexibilitätsoptionen zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit, die sich weitgehend mit den in Abschnitt 5.1 vorgestellten decken, zu dem Ergebnis, dass deren technisches Potential „so vielfältig und weit größer als der tatsächliche Bedarf“ (BMWi 2014: S. 18) sei und dass somit „Erzeugung und Verbrauch jederzeit sicher, kosteneffizient und umweltverträglich zu synchronisieren“ seien (ebd.: S. 18).

Die in Abschnitt 5.1 beschriebenen Maßnahmen setzen jeweils an verschiedenen Ursachen von möglichen Kapazitätsengpässen an und sind für sich genommen weniger umfassend als ein Kapazitätsmechanismus. Folglich müssen viele dieser Maßnahmen notwendigerweise als Instrumentenmix kombiniert werden, damit Angemessenheit und Stabilität der Stromversorgung gewährleistet werden können. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass Maßnahmen nicht nur in einem komplementären, sondern gerade auch im zeitlichen Ablauf, in einem substitutiven Verhältnis zu einander stehen können. So können beispielsweise die eher kurzfristig orientierten Ansätze regional differenzierter Großhandelspreise und Netzentgelte langfristig mit fortschreitendem Netzausbau obsolet werden. Andererseits ist beispielsweise auch zu berücksichtigen, dass Maßnahmen zur stärkeren Bedarfsorientierung der EE-Erzeugung und des Speicherausbaus Anreize zur Flexibilisierung des fossilen Kraftwerkparks reduzieren (Nicolosi 2010, Energy Brainpool 2014, Reeg 2014). Ob und wie weit Versorgungssicherheit durch einen Instrumentenmix gewährleistet werden kann, hängt mithin entscheidend von der Wahl und Ausgestaltung der einzelnen Instrumente ab. Prinzipiell ist jedoch zu erwarten, dass ein abgestimmtes Maßnahmenbündel eine angemessene und stabile Stromversorgung gewährleisten und mithin den Einsatz von Kapazitätsmechanismen überflüssig machen kann (vgl. BMWi 2014).

³¹ Bei einem mangelhaft ausgestalteten Beteiligungsprozess kann wiederum eine ggf. zukünftig geforderte oder gewünschten stärkere Einbindung von beteiligten Bürgern bei Infrastrukturprojekten der Beschleunigung des Prozesses entgegenwirken.

5.2.2 Statische und dynamische Effizienz

Im Vergleich zu einem idealtypischen Kapazitätsmechanismus, der die Problematik umfassend zu adressieren versucht, beeinträchtigt ein Portfolio von Maßnahmen auf den ersten Blick die statische Kosteneffizienz der Gewährleistung von Versorgungssicherheit, da so der Ausgleich der Grenzkosten zwischen den verschiedenen Maßnahmen erschwert wird. Dies gilt jedoch nur insoweit, wie Probleme bei der Versorgungssicherheit auf eine einzelne Ursache zurückgeführt werden können. Die Ausführungen in Kapitel 3 haben jedoch aufgezeigt, dass diverse Formen von Markt- und Staatsversagen zu unzureichender Angemessenheit und Stabilität führen können. Im Sinne der klassischen Tinbergen-Regel können diese diversen Ursachen kostenminimal nur mit einem Instrumentenmix adressiert werden (Tinbergen 1952). Viele der in Abschnitt 5.1 beschriebenen Maßnahmen haben dabei den Vorteil, dass Sie direkter am eigentlichen Markt- oder Staatsversagen ansetzen als Kapazitätsmechanismen und damit auch zu geringeren Verzerrungen in der Adressierung der möglichen Ursachen von Kapazitätsengpässen führen. Für die praktische Wirtschaftspolitik haben viele der Maßnahmen zudem den Charme, dass sie nicht nur Nutzenzuwächse hinsichtlich der Versorgungssicherheit generieren, sondern gleichzeitig auch helfen können, andere politische Zielsetzungen besser zu adressieren. Eine Stärkung des Emissionshandels würde etwa nicht nur stärkere Anreize für den Einsatz flexibler Gaskraftwerke setzen, sondern auch dazu beitragen, die negativen externen Effekte von Treibhausgasemissionen besser zu internalisieren. Maßnahmen des Nachfragemanagements können unter Umständen auch einen Beitrag zur Verringerung des Stromverbrauchs leisten. Studien im Auftrag des BMWi kommen zu dem Ergebnis, dass selbst bei einem perfekt informierten und wohlfahrtsmaximierend handelnden Planer, die Kosten eines Kapazitätsmarktes höher wären als bei der Sicherung der Versorgung durch einen Instrumentenmix zur Weiterentwicklung und Stärkung des derzeitigen Marktdesigns (Frontier Economics und Formaet 2014, r2b et al. 2014).

Analog kann auch für die dynamische Effizienz argumentiert werden, dass Fehlanreize hier umso eher vermieden werden können, je näher eine Maßnahme am tatsächlichen Markt- und Staatsversagen ansetzt. So können beispielsweise Anpassungen bei der Anreizregulierung für Netzbetreiber eher Innovation in diesem Bereich anreizen, als Kapazitätsmechanismen, welche kaum technologische Fortschritte beim Bau und Betrieb von Netzen honorieren.

5.2.3 Transaktionskosten-Effizienz

Im Vergleich zu Kapazitätsmechanismen ist zu erwarten, dass ein Instrumentenmix die Transaktionskosten auf Seiten des Regulierers und der regulierten Unternehmen eher erhöht, da die Zahl der regulatorischen Eingriffe steigt. Einschränkend kann jedoch angemerkt werden, dass viele der in Abschnitt 5.1 beschriebenen Maßnahmen bereits implementiert sind. In anderen Fällen könnte die Durchführung der Maßnahmen auch dann geboten sein, wenn keine Defizite bei der Versorgungssicherheit bestünden, etwa bei der Stärkung des Emissionshandels im Sinne des Klimaschutzes. Mithin dürften die zusätzlichen spezifischen Transaktionskosten, die alleine einer verbesserten Adressierung der Versorgungssicherheit zurechnen sind, in vielen Fällen eher gering sein.

5.2.4 Adaptive Effizienz

Üblicherweise wird davon ausgegangen, dass der Markt unter optimalen Bedingungen das institutionelle Arrangement ist, welches die höchste adaptive Effizienz aufweist (vgl. North 1990). Vor diesem Hintergrund ist positiv zu bewerten, dass viele der in Abschnitt 5.1 beschriebenen Maßnahmen die Investitionssignale des EOM nicht obsolet machen, sondern nur punktuell korrigieren sollen. Im Gegensatz dazu würde bei den meisten Kapazitätsmechanismen der EOM einen geringeren Einfluss auf die Steuerung von Investitionen haben als bisher. Zudem würden viele der genannten Maßnahmen auf bestehenden Instrumenten aufsetzen und nicht, wie Kapazitätsmechanismen, neue Institutionen und damit verbundene Trägheiten im Stromversorgungssystem schaffen. Theoretisch könnte man argumentieren, dass Verbesserungen im Sinne der Versorgungssicherheit im Instrumentenmix durch viele kleinere Anpassungen erreicht werden können, wohingegen ein gleicher Effekt bei einem Kapazitätsmechanismus einen stärkeren Eingriff erfordern würde. Nimmt man an, dass kleine Änderungen im politischen Prozess leichter umsetzbar sind als stärkere, könnte ein Instrumentenmix die adaptive Effizienz verbessern. Einschränkend ist diesbezüglich jedoch einzuwenden, dass die insgesamt im Instrumentenmix zu erwartenden Verteilungswirkungen und die damit verbundenen politischen Widerstände nicht eindeutig bestimmt werden können (siehe Abschnitte 5.2.5 und 5.2.7). Ein Instrumentenmix kann zudem auch dazu führen, dass mehr Akteure und Interessen von regulatorischen Änderungen betroffen sind als bei einem Kapazitätsmechanismus allein. Zudem können sich die Instrumente gegebenenfalls im Mix gegenseitig verstärken und damit das Regulierungsregime insgesamt zusätz-

lich stabilisieren. Insgesamt bleibt damit unklar, ob ein Portfolio mit differenzierteren Instrumenten zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit leichter an veränderte Bedingungen angepasst werden kann als ein Steuerungsrahmen, der einzig auf einem Kapazitätsmechanismus beruht.

5.2.5 Verteilungswirkung

Hinsichtlich der Verteilungswirkungen ergibt sich für den Instrumentenmix ein differenziertes Bild. Einzelne Maßnahmen können sowohl zu Be- als auch zu Entlastungen für verschiedene Akteure führen. So erhöht beispielsweise eine stärker bedarfsorientierte EE-Förderung (z. B. durch höhere Fördersätze für Ost-West-PV oder Windkraftbinnenstandorte) deren Gestehungskosten und damit potentiell auch die Endverbraucherpreise. Aufgrund des gestiegenen Marktwertes der vergüteten EE dürfte sich dies beim derzeitigen Umlagemechanismus jedoch nicht vollständig in der EEG-Umlage widerspiegeln. Hinzu kommt, dass der Merit-Order-Effekt die Großhandelspreise in heutigen Hochpreiszeiten senken würde, sodass die Gesamtwirkung auf die Endverbraucherpreise unklar ist. Ähnlich würden regional differenzierte Netzentgelte in manchen Gebieten zu Strompreiserhöhungen führen, welche aber möglicherweise durch die sinkende Notwendigkeit von Redispatch-Maßnahmen kompensiert würden. Insgesamt erscheint es damit ex ante schwierig zu bestimmen, ob und in welchem Maße verschiedene Akteursgruppen durch einen Instrumentenmix stärker oder schwächer belastet würden als durch einen alleinigen Kapazitätsmechanismus.

5.2.6 Umweltverträglichkeit

Viele der in Abschnitt 5.1 genannten Maßnahmen können positive Beiträge zum Umweltschutz leisten. So wirkt sich eine Stärkung des Emissionshandels auch förderlich auf die Erreichung der Klimaschutzziele aus. Zudem ist zu erwarten, dass sich Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit auch positiv auf die politische Legitimation der EE-Ziele (und die damit verbundenen Umweltnutzen) auswirken, da so die negativen Effekte der Einspeisung fluktuierender EE auf Angemessenheit und Stabilität besser kompensiert werden können. Auch können Maßnahmen des Nachfragemanagements oder Instrumente, welche die Endverbraucherstrompreise erhöhen zu einer Verringerung der Stromgesamtnachfrage führen, was die Erreichung ambitionierter EE-Ziele erleichtern würde. Negativ wirken sich in dieser Hinsicht unter Umständen Maßnahmen zu Marktintegration der EE, etwa über ein Prämienmo-

dell aus, welche die Investitionsunsicherheit und die mit Investitionen verbundenen Transaktionskosten erhöhen (vgl. Gawel et al. 2013). Insgesamt negativ könnte sich der Instrumentenmix zu- dem auf die Flächeninanspruchnahme durch die Energieinfrastruktureinheiten auswirken. Kapazitätsmechanismen setzen vorrangig bei zentralen Einheiten (Kraftwerke, ggf. auch Speicher und Nachfragemanagement großer Industriekunden) an. Im Gegensatz dazu werden durch einen Instrumentenmix mehr Optionen aktiviert, die häufig jedoch auch mit einem stärkeren Flächenverbrauch verbunden sind, etwa Maßnahmen zum Ausbau von Netzen und Speichern oder zur stärkeren räumlichen Streuung von EE-Anlagen. Verstärkt würden solche Effekte zudem, wenn bei der Raumplanung zukünftig der Gewährleistung der Versorgungssicherheit ein größerer Stellenwert im Vergleich zum Umwelt- und Naturschutz eingeräumt würde (z. B. zur Beschleunigung des Netzausbaus).

5.2.7 Politische Durchsetzbarkeit

Die politische Durchsetzbarkeit kann durch einen Instrumentenmix erschwert werden, wenn mit der Zahl der regulatorischen Eingriffe auch die Anzahl der betroffenen Akteure und Interessen wächst. Zwar ist zu erwarten, dass ein Instrumentenmix ebenso wie Kapazitätsmechanismen zu Einkommensumverteilungen führt. Wie in Abschnitt 5.2.5 ausgeführt wurde, dürfte es aber für einzelne Akteure ex ante schwierig sein, abzuschätzen, wie stark sich ihre Renten insgesamt verändern werden. Im Vergleich zu Kapazitätsmechanismen dürfte jedoch die Umverteilung zugunsten der gut organisierten und politisch einflussreichen etablierten Stromversorger im Instrumentenmix niedriger ausfallen. Durch die stärkere Flächeninanspruchnahme (vgl. Abschnitt 5.2.6) könnte ein Instrumentenmix außerdem zusätzliche politische Barrieren generieren (vgl. Drake et al. 2013 für Speicher). Auf europäischer Ebene scheint zudem aufgrund heterogener Interessen der Mitgliedsländer eine Verschärfung des EU-Emissionshandels und eine europäische Organisation der Versorgungssicherheit nicht sonderlich aussichtsreich zu sein (vgl. Gawel et al. 2014).

5.3 Zwischenfazit

Die Ausführungen in diesem Kapitel haben vielfältige Ansatzmöglichkeiten aufgezeigt, die alternativ oder auch ergänzend zu Kapazitätsmechanismen das Problem von Unterinvestitionen im bestehenden Markt-, Förder- und Regulierungsdesign adressieren und zur Entschärfung der Versorgungssicherheitsproblematik im Rahmen der Energiewende beitragen

können. Aufgrund bestehender Überkapazitäten an gesicherter Erzeugung ist kurzfristig nicht mit Unterkapazitäten zu rechnen. Wohl aber kann es zu netzengpassbedingten regionalen Problemen bei der Versorgungssicherheit kommen. Derartige Probleme kann ein räumlich undifferenzierter Kapazitätsmechanismus jedoch nicht beheben. Ein Instrument zur regionalen Kapazitätsabsicherung besteht aber mit der Netzreserve bereits, sodass auch hierzu ein weiterer Kapazitätsmechanismus nicht notwendig erscheint. Mittel- bis langfristig werden die bestehenden Überkapazitäten jedoch abgebaut werden. Dies wird zu steigenden Großhandelsstrompreisen führen, sodass sich die Ertragslage für die im Markt verbleibenden Kraftwerke verbessern wird (vgl. BMWi 2014). Gleichwohl können die in Kapitel 3 dargestellten Markt- und Staatsversagen bewirken, dass der Markt unter den derzeitigen Konditionen die Vorhaltung ausreichender Kapazitäten an gesicherter Leistung nicht sicherstellen kann. Um dennoch Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, kann entweder durch entsprechende Subventionen die Vorhaltung ausreichender Kapazitäten angereizt werden – oder es kann durch Anpassungen des derzeitigen Marktdesigns versucht werden, die bestehenden Markt- und Staatsversagenstatbestände abzubauen, sodass der Markt in die Lage versetzt wird, optimale Ergebnisse zu erzielen.

Wie in Abschnitt 5.1 gezeigt wurde, steht hierfür ein Bündel an Maßnahmen mit erheblichem Potential zur Verfügung. Da die Ursachen für mögliche Versorgungssicherheitsprobleme vielfältig sein können, jedoch nicht im derzeitigen Marktdesign begründet sind (vgl. Kapitel 3), ist ein Instrumentenmix zur Adressierung der multiplen Ursachen zielgenauer und nach Tinbergen auch effizienter als ein einzelnes Instrument. Bei Einbezug von Transaktionskosten kann sich dieses Ergebnis wandeln; wie dargestellt dürften diese aber im konkreten Fall gering bleiben. Zwar sind nicht alle dargestellten Optionen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit kurzfristig verfügbar, jedoch sind Kapazitätsengpässe wie oben dargestellt ggf. auch erst mittel- bis langfristig zu erwarten und träten zudem auch nur sukzessive auf, sodass das zum jeweiligen Zeitpunkt zur Verfügung stehende Potential an Optionen ausreichend erscheint. Allerdings ist bei der Umsetzung des dargestellten Instrumentenmix möglicherweise mit erhöhten politischen Widerständen und Raumkonflikten zu rechnen. Zur ausreichenden Adressierung dieser Probleme sowie zur Selektion der besten Maßnahmen aus dem Instrumentenmix (insbesondere auch in Anbetracht ihres Zusammenwirkens) sollte dessen Umsetzung daher gleichwohl zeitnah angegangen werden. Zu-

dem sollte der Entscheidungsprozess darüber sowie über die mögliche Einführung eines ergänzenden Kapazitätsmechanismus zur Absicherung prozessualen Anforderungen gerecht werden, um ein optimales Ergebnis sicherzustellen. Welche Anforderungen daher an den Politikformulierungsprozess gestellt werden sollten, wird im folgenden Kapitel 6 skizziert.

6. Zur Rolle des Politikformulierungsprozesses

Die techno-ökonomischen Analysen in den vorherigen Kapiteln sind zu dem Schluss gekommen, dass kurzfristig im Grundsatz keine Notwendigkeit für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus existiert. Allerdings beherrscht die Diskussion um Kapazitätsmärkte oder -mechanismen die derzeitigen politischen Debatten über notwendige Anpassungen des Strommarktdesigns zur zukünftigen Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Nicht zuletzt deshalb wurde die „mittelfristige“ Entwicklung eines Kapazitätsmechanismus im Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD im Herbst 2013 bereits in Aussicht gestellt (CDU, CSU und SPD 2013). Gegenwärtig wird der Frage nach der Notwendigkeit eines Kapazitätsmarktes im Grünbuch Strom „Ein Strommarkt für die Energiewende“ (BMW i 2014) besondere Priorität eingeräumt und eine zeitige Grundsatzentscheidung eingefordert.

In diesem abschließenden Kapitel diskutieren wir die Diskrepanz zwischen der hier vorgestellten Bewertung und den Positionen einiger Akteure zu Grunde liegenden Annahmen, und erörtern, wie die aktuellen politischen Debatten über die Notwendigkeit der Einführung von Kapazitätsmechanismen entstanden und verlaufen sind und welche Wirkungen und Wechselwirkungen diese Debatten und Bewertungen haben. Um die politische Agenda und die politischen Entscheidungen zu verstehen, muss auch der Politikformulierungsprozess, in den typischerweise eine Vielzahl von Experten und Stakeholdern involviert sind (Benz 2004, Scharpf 2000) und der von deren vielfältigen Interessen überformt wird (Mueller 2003), analysiert werden. Dies erfordert einen Wechsel der Analyseebene: Wir diskutieren nun nicht mehr die verschiedenen inhaltlichen „Lösungen“ mittels ökonomischer Kriterien, sondern untersuchen, wie der entsprechende Politikformulierungsprozess ausgestaltet ist, welche Akteure am Prozess der Politikformulierung in welcher Form beteiligt sind und wie sich das Thema Kapazitätsmechanismen aus Sicht der verschiedenen Akteure darstellt.

Ziel dieses Kapitels ist es, (1) zu erklären, weshalb die Frage, *ob* ein Kapazitätsmechanismus überhaupt notwendig ist, in der politischen Debatte so schnell marginalisiert wurde. Denn eigentlich müsste dieser Punkt doch vorrangig behandelt werden, wie die Ergebnisse (nicht nur der hier vorliegenden) Analysen und Bewertungen zeigen. Stattdessen wurde die politische Agenda bis zur Diskussion über das kürzlich veröffentlichte „Grünbuch“ und die damit verbunde-

nen Gutachten wesentlich durch das Thema, wie der zukünftige Kapazitätsmechanismus ausgestaltet sein sollte, beherrscht. Zweites Ziel ist es daher (2) zu erklären, welche Lösungen welche Unterstützerkoalitionen haben und welche sich davon vermutlich zukünftig durchsetzen werden.

Hierfür skizzieren wir zunächst den chronologischen Verlauf des Politikformulierungsprozesses (Abschnitt 6.1). In einem zweiten Schritt versuchen wir diesen unter Berücksichtigung politökonomischer und marktsoziologischer Theorien zu verstehen und zu erklären (Abschnitt 6.2). Wir enden mit einer abschließenden Bewertung des untersuchten Politikformulierungsprozesses und dem Versuch einer – ergänzt um den analysierten Faktor „Politik“ – erweiterten inhaltlichen Bewertung von Kapazitätsmechanismen (Abschnitt 6.3).

6.1 Darstellung des gegenwärtigen Politikprozesses

Das Thema Versorgungssicherheit im zukünftigen Stromsystem und die Frage welcher Kapazitätsmechanismus eine adäquate Lösung dafür böte, stellt ein typisches Expertendilemma dar. „Mit Expertendilemma (Gutachtendilemma) meint man die Situation, daß zu einem Problem verschiedene Gutachten eingeholt werden, die zu divergierenden, nicht selten zu widersprüchlichen Resultaten kommen“ (Mohr 1997: S. 342)³². Dabei fällt im vorliegenden Falle auf, dass der Expertendiskurs weniger als Wissenschaftsdiskurs innerhalb der wissenschaftlichen Gemeinschaft gestartet ist, sondern via Gutachten und Veröffentlichungen konkurrierender Interessengruppen erfolgte. Verbände, wie der Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) (Leprich et al. 2013), der Bundesverband Neuer Energieanbieter (BET 2011) oder der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (Nicolosi 2012), gaben Diskussionsbeiträge oder Gutachten zum zukünftigen Strommarktdesign und je nach Interessenlagen zur zukünftigen Rolle und den spezifischen Bedürfnissen und Herausforderungen der unterschiedlichen Stromerzeugungstechnologien in Auftrag. Parallel brachte sich der WWF Deutschland mit dem Vorschlag eines fokussierten Kapazitätsmarktes des Öko-Instituts und weiteren Auftragnehmern ein (Matthes et al. 2012). Im März 2013 folgte außerdem noch eine Studie zum integrierten Energiemarktdesign (iEMD) die vom Verband kommunaler Unternehmen (VKU) in Auftrag geben und von enervis und BET erstellt wurde (Ecke et al.

2013) und einen dezentralen Kapazitätsmarkt neu in die Diskussion brachte.

Eine Diskussion dieser Vorschläge wurde dann u. a. von Stiftungen initiiert, etwa der Agora Energiewende, die sich als explizite Dialogplattform für energiepolitische Akteure versteht und intensiv an den Debatten teilnahm (Agora Energiewende 2013). Begleitet – und zum Teil auch mitinitiiert – wurde der Diskurs durch die Politik, etwa indem sie eigene Dialogplattformen zum Austausch über das Thema einrichtete oder eigene Studien in Auftrag gab. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) – auch unter der vorangegangenen CDU/CSU/FDP-Bundesregierung federführend zuständig für das Thema Kapazitätsmärkte – gründete im Sommer 2011 das Kraftwerksforum, in dem sich BMWi, Bundesumweltministerium, Bundeslandwirtschaftsministerium, die Bundesnetzagentur, das Bundeskartellamt und Vertreter der Länder mit Stakeholdern über energiewirtschaftliche Fragen hinsichtlich des künftig benötigten Kraftwerksparks austauschten (BMWi 2014). Die Debatte im Kraftwerksforum fand zunächst auf der Grundlage eines vom Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI) im Auftrag des BMWi erstellten Gutachtens zum „zukunftsfähigen Strommarktdesign“ statt. Im weiteren Verlauf wurden weitere Gutachten diskutiert, bewertet und politische Handlungsoptionen in gemeinsamen Ergebnispapieren herausgearbeitet. Parallel wurde die Debatte auch auf Länderebene geführt, so wurde z. B. vom Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg ein Gutachten in Auftrag gegeben, das sich für die Einführung selektiver Kapazitätsmärkte aussprach (LBD 2011).

Im Dezember 2012 fand im Rahmen des Kraftwerksforums ein Workshop im BMWi statt, bei dem die Institute Ecofys, Consentec, R2B sowie Öko-Institut und LBD Beratungsgesellschaft ihre Vorschläge zum Thema Kapazitätsmechanismen vorstellten. Im Mai 2013 veröffentlichte das BMWi dann eine zuvor in Auftrag gegebene Clearing-Studie, in der die Vorschläge des Öko-Instituts und EWI unter Federführung eines Moderators erörtert wurden (Growitsch, Matthes und Ziesing 2013). Zusätzlich äußerte sich auch der wissenschaftliche Beirat des BMWi und veröffentlichte im November 2013 eine Empfehlung, die sich für die Einführung von Kapazitätsmärkten aussprach und in der eine strategische Reserve für nicht ausreichend befunden wurde (BMWi 2013).

Eben dieser Vorschlag der Strategischen Reserve war wiederum der vorläufige Kompromiss des vom BMU etablierten Aushandlungsforums „Fachdialog zur strategischen Reserve“, bei dem BMU, BEE und

³² Im Kontext der Energiewende zeigt sich dieses Phänomen z. B. in teilweise deutlich divergierenden Energieszenarien und Modellierungen (Droste-Franke et al 2014).

BDEW gemeinsam die vorläufige Idee der strategischen Reserve weiterentwickelt und sich auf den Vorschlag ihrer vorläufigen Einführung geeinigt hatten (BMU et al. 2013). Zu dem Fachdialog waren neben den Verbänden BDEW und BEE wissenschaftliche Experten von Consentec, RWTH Aachen, Ecofys, r2b energy consulting und Fraunhofer ISI eingeladen. Moderiert wurde der Dialog von einem externen Moderator (BMU et al. 2013). Weiterhin wurde das Thema auch auf der im Frühjahr 2012 vom BMU in Zusammenarbeit mit dem BMWi gegründeten „Plattform Erneuerbare Energien“ (in der Arbeitsgruppe „Interaktion zwischen erneuerbaren Energien und konventioneller Energieversorgung“) behandelt und die zukünftige Ausgestaltung des Marktdesigns mit verschiedenen Stakeholdern diskutiert (BMU et al. 2013).

Nach der letzten Bundestagswahl im Herbst 2013 schien die Agenda entsprechend besetzt. Nicht mehr die Frage des „Ob“ stand zur Debatte, sondern der politische Diskurs bewegte sich in Bezug auf das „Wie“ nunmehr zwischen der Position des BMU (strategische Reserve) und des BMWi (Kapazitätsmärkte). Im Koalitionsvertrag wurde dann festgehalten, „[...] mittelfristig ein(en) Kapazitätsmechanismus zu entwickeln [...]“ (CDU, CSU und SPD 2013: S. 41). Mit der neuen Koalition wurden zunächst die traditionellen Ressortkonflikte zwischen BMU und BMWi bezüglich Marktdesign und der zukünftigen Ausgestaltung des Förderregimes für erneuerbare Energien in das BMWi verlagert, wo die Zuständigkeiten für den Bereich Energiepolitik gebündelt wurden. Das bisherige Kraftwerksforum des BMWi und die Plattform Erneuerbare Energien des BMU wurden zur neuen Plattform Strommarkt zusammengefasst, um zukünftig parallele Diskurse zumindest auf Bundesebene zu vermeiden.

Mit der Zusammenführung der Kompetenzen wurde ein Konsolidierungsprozess für die Debatte eingeleitet und vom beauftragten Referat ein Zeitplan für die nächsten Schritte der Entscheidungsfindung vorgegeben: Im November 2014 erfolgte die Veröffentlichung eines „Grünbuchs“ (BMWi 2014), das die verschiedenen Expertenmeinungen systematisch aufzeigt und die jeweiligen Vor- und Nachteile der vorliegenden Vorschläge diskutiert. Trotz ablehnender, eigens dazu eingeholter BMWi-Gutachten (Frontier Economics und Formaet 2014, r2b et al. 2014) erfolgt aber bereits im Grünbuch selbst eine Vorfestlegung auf eine strategische Reserve, die im Rahmen eines Maßnahmenpakets der „nächsten Schritte“ offenbar fest eingeplant ist (Gawel und Korte 2014). Offen bleibt zudem, ob es darüber hinausgehend noch weitere Kapazitätszahlungen über eigens etablierte „Kapazitätsmärkte“ geben soll. Zu diesem „Grünbuch“

sollen dann die Interessengruppen Stellung beziehen können. Der Konsultationsprozess soll im Frühjahr 2015 abgeschlossen werden und Mitte 2015 dann ein „Weißbuch“ mit konkreten Empfehlungen veröffentlicht werden. Dieser Veröffentlichung soll sich ein weiterer Konsultationsprozess bis zum Herbst 2015 anschließen, und Ende 2015 will dann die Politik einen Vorschlag für ein Marktdesign-Gesetz formulieren (BMWi 2014). Zwischenzeitlich waren aber – an diesem wohldefinierten Fahrplan vorbei – bereits öffentliche Einlassungen des Bundeswirtschaftsministers zu vernehmen, die weitergehende Kapazitätszahlungen strikt auszuschließen scheinen (vgl. Handelsblatt 2015).

6.2 Erklärung des gegenwärtigen Politikprozesses

6.2.1 Politökonomische Ansätze

Die Forderungen nach Kapazitätszahlungen, aber auch die Unterschiede in der jeweiligen Ausgestaltung der Vorschläge für einen Kapazitätsmarkt können zunächst mit dem üblichen Rent-Seeking-Verhalten unterschiedlicher Interessengruppen erklärt werden, bei denen diese versuchen, durch Einflussnahme auf die Politik und die Gestaltung gesellschaftlicher „Spielregeln“ ihre privaten Gewinne zu erhöhen (vgl. Krueger 1974). Jene Akteure, die ihre Herkunft in der konventionellen Energiewirtschaft haben und von großen internationalen Strukturen geprägt sind oder eine traditionelle Nähe zu diesen Akteuren aufweisen, fordern einen regulativen Rahmen, der diese Strukturen (etwa den Ausbau der europäischen Netze) (vgl. Consentec 2012a) und Technologien (so auch fossile Bestandskraftwerke) langfristig unterstützt (vgl. Agricola et al. 2012, Elberg et al. 2012). Akteure, die sich dem Ziel eines raschen Zubaus an erneuerbaren Energien verschrieben haben, sprechen sich dagegen für einen Mechanismus aus, der nur den Zubau neuer (teilweise sogar nur Kraft-Wärme-Kopplung- (KWK-)) Anlagen vorsieht und Mitnahmeeffekte für Braunkohlekraftwerke verhindert (vgl. LBD 2011). Der Bundesverband für Erneuerbare Energie wiederum hat eine Studie („Kompassstudie“) in Auftrag gegeben, die explizit flexible erneuerbare Energien in den Mittelpunkt stellen sollte und die Frage nach einem Kapazitätsmechanismus daran orientiert (Leprich et al. 2013) und sich später stark für die Einführung einer strategischen Reserve ausgesprochen (BMU et al. 2013).

Die Durchsetzungschancen von Vorschlägen für Kapazitätsmechanismen gegenüber politischen Entscheidungsträgern sind dabei – zunächst unabhängig von der konkreten Ausgestaltung – als besonders günstig zu beurteilen. Nach der Public-Choice-

Theorie, insbesondere der Theorie kollektiven Handelns (Olson 1965, 1982, Coleman 1966, Vanberg 1982), ist es umso schwieriger, gesellschaftliche Interessen zu organisieren, je allgemeiner und umfassender diese Interessen sind. Teilen dagegen nur wenige ein gemeinsames Interesse, wird seine Verwirklichung vom Beitrag eines jeden Gruppenmitglieds abhängig; dabei sind kleine, homogene Gruppen weitaus leichter organisierbar und gewinnen deshalb relativ mehr Einfluss auf den politischen Prozess. Dies gilt traditionell für Einflussgruppen der Energiewirtschaft.

Im vorliegenden Fall ist dieser strukturell große Einfluss nochmals signifikant erhöht, da bei der Frage der Versorgungssicherheit ein hohes Droh- und Erpressungspotential politischer Entscheidungsträger besteht: Diese müssen zur Sicherung ihrer politischen Unterstützung alles daran setzen, Blackouts zu vermeiden, und in der Frage der Versorgungssicherheit Handlungsfähigkeit demonstrieren. Die – auch nur indirekte – Drohung mit derartigen Szenarien, welche die Folge einer Unterinvestition in konventionelle Kraftwerkskapazitäten sein könnten, lässt die politischen Kosten für Entscheidungsträger stark ansteigen. Neben dem Blackout selbst wäre zudem das Vertrauen in die Management-Kompetenz zur Bewältigung der Energiewende tiefgreifend erschüttert. Risiken für die Versorgungssicherheit müssen deshalb aus Sicht wählerstimmenmaximierender Politiker strikt kontrolliert werden (vgl. Korte und Gawel 2015). Die politische Wirkmacht dieses Drohpotentials dürfte sogar noch weitaus größer sein, als es im Zuge der Strompreisdebatte um eine Beschränkung der Förderung erneuerbarer Energien nach dem EEG der Fall war (Gawel 2014). Das angedrohte politische Übel eines Blackouts dürfte daher von risikoaversen politischen Unternehmern stärker gescheut werden als Anstiege beim Strompreis bzw. allein die Debatte darüber. So verwundert es auch nicht, dass auch bei der Kapazitätsmarktdenbatte naheliegende Wirtschaftlichkeitsfragen – etwa zu den Auswirkungen auf die Strompreise – politisch vollkommen hintangestellt werden.

Ob es unter den künftigen Marktbedingungen tatsächlich zu Unterinvestitionen kommen wird, darüber bestehen asymmetrisch verteilte Informationen zu Lasten des staatlichen Regulators. Gleichzeitig verstehen es die Kraftwerksbetreiber, die ein Interesse an zusätzlichen Kapazitätzahlungen haben, den politischen Entscheidungsträgern Signale zu übermitteln, die die Glaubhaftigkeit künftiger Investitions- und Kraftwerkslücken unterstreichen sollen. Dazu tragen insbesondere in die Öffentlichkeit kolportierte Stilllegungspläne, demonstrativ geübte Investitionszurück-

haltung und Hinweise auf Einbußen der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit der Unternehmen bei. Inwieweit dies lediglich strategisches Verhalten darstellt, ist von außen für Politiker nicht sicher zu beurteilen.

Dabei macht das politische Offenhalten der Einführung von Kapazitätzahlungen bzw. die öffentliche Debatte darüber diese Lösungen sogar noch wahrscheinlicher: Denn solange künftige Zusatzzahlungen aussichtsreich bleiben, lohnt sich in der Zwischenzeit Investitionszurückhaltung, da jedes zurückgehaltene Investment in Kraftwerkskapazitäten schon morgen Extra-Zahlungen versprechen kann. Die mutmaßliche und befürchtete Investitionslücke wird so politisch zur „selbsterfüllenden Prophezeiung“ (Gawel und Korte 2014, Lehmann et al. 2015). Gleichzeitig wird auch die nötige Marktbereinigung von gegenwärtigen Überkapazitäten, welche die Großhandelspreise niedrig halten, aufgeschoben, denn jedes installierte Megawatt könnte bereits morgen mit Ergänzungszahlungen gestützt werden und sollte daher nicht voreilig vom Markt genommen werden. Auf diese Weise trägt die Debatte auch zur Persistenz der aktuell niedrigen Großhandelsstrompreise bei. Dem könnte nur durch ein klares und glaubwürdiges politisches Statement *gegen* zukünftige Sonderzahlungen begegnet werden. Denn dann würden Investitionsentscheidungen wieder nach den Maßgaben des marktlichen *Profit-Seeking* und nicht länger auch nach den Erwartungen aus politischem *Rent-Seeking* erfolgen. Genau ein derartig glaubhaftes Bekenntnis *gegen* künftige Kapazitätzahlungen durch die politischen Entscheidungsträger wird jedoch erschwert, wenn der vermeintliche „Drohpunkt“ des Scheiterns von Verhandlungen über Kapazitätzahlungen von Politikern weitaus mehr gefürchtet werden muss, als von Betreibern konventioneller Kraftwerke selbst. Vor diesem Hintergrund erscheint das Ringen um das künftige Design der Strommärkte als „Regulierungsspiel“, bei dem das „Ob“ von Kapazitätzahlungen aus den vorgenannten Gründen gar nicht mehr ernsthaft zur Debatte steht.

6.2.2 Marktsoziologische Ansätze

Neben Rent-Seeking-Theorien bieten aber auch Ansätze der Markt- und Organisationssoziologie wichtige Einblicke in den Politikformulierungsprozess. Diese Theorieansätze untersuchen Märkte typischerweise als Felder, in denen kollektive Akteure versuchen, ein System ihrer Vorherrschaft in einem abgegrenzten gesellschaftlichen Raum aufzubauen. Sie erschaffen eine lokale, im Markt gültige Kultur kognitiver Deutungsmuster, die die sozialen Beziehungen (wie Machtstrukturen) zwischen diesen Akteuren definiert und zu ihrer Identität und ihrem Selbstverständnis (als alteingesessene Stelleninhaber oder

Herausforderer) beiträgt (vgl. Fligstein und McAdam 2011).

Die Auseinandersetzung um die Etablierung von Kapazitätsmärkten und ihrer jeweiligen Ausgestaltung spiegelt zunächst die fundamentale Konfrontation zwischen den alteingesessenen Akteuren bzw. der ‚konventionellen Energiekoalition‘ einerseits und den Herausforderern bzw. der ‚nachhaltigen Energiekoalition‘ andererseits im Stromsystem wider (Dagger 2009, Kemfert und Horne 2013). Gleichzeitig zeigt aber die Entwicklung der Debatte auch, wie sich die Perspektiven der Akteure im Zuge der Transformation und aufgrund der großen Unsicherheit über die zukünftigen Entwicklungen permanent wandeln und neue – vormals klare Koalitionen – aufbrechen (Fligstein und McAdam 2012). Während stabile Handlungsfelder dadurch gekennzeichnet sind, dass Regeln bekannt sind und sich alle Akteure daran orientieren, sind Transformationsphasen dadurch geprägt, dass Regeln, Bedeutungen und Praktiken selbst zur Disposition stehen. Akteursverhalten und -interaktionen sind nun nicht mehr das Ergebnis bestehender Regeln, sondern sind im Gegenteil so zu verstehen, dass sie darauf abzielen, bestehende Regeln und institutionelle Arrangements zu verändern und neue zu kreieren. In dieser Phase müssen sich Akteure neu identifizieren, müssen sich überlegen, was ihre Ziele und Interessen sind, was die Ziele und Interessen anderer Akteure sein könnten und wie man sich zukünftig miteinander arrangiert.

Ursprünglich hatte die ‚konventionelle Energiekoalition‘, die immer auch Kritiker des EEG war, marktnahe Lösungen bevorzugt, da diese besser kompatibel mit ihrer bisherigen Argumentation war und ihrem Selbstverständnis entsprach. Dagegen waren zunächst einige Akteure der nachhaltigen Energiekoalition Befürworter der Einführung fokussierter Kapazitätsmechanismen. Mittels eines solchen Mechanismus sollte sichergestellt werden, dass die Energiewende nicht aufgrund fehlender flexibler Kraftwerke zur Deckung der Residuallast frühzeitig ausgebremst würde (Kemfert und Horne 2013, Trittin et al. 2012). Inzwischen kann ein Aufbrechen der Koalitionen beobachtet werden. Die alteingesessenen Akteure haben keine einheitliche Position mehr (IWR 2014), auch ihre bisherigen Unterstützer in der Politik lassen sich beim Thema Kapazitätsmechanismen nicht mehr eindeutig der alten Koalition zurechnen (Süddeutsche Zeitung 2013).

Zudem ist zu beobachten, wie sich möglicherweise neue Koalitionen bilden bzw. wie Akteure ihre Positionen verändern, um nicht ohne Koalition auskommen zu müssen (ZfK 2014). Die ursprünglich sehr unter-

schiedlichen Vorschläge von BDEW (Ecofys 2012) und VKU (Ecke et al. 2013) haben sich in nur kurzer Zeit stark angeglichen – der BDEW fordert seit kurzem nun ebenfalls dezentrale Leistungsmärkte und orientiert sich dabei am Vorschlag des VKU (BDEW 2013), zudem veröffentlichten beide Verbände ein gemeinsames Positionspapier (VKU und BDEW 2013). Gleichzeitig hat sich die Debatte weit geöffnet und neue Akteure mit ganz anderen Hintergründen, Legitimitätsorientierungen und Handlungslogiken partizipieren. Einerseits setzen sich nun Industrie- und Verbraucherverbände vehement für eine möglichst marktnahe Lösung ein. Auf der anderen Seite machen sich jüngst die Gewerkschaften (z. B. Verdi, IG BCE) für Kapazitätsmärkte stark – der drohende Arbeitsplatzabbau auf Seiten der alteingesessenen Marktakteure ist hierfür der Grund.

Typischerweise sind die Übergangsphasen von einer technologischen Nische zum dominanten System („Regime“, Geels 2004) von großen Unsicherheiten und solchen wechselnden Koalitionen geprägt – und dies spiegelte auch der bisherige Politikformulierungsprozess wider. Gleichzeitig zeigt sich an dem skizzierten Prozess auch, dass neben sich wandelnden Koalitionen auch permanent neue Akteure als potenziell oder zukünftig Betroffene in Erscheinung treten. Offensichtlich sind nicht nur Strukturen und Regeln im Feld einer Transformation und Neu-Definition unterworfen, sondern auch die Feldgrenzen offen, unklar und in Bewegung.

6.3 Abschließende Bewertung

Angesichts der großen Unsicherheiten, die die Energiewende mit sich bringt und die typisch sind für Prozesse der Transformation großtechnischer (Mayntz und Hughes 1988) bzw. sozio-technischer (Geels 2004, 2010) Systeme, ist die Politik in besonderem Maße auf das Expertenwissen sowohl der betroffenen Stakeholder als auch der Wissenschaft und Beratung angewiesen. Dies erklärt die skizzierte umfassende Einbindung von Stakeholdern und Experten. Typischerweise finden solche Experten- und Stakeholdereinbindungen allerdings in *stabilen* und *institutionalisierten* „Policy-Netzwerken“ (Scharpf 2000) statt: Betroffene Akteure, ihre Ressourcen und ihre institutionalisierte Einbettung sind dann klar, Koalitionen sind stabil. Wenn diese Bedingungen erfüllt sind, erhöhen solche Netzwerke typischerweise die Effektivität und die Akzeptanz einer Politikmaßnahme erheblich (Mayntz 1993, Scharpf 2000). Die Verhandlungen in diesen Netzwerken folgen Interaktionslogiken, die selbstverständlich auch von Partikularinteressen der Stakeholder geprägt sind. Aber aufgrund wechselseitiger Interdependenzen und einer Prob-

lemlösungsorientierung der Netzwerke werden politikwissenschaftlich gleichwohl Verbesserungen der Gemeinwohlverträglichkeit der Ergebnisse erwartet (Schimank 2007). Demgegenüber erwartet die Neue Politische Ökonomie aufgrund der Interessenartikulation in „Regulierungsspielen“ grundsätzlich Abweichungen von Gemeinwohllösungen (Mueller 2003).

Wenn allerdings große Unsicherheiten über eine inhaltliche Bewertung des Gemeinwohls bestehen und auch der Kreis der „Betroffenen“ und ihrer Interessen nicht klar oder wechselnd ist, wie sich dies für das Thema Kapazitätsmechanismen im Zusammenhang mit dem großen Transformationsprojekt der Energiewende zunehmend abgezeichnet hat, so sind möglicherweise neue Maßstäbe an den Politikformulierungsprozess und die Einbindung von Experten und Stakeholder anzulegen. Bislang sind diverse Schwächen in der Gestaltung des Politikprozesses beobachtbar:

a) Selektive Rezeption des wissenschaftlichen Diskurses

Die politisch relevante Diskussion wurde wesentlich von Wissenschaftlern in der Rolle als Gutachter geführt. Die sich zwischenzeitlich mehrenden kritischen Stimmen aus der Wissenschaft (Böckers et al. 2012, Neuhoﬀ et al. 2013, Kunz et al. 2013, u. a. m.) wurden hingegen kaum rezipiert. Selbst die vom BMWi eigens in Auftrag gegebenen Studien, die keine Notwendigkeit zusätzlicher Kapazitätzahlungen sehen (r2b et al. 2014, Frontier Economics und Formaet 2014, Frontier Economics und Consentec 2014, Connect Energy Economics 2014), konnten zunächst keinen prägenden Einfluss auf die Positionierung der Bundesregierung entfalten, wie jedenfalls noch das Grünbuch unterstreicht, das die entscheidende Frage weitergehender Kapazitätzahlungen auch im Lichte dieser Gutachten ausdrücklich als noch oﬀen deklariert und einem weiteren Konsultations- und Entscheidungsprozess anheimgibt.

Der Prozess der Gutachtenerstellung hätte selbst verbessert werden können. Droste-Franke et al. (2014) schlagen beispielsweise die Einrichtung von ‚Advisory Boards‘ vor, die verschiedene inter- und transdisziplinäre Perspektiven repräsentieren und die Integration dieser unterschiedlichen Perspektiven in den Gutachten sicherstellen könnten. Auf diese Weise wäre von Beginn an die Bandbreite an wissenschaftlichen Meinungen in den Gutachten rezipiert worden.

b) Mangelnde Transparenz

Die Teilnahme an den Fachdialogen war zunächst intransparent, fand – sicherlich auch aus Kapazitätsgründen – nur auf Einladung statt, ohne zu berücksichtigen, ob alle potentiell Betroffenen und alle Perspektiven gleichermaßen vertreten waren. Außerdem wurde zunächst nach außen nicht klar kommuniziert, wer aus welchem Grund eingeladen wurde und weshalb ausgerechnet zu diesem Vorschlag und nicht zu einem der anderen diskutierten Ansätze ein Fachdialog eingerichtet wurde. Zudem bleibt unklar, welche Rolle diese öffentlichen Veranstaltungen bei der energiepolitischen Meinungsbildung der Entscheidungsträger tatsächlich spielen (sollen). Der Agenda-Setting-Prozess blieb somit ebenfalls intransparent. Wenn zudem in verschiedenen Netzwerken, die von konkurrierenden Ministerien moderiert werden, faktisch Verhandlungen geführt werden, sind für die beteiligten Akteure das Mandat und die Ziele der Aushandlungsplattformen nicht immer klar. Gleichzeitig spielen die in der Verfassung vorgesehenen Organe für die politische Meinungsbildung (Parteien, Parlamente) keine erkennbare Rolle. Stattdessen werden die Spielregeln für das künftige Strommarktdesign weitgehend außerparlamentarisch erörtert und „verhandelt“.

c) Falsche Erwartungen an Experten

Wie eingangs in diesem Kapitel geschildert, stellt die aktuelle Debatte über Kapazitätsmärkte ein klassisches Expertendilemma dar (Wassermann 2015). Dieses Problem ist typisch bei der Bewertung neuer Rahmenbedingungen und der Abschätzung zukünftiger Risiken. Aus soziologischer Sicht sind solche Meinungsdivergenzen unvermeidlich, denn eine wissenschaftliche Erkenntnis, die in der Gesellschaft umgesetzt wird, hat immer auch eine soziale Komponente, für deren Bewertung die wissenschaftlichen Experten selbst auf ungesicherte Annahmen zurückgreifen müssen. Gutachten, die z. B. ein Marktdesignelement bewerten sollen, müssen dies immer perspektivisch für einen gesellschaftlichen Kontext, also explizit *außerhalb* eines wissenschaftlichen Experimentes oder Labors tun. „[...] Aussagen über Aus- und Rückwirkungen einer Technik lassen sich dann längst nicht mehr mit der gleichen Präzision erreichen, wie innerhalb der beweisfähigen Wissenschaft. Ins Spiel kommen hier immer (institutionalisierte) und mehr oder minder zutreffende Vorstellungen und Sichtweisen darüber, wie ‚Gesellschaft‘ oder Teilbereiche der Gesellschaft funktionieren“ (Braczyk 1996: S. 28). Divergierende Expertenurteile müssen also nicht zwingend aus mangelnder Unabhängigkeit der Experten von politischen Entscheidungsträgern oder Interessengruppen herrühren – auch wenn wir diesen

Aspekt hier nicht ignorieren wollen. Aber die Ursache gutachterlicher Widersprüche kann eben auch darin bestehen, dass die an die Gutachter gerichteten externen Erwartungen sich deutlich von den im Wissenschaftssystem geltenden Erwartungen unterscheiden, weil die Entscheider und Anwender von Expertengutachten aus anderen Kontexten mit ganz „[...] unterschiedlichen gesellschaftlichen Sinnsystemen bzw. Funktionsbereichen [...]“ (ebd.: S. 28) kommen. Die Politik und auch die Gesellschaft sollte sich daher bewusst sein, dass sich Gutachten explizit von „reinen wissenschaftlichen“ Ergebnissen unterscheiden, da die Erwartungen aus den anderen Funktionssystemen, wie etwa der Politik, aufgegriffen und von den Experten so erfüllt werden, dass Gutachten eben immer auch Bewertungen enthalten (vgl. Grunwald 2010).

Insgesamt macht die Analyse des Politikformulierungsprozesses deutlich, dass und zugleich aus welchen Gründen die Frage nach dem „Ob“ von ergänzenden Kapazitätsmechanismen auf der politischen Agenda kaum Fuß fassen konnte. Stattdessen wurde sogleich intensiv die mögliche Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen öffentlich „verhandelt“, wobei teilweise die in Auftrag gegebenen Gutachten, nicht aber die gesamte wissenschaftliche Lehrmeinung zum Thema im politischen Prozess rezipiert wurden. Neben das – bei großen Unsicherheiten nicht unübliche – Expertendilemma tritt dabei ein für die Herausforderung der Versorgungssicherheit spezifisches „politisches Dilemma“, da die Kosten möglicher Versorgungsrisiken (Blackouts) für politische Entscheidungsträger weitaus höher ausfallen dürften als für private Investoren. Dies führt zu problematischen Vorfestlegungen der politischen Agenda, die angesichts der aufgezeigten Mängel des konkreten Politikformulierungsprozesses bisher nicht korrigierbar erscheinen. Umso wichtiger ist es deshalb, dass die verbleibende Zeit der Konsultationsprozesse intensiv auch zur Reflexion der Ob-Frage genutzt und ein transparenter Prozess unter Einbindung aller Interessen, auch der Stromverbraucherinnen und Stromverbraucher, stattfindet (Wassermann und Renn 2013).

7. Fazit

Die Diskussion um Versorgungssicherheit steht stellvertretend für die Komplexität und die vielfältigen Unsicherheiten, die mit der deutschen Energiewende verbunden sind. Gerade vor diesem Hintergrund ist es jedoch aus wissenschaftlicher Sicht wichtig, jetzt nicht ohne klare Belege weitreichende und tiefgreifende Entscheidungen wie die Einführung von neuartigen, dauerhaften Regulierungsinstrumenten vorzunehmen. Es erscheint vielmehr sinnvoller, die Versorgungssicherheitspolitik auf „viele Beine“ zu stellen. Ein Maßnahmenportfolio kann helfen, die diversen Ursachen möglicher Kapazitätsengpässe gezielter und kostengünstiger anzugehen. In Anbetracht der Komplexität und Unsicherheit ist es dabei wichtig, den politischen Prozess möglichst transparent und partizipativ zu gestalten, um die Perspektiven aller relevanten Akteure angemessen zu berücksichtigen, einschließlich jener der Stromversorger, der Netz- und Speicherbetreiber sowie nicht zuletzt auch der Stromverbraucher (Wassermann und Renn 2013). Zudem müssen die politischen Instrumente so gewählt werden, dass sie zukünftig erneut an veränderte Rahmenbedingungen angepasst werden können – was für einmal gewährte Kapazitätzahlungen aus politischen Gründen wohl eher unwahrscheinlich erscheint.

Es ist Aufgabe der Politik, die aufgezeigten Unsicherheiten, die hinsichtlich der Sicherung der Stromversorgung bestehen, zu bewerten und auf dieser Basis Entscheidungen zu treffen. Mithin wäre es politisch legitim, kämen politische Entscheidungsträger nach sorgfältiger und transparenter Abwägung zu dem Ergebnis, dass zusätzliche kapazitätsfördernde Maßnahmen zur Absicherung gegen etwaige Versorgungsengpässe unerlässlich seien. In diesem Falle wäre es jedoch beim gegenwärtig lückenhaften Erkenntnisstand entscheidend, den Mechanismus so zu wählen, dass möglichst wenig verfestigte Strukturen entstehen, die in Zukunft – mit verbesserter Evidenz der Leistungsfähigkeit konventioneller Strommärkte und klarem Verständnis von Vor- und Nachteilen verschiedener Maßnahmen – nur noch schwer anzupassen wären. Soweit auf politischer Ebene eine Entscheidung zugunsten von Kapazitätzahlungen getroffen wird, sollte daher eher auf eine strategische, zentral verwaltete Kapazitätsreserve (strategische Reserve) als kurz- und mittelfristigen Risikopuffer gesetzt werden. Mittels dieses Ansatzes könnten gezielt die benötigten flexiblen Kapazitäten vorgehalten werden. Gleichzeitig wäre der Ansatz jederzeit reversibel.

Das Grünbuch zum Strommarkt fordert eine Grundsatzentscheidung zwischen einem unter Flexibilitäts Gesichtspunkten ertüchtigten und in ein Versorgung sicherndes Maßnahmenbündel eingebundenen „Strommarkt 2.0“ auf der einen Seite und Extra-Zahlungen für konventionelle Kraftwerke im Sinne eines Kapazitätsmarktes auf der anderen Seite. In Anbetracht der diversen Unsicherheiten spricht gegenwärtig erkennbar mehr für die erste Option. Ein Maßnahmenbündel könnte die diversen Ursachen möglicher Versorgungsengpässe gezielter adressieren und dabei auch Erfordernisse von Wirtschaftlichkeit, Umwelt- und Sozialverträglichkeit besser berücksichtigen. Zu den einen Strommarkt 2.0 flankierenden Maßnahmen kann – je nach politischer Gefährdungseinschätzung der Sicherheit der Stromversorgung – die Einführung einer strategischen Reserve gehören. Die kurzfristige Einführung von komplexen Kapazitätsmärkten für konventionelle Kraftwerke hingegen adressierte wesentliche Ursachen von Versorgungsengpässen nicht, vernachlässigte wichtige Ziele einer nachhaltigen Energiepolitik und führte überdies zu einer kaum revidierbaren Vorfestlegung auf ein bestimmtes Lösungskonzept in einem insgesamt unsicheren Steuerungsumfeld. Daher empfehlen sich derartige Kapazitätsmärkte nach heutigem Erkenntnisstand nicht.

Literaturverzeichnis

- 50hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW (2013): Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5.
- AEE (2013): Studienvergleich: Bedarf an steuerbaren Kapazitäten im Stromsystem. Agentur für erneuerbare Energien (AEE), Berlin, 2013.
- Agora Energiewende (2013): Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt? Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland. Agora Energiewende, Berlin.
- Agricola, A.-C., B. Höflich, P. Richard et al. (2012): Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030 (dena-Verteilnetzstudie). Berlin.
- Almeida, H. und T. Philippon (2007): The risk-adjusted cost of financial distress. In: *The Journal of Finance*, 62: 2557–2586.
- Andor, M., K. Flinkerbusch und A. Voß (2012): Quantities vs. capacities: Minimizing the social cost of renewable energy promotion. Centrum für Angewandte Wirtschaftsforschung. Münster.
- Banz, R. W. (1981): The relationship between return and market value of common stocks. In: *Journal of Financial Economics*, 9: 3–18.
- BDEW (2012): BDEW Kraftwerksliste. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) Online:
[https://www.bdew.de/internet.nsf/id/4F954693C8243FBBC12579FA0057AF21/\\$file/12-05-02-KW-Liste-kommentiert.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/4F954693C8243FBBC12579FA0057AF21/$file/12-05-02-KW-Liste-kommentiert.pdf) Abruf: 20.06.2013
- BDEW (2013): Positionspapier: Ausgestaltung eines dezentralen Leistungsmarkts. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). Online:
[http://www.bdew.de/internet.nsf/res/60B01CBFB0577416C1257BF2003FE4E5/\\$file/Positionspapier_Ausgestaltung_eines_dezentralen_Leistungsmarkts_180913_final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/res/60B01CBFB0577416C1257BF2003FE4E5/$file/Positionspapier_Ausgestaltung_eines_dezentralen_Leistungsmarkts_180913_final.pdf), Abruf: 16.05.2014.
- Becker, G.S. (1983): A Theory of Competition Among Pressure Groups for Political Influence. In: *The Quarterly Journal of Economics*, 98 (3): 371–400.
- Beckers, T. und A. Hoffrichter (2014). Grundsätzliche und aktuelle Fragen des institutionellen Stromsektordesigns – Eine institutionenökonomische Analyse zur Bereitstellung und Refinanzierung von Erzeugungsanlagen mit Fokus auf FEE. Arbeitspapier, TU Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP).
- Beckers, T., A. Hoffrichter und C. von Hirschhausen (2012): Internationale Erfahrungen mit Kapazitätsinstrumenten und Schlussfolgerungen für die deutsche Diskussion. Online:
http://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fq280/forschung/publikationen/2012/tu_berlin-wip_2012-internationale_erfahrungen_mit_kapazitaetsmechanismen.pdf
Abruf: 23.08.2013.
- Benz, A. (2004): Einleitung: Governance – Modebegriff oder nützliches sozialwissenschaftliches Konzept? In: Benz, A. (Hg.): *Governance – Regieren in komplexen Regelsystemen. Eine Einführung*, VS Verlag für Sozialwissenschaften, Wiesbaden, S. 11–28.
- Besser, J., J. Farr und S. Tierney (2002): The political economy of long-term generation adequacy: why an ICAP mechanism is needed as part of standard market design. In: *Electricity Journal*, 15 (7): 53–62.
- BET (2011): Kapazitätsmarkt – Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung. Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET), Aachen.
- Blyth, W., R. Bradley, D. Bunn, C. Clarke, T. Wilson und M. Yang (2007): Investment risks under uncertain climate change policy. In: *Energy Policy*, 35(11): 5766–5773.
- BMU, BDEW, BEE, Ecofys, Hochschule Regensburg, r2b Energy Consulting, IAEW der RWTH Aachen, FhG ISI, Consentec (2013): Märkte stärken, Versorgung sichern. Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland. Ergebnisbericht des Fachdialogs „Strategische Reserve“. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE), Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der Rhein-Westfälischen Technischen Hochschule (RWTH) Aachen, Fraunhofer Gesellschaft (FhG) Institut für Innovationsforschung und Systemanalyse (ISI). Online:
[https://www.bdew.de/internet.nsf/res/E69B9CA8FB2C03C7C1257BEF002F1447/\\$file/Anlage_5_130503_FachdialogStrategischeReserve_Ergebnisbericht_final.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/E69B9CA8FB2C03C7C1257BEF002F1447/$file/Anlage_5_130503_FachdialogStrategischeReserve_Ergebnisbericht_final.pdf), Abruf: 19.09.2013.

- BMWi (2012): *Monitoring-Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie nach §51 EnWG zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität*. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Berlin.
- BMWi (2013a): *Bericht des Kraftwerksforums an die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder - Mittel- bis langfristig ausreichende Sicherstellung von Erzeugungskapazitäten*. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Berlin, 13.05.2013. Online: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/B/bericht-kraftwerksforum,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> Abruf: 25.09.2013
- BMWi (2013b): *Langfristige Steuerung der Versorgungssicherheit im Stromsektor. Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)*, Online: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/wissenschaftlicher-beirat-langfristige-steuerung-der-versorgungssicherheit-im-stromsektor,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Abruf: 17.05.2014.
- BMWi (2014): *Ein Strommarkt für die Energiewende: Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch)*, Berlin.
- BMWi und BMU (2010): *Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung*. Berlin, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin.
- BMWi und BMU (2012): *Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“*. Berlin, Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU), Berlin.
- Böckers, V., L. Giessing, J. Haucap, U. Heimeshoff und J. Rösch (2012): *Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für Kraftwerke? Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung. Ordnungspolitische Perspektiven Nr. 24*, Düsseldorf: Institut für Wettbewerbsökonomie, Düsseldorf.
- Böckers, V., L. Giessing, J. und J. Rösch (2013): *The Green Game Changer: An Empirical Assessment of the Effects of Wind and Solar Power on the Merit Order*. DICE Discussion Paper No. 104, Düsseldorf.
- Böhringer, C. und K. E. Rosendahl (2011): *Greening Electricity More Than Necessary: On the Cost Implications of Overlapping Regulation in EU Climate Policy*. In: *Schmollers Jahrbuch*, 131 (3): 469 – 492.
- Booz & Company, D. Newberry, G. Strbac, D. Pudjianto, P. Noël und L. Fisher (2013): *Benefits of an integrated European energy market. Final report prepared for Directorate-General Energy European Commission*.
- Borggreffe, F., T. Pregger, H. C. Gils, K.-K. Cao, M. Deissenroth, S. Bothor, M. Blesl, U. Fahl, M. Steurer, M. Wiesmeth (2014): *Kurzstudie zur Kapazitätsentwicklung in Süddeutschland bis 2025 unter Berücksichtigung der Situation in Deutschland und den europäischen Nachbarstaaten. Kurzstudie des Deutschen Zentrum für Luft und Raumfahrt (DLR) und Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung (IER) der Universität Stuttgart im Auftrag des Landesministeriums für Umwelt und Energiewirtschaft Baden-Württemberg (UMBW)*, Stuttgart.
- Braczyk, H.-J. (1996). „Das Expertendilemma“ – ein Kommentar. In H.-U. Nennen & D. Garbe (Hrsg), *Das Expertendilemma: Zur Rolle wissenschaftlicher Gutachter in der öffentlichen Meinungsbildung*, Springer-Verlag, Berlin, S. 25-34.
- Briggs, R.J. und A. Kleit (2013): *Resource adequacy reliability and the impacts of capacity subsidies in competitive electricity markets*, In: *Energy Economics*, 40: 297-305.
- Bris, A., I. Welch und N. Zhu (2006): *The costs of bankruptcy*. In: *Journal of Finance*, 61: 1253–1303.
- Brunekreeft, G. und R. Meyer (2011a): *Kapitalkosten und Kraftwerksinvestitionen bei zunehmender Einspeisung aus erneuerbaren Energien -Die Diskussion um Kapazitätsmärkte*. In: *Zeitschrift für Wirtschaftspolitik*, 60 (1): 62-73.
- Brunekreeft, G. und R. Meyer (2011b): *Netzinvestitionen im Strommarkt: Anreiz- oder Hemmniswirkungen der deutschen Anreizregulierung?* In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 61 (1/2): 2-5.
- Bundesnetzagentur (2013): *Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2012/2013*. Bonn.
- Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (2013): *Monitoringbericht 2013*, Bonn.
- Bushnell, J. (2005): *Electricity resource adequacy: matching policies and goals*. In: *Electricity Journal*, 18 (8): 11–21.
- CDU, CSU und SPD (2013): *Deutschlands Zukunft gestalten – Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD 18. Legislaturperiode*. Online: <https://www.cdu.de/sites/default/files/media/dokumente/koalitionsvertrag.pdf>, Abruf: 02.02.2015.

- CEER (2014): Assessment of electricity generation adequacy in European countries. Council of European Energy Regulators (CEER), Brüssel.
- Coleman, J. S. (1966): Individual Interests and Collective Action, In: Papers on Non-Market Decision-Making, 1: 49-62.
- Connect Energy Economics (2014): Leitstudie Strommarkt Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Berlin.
- Consentec (2012a): Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve. Gutachten im Auftrag des BDEW, Aachen.
- Consentec (2012b): Versorgungssicherheit effizient gestalten - Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland. Untersuchung im Auftrag der Energie Baden-Württemberg (EnBW), Aachen.
- Cramton, P. und A. Ockenfels (2012): Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector, In: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 36: 113-134.
- Cramton, P. und S. Stoft (2006): The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity. A White Paper for the Electricity Oversight Board. Online: <http://www.cramton.umd.edu/papers2005-2009/cramton-stoft-market-design-for-resource-adequacy.pdf>, Abruf: 13.08.2010.
- Crew, M.A., C.S. Fernando und P.R. Kleindorfer (1995): The Theory of Peak-Load Pricing: A Survey. In: Journal of Regulatory Economics, 8: 215-248.
- Dagger, S. B. (2009): Energiepolitik & Lobbying: Die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) 2009, ibidem Verlag, Stuttgart.
- De Vries, L.J. (2007): Generation adequacy: Helping the market do its job. In: Utilities Policy 15 (1): 20-35.
- Demiroglu, C. und C. James (2011): The use of bank lines of credit in corporate liquidity management: A review of empirical evidence. In: Journal of Banking & Finance, 35: 775-782.
- Dena (2010) dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025, Berlin.
- Drake, F.-D., C. Gatzen, E. Hauptmeier, F. Schulte und M. Zählinger (2013): Sind Speicher wirklich der fehlende Baustein zur Energiewende? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 63(8): 34-38.
- Droste-Franke, B., M. Carrier, M. Kaiser, M., M. Schreurs, C. Weber und T. Ziesemer (2014): Improving Energy Decisions. Towards Better Scientific Policy Advice for a Safe and Secure Future Energy System. Advanced Publication of Summary and Recommendations of the Correspondent Study of the EA European Academy, 8th August 2014. Online: http://www.ea-aw.org/fileadmin/downloads/Projektgruppen/Improving_Energy_Policy_excerpt.pdf, Abruf: 20.01.2015.
- Ecke, J, N. Herrmann, U. Hilmes, R. Kremp, U. Macharey, A. Nilde, H. Wolter und W. Zander (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Studie im Auftrag des Verband Kommunaler Unternehmen (VKU), Berlin.
- Ecofys (2012): Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen – Endbericht. Berlin.
- Ehlers, N. (2011): Strommarktdesign angesichts des Ausbaus fluktuierender Stromerzeugung. Dissertation an der TU Berlin – Fakultät für Prozesswissenschaften.
- Elberg, C., C. Growitsch, F. Höffler, J. Richter. (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Studie im Auftrag des BMWi, durchgeführt vom Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln.
- Eisenbast, W. (2011): Investitionsanreize bei der Regulierung der Energieinfrastruktur. Wirtschaftsdienst 91 (11): 784-791.
- Energy Brainpool (2014): Zukünftige Auswirkungen der Sechs-Stunden-Regelung gemäß §24 EEG 2014. Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbandes Windenergie (BWE), Berlin.
- ENTSO-E (2013): Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2013-2030. European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), Brüssel.
- Evans, L. T und G. A. Guthrie (2005): Risk, price regulation, and irreversible investment. In: International Journal of Industrial Organization, 23: 109-128.
- Evans, L. T und G. A. Guthrie (2012): Price-cap regulation and the scale and timing of investment, In: RAND Journal of Economics, 43: 537-561.
- Fama, E. F. und K. French (1997): Industry costs of equity. In: Journal of Financial Economics, 43: 153-193.
- Finon, D. (2008): Investment risk allocation in decentralized markets: the need of long-term contracts and vertical integration. In: OPEC Energy Review, 32 (2): 150-183.
- Fligstein, N. und D. McAdam (2011): Towards a General Theory of Strategic Action Fields. In: Sociological Theory, 29 (1): 1-26.

- Fligstein, N. und D. McAdam (2012): *A Theory of Fields*. Oxford University Press, Oxford.
- Flinkerbusch und Scheffer (2013): Eine Bewertung verschiedener Kapazitätsmechanismen für den deutschen Strommarkt. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 37: 13-25.
- Frontier Economics und Consentec (2014): *Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment)*. Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), London, Aachen.
- Frontier Economics, Formaet (2014): *Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?*, Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, London, Aachen.
- Froot, K. A., D. S. Scharfstein und J. C. Stein (1993): *Risk management: Coordinating corporate investment and financing policies*. In: *Journal of Finance*, 48: 1629–1658.
- Gaidosch, L. (2008): *Zyklen bei Kraftwerksinvestitionen in liberalisierten Märkten - Ein Modell des deutschen Stromerzeugungsmarktes*. Dissertation, TU Berlin, Fakultät für Wirtschaft und Management.
- Gawel, E. (2014): *Eckpunkte zur EEG-Reform: Der Energiewende nächster Akt*, In: *Wirtschaftsdienst*, 94 (2): 82-83.
- Gawel, E. und K. Korte (2014): *Das Grünbuch Strommarktdesign: Subventionen für konventionelle Kraftwerke ante portas?* In: *WISO direkt* 12(2014), Friedrich-Ebert-Stiftung, Abt. Wirtschafts- und Sozialpolitik, Bonn.
- Gawel, E., A. Purkus, K. Korte und P. Lehmann (2013): *Förderung der Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien - Perspektiven einer instrumentellen Weiterentwicklung*. In: *Vierteljahresshefte für Wirtschaftsforschung*, 82(3): 123-136.
- Gawel, E., S. Strunz und P. Lehmann (2014): *Wieviele Europa braucht die Energiewende?* In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 38 (3): 163-182.
- Geels, F. W. (2004): *From sectoral systems of innovation to socio-technical systems. Insights about dynamics and change from sociology and institutional theory*. In: *Research Policy*, 33 (6-7): 897–920.
- Geels, F.W. (2010): *Ontologies, socio-technical transitions (to sustainability), and the multi-level perspective*. In: *Research Policy*, 39:495-510.
- Gils, H.C. (2014): *Assessment of the theoretical demand response potential in Europe*. In: *Energy*, 67: 1-18.
- Gottstein, M. und S. Skillings (2012): *Beyond Capacity Markets - Delivering Capability Resources to Europe's Decarbonised Power System*. IEEE, Florence.
- Gottstein, M. und S. Skillings (2012a): *Über Kapazitätsmärkte hinausdenken: Flexibilität als Kernelement*. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 62(11): 18-25.
- Grossi, L., S. Heim und M. Waterson (2014): *A Vision of the European Energy Future? The Impact of the German Response to the Fukushima Earthquake*, ZEW Discussion Paper No. 14-051, Mannheim.
- Growitsch, C., F. C. Matthes und H.-J. Ziesing (2013): *Clearing-Studie Kapazitätsmärkte*, Online: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/C-D/studie-clearing-studie-kapazitaetsmaerkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, Abruf: 17.05.2014.
- Grunwald, A. (2010): *Technikfolgenabschätzung: Eine Einführung*. (2. Auflage), edition sigma, Berlin.
- Handelsblatt (2015): *Nein zu Kapazitätsprämien für fossile Kraftwerke*. Online abrufbar unter: <http://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/sigmar-gabriel-nein-zu-kapazitaetspraemien-fuer-fossile-kraftwerke/11251096.html>.
- Harthan, R.O., D. Seebach, D. Böttger, T. Bruckner (2013): *Auswirkung einer verstärkten Förderung erneuerbarer Energien auf die Investitionsdynamik im konventionellen Kraftwerkspark*. Teilbericht Konsortium 1 zum Verbundvorhaben „Analyse der Auswirkungen der Integration erneuerbarer Stromerzeugung auf den deutschen Strommarkt bis 2030. Berlin, Leipzig.
- Hauser, E. und M. Luxenburger (2011): *Systemintegration von Erneuerbaren Energien durch Nutzung von Marktmechanismen im Stromsektor*. IZES, Saarbrücken.
- Heim, S. und D. Schober (2014): *Strategic Behavior of Energy Suppliers in Balancing Markets under Increased Renewable Supply*. European Conference of the International Association for Energy Economics, 28-30th of October 2014, Rome.
- Heim, S. und G. Götz (2013): *Do Pay-As-Bid Auctions Favor Collusion? Evidence from Germany's Market for Reserve Power*. ZEW Discussion Paper No. 13-035, Mannheim.
- Hermann, N. und J. Ecke (2012): *Gewinner und Verlierer eines Kapazitätsmarktes – Verteilungswirkungen eines neuen Strommarktdesigns*. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 62(1/2): 28-33.
- Hiroux, C. und M. Saguan (2010): *Large-scale wind power in European electricity markets: Time for revisiting support schemes and market designs?* In: *Energy Policy*, 38 (7): 3135-3145.
- Hirth, L. und F. Ueckerdt (2013): *Redistribution effects of energy and climate policy: The electricity market*. In: *Energy Policy*, 62: 934-947.

- Hoffmann, V. (2007): EU ETS and Investment Decisions: The Case of the German Electricity Industry. In: *European Management Journal*, 25(6): 464-474.
- Hogan, W. (2005): On an 'Energy Only' Electricity Market Design for Resource Adequacy. Centre for Business and Government, John F Kennedy School of Government, Harvard University, Cambridge.
- IWR (2014): Vattenfall widerspricht RWE und E.ON: Strom-Kapazitätsmarkt nicht notwendig. Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR). Online abrufbar unter: <http://www.iwr.de/news.php?id=25906>, Abruf: 16.05.2014.
- Jansen, M. (2014): Optimierung der Marktbedingungen für die Regelleistungserbringung durch Erneuerbare Energien. Studie des FhG Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES) Online abrufbar: http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/studien/2014/20140407_BEE_OptimierungderMarktbedingungenfuerRegelleistungserbringungfuerErneuerbareEnergien.pdf, Abruf: 10.12.2014.
- Joskow, P. (2006): Competitive electricity markets and investment in new generating capacity. In: Helm, D. (ed.) *The new energy paradigm*. Oxford University Press, Oxford.
- Joskow, P. und J. Tirole (2007): Reliability and Competitive Electricity Markets. In: *RAND Journal of Economics*, 38 (1): 60-84.
- Kemfert, C. und J. Horne (2013): Good Governance of the Energiewende in Germany: wishful thinking or manageable? Hertie School of Governance, Berlin.
- Kemfert, C. und T. Traber (2013): Verteilungseffekte von Kapazitätsmechanismen: Auf den Typ kommt es an, In: *DIW Wochenbericht*, 48/2013: 17-24.
- Kirchgässner, G. und F. Schneider (2003): On the political economy of environmental policy. In: *Public Choice*, 115: 369-396.
- Klinge Jacobsen, H. und S. T. Schröder (2012): Curtailment of Renewable Generation: Economic Optimality and Incentives. In: *Energy Policy*, 49 (1): 663-675.
- Knopf, B., M. Pahle, H. Kondziella, F. Joas, O. Edenhofer, T. Bruckner (2014): Germany's Nuclear Phase-out: Sensitivities and Impacts on Electricity Prices and CO₂ Emissions. In: *Economics of Energy & Environmental Policy*, 3(1): 89-105.
- Korte, K. und E. Gawel (2015): Stromnetzinvestitionen und Anreizregulierung – Problemfelder und Lösungsansätze. In: *Wirtschaftsdienst*, 95 (2): im Erscheinen.
- Krueger, A. O. (1974): The Political Economy of the Rent-Seeking Society, In: *The American Economic Review*, 64 (3): 291-303.
- Krzikalla, N., S. Achner und S. Brühl (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE), durchgeführt von Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET). Berlin, Aachen.
- Kunz, F., C. Gerbaulet und C. von Hirschhausen (2013): Mittelfristige Strombedarfsdeckung durch Kraftwerke und Netze nicht gefährdet, In: *DIW Wochenbericht*, 48/2013: 25-37.
- Laurikka, H. und T. Koljonen (2006): Emissions trading and investment decisions in the power sector—a case study in Finland. In: *Energy Policy*, 34(9): 1063-1074.
- LBD (2011): Energiewirtschaftliche Erfordernisse zur Ausgestaltung des Marktdesigns für einen Kapazitätsmarkt Strom. Abschlussbericht. LBD Beratungsgesellschaft (LBD), Berlin. Online: http://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/dateien/Altdateien/202/120120_Gutachten_Kapazitaetsmarkt_Strom_Bericht.pdf, Abruf 03.06.2013.
- Lehmann, P., R. Brandt, E. Gawel, S. Heim, K. Korte, A. Löschel, P. Massier, M. Reeg, D. Schober und S. Wassermann (2015). Braucht Deutschland jetzt Kapazitätzahlungen für eine gesicherte Stromversorgung? In: *Energiewirtschaftliche Tagungen*, 65 (1/2): 26-31.
- Leprich, U., E. Hauser, K. Grashof, L. Grote, M. Luxenburger, M. Sabatier und A. Zipp (2012): Kompassstudie Marktdesign. Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien., BEE-Plattform Systemtransformation, Ponte Press, Bochum.
- Leprich, U., E. Hauser, K. Grashof, L. Grote, M. Luxenburger, M. Sabatier und A. Zipp (2012): Kompassstudie Marktdesign – Leitideen für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien, Studie im Auftrag des BEE, Bochum, Saarbrücken, Berlin.
- Linares, P., F. J. Santos, M. Ventosa und L. Lapiedra (2006): Impacts of the European Emissions Trading Scheme Directive and Permit Assignment Methods on the Spanish Electricity Sector. In: *Energy Journal* 27(1): 79-98.
- Lise, W., J. Sijm und B. F. (2010): The Impact of the EU ETS on Prices, Profits and Emissions in the Power Sector: Simulation Results with the COM-PETES EU20 Model. In: *Environmental and Resource Economics* 47, 23–44.

- Löschel, A., F. Flues, F. Pothén und P. Massier (2013a): Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen – Skizze einer neuen Marktordnung. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 63(10): 22-25.
- Löschel, A., F. Flues, F. Pothén und P. Massier (2013b): Der deutsche Strommarkt im Umbruch: Zur Notwendigkeit einer Marktordnung aus einem Guss. In: *Wirtschaftsdienst*, 93(10): 778-784.
- Matthes, F. C., B. Schlemmermeier, C. Diermann, H. Hermann, C. von Hammerstein (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland. Online: www.oeko.de/oekodoc/1586/2012-442-de.pdf, Abruf 03.06.2013.
- Maurer, C. (2013): Versorgungssicherheit effizient gestalten: Zur Diskussion um Kapazitätsmechanismen in Deutschland, In: *Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt? Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in Deutschland*, Agora Energiewende, S. 27-35. Online: http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Agora_Hintergrund_Kapazitaetsmarkt_oder_strategische_Reserve_web.pdf, Abruf: 02.04.2013.
- Maurer, C., B. Tersteegen und J. Jasper (2012): Kapazitätsmechanismen in Deutschland und Europa: Wann gibt es wirklich einen Bedarf? In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 62 (3): 32-37.
- Mayntz, R. (1993): Policy-Netzwerke und die Logik von Verhandlungssystemen. In: *Politische Vierteljahresschrift, Special Issue "Policy-Analyse"*: 39-56.
- Mayntz, R. und T. P. Hughes (Hg.) (1988): *The Development of large technical systems*. Campus Verlag - Westview Press, Frankfurt a.M., Boulder, Colorado.
- McCann, L. (2013): Transaction costs and environmental policy design. In: *Ecological Economics*, 88(0): 253-262.
- Mohr, H. (1997): Wissenschaft muss Flagge zeigen: Hat sich der Experte klassischen Zuschnitts überlebt? In: *Wissenschaft und Journalismus*, 97 (7): 342-345.
- Mueller, D. C. (2003): *Public Choice III*. Cambridge University Press, Cambridge.
- Müsgens, F. und M. Peek (2011): Sind Kapazitätsmärkte in Deutschland erforderlich? - Eine kritische Analyse vor dem Hintergrund der ökonomischen Theorie, In: *ZNER - Zeitschrift für Neues Energierecht*, 2011(6): 576-583.
- NERC (2007): Definition of "Adequate Level of Reliability". North American Electric Reliability Corporation (NERC), Princeton, New Jersey.
- Neubarth, J., O. Woll und M. Gerecht (2006): Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 56: 42-45.
- Neuhoff, K. und L. de Vries (2004): Insufficient incentives for investment in electricity generation, CMI Working Paper 42, Cambridge.
- Neuhoff, K., J. Diekmann, C. Kemfert, W.-P. Schill, S. Schwenen, T. Traber und C. von Hirschhausen (2013): Energiewende und Versorgungssicherheit: Deutschland braucht keinen Kapazitätsmarkt. In: *DIW Wochenbericht*, 48: 5-15.
- Nicolosi, M. (2010): Wind Power Integration and Power System Flexibility - An Empirical Analysis of Extreme Events in Germany under the New Negative Price Regime. In: *Energy Policy*, 38 (11): 7257-7268.
- Nicolosi, M. (2012): Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland. Bericht der Reihe Climate Change 12/2012, Umweltbundesamt, Dessau-Rosslau.
- Nitsch, J., T. Pregger, T. Naegler, D. Heide, D. Luca de Tena, F. Trieb, Y. Scholz, K. Nienhaus, N. Gerhardt, M. Sterner, T. Trost, A. von Oehsen, R. Schwimm, C. Pape, H. Hahn, M. Wickert (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE), Forschungsbericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Stuttgart, Kassel, Berlin.
- North, D. C. (1990): *Institutions, institutional change and economic performance*. Cambridge University Press, Cambridge.
- Olson, M. (1965): *The Logic of Collective Action*. Cambridge Massachusetts. Harvard University Press; deutsch: *Die Logik des kollektiven Handelns*, Mohr Siebeck (1969), Tübingen.
- Olson, M. (1982): *The Rise and Decline of Nations: Public Goods and the Theory of Groups*. Cambridge, Massachusetts.
- Opler, T. C und S. Titman (1994): Financial distress and corporate performance. In: *The Journal of Finance*, 49, 1015-1040.
- Oren, S. (2003): *Ensuring Generation Adequacy in Competitive Electricity Markets*. University of California Energy Institute - Energy Policy & Economics, University of California, Berkley, California.

- Pahle, M., L. Fan, W.-P. Schill (2011): How emission certificate allocations distort fossil investments: The German example. In: *Energy Policy*, 39(4): 1975-1987.
- Peluchon, B. (2003): Is investment in peak generation assets efficient in a deregulated electricity sector? In: *Research Symposium: European Electricity Markets*, The Hague.
- Pindyck, R. S. (2009): Sunk Costs and Risk-Based Barriers to Entry. NBER Working Papers 14755, National Bureau of Economic Research. Online: <http://www.nber.org/papers/w14755.pdf> Abruf: 10.09.2014.
- r2b (2012): Ziele und Ausgestaltung einer Strategischen Reserve – Eckpunktepapier. Online: <http://www.r2b-energy.com/pdf/Eckpunkte-Strategische-Reserve-r2b.pdf>, Abruf: 15.04.2013.
- r2b (2014): Endbericht Leitstudie Strommarkt, Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM und Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Köln.
- RAP (2012): Über Kapazitätsmärkte hinaus denken: Flexibilität als Kernelement. Regulatory Assistance Project. Online: <http://www.raponline.org/document/download/id/6053>. Abruf: 08.10.2012.
- Reeg, M. (2014): Entwurf eines ganzheitlichen Strommarktdesigns für hohe Anteile erneuerbarer Energien – Flexibilität statt reiner Kapazität. DLR Diskussionspapier 14/01. Online: http://www.dlr.de/tt/de/Portaldata/41/Resources/dokumente/institut/system/discussion_papers/STB_Diskussionspapier_01-2014_Entwurf_eines_ganzheitlichen_Strommarktdesigns_fuer_hohe_Anteile_erneuerbarer_Energien.pdf, Stuttgart.
- Reeg, M., K. Nienhaus, N. Roloff, U. Pfenning, M. Deissenroth, S. Wassermann, W. Hauser, W. Weimer-Jehle, W., U. Klann und T. Kast (2013): AMIRIS – Weiterentwicklung eines agentenbasierten Simulationsmodells zur Untersuchung des Akteursverhaltens bei der Marktintegration von Strom aus erneuerbaren Energien unter verschiedenen Fördermechanismen. Forschungsbericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Stuttgart, Saarbrücken, Vilshofen.
- Reimund, C., B. Schwetzler, und F. Zainhofer (2008): Cost of financial distress: The German evidence. SSRN working paper series. Online: http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=933567, Abruf: 09.03.2009.
- Reservekraftwerksverordnung (2013): Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung einer Netzreserve sowie zur Regelung des Umgangs mit geplanten Stilllegungen von Energieerzeugungsanlagen zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems.
- Roques, F., D. Newbery and W. Nuttall (2005): Investment incentives and electricity market design: the British experience. In: *Review of Network Economics*, 4 (2): 93–127.
- Rosen, R., F. Sverrisson and J. Stutz (2000): Can Electric Utility Restructuring Meet the Challenges it has Created?. Discussion Paper Tellus Institute, Boston, Massachusetts.
- Schaeffler, S. und C. Weber (2013): The cost of equity of network operators – Empirical evidence and regulatory practice. In: *Journal of Competition and Regulation in Network Industries*, 14: 383–408.
- Scharpf, F. W. (2000): Interaktionsformen - Akteur-zentrierter Institutionalismus in der Politikforschung. Aus dem Amerikanischen übersetzt von Olver Treib. Opladen: Leske und Budrich. Unveränderter Nachdruck: VS-Verlag für Sozialwissenschaften (2006), Wiesbaden.
- Schemm, R. (2011): Modell zur Untersuchung von Investitionsentscheidungen unter Unsicherheit in Stromerzeugungstechnologien. Dissertation an der Technische Universität Berlin (TUB) - Fakultät für Wirtschaft und Management.
- Schimank, U. (2007): Elementare Mechanismen, In: Benz, A., S. Lütz, und U. Schimank (Hg.): *Handbuch Governance. Theoretische Grundlagen und empirische Anwendungsfelder*, VS Verlag für Sozialwissenschaften, Wiesbaden, S. 29–45.
- Schippl, J. und A. Grunwald und O. Renn (2012): Zukünftige Infrastrukturen der Energieversorgung. In: *GAIA* 21/3 (2012): 242 – 243.
- Schlemmermeier, B. (2013): Kapazitätsbedarf in Süddeutschland. Parlamentarischen Abend des bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft. Online: <http://www.lbd.de/cms/pdf-vortraege-praesentation/1302-LBD-Vortrag-Kapazitaetsbedarf-Sueddeutschland.pdf>, Abruf: 20.06.2013.
- Schober, D., S. Schaeffler und C. Weber (2014): Idiosyncratic Risk and the Cost of Capital – The Case of Electricity Networks, In: *Journal of Regulatory Economics*, 46(2): 123-151.

- Scholz, Y., H. C. Gils, T. Pregger, D. Heide, F. Cebulla, K.-K. Cao, D. Hess, F. Borggrefe (2014): Möglichkeiten und Grenzen des Lastausgleichs durch Energiespeicher, verschiebbare Lasten und stromgeführte Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) bei hohem Anteil fluktuierender erneuerbarer Stromerzeugung. Deutsches Zentrum für Luft und Raumfahrt (DLR) Abschlussbericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Stuttgart.
- Schütz, D. und B. Klusmann (2011): Die Zukunft des Strommarktes - Anregungen für den Weg zu 100 Prozent Erneuerbare Energien. Ponte Press, Bochum.
- Schwill, J- und H. Sämisch (2012): Vorschlag zur konkreten Ausgestaltung eines effizienten Kapazitätsmarkts, In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 62 (11): 8-11.
- Sensfuß, F., M. Ragwitz und M. Genoese (2008): The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. In: Energy Policy, 36: 3086–3094.
- Siegmeier, J. und C. von Hirschhausen (2011): Energiewende: Brauchen wir noch „Kapazitätsmärkte“ für konventionelle Kraftwerke? In: Schütz D. und B. Klusmann (Hg.): Die Zukunft des Strommarktes – Anregungen für den Weg zu 100 Prozent Erneuerbare Energien, S. 108-131.
- Sijm, J., K. Neuhoﬀ und Y. Chen (2006): CO₂ cost pass-through and windfall profits in the power sector. In: Climate Policy, 6(1): 49-72.
- Smith, C. und R. Stulz (1985): The determinants of firms' hedging policies. In: Journal of Financial and Quantitative Analysis, 20: 391–405.
- Spiegel Online (2014): Vattenfall stellt sich gegen RWE und E.ON. Online-Ausgabe vom 24. März 2014. Online: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/unternehmen/energiewende-vattenfall-haelt-kapazitaetsmaerkte-fuer-ueberfluessig-a-960268.html>, Abruf: 15.08.2014.
- Stoft, S. (2002): Power System Economics - Designing Markets for Electricity. IEEE Press & Wiley-Interscience, Hoboken, New Jersey.
- Stulz, R. (1984): Optimal hedging policies. In: Journal of Financial and Quantitative Analysis, 19: 127–140.
- Süddeutsche Zeitung (2013): Streit über Stromausfälle und Kapazitätsmärkte. Strom bei Wind und Wetter, Online: <http://www.sueddeutsche.de/wirtschaft/streit-ueber-stromausfaelle-und-kapazitaetsmaerkte-strom-bei-wind-und-wetter-1.1819377>, Abruf: 16.05.2014.
- Süddeutsche Zeitung (2014): Ausgepowert. Ausgabe vom 12. August 2014, S. 19.
- Süßenbacher, W., M. Schwaiger und H. Stigler (2011): Kapazitätsmärkte und -mechanismen im internationalen Kontext. 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien (IEWT), 16.-18. Februar 2011, Wien.
- Ternus, T. (2014): Vom Hoffnungsträger zum Sündenbock. In: Sonnenenergie, 2014 (2): 28-31 (Teil I) und (3): 22-25 (Teil II). Auch online verfügbar: http://www.sonnenenergie.de/index.php?id=30&no_cache=1&tx_ttnews%5Btt_news%5D=287, Abruf: 18.07.2014.
- Tietjen, O. (2012): Kapazitätsmärkte - Hintergründe und Varianten mit Fokus auf einen emissionsarmen deutschen Strommarkt. Germanwatch. Berlin.
- Tinbergen, J. (1952): On the Theory of Economic Policy. North-Holland, Amsterdam.
- Traber, T. und C. Kemfert (2011): Gone with the wind? - Electricity market prices and incentives to invest in thermal power plants under increasing wind energy supply. In: Energy Economics, 33(2): 249-256.
- Trittin, J., B. Höhn, O. Krischer und F. Untersteller (2012): Die Energiewende braucht Kapazitätsmärkte. Positionspapier vom 12. Juli 2012, Online: http://oliver-krischer.eu/fileadmin/user_upload/gruene_btf_krischer/2012/AutorenpapierKapazitaetsmaerkte.pdf Abruf: 07.07.2013.
- Van der Welle, A. J. und J. de Joode (2011): Regulatory road maps for the integration of intermittent electricity generation: Methodology development and the case of The Netherlands. In: Energy Policy, 39 (10): 5829-5839.
- Vanberg, V. (1982): Markt und Organisation - Individualistische Sozialtheorie und das Problem korporativen Handelns, Mohr Siebeck, Tübingen.
- VIK (2013): VIK-Position: Anforderungen an ein neues Strommarktdesign. Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft (VIK). Online: <http://vik.de/stellungnahmen.html>, Abruf: 24.02.2014.

- VKU und BDEW (2013): *Gemeinsame Positionen zum Marktdesign der Zukunft*. Verband kommunaler Unternehmen (VKU) und Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) Online:
[http://www.bdew.de/internet.nsf/id/B4ADCA7D6D9A4CFFC1257B82004B9FE0/\\$file/130606%20Anla-ge%20zur%20PM%20BDEW%20und%20VKU%20legen%20gemeinsame%20Grunds%3%A4tze%20zum%20Energemarkt%20der%20Zukunft%20vor.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/B4ADCA7D6D9A4CFFC1257B82004B9FE0/$file/130606%20Anla-ge%20zur%20PM%20BDEW%20und%20VKU%20legen%20gemeinsame%20Grunds%3%A4tze%20zum%20Energemarkt%20der%20Zukunft%20vor.pdf), Abruf: 16.05.2014.
- Wassermann, S. (2015): *Expertendilemma*. In: Niederberger, M. und S. Wassermann, S. (Hg.): *Methoden der Experten- und Stakeholdereinbindung in der sozialwissenschaftlichen Forschung*, VS-Verlag, Wiesbaden, S. 17-34.
- Wassermann, S. und O. Renn (2013): *Offene Fragen der Energiewende: Aufbau und Design von Kapazitätsmärkten. Vorschlag zum Umgang mit einem Expertendilemma*. In: *GAIA*, 22(4): 237-241.
- Wassermann, S., M. Reeg und K. Nienhaus (2015): *Current challenges of Germany's energy transition project and competing strategies of challengers and incumbents: The case of direct marketing of electricity from renewable energy sources*. In: *Energy Policy*, 76 (1): 66-75.
- Weber, C, M. Bucksteeg, L. Schuffelen, J. Wolter, B. Baumgart und D. Willemsen (2013): *Anforderungen an Kapazitätsmechanismen in Deutschland - was ist zielführend, was nicht?* In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 63 (1/2): 45-49.
- Wen, F., F. Wu und Y. Ni (2004): *Generation capacity adequacy in the competitive electricity market environment*. In: *Electrical Power & Energy Systems*, 26: 365-372.
- Winkler, J. und M. Altmann (2012): *Market designs for a completely renewable power sector - Marktdesigns für ein vollständig erneuerbares Stromsystem*. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 36 (2): 77-92.
- Winkler, J., D. Keles, L. Renz, F. Sensfuß und W. Fichtner (2013): *Perspektiven zur aktuellen Kapazitätsmarktdiskussion in Deutschland*. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 37: 233-248.
- ZfK (2014): *Netzagentur schwenkt auf Kapazitätsmärkte ein*. In: *Zeitung für kommunale Wirtschaft (ZfK)*. Online:
<http://www.zfk.de/artikel/netzagentur-schwenkt-auf-kapazitaetsmaerkte.html>, Abruf: 16.05.2014.
- Zöttl, G. (2010): *A Framework of Peak Load Pricing with Strategic Firms*. In: *Operations Research*, 58(6): 1637-1649.