

# Electricity Markets Working Papers

WP-EM-45

## Kapazitätsinstrumente in einem von erneuerbaren Energien geprägten Stromsystem

Jan Siegmeier

July 2011



Dresden University of Technology  
Chair of Energy Economics



Berlin University of Technology  
Workgroup for Infrastructure Policy  
(WIP)

# Kapazitätsinstrumente in einem von erneuerbaren Energien geprägten Stromsystem

Jan Siegmeier<sup>1</sup>

## Zusammenfassung:

Dieser Aufsatz untersucht die besonderen Anforderungen an kapazitätsbezogene Vergütungsmechanismen für regelbare Erzeugung unter der Vorgabe eines zunehmenden Anteils dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien. Unter der Annahme, dass Energiemärkte nicht allen bei Spitzenlast nötigen Kraftwerken eine Vollkostendeckung ermöglichen, sollen Kapazitätsmechanismen Investitionsanreize ergänzen und so der langfristigen Versorgungssicherheit dienen. Diese muss nun als Fähigkeit zur Residuallastdeckung zu jedem Zeitpunkt interpretiert werden, statt wie bisher als verfügbare Kapazität relativ zu selten auftretenden Spitzenlasten. Nach einer Systematik von Battle und Pérez-Arriaga (2008) werden Kriterien abgeleitet und auf ausgewählte Instrumente angewendet. Als wichtige Aspekte ergeben sich die Trennung von Förderinstrumenten für dargebotsabhängige Erneuerbare einerseits und konventionelle Erzeugung und deren Substitute wie Speicher, DSM oder Netzausbau andererseits; Die Kopplung der Vergütung für konventionelle Erzeuger an die individuellen Verfügbarkeit in Phasen tatsächlicher Knappheit, z.B. statt einer Vorabfestlegung dieser Phasen; sowie ein relativ geringer Vorlauf der Vereinbarungen und eine maßvolle Differenzierung nach Anlagenalter, um die Dynamik des Erneuerbareneubaus zu berücksichtigen. Daraus folgt, dass unter den üblichen Mechanismen Kapazitätsoptionen besser geeignet sind als Kapazitätsmärkte, während preisbasierte Instrumente wie Kapazitätzahlungen sowie Reservemechanismen ineffizient bzw. ineffektiv sein können.

Key words: electricity, Germany, capacity instruments

JEL-code: L94

---

<sup>1</sup> Projektmitarbeiter an der TU Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik. E-Mail: jas@wip.tu-berlin.de Dieser Aufsatz enthält eine ausführlichere Darstellung theoretischer Aspekte, die in Siegmeier und von Hirschhausen (2011) diskutiert werden; dort wird die Notwendigkeit kapazitätsbezogener Vergütungsinstrumente in Deutschland näher untersucht. Der Autor dankt Christian v. Hirschhausen, Thorsten Beckers und Albert Hoffrichter für Diskussionen und kritische Kommentare zu diesem Manuskript. Alle verbleibenden Fehler verantwortet der Autor.

# 1 Einleitung

Kapazitätsbezogene Vergütungsinstrumente (KV) sollen als zusätzliche Einnahmequelle Investitionsanreize für Kraftwerke liefern, wenn vermutet wird, dass liberalisierte Energiemärkte diese nicht rechtzeitig in ausreichendem Maß bereitstellen können. Internationale Beispiele unterscheiden sich in Grundprinzip und Ausgestaltung, Marktdesignkontext und Marktstruktur, Effektivität und Effizienz zum Teil erheblich. Gemeinsam ist den meisten, dass sowohl die Entscheidung über die Notwendigkeit, als auch über die Auswahl eines Mechanismus unter der Prämisse eines konventionellen Energiesystems mit weitgehend regelbaren Erzeugungskapazitäten getroffen wurde. Die zunehmende Bedeutung von dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien (EE) macht eine Neubewertung nötig. Dieser Beitrag diskutiert Kriterien, die ein KV für konventionelle Erzeugung erfüllen muss, um Investitionsanreize für einen zu dargebotsabhängigen EE komplementären Kraftwerkspark zu schaffen, und wendet diese auf einige gängige Mechanismen an.

Bereits in konventionellen Energiesystemen ist das Versagen liberalisierter Energiemärkte bezüglich ausreichender Investitionsanreize kontrovers: Während theoretische Modelle diese Möglichkeit aufzeigen, ist die Relevanz in realen Märkten aufgrund historisch bedingter Überkapazitäten und Marktmacht teilweise unklar. Nochmals komplexer ist die Frage nach der Notwendigkeit eines KV für die Übergangsphase von einem konventionellen zu einem von dargebotsabhängigen EE dominierten System. In einem weiteren Papier (Siegmeier und von Hirschhausen 2011) gehen wir dieser Frage nach, sowohl allgemein als auch hinsichtlich der spezifischen Marktstruktur Deutschlands. Obwohl ein zusätzliches Finanzierungsinstrument für letzteren Spezialfall nicht unmittelbar (vor 2020) notwendig und sinnvoll erscheint, sind die Schlussfolgerungen für den allgemeinen Fall, insbesondere für Investitionen in flexible Kraftwerke, nicht eindeutig.

Daher liegt der Schwerpunkt hier auf der Frage, welcher Mechanismus gegebenenfalls Investitionen in diejenigen konventionellen Kapazitäten unterstützt, die auch unter der Vorgabe eines großen, über signifikante Zeitannteile nachfragedeckenden, aber schnell veränderlichen EE-Anteils die Versorgungssicherheit auf kostengünstige Weise gewährleisten können.

Zunächst leiten wir systematisch Anforderungen an ein KV ab, dass die Unsicherheit und Volatilität der für konventionelle Kraftwerke verbleibenden Residuallast und die Dynamik des Umbaus des Energiesystems, also eines wachsenden dargebotsabhängigen EE-Anteils, berücksichtigen kann. Die explizite Klärung grundsätzlicher Aspekte vor der Auswahl eines konkreten Mechanismus, die dann nicht mehr nur auf Basis allgemeiner Kriterien wie z.B. Marktmachtbegrenzung erfolgen muss, geht auf einen Ansatz von Battle und Pérez-Arriaga (2008) zurück. Zentrale Ergebnisse sind die Trennung eines KV für regelbare Ressourcen von der Förderung dargebotsabhängiger EE, die strikte Kopplung der Ausschüttung an den tatsächlichen individuellen Beitrag in Phasen hoher Residuallast (etwa anstelle einer ex ante - Festlegung der Vergütung), ein relativ kurzer Vorlauf und kurze Geltungsdauer der Vergütungsvereinbarungen sowie eine nur schwach ausgeprägte Differenzierung zwischen alten und neuen Kraftwerken (um der Dynamik des Umbauprozesses gerecht zu werden).

Anschließend diskutieren wir die spezifisch für den EE-Kontext abgeleiteten und ausgewählte weitere Kriterien für verschiedene KV. Die relativ einfachen Mechanismen der operativen oder strategischen Reserve, die z.B. durch den Netzbetreiber beschafft wird, sowie Kapazitätzahlungen an die Kraftwerksbetreiber kommen ohne einen expliziten Markt für Kapazitäten aus, während auf einem „Kapazitätsmarkt“ im engeren Sinn die Verbrauchsseite ihren zukünftigen Kapazitätsbedarf nach Vorgabe des Regulierers decken muss. Es zeigt sich, dass diese Mechanismen in ihren Grundformen aufgrund von Ineffizienzen, Ineffektivität und / oder der Vorab-Festlegung der Zahlungen ungeeignet sind. Am attraktivsten ist ein Modell mit Kapazitätsoptionen (auktionierte Call-Optionen auf gesicherte Leistung), bei denen einerseits der Regulierer Kontrolle über die zukünftig verfügbare Gesamtkapazität hat, und andererseits die Betreiber Anreiz zur Verfügbarkeit in Knappheitsphasen haben, die nicht vorab festgelegt werden müssen.

Der Artikel gliedert sich wie folgt: Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** fasst die Diskussion zu Investitionsanreizen in liberalisierten Strommärkten sowohl für den konventionellen Status Quo als auch für die Übergangsphase zu einem von dargebotsabhängigen EE dominierten System zusammen. Abschnitt 0 erarbeitet Kriterien für Auswahl und Ausgestaltung von KV, die aufgrund der Wechselwirkung mit dem EE-Ausbau berücksichtigt werden müssen. Abschnitt 4 wendet die Kriterien auf ausgewählte Kapazitätsinstrumente an, unter Berücksichtigung internationaler Erfahrungen. Abschnitt 5 fasst die Ergebnisse zusammen.

## 2 Motivation kapazitätsbezogener Vergütungssysteme

Dieser Abschnitt fasst detailliertere Ausführungen in Siegmeier und von Hirschhausen (2011) zusammen. Dort ist auch eine Anwendung auf die aktuelle Situation in Deutschland enthalten.

Die angestrebte Größe des Kraftwerksparks richtet sich üblicherweise nach der erwarteten Jahreshöchstlast, die von der zu diesem Zeitpunkt verfügbaren „gesicherten“ Leistung um einen bestimmten, vom gewünschten Sicherheitsniveau abhängigen Wert übertroffen werden soll. In einem konventionellen Energiesystem wird daraus geschlossen, dass sich die ideale Zusammensetzung des Kraftwerksparks aus einer Kostenoptimierungskalkül zwischen den verschiedenen Technologien bei gegebener Häufigkeitsverteilung der Nachfrage (mit dem obigen Maximalwert) ergibt und ein liberalisierter Energiemarkt die Wirtschaftlichkeit dieses Kraftwerksparks inklusive Investitionskosten deckung sicherstellen oder andernfalls um ein KV ergänzt werden muss.

Ein häufiges Argument für letztere Position ist das „Missing Money“ - Problem: Eine inelastische Nachfrage (mangels Echtzeit-Auflösung der Endkundenpreise und individuell „abschaltbarer“ Verträge) führt zu volatilen Preisen, bei denen echte Knappheit von Marktmachtmissbrauch ununterscheidbar ist und die daher regulatorisch begrenzt werden. Dies reduziert aber die Renteneinnahmen insbesondere von Spitzenlastkraftwerken und macht Investitionen ggf. unrentabel (Hogan 2005). Eine wesentliche (und bei hoher Anbieterkonzentration starke) Annahme ist dabei funktionierender Wettbewerb, der abseits von Knappheitssituationen Grenzkostenpreise und damit geringe Deckungsbeiträge bedingt.

Weiterhin wird argumentiert, dass risikoaversen Investoren Unsicherheiten der Marktentwicklung in einem liberalisierten Endkundenmarkt nicht ausreichend langfristig absichern könnten (Neuhoff und de Vries 2003), was auch zu Investitionszyklen mit phasenweise hohen Spotmarktpreisen und geringen Reserven führen könne und über die resultierenden höheren Kapitalkosten Kraftwerke mit niedrigem Investitionskostenanteil und ineffizient hohen marginalen Kosten bevorzuge. Allerdings hängt dies von der tatsächlichen Dynamik des Endverbrauchermarkts ab (in Deutschland derzeit gering, Monopolkommission 2009); auch können sich Anbieter mit großem Anteil am Kraftwerkspark inklusive kapitalintensiver Grundlastkraftwerke, die auf absehbare Zeit unverzichtbar sind, besser über Terminmärkte absichern, während flexible Kraftwerke, die parallel zum EE-Ausbau vor allem benötigt werden, niedrigere Kapitalkostenanteile an den Vollkosten haben. Der Effekt ist also nicht eindeutig.

Diese Analyse der Investitionsanreize entspricht einer statischen Perspektive auf ein von regelbarer Erzeugung dominiertes Energiesystem, dessen Versorgungssicherheit es zu erhalten gilt – sie ist aber unvollständig, wenn zunehmend auf dargebotsabhängige erneuerbare Energien (EE) umgestellt wird.

Zunächst ist festzustellen, dass eine Gleichstellung dargebotsabhängiger EE-Kapazitäten mit konventioneller Erzeugung und die direkte Integration in den bestehenden Spotmarkt nicht zu deren Ausbau in großem Stil führt, da ihre Verfügbarkeit nicht mit Phasen hoher Nachfrage, Preise und entsprechender Einnahmemöglichkeiten korreliert. Im Gegenteil führt ein hohes Angebot aus EE mit Grenzkosten nahe Null zu einer Preissenkung und besonders niedrigen Einnahmen. EE-Anlagen können also ihre relativ hohen Investitionskosten nicht über den Energiemarkt in seiner heutigen Form decken (Regelenergiemärkte entfallen aufgrund der Verfügbarkeitskriterien ebenfalls weitgehend) und bleiben schon deshalb auf eine zusätzliche Einnahmequelle dauerhaft angewiesen<sup>2</sup>.

Unabhängig von deren Ausgestaltung bedeutet eine zunehmende Strommenge aus EE, die günstig in den Markt geboten wird oder die dort auftretende Nachfrage reduziert, dass konventionelle, regelbare Kraftwerke nur noch zur Deckung der stärker schwankenden Residuallast und einer abnehmenden Energiemenge dienen. Bei *konstanter* EE-Kapazität hat der kostenminimierende konventionelle Kraftwerkspark anteilig mehr flexible Kraftwerke und eine geringere Gesamtkapazität (abhängig von der gesicherten Leistung aus dem EE-Verbund)<sup>3</sup>; bei *steigender* EE-Kapazität muss statt einer statischen Optimierung die Rentabilität verschiedener Kraftwerkstypen über den Zeitverlauf in einem insgesamt schrumpfenden Bestand berücksichtigt werden. Die Frage in der Übergangsphase lautet also nicht mehr, ob der Energiemarkt ein Gleichgewicht stabilisieren kann, sondern ob er den Umbauprozess so steuert, dass Versorgungsengpässe ausbleiben, es aber trotzdem nicht zu frühzeitig entwerteten Fehlinvestitionen kommt.

---

<sup>2</sup> Abschnitt 0 begründet, warum diese von einem möglichen Kapazitätsinstrument für konventionelle Erzeuger verschieden sein muss. Ob eine Einspeisevergütung dauerhaft die richtige Lösung ist, oder z.B. bei einem sehr hohen EE-Anteil durch ein Instrument mit Marktelementen abgelöst werden sollte, ist eine separate Frage, die hier nicht vertieft werden kann; siehe z.B. Bode und Groscurth (2011).

<sup>3</sup> Der künftig höhere Anteil flexibler Kraftwerke wird in Modellrechnungen z.B. für Deutschland eindeutig gestützt (etwa Consentec et al. 2010, BMU 2010, SRU 2011), wobei der Zubau z.B. an Gaskraftwerken je nach Szenario variiert und ggf. von der jeweiligen Modellierung dezentraler Rentabilitätsentscheidungen bzw. diskreter Kapazitätsanpassungen abhängt.

Die klassische Dreiteilung in Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke ist hinsichtlich der Residuallastdeckung sinnlos, dennoch unterscheiden sich die kurz- und langfristigen Auswirkungen für verschiedene Kraftwerkstypen:

Kurzfristig werden durch die EE-Einspeisung unabhängig von der Gesamtnachfrage die mittleren Preise für alle Lastzustände gesenkt. Dadurch verringert sich die Summe der Renteneinnahmen über alle konventionellen Kraftwerke. Allerdings wird die verbleibende Last zu einem größeren Teil von flexiblen Kapazitäten gedeckt, die kurzfristige Residuallastschwankungen technisch und v.a. wirtschaftlich sinnvoll (z.B. aufgrund geringerer Anfahrkosten) ausgleichen können. Die Häufigkeit hoher Preise nimmt aufgrund der höheren marginalen Kosten dieser Kraftwerke zu, wie auch durch die EE der Zeitanteil mit Preisen nahe Null.

Langfristig impliziert ein zunehmender EE-Anteil einen Abbau von (bzw. abnehmende Investitionen in) Kapazitäten, die für ihre Wirtschaftlichkeit einen durchgehenden, gleichmäßigen Betrieb benötigen. Nach jeder Stilllegung kommen flexible Kapazitäten nicht nur anteilig, sondern auch absolut häufiger zum Einsatz als unmittelbar davor – einige Spitzenlastkraftwerke sogar häufiger als vor dem EE-Ausbau, so dass sich ihre Renten erhöhen, während andere die ursprüngliche Betriebsdauer nicht vollständig wieder erreichen, aber auch höhere Renten pro Stunde erhalten, so dass der Gesamteffekt nicht eindeutig ist. Weitere Erlöse können flexible Kraftwerke auf den wachsenden Regelenergiemärkten erzielen, die der kurzfristigen Versorgungssicherheit dienen.

Der fortgesetzte EE-Ausbau senkt über die Residuallast-Reduktion die Preise auch wieder, sodass sich Phasen höherer Renten für flexible Kraftwerke mit Phasen niedrigerer Renten abwechseln, mit einer abnehmenden konventionell erzeugten Energiemenge. Bevor der volle EE-Ausbau erreicht ist und sich ein neues Gleichgewicht einstellt, könnten durch diese Dynamik schließlich auch einige der flexibleren Kraftwerke unrentabel werden.

Wie viele und welche Kraftwerke im Zeitverlauf gebraucht werden, und ob diese bereits existieren und vom Energiemarkt rentabel gehalten werden oder Neuinvestitionen erfordern, die sich über den Energiemarkt refinanzieren, hängt also nicht nur vom absoluten Ausbauniveau der EE ab (bzw. ihrer gesicherten Leistung, je nach räumlicher Verteilung und Technologie), sondern auch von der Geschwindigkeit des EE-Ausbaus und der Rentabilität der weniger flexiblen Kraftwerke bzw. dem Zeitplan ihrer Stilllegung. Je schneller der EE-Ausbau, desto höher das Risiko von Neuinvestitionen, die dann eher durch vorübergehende Stromimporte, leicht verlängerten Weiterbetrieb bestehender Anlagen, Netzausbau und nachfrageseitige Maßnahmen substituiert werden sollten.

Häufigkeit und Höhe von Preisschwankungen nehmen gegenüber der heutigen Situation zwar zu, die latente Minderung der Investitionsbereitschaft durch Unsicherheiten und Risikoaversion, und damit eine mögliche Ursache von Investitionszyklen mit zeitweise hohen Preisen, ergibt sich aber erst durch fehlende langfristige Absicherungsmöglichkeiten. Dieses Argument bleibt somit vom Preiseffekt des EE-Ausbaus unberührt, solange Zeitplan und Volumen des Ausbaus bekannt sind – wesentliche Unsicherheiten für Investitionen in flexible Kraftwerke ergeben sich also vielmehr bzgl. politischer und re-

gulatorischer Entscheidungen zu Umfang und Struktur zukünftiger EE-Förderung, Netzausbau, Kernkraftausstieg, Subventionen zugunsten von Grundlastkraftwerken und der Wettbewerbsentwicklung.

Insgesamt ist ein Finanzierungsdefizit für flexible Kraftwerke im Allgemeinen also nicht evident, weder für den Zielzustand eines EE-dominierten Systems mit liberalisiertem Energiemarkt, noch für den Übergang. Durch rein theoretische Überlegungen ist diese Frage letztlich nicht eindeutig zu beantworten, und auch nach Modellrechnungen, die die relative Größe der Effekte abschätzen könnten, verblieben Unsicherheiten. Da die wirtschaftlichen und politischen Kosten eines möglichen Versorgungsengpasses jedoch als hoch eingestuft werden, könnte es im nationalen Einzelfall zur Risikoreduzierung zur Einführung eines zusätzlichen Finanzierungsmechanismus kommen. Folglich bleibt es interessant, wie KV für konventionelle Erzeugungskapazitäten in einem EE-dominierten System aussehen müssten. Vor der Analyse ausgewählter Mechanismen leiten wir grundsätzliche Anforderungen ab.

### **3 Designanforderungen für Kapazitätsvergütungssysteme**

Während umfangreiche Literatur zur Analyse von Kapazitätsinstrumente für den konventionellen „Status Quo“ zur Verfügung steht und entsprechende Kriterien enthält (de Vries 2007, Finon und Pignon 2008, Süßenbacher et al. 2011), werden die besonderen Anforderungen durch den EE-Ausbau nicht systematisch behandelt. Ein geeigneter Ansatz hierfür stammt von Batlle und Pérez-Arriaga (2008), die beim Design regulatorischer Mechanismen zur Steigerung der Versorgungssicherheit zwei Schritte unterscheiden:

Im ersten Schritt ist das „Versorgungssicherheitsprodukt“ sorgfältig zu definieren, also beispielsweise, ob die kurz- oder langfristige Versorgungssicherheit verbessert werden soll, welcher Indikator Perioden knapper Ressourcen signalisiert, wie individuelle Beiträge in diesen Phasen zu messen sind, wie lange im Voraus und für welche Dauer deren Vergütung festgelegt wird, etc. Dieser Schritt wird in der bisherigen Diskussion über Kapazitätsmechanismen im Kontext des EE-Ausbaus vernachlässigt, obwohl sich daraus entscheidende Konsequenzen und Anforderungen für ein solches Instrument ergeben, die wir in Abschnitt 3.1 weiter untersuchen wollen.

Im zweiten Schritt wird das Kapazitätsinstrument ausgewählt und ausgestaltet, das den Wert des „Versorgungssicherheitsprodukts“ bestimmen soll. Dabei muss nicht nur der Natur des im ersten Punkt definierten „Produkts“ Rechnung getragen werden, die Instrumente unterscheiden sich auch hinsichtlich ihrer Effektivität und Effizienz, die in der Praxis wiederum von der Marktstruktur abhängen kann (z.B. vertikale Entflechtung zwischen Erzeugung und Vertrieb und deren jeweilige Konzentration). Für ausgewählte Mechanismen werden wir diese Diskussion in Abschnitt 4 skizzieren - nun zunächst zur Produktdefinition.

#### **3.1 Rollen von Energiemarkt und Kapazitätsmechanismus und EE-bedingte Designanforderungen**

a) Als erstes ist eine Marktabgrenzung erforderlich: Wie oben gezeigt führt der heutige Energiemarkt allein nicht zu einem Ausbau von EE-Kapazitäten, sondern es sind ergänzende Maßnahmen und Me-

chanismen zu deren Förderung erforderlich. Wenn man diese umsetzt, wird man konsequenterweise auch die bestmögliche, vorrangige Nutzung von Strom aus diese Quellen als exogen vorgegeben betrachten. Da das Stromangebot aus den wichtigsten EE (Wind und PV) von natürlichen Faktoren abhängt und nicht von Marktpreisen, muss auch die bei regelbaren Kraftwerken zentrale Marktfunktion der kurzfristigen, kostenminimalen Koordination der Erzeugung in einem EE-dominierten System anders interpretiert werden: der Spotmarkt vermittelt nur noch zwischen EE-Angebot einerseits und konventioneller Erzeugung (sowie Speichern und nachfrageseitigen Ressourcen) andererseits und optimiert die kurzfristige Deckung der Residuallast. Für die Deckung der Nachfrage sind in erster Linie EE zuständig – konventionelle Kraftwerke werden zwar zumindest in einer langen Übergangsphase nicht überflüssig, sie dienen aber *nur noch der Gewährleistung kurz- und langfristiger Versorgungssicherheit*. Während das Produkt beider Erzeugungstypen auf dem Energiemarkt substituierbar ist, stellen die Kapazitäten selbst also *Komplemente* dar<sup>4</sup>. Wenn für beide Erzeugungstypen zusätzliche Einnahmequellen nötig sind, sollten dies zwei separate Mechanismen sein, z.B. eine Einspeisevergütung für fluktuierende EE und ein Kapazitätsmarkt nur für regelbare Kraftwerke. Selbst wenn auch der EE-Ausbau über eine Art Kapazitätsmarkt, z.B. über „Grüne Zertifikate“ gesteuert wird, sollten diese nicht mit konventionellen „Kapazitätskrediten“ verrechnet werden dürfen, die fundamental anderen Zwecken dienen. Speicher und nachfrageseitige Ressourcen (real-time metering, demand-side management, Effizienzsteigerung) andererseits, die ebenfalls zur Versorgungssicherheit und Gesamteffizienz des Systems beitragen können, sollten in den Kapazitätsmechanismus für Konventionelle gleichberechtigt integriert werden, da sie diese substituieren können; wenn der Kapazitätsmechanismus funktioniert und zur Dämpfung der Preisspitzen auf dem Energiemarkt führt, oder im Gegenzug zur Einführung des Mechanismus das Bid Cap gesenkt wird, sind die alternativen Ressourcen darauf sogar angewiesen, weil damit ihre Haupteinnahmequelle reduziert wird. In Märkten mit mehreren Preiszonen gilt das auch für Netzausbauprojekte, diese werden z.B. im Reliability Pricing Model (RPM) in PJM daher ebenfalls berücksichtigt (PJM 2010, S.21). In dem Maß, wie ein räumlich und technisch diversifizierter EE-Ausbau die gesicherte Leistung aus EE erhöht, sollte das Kapazitätsinstrument für konventionelle Erzeugung natürlich zurückgefahren werden (maßgeblich ist hier wohlgermerkt die gesicherte Leistung, nicht die erzeugte Energiemenge aus EE, die schneller wächst). Das Ziel eines Kapazitätsinstruments für konventionelle Kraftwerke beschränkt sich also auf die *langfristige*<sup>5</sup> Bereitstellung geeigneter und ausreichender *Reserveressourcen* zur Deckung der Residuallast, deren Spitzenwert mit fortschreitendem EE-Ausbau abnimmt.

b) Zweitens erfolgt nach Batlle und Pérez-Arriaga (2008) die Wahl eines geeigneten Indikators, der anzeigt, wann die Versorgungssicherheit aufgrund knapper Reservekapazitäten gefährdet ist und ein stabilisierender Beitrag gewünscht wird, und der dadurch zur Steuerung der Ausschüttung einer Ver-

---

<sup>4</sup> Die Regelenenergiemärkte, die für kurzfristige Versorgungssicherheit konzipiert sind, aber potentiell ähnlich wie der Kapazitätsmechanismus der operativen Reserve wirken können (der ebenfalls sehr kurze Fristen hat, siehe Abschnitt 4.1.3), stellt aufgrund seiner technischen Anforderungen einen Mischfall dar, weil manche Produkte auch sinnvoll von EE erbracht werden können (z.B. negative Regelenenergie) und andere nicht.

<sup>5</sup> Siehe Fußnote 4.

gütung genutzt werden kann (z.B. bei Indikatorwerten oberhalb einer Schwelle, proportional zur Höhe des Indikators, etc.). Als Indikator vorgeschlagen wird der Spotmarktpreis, der auch hier geeignet ist:

Kurzfristig steigt er mit der Residuallast, deren Gradienten und der Knappheit unmittelbar reaktionsfähiger Kapazitäten, während er beispielsweise nicht beeinflusst wird von der Nichtverfügbarkeit größerer Kraftwerkskapazitäten wegen Wartungsarbeiten, die gezielt in Zeiten mit starkem Wind gelegt wurden, oder von hoher Nachfrage, die aber durch Strom aus EE gedeckt werden kann (wenn dieser ebenfalls vorhergesagt und in den Fahrplänen der konventionellen Kraftwerke berücksichtigt wurde).

Mittelfristig spiegelt die kumulierte Häufigkeitsverteilung des Spotmarktpreises (also die Preis-Dauerlinie) die generelle Knappheit von Kapazitäten wieder, so dass sich die Wirkung eines auf dem Spotmarktpreis basierenden Instruments automatisch mit wachsender (fallender) Kapazität verringert (verstärkt). Unsicherheiten außerhalb des Energiemarkts, wie Nachfrageentwicklung, Endkundenmarktdynamik, CO<sub>2</sub>-Preise, etc. können so ohne weitere regulatorische Anpassungen abgefangen werden<sup>6</sup>.

Klar ist in jedem Fall, dass eine ex-ante-Festlegung von Spitzenlastzeiten, in denen die Verfügbarkeit eines Kraftwerks honoriert würde, wie sie in Energiesystemen ohne EE eine Option wäre und teilweise auch praktiziert wird, hier nicht in Frage kommt.

Wenn der Spotmarktpreis als Indikator verwendet wird, muss er natürlich die genannten Abhängigkeiten auch weiterhin aufweisen, also z.B. weiterhin auf Null und ggf. sogar darunter fallen können, um anzuzeigen, wie häufig ausreichend Strom aus EE vorhanden ist, um die gesamte Nachfrage zu decken bzw. ob Bedarf an Speichermöglichkeiten und „Demand-Side Management“ besteht – aber kein Bedarf an konventioneller Reservekapazität. Ein Kapazitätsmechanismus sollte also weder direkt eine untere Preisgrenze etablieren, noch für einen indirekten Ausgleich darunterliegender Preise für *alle* Erzeuger sorgen: Die Stabilisierung eines „Grundlastbands“ würde nur dazu dienen, die sinkende Rentabilität von Grundlastkraftwerken auf dem Energiemarkt auszugleichen. Diese ist aber kein unerwünschter Nebeneffekt, sondern stellt eine logische und notwendige Konsequenz aus dem Ausbau von EE bzw. der Kostenminimierung bei der Deckung der Residuallast dar und spiegelt bereits die gesamtwirtschaftlich richtigen Anreize zum Umbau des Kraftwerksparks hin zu mehr Flexibilität wider. Der Mechanismus sollte den Umbau und teilweisen Abbau des konventionellen Kraftwerksparks also z.B. auch nicht dadurch behindern, dass er jede Form von Kapazität gleichermaßen vergütet. Dies wäre ein reiner Transfermechanismus ohne geeignete Steuerungswirkung, der schlimmstenfalls zu Investitionen verleiten würde, die später entweder entwertet würden, oder zur Nichterreichung des EE-Ausbauziels führen würden. Die unterschiedliche Vergütung verschiedener Kraftwerkstypen sollte dabei nicht administrativ im jeweiligen Kapazitätsmechanismus verankert werden, da die Grenze zwischen „Grundlast“ und „Mittellast“ willkürlich ist, sondern sich endogen durch ein Instrument ergeben, dass das ursprüngliche Versorgungssicherheitsziel implementiert.

---

<sup>6</sup> Dies ist insbesondere wichtig, wenn ein Kapazitätsinstrument bei „nur“ zur Risikoreduzierung und ohne klare Indikation eines absehbaren Engpasses eingesetzt wird, siehe Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**

Es ist zu beachten, dass die zusätzliche Steuerungsfunktion des Spotmarktpreises für Kapazitätsvergütungen den aufgrund der inelastischen Nachfrage ohnehin hohen Anreiz für Manipulationen noch weiter verstärkt. Die Vermeidung oder der Ausgleich dieses Effekts muss eine zentrale Anforderung beim Design des Mechanismus sein.

c) Drittens muss festgelegt werden, wie der individuelle Beitrag jedes Akteurs zur Versorgungssicherheit in kritischen Phasen berücksichtigt werden kann. Die direkte Verwendung der durch die Betreiber angegebenen Anlagenverfügbarkeit wird als eher ungeeignet bewertet, da sie schwer nachzuprüfen ist und auch durch die Teilnahme am Spotmarkt nicht belegt wird (der Betreiber eines nicht verfügbaren Kraftwerks kann dort so hohe Gebote machen, dass ein tatsächlicher Einsatz unwahrscheinlich wird und er den Nachweis also nicht erbringen muss). Battle und Pérez-Arriaga (2008) sehen eine mögliche Lösung dieses Problems im Rahmen eines Kapazitätsoptionen-Modells (siehe unten), bei dem die Optionsstillhalter den Inhaber bei Spotmarktpreisen jenseits des festgelegten Ausübungspreises um die Differenz entschädigen müssen und daher versuchen werden, in solchen Phasen auch verfügbar zu sein und entsprechende Einnahmen auf dem Energiemarkt zu erzielen. Ansonsten muss z.B. auf aufwändige Zufallsinspektionen und empfindliche Strafen zurückgegriffen werden, damit nicht verfügbare Kraftwerke auch als solche deklariert werden. Mittelwerte der Verfügbarkeit vergangener Jahre entsprechen erneut der Logik einer ex-ante-Festlegung, die die zeitliche Variabilität der Residuallast nicht berücksichtigt, und scheiden daher aus.

d) Viertens werden die Zeiträume gewählt, einerseits zwischen einer Vereinbarung im Rahmen des Kapazitätsmechanismus (z.B. einer Kapazitätsauktion) und dem Inkrafttreten (bis dahin muss ein neues Kraftwerk spätestens fertiggestellt sein), andererseits die Geltungsdauer der jeweiligen Vereinbarung (z.B. wie lang der in einer Auktion erzielte Betrag gezahlt wird; längere Zeiträume erhöhen die Planungssicherheit für den Investor, verlagern aber die Risiken von Fehlplanungen auf den Verbraucher)<sup>7</sup>. Hierbei nimmt der Regulierer unvermeidlich Einfluss auf die Technologiewahl: Kürzere Vorlaufzeiten begünstigen z.B. neue Gaskraftwerke (und bestehende Kraftwerke), längere Vergütungszeiträume Anlagen mit hohen Investitionskosten. Um einen kostenminimierenden Kraftwerkspark zu gewährleisten, wird hier im Allgemeinen für Ausgewogenheit plädiert; im Fall der in Abschnitt **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** beschriebenen anstehenden Umstrukturierung des deutschen Kraftwerksparks, der dynamische Anpassungen erfordert und in dem ein Zubau kapitalintensiver Kraftwerke nicht erforderlich scheint, sollte die Parameter allerdings eher am unteren Ende der sinnvollen Spanne gewählt werden, in denen grundsätzlich noch ein Zubau zu erwarten ist<sup>8</sup>. Ähnliches gilt für die Struktur und Höhe von Vergütungen bzw. Preisen, die ebenfalls bestimmte Technologien begünstigen können.

---

<sup>7</sup> Ein Extremfall (außerhalb unseres Fokus) sind hier wieder Regelenergiemärkte, die Ressourcen mit kurzem Vorlauf, z.B. täglich, wöchentlich oder monatlich, und für eine ebenso kurze Zeit beschaffen.

<sup>8</sup> Das Argument, kurze Zeitspannen passten nicht zu den hohen Lebensdauern der Kraftwerke und dem entsprechenden Optimierungskalkül der Investoren, ist kritisch zu sehen, da meist die Lebensdauern und Investitionen von Grundlastkraftwerken als Maßstab bemüht werden.

e) Manche praktisch implementierte Kapazitätsmechanismen unterscheiden weiterhin zwischen alten und neuen Kapazitäten, denen sie längere Vergütungsdauern zugestehen, da sie z.B. aufgrund der noch nicht amortisierten Investitionskosten sonst Wettbewerbsnachteile hätten – z.B. garantiert das „New Entry Pricing“ in PJM (PJM 2010, S.62-63) neuen Erzeugern den Kapazitätspreis der ersten Auktion für drei Jahre, ISO-NE sogar für fünf Jahre (Gottstein und Schwartz 2010, S.12). Da aber im Laufe des Umstiegs auf EE die längere Nutzung vorhandener Kraftwerke oftmals wirtschaftlicher sein wird als Neuinvestitionen, die ihre technische Lebensdauer evtl. nicht erreichen würden, ist von einer allzu ausgeprägten Differenzierung dieser Art abzuraten und ein größerer Teil der entsprechenden Optimierung dem Markt zu überlassen (siehe z.B. auch Brattle Group 2009, S.18f). Die Vorgabe ökologischer Mindeststandards für Neuinvestitionen und den Weiterbetrieb alter Anlagen ist dadurch allerdings nicht ausgeschlossen und durchaus sinnvoll (Gottstein und Schwartz 2010). Hingegen ist es empfehlenswert, die Parameter für nachfrageseitige Ressourcen, die in der Regel vielen Zwängen außerhalb des Energiesystems unterliegen, separat festzulegen.

Weitere Designentscheidungen betreffen die Effizienz und Effektivität des Kapazitätsmechanismus selbst sowie seine Wechselwirkung mit dem Energiemarkt und treten auch unabhängig von der speziellen Situation des EE-Ausbaus auf.

### 3.2 Weitere Designanforderungen

Wie in Abschnitt 2 angedeutet, würden in einem idealen „Energy only“-Markt Preisniveau und -spitzen Knappheitssituationen signalisieren und zu einem Kapazitätsausbau führen. Falls dies aus verschiedenen Gründen in der Realität nicht möglich oder erwünscht ist, kann eine kapazitätsbezogene Vergütung diese Funktion übernehmen. Allerdings haben hohe Preise zu Zeiten hoher (Residual-)Last noch eine weitere Funktion: Sie belohnen die Verbesserung von Prognosen der Nachfrage und der Stromerzeugung aus Wind und Photovoltaik, sowie die Optimierung der Verfügbarkeit insbesondere bei Knappheit und damit erzeugerseitige Beiträge zur kurzfristigen Systemstabilität (ohne dass diese explizit z.B. auf einem Regelenergiemarkt gehandelt würden).

Wenn nun das Preissignal durch Kapazitätsvergütungen teilweise ersetzt wird, sollten die zeitabhängigen Anreize zur Verfügbarkeitsoptimierung erhalten bleiben oder anderweitig geschaffen werden (Finon und Pignon 2008, S.148). Dies begrenzt insbesondere die Möglichkeit, im Gegenzug zur Einführung einer Kapazitätsvergütung das Bid Cap auf dem Energiemarkt zu senken, was damit begründet wird, dass Preisspitzen dann nicht mehr zur Deckung der Fixkosten nötig wären und nur noch Marktmacht widerspiegeln würden. Zweitens sollten auch die Kosten des Mechanismus so an die Abnehmer auf dem Großhandelsmarkt (und über sie ggf. an die Endverbraucher) weitergegeben werden, dass sie einen Anreiz zu Nachfrageflexibilisierung und -reduktion darstellen, also nach Möglichkeit nicht durch einen konstanten Preisaufschlag, sondern in Zeiten hoher Residuallast.

Weitere allgemeine Anforderungen (Finon und Pignon 2008, S.148) sind die institutionelle Umsetzbarkeit und die Begrenzung von strategischem Verhalten sowohl auf dem Kapazitätsmarkt, z.B. durch Transparenz der Transaktionen, Abbau von Marktzutrittsbarrieren, explizite Marktmachtkontrollen und ggf. Sanktionen, als auch in der Wechselwirkung mit dem Energiemarkt (siehe oben; in diesem Zu-

sammenhang spielt auch die Vermeidung von doppelter Vergütung auf den Energie- und Regelenergiemärkten und durch den Kapazitätsmechanismus eine Rolle).

Außerdem wird eine räumliche Differenzierung der Anreize als sinnvolles Merkmal genannt, damit auch Netzengpässe bzw. deren Beseitigung berücksichtigt werden können – entweder durch neue Kraftwerke in den betroffenen Gebieten, oder durch die Förderung des Netzausbaus über den Kapazitätsmechanismus (Battle und Rodilla, 2010).

Schließlich ist insbesondere in den relativ stark vernetzten europäischen Märkten die Kompatibilität und Effektivität in einem offenen Markt wichtig (de Vries 2007, S.24): Die nationale Einführung eines Kapazitätsmechanismus wirkt sich über die Beeinflussung des Energiemarkts auch auf Investitionen und Erzeugung im Ausland aus, bzw. auf die Substitution inländischer Erzeugung durch Importe. Außerdem profitieren auch Nachbarländer über Stromexporte von einer gesteigerten Versorgungssicherheit. Umgekehrt haben einige europäische Staaten bereits eher administrativ geprägte Formen von Kapazitätsinstrumenten eingeführt (z.B. Kapazitätzahlungen in Spanien und Irland, strategische Reserven in Skandinavien) oder diskutieren die Einführung von Kapazitätsmärkten (Frankreich), ggf. sogar in Kombination mit radikalen Reformen wie der Zentralisierung des Marktes nach amerikanischem Vorbild (Großbritannien), was zumindest im Fall der direkten Nachbarn Einfluss auf Deutschland haben dürfte. Die bereits durch Energiemarkt-Kopplungen, Netzplanung und Kapazitätserhöhung der Grenzkuppelstellen hohe Bedeutung der internationalen Koordination des Marktdesigns wird hierdurch nochmals gesteigert. Aus Platzgründen können wir die komplexen Interaktionen verschiedener nationaler Lösungen hier aber nicht vertiefen.

## **4 Mögliche Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland**

Heute oder in der jüngeren Vergangenheit in anderen Ländern bereits bestehende Vergütungssysteme, insbesondere aus integrierten Pool-Märkten wie PJM, oder energiebeschränkten Märkten in Skandinavien oder Brasilien, ließen sich auch ohne EE-Ausbau nicht ohne Weiteres auf die deutsche Situation übertragen. Durch die herausgearbeiteten zusätzlichen Anforderungen wird dies noch einmal schwieriger, dafür sind aber auch einige nötige Anpassungen klarer. Wir wenden nun die Kriterien aus Abschnitt 0 auf einige KV an, wobei wir aus Platzgründen nicht alle Kriterien für jedes Instrument diskutieren, sondern die jeweils entscheidenden Aspekte auswählen, mit Schwerpunkt auf der Kompatibilität mit EE.

Man unterscheidet zwischen preisbasierten Instrumenten, wie z.B. administrativ festgelegten Kapazitätzahlungen oder der Bildung strategischer / operativer Reserven, die ohne einen expliziten Markt für Kapazität auskommen, und mengenbasierten Instrumenten, also der direkten Verpflichtung der Nachfrageseite, ausreichend Kapazitäten und Reserven mit einem gewissen Vorlauf zu kontrahieren, wobei die entsprechenden Kontrakte oder Zertifikate in der Regel bilateral oder über eine Börse handelbar sind. Eine Mischform stellen Kapazitätsoptionen dar, die in einer bestimmten Menge und mit einem festgelegten Ausführungspreis ausgegeben werden. Die im Folgenden beschriebenen Instru-

mente stellen eine exemplarische Auswahl dar, die die wesentlichen Aspekte erfassen soll; es gibt natürlich eine Vielzahl länderspezifischer Details und Varianten, sowie weitere, bislang nur theoretische Konzepte<sup>9</sup>.

## 4.1 Preisbasierte Instrumente: kein kapazitätsbezogener Markt

Die preisbasierten Instrumente sind zwar einfacher zu implementieren, aber generell problematisch, wenn bei einer steilen Nachfragekurve die Angebotskurve deutlich flacher und für den Regulierer mit Unsicherheit behaftet ist, wie es bei Stromerzeugungskapazitäten der Fall ist. Die Wahl des optimalen finanziellen Anreizes ist praktisch unmöglich - eine Unterschätzung der Marktreaktion, d.h. eine zu hohe Vergütung führt zu stark überhöhten Kapazitäten, ein zu niedriger Preis schlimmstenfalls zu Engpässen (Weitzman 1974; de Vries 2007).

### 4.1.1 Kapazitätzahlungen

Das klassische, direkte Preisinstrument ist eine administrativ festgelegte Vergütung für die Bereitstellung von Kapazität, wie sie z.B. in Spanien und Irland implementiert wurde (Süßenbacher et al. 2011, S.4-7). Unsere Diskussion hat bereits gezeigt, dass eine im Voraus festgelegte, konstante Vergütung, wie sie etwa in Spanien praktiziert wird (abhängig vom Verhältnis sicher verfügbarer Kapazität und dem erwarteten Bedarf im Spitzenlastfall), keinen geeigneten Anreiz für eine Umstrukturierung des Kraftwerksparks zur zuverlässigen Deckung der Residuallast darstellt. Kapazitätzahlungen sind einerseits nur sinnvoll, wenn Erzeuger auf eine sinnvolle Gegenleistung, also z.B. die tatsächliche Verfügbarkeit in Knappheitssituationen verpflichtet werden (de Vries 2007, S.24). Andererseits ist die Verfügbarkeit nur dann von Wert, wenn auch Bedarf besteht, und die Vergütung z.B. mit dem Spotmarktpreis als entsprechendem Indikator verknüpft ist.

Die irische dreistufige Vergütung (KEMA 2009, S.127-129) trägt dem teilweise Rechnung, da die Auszahlung an die Bedingung der Verfügbarkeit geknüpft ist und ihre Höhe aus zwei jährlich und monatlich im Voraus (auf Basis des erwarteten Bedarfs und der LOLP<sup>10</sup>) bestimmten Anteilen und einer rückwirkend bestimmten Komponente auf Basis der tatsächlichen LOLP besteht. Dieser letzte Anteil spielt hier die Rolle des „Knappheitsindikators“.

Dem erhöhten Anreiz zur Marktmachtausübung kann teilweise durch ein verschärftes Bid Cap begegnet werden, da die Einnahmen durch die Festlegung einer Vergütung stabilisiert werden und nicht mehr von der Höhe der Preisspitze abhängen. Wenn andererseits die Auszahlung immer dann erfolgt, wenn der Preis ein bestimmtes Niveau überschreitet, bleibt auch ein Anreiz bestehen, diesen durch Kapazitätzurückhaltung öfter als nötig in die Höhe zu treiben (und damit auch den Durchschnittspreis), auch wenn er nicht mehr beliebig steigen kann. Eine weitere Möglichkeit wäre die Verrechnung der Kapazitätzahlungen mit Einnahmen aus den Energie- und Regelenergiemärkten wie in PJM's

---

<sup>9</sup> Z.B. ein Kapazitätsmarkt für Endverbraucher, deren Verbrauch zu Knappheitszeiten je nach Vertrag durch eine Art Sicherung elektronisch begrenzt wird; siehe Doorman (2000).

<sup>10</sup> LOLP = Loss of Load Probability

RPM (siehe unten), auf denen ein Kraftwerk, das Kapazitätszahlungen erhält, zu bieten verpflichtet werden könnte; in Irland erfolgt eine solche Verrechnung nur ex ante, im Rahmen der Bestimmung Höhe der Vergütung (die sich an den Kosten des „Best New Entrant“ orientiert, KEMA 2009, S.128).

Die beiden größten Probleme sind jedoch die eingangs genannte Schwierigkeit der Wahl der Höhe der Vergütung, die umso schwieriger ist, als die Erzeuger ihre Investitionsbereitschaft (abhängig von einer bestimmten Vergütung) nicht offenlegen müssen, sowie die institutionelle Seite (Finon und Pignon 2008, S.152): In einem dezentralen Markt sind die Preisaufschläge nicht nur schwieriger zu organisieren, sondern vor allem auch kaum zu reformieren oder abzuschaffen, da sie hohe Renten für die Betreiber amortisierter Anlagen bedeuten. Insgesamt ist von der Einführung von Kapazitätszahlungen in Deutschland abzuraten.

#### 4.1.2 Strategische Reserve

Die Ansätze der strategischen oder operativen Reserve zielen auf die weitgehende Erhaltung des bestehenden Energiemarktdesign und eine indirekte Preiswirkung ab. Bei der Bildung einer „strategischen Reserve“ (z.B. Süßenbacher et al. 2011, S.8-11; implementiert z.B. in Schweden und Finnland) entzieht der Systembetreiber dem Energiemarkt zunächst Kapazitäten (wenn diese nicht sowieso stillgelegt worden wären), etwa über langfristige, bilaterale Verträge oder den Kauf älterer Anlagen. Diese bringt er nur bei technisch bedingten Engpässen oder hohen Preisen auf den Markt, um die kurzfristige Versorgungssicherheit zu erhöhen (bzw. den Preis auf denjenigen der Reserve zu begrenzen). Da die Kapazitäten dem Markt ansonsten nicht mehr zur Verfügung stehen, sollen über ein vorübergehend höheres Preisniveau Ersatzinvestitionen ausgelöst werden, die die vorherige, frei auf dem Markt verfügbare Menge wieder herstellen. Positiv zu Buche schlägt demnach die einfache Implementierung, inklusive ortsspezifischer Differenzierung und der Einbindung von Nachfrageressourcen, auch in dezentralen Systemen. Der Mechanismus weist aber auch zahlreiche Probleme auf (de Vries 2007, S.25): Die Größe der Reserve und Preis, zu dem sie im Einsatzfall angeboten wird, ist schwierig zu wählen; ein niedriger Angebotspreis und hohes Volumen verdrängen private Investoren, die zudem die Unsicherheit einkalkulieren, dass der Einsatz der Reserve bei steigenden Marktpreisen und dem damit verbundenen öffentlichen und politischen Druck ausgeweitet wird. Ein hoher Angebotspreis trägt andererseits weniger zur Marktmachtminderung bei. Die Investitionssicherheit kann also nicht maßgeblich erhöht werden, und die Kurzfristigkeit des Preissignals sorgt gegebenenfalls nicht rechtzeitig für Investitionen, trägt also nicht zur Vermeidung von Investitionszyklen mit Phasen der Knappheit bei. In gekoppelten Systemen und Märkten kommt die Reserve zudem auch den Nachbarländern zu Gute, die aber nicht ohne weiteres an den Kosten beteiligt werden können. Im Kontext des EE-Ausbaus verstärken sich diese Probleme weiter, da die Größe der Reserve häufig angepasst werden muss und der politische Druck zum Einsatz der Reserve zur Senkung der Preise wächst, wenn z.B. die Kosten für Netzausbauten oder EE-Förderung steigen. Die Bildung einer strategischen Reserve kommt also höchstens als Rückfalllösung in Frage, falls der Markt und / oder andere Mechanismen aufgrund von Designfehlern oder falschen Parametern die nötigen Kapazitäten nicht schaffen bzw. erhalten.

### 4.1.3 Operative Reserve

Ein verwandter Mechanismus, der von Stoft (2002, S.165-173) oder Hogan (2005) für ein Poolmodell beschrieben wird, ergänzt die inelastische kurzfristige Nachfrage auf dem Markt durch die Nachfrage des Systembetreibers nach einer „operativen Reserve“, die jenseits des Mindestbedarfs an Regelenergie elastisch ist. Die erhöhte Nachfrage führt häufiger bzw. schon früher zu hohen Preisen auf dem Energiemarkt (ohne, dass die Versorgungssicherheit tatsächlich schon bedroht wäre) und verbessert so die Fixkostendeckung. Zwar entfällt bei diesem Ansatz im Vergleich zur strategischen Reserve das Problem klarer Regeln zum Einsatz der Reserve und der Eingriff in die Merit Order, problematisch bleibt aber die korrekte Wahl von Preis und Volumen, die Gefahr von Investmentzyklen und die geringe Effektivität in gekoppelten Märkten (de Vries 2007, S.26).

In Reinform wurde das Verfahren bisher nirgends implementiert; Ähnlichkeit weisen der „Day Ahead Scheduling Reserve Market“ in PJM für 30-Minuten-Reserve und der RKOM in Norwegen auf (wöchentliche Auktionen von Kapazitäten, die anschließend auch auf einem Regelenergiemarkt für 15-Minuten-Reserve anbieten müssen; Süßenbacher et al. 2011, S.12). Durch den geringen Vorlauf der Reservebeschaffung und der geringen Dauer der Vergütung dienen sowohl der theoretische Mechanismus als auch die Praxisbeispiele zunächst eher der Sicherung der kurzfristigen Versorgung, analog der auch in Deutschland (aufgrund der dezentralen Marktstruktur) separaten Märkte für Regelenergie. Es wird jedoch darauf gesetzt, dass diese zusätzlichen Einnahmen langfristige Investitionen rentabel machen. Während der theoretische Mechanismus über den (zentralisierten) Energiemarkt alle Anbieter dort relativ gleich behandelt, und durch die durchgängige Zusatznachfrage auch Grundlastkraftwerken zugute kommt, werden in den praktischen Varianten durch die zusätzliche Anforderung, im Bedarfsfall Regelenergie bereitstellen zu können, vor allem Spitzenlastkraftwerke gefördert. Dies ist zwar im Prinzip eine technisch bedingte Festlegung außerhalb des Markts, die zu Ineffizienzen beim langfristigen Erzeugungsportfolio führen kann, geht aber im Sinne des EE-kompatiblen Umbaus zumindest qualitativ in die richtige Richtung, und vermeidet umgekehrt die verzerrende Wirkung des Spotmarktpreissignals zugunsten von Grundlastkraftwerken.

Es ergeben sich also mehrere Möglichkeiten: Entweder kann der bereits existierende Regelenergiemarkt um eine elastische Nachfragekomponente des Systembetreibers ergänzt werden, um eine Variante der „operativen Reserve“ zu implementieren und neben der kurzfristigen Sicherheit auch langfristig ausreichende Kapazitäten zu finanzieren. Dies würde weitere Kapazitätsmechanismen überflüssig machen. Trotzdem ist nicht garantiert, dass der modifizierte Regelenergiemarkt dieses zweite Ziel erfüllt, z.B. weil die Vergütungen, die für die Beschaffung kurzfristiger Ressourcen ausreichen, langfristig nicht genug Investitionsanreize bieten, oder weil die Unsicherheiten durch die naturgemäß kürzeren Zeithorizonte nicht genug reduziert werden. Überdies könnten die Anpassungen die effiziente Erreichung des eigentlichen, kurzfristigen Ziels gefährden. Dann erscheint ein separater Mechanismus sinnvoller, der aber z.B. in der Wahl der Zeitspannen deutlich von denen der Regelenergiemärkte abweichen sollte, um komplexe Wechselwirkungen und Intransparenz zu vermeiden. Damit scheint die operative Reserve als zusätzlicher Mechanismus in Deutschland nicht sinnvoll.

## 4.2 Mengenbasierte Instrumente: Kapazitätsmärkte

Im Unterschied zu den preisbasierten Instrumenten, bei denen der Systembetreiber die Vergütung festlegt und die resultierende Kapazität von komplexen Marktreaktionen abhängt, wird bei mengenbasierten Instrumenten die erforderliche Gesamtkapazität (also die erwartete Nachfrage zuzüglich einer Reserve) zu einem bestimmten Zeitpunkt in der Zukunft direkt und zentral festgelegt. Dann wird jeder Abnehmer auf dem Energiemarkt dazu verpflichtet, sich im Voraus mit sicher verfügbarer Leistung (oder alternativen, z.B. nachfrageseitigen Ressourcen) entsprechend seines Beitrags zur Lastspitze zu versorgen. Akteure ohne eigene Erzeugungskapazitäten sind z.B. auf bilaterale Verträge angewiesen, so dass ein automatisch ein Kapazitätsmarkt entsteht. Oft wird dieser durch eine Börse ergänzt, an dem z.B. vom Systembetreiber pro Kraftwerk ausgestellte Zertifikate gehandelt werden. Dies sorgt einerseits für Transparenz, sodass Marktmissbrauch reduziert und ggf. leichter erkannt werden kann, niedrigere Markteintrittsbarrieren, geringere Transaktionskosten und höhere Liquidität, und sind insbesondere bei einem deregulierten Endkundenmarkt mit vielen kleinen Anbietern von Vorteil. Andererseits sind die entsprechenden Systeme auch komplizierter und anfällig für kleine Designfehler (Brattle Group 2009, S.53-60).

Zu den wichtigsten Vorteilen gehört nach klassischen Maßstäben die zuverlässige Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch ausreichende Erzeugungskapazitäten oder deren Alternativen – vorausgesetzt, der Systembetreiber kann den Bedarf korrekt prognostizieren (hier gilt auch erneut der Vorbehalt gegen ein außerhalb des Markts festgelegtes Maß an Versorgungssicherheit).

Damit werden aber auch die Vergütungen im Voraus festgelegt, und insbesondere schlichtweg für das Vorhalten von Kapazität, unabhängig vom tatsächlichen Beitrag zur Deckung der Last (de Vries 2007, S.27), geschweige denn der volatilen Residuallast in einem EE-dominierten System. Bei einheitlichen Kapazitätzertifikaten findet auch keinerlei anderweitige Differenzierung zwischen flexiblen und „trägen“ Kraftwerken statt. Obwohl diese Gleichbehandlung auch für die Nachfrageseite gilt, die dadurch wichtige, teilweise stark preissenkende Beiträge leisten kann<sup>11</sup> (ggf. noch verstärkt durch die Bemessung der Kapazitätsverpflichtungen nach dem Beitrag zur Spitzenlast, die einen besonderen Anreiz zur Nachfrageflexibilisierung bzw. -reduktion ergibt), ist eine Eignung dieses Instruments für die deutsche Situation damit äußerst fraglich. Selbst wenn die Kapazitätsanforderungen z.B. je nach Uhrzeit, also traditioneller Spitzenlast differenziert werden, bleibt das Problem einer Vorab-Festlegung, die dem Charakter der Residuallast nicht gerecht wird.

Frühe Kapazitätsmärkte, z.B. in den USA, hatten zudem relativ kurze Voraussplanungshorizonte, so dass eine relativ kurzfristige Anpassungsfähigkeit der Kapazitätsanforderungen entsprechend der erwarteten Residuallastsituation vielleicht noch vorstellbar wäre. Allerdings wurde gerade dieser kurze Vorlauf auch als ein Grund für ihr Scheitern ausgemacht, neben inelastischen Angebots- und Nachfragefunktionen auf dem Kapazitätsmarkt (Brattle Group 2009, S.55-57), die zu „bipolaren“ Preisen

---

<sup>11</sup> Gottstein und Schwartz (2010) zitieren die Market Monitoring Unit von PJM, der zufolge nachfrageseitige Ressourcen den Marktpreis für die Periode 2012/2013 von \$178.78/MW-day auf \$16.46/MW-day gesenkt habe.

fürte (gleich Null bei ausreichender Kapazität, und dann innerhalb eines sehr schmalen Intervalls auf den Wert des administrativen Caps steigend) und anfällig gegen strategisches Verhalten waren.

Im Fall von PJM führten diese Defizite, und zusätzlich das Fehlen ortsabhängiger Anreize, zur Ersetzung des Capacity Credit Markets (CCM) durch das Reliability Pricing Model (RPM), die von der PJM Market Monitoring Unit wie folgt beschrieben werden: "RPM ist ein vorausschauender, jährlicher, ortsspezifischer Markt, mit einer Andienungspflicht für Kapazität und Teilnahmepflicht für die Abnehmer, mit Anreizen zur Zuverlässigkeitsverbesserung, klaren Regeln zur Marktmachtbegrenzung und der direkten Teilnahme von nachfrageseitigen Ressourcen. CCM hingegen war ein täglicher Ausgleichsmarkt mit freiwilliger Teilnahme, Einheitspreis und einer Abdeckung von weniger als 10% der PJM-Gesamtkapazität, der schwache Zuverlässigkeitsanreize und keine explizite Marktmachtbegrenzung hatte und die Teilnahme von nachfrageseitigen Ressourcen nicht zuließ." (MMU 2008, S.228, eigene Übersetzung). Ein wesentliches weiteres Merkmal des RPM ist eine künstliche elastische Nachfragekurve, über die im Zusammenspiel mit den Kapazitätsgeboten der Preis bestimmt wird. Die Anreize zur Zuverlässigkeitsverbesserung beruhen allerdings auf historischen Verfügbarkeitsdaten und einer Strafe für Nichtverfügbarkeit bei Knappheit, spiegeln sich also nicht direkt im Kapazitätspreis wieder.

Auch die reformierten Systeme sind selbst in konventionellen Systemen nicht frei von Problemen, wie die Analyse von Marktmacht im RPM von PJM durch Wilson (2008) zeigt. Hinzu kommt neben dem beschriebenen gravierenden Problem fehlenden oder ungenügenden Berücksichtigung des Beitrags während tatsächlicher Knappheitssituationen die schwierige Übertragbarkeit des Poolmodells (z.B. aus PJM) auf den dezentralen deutschen Markt, sodass wir hier von einer weiteren Beschreibung dieses komplexen Systems absehen und uns einer letzten Alternative zuwenden, den Kapazitätsoptionen.

### 4.3 Mischformen: Kapazitätsoptionen / „Reliability contracts“

Wie im auf Kapazitätsverpflichtungen basierenden Mechanismus legt hier meist der Systembetreiber die zu einem Zeitpunkt in der Zukunft bereitzuhaltende Kapazität fest. Um aber die entscheidende Schwäche auszugleichen, dass Vergütungen unabhängig von tatsächlichen Knappheitssituationen gewährt werden, wird diese Kapazität nun in Form von Call-Optionen gehandelt.

In der einfachsten Variante (de Vries et al. 2004) werden wie bei Kapazitätsmärkten die Abnehmer verpflichtet, Optionen entsprechend ihres zukünftigen Bedarfs (zuzüglich einer Reserve) zu halten, deren Ausführungspreise und Prämien sie bilateral mit den Erzeugern aushandeln. Anders als bei Kapazitätsmärkten muss der Erzeuger aber eine Gegenleistung erbringen, die nicht nur von seiner Verfügbarkeit, sondern von der generellen Knappheit auf dem Markt abhängt: Steigt der Spotpreis über den Ausführungspreis, zahlt der Erzeuger als Stillhalter der Option die Differenz an den Inhaber der Option, der so gegen Preisspitzen wie durch ein Price Cap abgesichert ist. Umgekehrt kann der Erzeuger durch die Prämie seine Fixkosten zu decken und hat außerdem einen zusätzlichen Anreiz, seine Verfügbarkeit realistisch zu schätzen, bei kurzfristig hohen Preisen zu produzieren und auf dem Spotmarkt zu bieten, um nach Abzug der Differenz (die er in jedem Fall zahlen muss) Einnahmen in Höhe des Ausführungspreises zu erzielen. Die aufwändige Überprüfung der tatsächlichen Produktion jedes Erzeugers, ein wesentlicher Schwachpunkt der obigen Ansätze, entfällt dadurch (Batlle und Pérez-

Arriaga 2008). Zentral vorgegeben wird nur eine Obergrenze für den Ausführungspreis sowie die Mindestdauer, um die Wirkung des Optionsmechanismus bzw. die Stabilität der Preise sicherzustellen.

Dieses bilaterale Prinzip wäre auch in einem dezentralen System möglich – allerdings nicht, wenn Erzeuger und Abnehmer teilweise identisch sind, wie es in Deutschland der Fall ist. Dann wäre eine Abschätzung der Verfügbarkeit der Kraftwerke im Besitz des Abnehmers nötig, um den Restbedarf an Optionen zu ermitteln (de Vries 2007). Dies ist nicht nur kompliziert und fehleranfällig, sondern eliminiert darüber hinaus durch die Vorab-Festlegung den entscheidenden Vorteil der Reaktionsfähigkeit auf Residuallastschwankungen.

Dadurch wird ein etwas komplexeres Modell mit einer größeren Rolle des Systembetreibers nötig, der nun die Call-Optionen auf verfügbare Leistung mit festgelegtem Ausführungspreis zentral in einer Auktion<sup>12</sup> erwirbt und die Kosten, bzw. Ausgleichzahlungen bei Ausführung, an die Verbraucher weiterreicht. Eine Variante stellt der Forward Capacity Mechanism (FCM) in New England dar, der den Effekt der Optionen dadurch nachbildet, dass vorab vereinbarte Zahlungen ex post um die Einnahmen aus den Energie- und Ancillary Services - Märkten reduziert werden (siehe z.B. Cramton und Stoff 2005, oder Finon und Pignon 2008, S.154-157, für eine ausführliche Diskussion).

Ein Mechanismus auf Basis von Kapazitätsoptionen ist also zur Sicherstellung ausreichender Investitionen in flexible Erzeugung zur Deckung der Residuallast geeignet, da er Knappheitssituationen direkt berücksichtigt und auch den Anreiz zur kurzfristigen Verfügbarkeitsoptimierung erhält. Darüber hinaus kann Marktmachtausübung auf dem Energiemarkt begrenzt und der Spotmarktpreis stabilisiert werden (umso stärker, je niedriger der Ausführungspreis der Option gewählt wird, was allerdings auch eine höhere Prämie nach sich zieht). Marktmacht auf dem Kapazitätsmarkt ist mit einem sorgfältigen Design der Auktion sowie der richtigen Wahl der Zeitparameter vorzubeugen, wobei man niedrige Zutrittsbarrieren durch größeren Vorlauf und Dauer der Vergütung (sowie ggf. eine Differenzierung von alten und neuen Kraftwerken) gegenüber Nachteilen bzgl. der Liquidität der Auktion (de Vries 2007) sowie geringerer Flexibilität und ineffizient früher Stilllegungen bzw. Fehlanreizen zu Ersatzinvestitionen im Rahmen des Systemumbaus abwägen muss (vgl. Abschnitt 3.1). Nachfrageseitige Ressourcen, Speicher, etc. können in die Kapazitätsauktionen integriert werden und bieten eine kostensenkende Alternative zu Erzeugungskapazitäten, wie das Beispiel der ersten Auktion des FCM in New England zeigt, wo einer Studie zufolge durch das niedrigere Auktionsergebnis bis zu \$280 Millionen eingespart wurden (Gottstein und Schwartz 2010). Auch im Vergleich mit dem RPM von PJM und anderen mengenbasierten Mechanismen schneidet der FCM gut ab, da er die anvisierten Kapazitäten zu den niedrigsten Preisen beschafft – eventuell auch deshalb, weil die Erzeuger in der Auktion ihre Verkaufsbereitschaft für Kapazitätsoptionen unter wettbewerblichen Bedingungen offenbaren müssen (Süßenbacher et al. 2011, S.19).

---

<sup>12</sup> Z.B. kann die Prämie der Optionen in einer „Descending Clock Auction“ ermittelt werden (Süßenbacher et al. 2011, S.18).

## 5 Fazit

Bereits in konventionellen Energiesystemen ist nicht allgemein zu beantworten, ob reale liberalisierte Energiemärkte ausreichende Investitionsanreize bieten. Die Dynamik des EE-Ausbaus hat komplexe Konsequenzen für die Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke und entsprechend weitere Unsicherheiten, so dass die Einführung eines KV als ergänzende Einnahmequelle fallweise sinnvoll sein kann. Dieses Instrument muss allerdings die besonderen Anforderungen an den konventionellen Erzeugungssektor berücksichtigen, die sich durch den EE-Ausbau ergeben.

Die systematische Ableitung der „Produktmerkmale“, die mit einem die Versorgungssicherheit gewährleistenden Kapazitätsinstrument vergütet werden sollten, nach dem Ansatz von Battle und Pérez-Arriaga (2008) berücksichtigt die neue Rolle des Spotmarkts, der „nur noch“ die sichere Deckung der kurzfristig schwankenden Residuallast koordiniert. Als wichtigste Schlussfolgerungen im Kontext des EE-Ausbaus ergeben sich:

1. Steuerbare Erzeugung dient der Deckung der Residuallast, also der Versorgungssicherheit und ist damit komplementär zu dargebotsabhängigen EE. Ihre Förderung muss über separate Mechanismen erfolgen, wobei ein Kapazitätsinstrument für konventionelle Erzeugung deren Substitute wie DSM, Speicher und Netzausbauprojekte einbeziehen sollte.
2. Die Ausschüttung einer kapazitätsbezogenen Vergütung für konventionelle Erzeuger muss sich nach der individuellen Verfügbarkeit in Phasen tatsächlicher Knappheit (in der Praxis: Phasen hoher Spotmarktpreise) richten. Eine Vorabfestlegung von Knappheitsphasen ist hingegen zu vermeiden.
3. Eine eventuelle Differenzierung nach Anlagenalter und die Wahl von Zeitparametern (Vorlauf und Dauer der Vergütung) müssen die Dynamik des Umbauprozesses berücksichtigen: Neue Kraftwerke sollten nicht zu stark bevorzugt, Zeitspannen nicht zu lang gewählt werden.

Daneben gelten die üblichen Kriterien, die auch für Kapazitätsmechanismen in „konventionellen Systemen“ angewendet werden, wie Kostenminimierung, ortbezogene Differenzierungsmöglichkeit, institutionelle Umsetzbarkeit und Marktmachtbegrenzung sowohl innerhalb des Kapazitätsmechanismus, als auch in der Wechselwirkung mit dem Energiemarkt – insbesondere, wenn der Spotmarkt die genannte „Indikatorfunktion“ für die Kapazitätsvergütung spielt. Wichtig ist außerdem die Koordination von Kapazitätsmechanismen mit den europäischen Nachbarn.

Die Anwendung dieser Kriterien führt zu folgender Bewertung verschiedener KV:

- Eine Variante der „operativen Reserve“ könnte auf den bestehenden Märkten für Regelenergie implementiert werden; eine zusätzliche, elastische Nachfragekomponente durch den Systembetreiber könnte die Einnahmen der teilnehmenden Erzeuger verstetigen und insgesamt steigern. Allerdings ist unwahrscheinlich, dass dadurch alle Probleme langfristiger Investitionssicherheit behoben werden und gleichzeitig die Effizienz der kurzfristigen Bereitstellung von Regelenergie erhalten bleibt. Außerdem ist die Bevorzugung flexibler Kraftwerke hier rein

administrativ bzw. technisch bedingt (statt durch den Markt), was langfristig zu ineffizienten Erzeugungsstrukturen führen kann. Die zusätzliche Einführung einer separaten operativen Reserve ist aufgrund der Überschneidungen nicht sinnvoll. Eine „strategische Reserve“ ist u.a. aufgrund der schwer zu definierenden und aufrechtzuhaltenden Einsatzkriterien ebenfalls keine dauerhafte Lösung. Das zentrale Problem preisbasierter Instrumente ist die Wahl der Vergütungshöhe, insbesondere auch bei direkten „Kapazitätzahlungen“, bei denen die Erzeuger keine Informationen über ihre Kosten offenbaren müssen, und die überdies gravierende institutionelle Probleme aufweisen (z.B. mangelnde Reformierbarkeit).

- Das mengenbasierte Instrument der Kapazitätskredite, z.B. in seiner vielzitierten, von PJM praktizierten Form, enthält eine Vorabfestlegung der Zahlung und fällt damit unmittelbar dem zentralen Kriterium der knappheitsabhängigen Vergütung zum Opfer.
- Vielversprechend ist hingegen der Ansatz der Kapazitätsoptionen, bei dem nicht nur die Menge, sondern auch der Ausführungspreis und damit im Endeffekt ein Preis-Cap auf dem Spotmarkt festgelegt wird. Aufgrund der starken Verflechtung der Stromanbieter mit den Erzeugern auf dem deutschen Markt kommt hier nur die Variante mit einer zentralen Auktion der Optionen in Frage, die eine sorgfältige Ausgestaltung erfordert, dann aber auch zu effizienten Ergebnissen führen kann. Insbesondere ist die nachgewiesenermaßen gute Beteiligungsmöglichkeit nachfrageseitiger Ressourcen zu betonen.

Effizienzsteigerungen und Nachfrageflexibilisierung sollten schon vor einer eventuellen Einführung eines KV durch Anreize oder Regulierungsmaßnahmen gefördert werden<sup>13</sup>, etwa die Schaffung der technischen Voraussetzungen (für Echtzeitpreise und ggf. Steuerungsmöglichkeiten) und die Einführung attraktiver variabler Tarife. Die Verbesserung der Funktion des Spotmarkts sowie die gezielte Nutzung erneuerbare Energien in Zeiten hoher Verfügbarkeit (und ansonsten eine entsprechend geringere Nachfrage) erhöhen die Gesamteffizienz des Systems, wodurch sich die Debatte um Kapazitätsmechanismen langfristig erübrigen könnte.

\*\*\*\*\*

---

<sup>13</sup> Auch sollte die aktuelle Phase der Überkapazitäten dazu genutzt werden, Investitionshemmnisse außerhalb der Märkte abzubauen, die hier nicht diskutiert werden konnten – z.B. bei Genehmigungsverfahren, Netzkapazitäten oder diskriminierungsfreier Kraftwerksanbindung ans Strom- und Gasnetz (Monopolkommission 2009, S.70).

## 6 Referenzen

Battle, C. und I.J. Pérez-Arriaga (2008), „*Design criteria for implementing a capacity mechanism in de-regulated electricity markets*“, Utilities Policy, Vol.16, S.184-193

Battle, C. und P. Rodilla (2010), „*A critical assessment of the different approaches aimed to secure electricity generation supply*“, Energy Policy, Vol.38, S. 7169-7179

BMU (2010) „*Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global: Leitstudie 2010*“, Berlin, Dezember 2010; abgerufen am 21.3.2011 von [www.bmu.de](http://www.bmu.de)

Bode, S. und H. Groscurth (2011), „*Elemente für ein zukunftsfähiges Strommarktdesign*“, im BEE-Sammelband „Die Zukunft des Energiemarktes – Ziel, Weg und notwendige Weichenstellungen“, Berlin, im Druck

Brattle Group (2009), „*A Comparison of PJM's RPM with Alternative Energy and Capacity Market Designs*“, Studie für PJM Interconnection, September 2009; abgerufen am 3.3.2011 von [www.brattle.com](http://www.brattle.com)

Consentec, EWI und IAEW (2010), „*Analyse und Bewertung der Versorgungssicherheit in der Elektrizitätsversorgung*“, Untersuchung im Auftrag BMWi, Aachen, September 2010; abgerufen am 18.2.2011 von [www.bmwi.de](http://www.bmwi.de)

Cramton, P. und S. Stoft (2005), „*A Capacity Market that Makes Sense*“, Electricity Journal, Vol. 18, S.43-54

De Vries, L.J., Knops, H.P.A. und R.A. Hakvoort (2004), „*Bilateral reliability contracts: An innovative approach to maintaining generation adequacy in liberalized electricity markets*“, in Proceedings, IRAEE Conference on Energy and Security in the Changing World, Teheran, 25.-27. Mai 2004

De Vries, L. (2007), „*Generation Adequacy: Helping the market do its job*“, Utilities Policy, Vol.15, S. 20-35.

Doorman, G. (2000), „*Peaking capacity in restructured power systems*“, Dissertation, Norwegian University of Science and Technology, Trondheim, November 2000.

Finon, D. und V. Pignon (2008), „*Electricity and long-term capacity adequacy: The quest for regulatory mechanism compatible with electricity market*“, Utilities Policy, Vol.16, S. 143-158

Gottstein, M. und L. Schwarz (2010), „*The Role of Forward Capacity Markets in Increasing Demand-Side and Other Low-Carbon Resources: Experience and Prospects*“, The Regulatory Assistance Project, Mai 2010; abgerufen von [www.raponline.org](http://www.raponline.org) am 13.1.2011

Hogan, W.W. (2005), „*On an “energy only” electricity market design for resource adequacy*“, Harvard University working paper, Cambridge (MA), September 2005

KEMA (2009), „*Appendix H: KEMA – Information Paper on Supplementary Market Mechanisms to Deliver Security and Reliability*“, Australian Energy Market Commission, September 2009, abgerufen am 18.4.2011 von <http://www.aemc.gov.au/>

MMU (2008), „*State of the market report for 2007*“, Monitoring Analytics (PJM Market Monitoring Unit), April 2008, abgerufen am 11.4.2011 von [www.monitoringanalytics.com](http://www.monitoringanalytics.com)

Monopolkommission (2009), „*Sondergutachten 54: Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb*“, Bonn, Juli 2009; abgerufen am 13.4.2011 von [www.monopolkommission.de](http://www.monopolkommission.de)

Neuhoff, K. und L. de Vries (2003), „*Insufficient incentives for investment in electricity generation*“, Utilities Policy, Vol.12, S. 253-267.

Ockenfels, A., Grimm, V. und G. Zoettl (2008), „*Strommarktdesign - Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX*“, Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht, 11.3.2008; abgerufen am 23.9.2010 von [www.eex.com](http://www.eex.com)

PJM (2010), „PJM Manual 18: PJM Capacity Market“, PJM Interconnection, Revision 10, Juni 2010; abgerufen am 19.3.2011 von [www.pjm.com](http://www.pjm.com)

Siegmeier, J. und C. von Hirschhausen (2011), „*Energiewende: Brauchen wir noch „Kapazitätsmärkte“ für konventionelle Kraftwerke?*“, im BEE-Sammelband „Die Zukunft des Energiemarktes – Ziel, Weg und notwendige Weichenstellungen“, Berlin, im Druck

SRU (2011), „*Wege zur 100 % erneuerbaren Stromversorgung*“, Kurzfassung des Sondergutachtens des Sachverständigenrats für Umweltfragen der Bundesregierung, Berlin, Januar 2011

Stoft, S. (2002), „*Power System Economics*“, IEEE Press / Wiley

Süßenbacher, W., Schwaiger, M. und H. Stigler (2011), „*Kapazitätsmärkte und –mechanismen im internationalen Kontext*“, 7. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, Februar 2011; abgerufen am 6.3.2011 von [eeg.tuwien.ac.at](http://eeg.tuwien.ac.at)

Weitzman, M.L. (1974), „*Prices vs. Quantities*“, Review of economic studies, Vol.41(4), S.477-491

Wilson, J.F. (2008), „*Raising the Stakes on Capacity Incentives: PJM's Reliability Pricing Model (RPM)*“, Studie für die American Public Power Association, März 2008; abgerufen am 28.3.2010 von [www.lecg.com](http://www.lecg.com)