

Berlin, 1. Dezember 2012

**Internationale Erfahrungen mit Kapazitätsinstrumenten
und Schlussfolgerungen für die deutsche Diskussion**

Technische Universität Berlin

Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP)

Prof. Dr. Thorsten Beckers*, Dipl.-Volksw. Albert Hoffrichter*,

Prof. Dr. Christian von Hirschhausen*

Erstellt unter Mitarbeit von Patrick Behr* und Stella Fehner*

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse	iii
1 Einleitung	1
2 Grundlagen	2
2.1 Potentielle Ziele des Einsatzes von Kapazitätsinstrumenten	2
2.2 Bedeutung empirischer Erkenntnisse im Rahmen einer Analyse der Eignung und Ausgestaltung von Kapazitätsinstrumenten	3
2.3 Systematisierung und kurze theoriegeleitete Analyse von Kapazitätsinstrumenten	4
2.3.1 Strategische Reserve	4
2.3.2 Operative Reserve	5
2.3.3 Administrative Kapazitätzahlungen	6
2.3.4 Kapazitätssertifikate	7
2.3.5 Kapazitätsoptionen	8
2.3.6 Weitere (und weitergehende) Möglichkeiten für die Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten	9
2.3.7 Übergreifende Beurteilung	9
3 Internationale Erfahrungen mit einer Strategischen Reserve	10
3.1 Darstellungen der Erfahrungen in Finnland und Schweden	10
3.2 Schlussfolgerungen	12
4 Internationale Erfahrungen mit Kapazitätssertifikaten und Kapazitätsoptionen	13
4.1 PJM	13
4.2 ISO New England	14
4.3 Kolumbien	16
4.4 Brasilien	17
4.5 Schlussfolgerungen	18
5 Schlussfolgerungen für die deutsche Diskussion zu Kapazitätsinstrumenten	20
Quellenverzeichnis	24

Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse

- Die vorliegende Studie wertet internationale Erfahrungen mit Kapazitätsmechanismen aus. Diese werden in Zusammenhang mit Ergebnissen aus theoriegeleiteten Analysen gesetzt. Die hieraus gewonnenen Erkenntnisse können einen Beitrag zur Beurteilung der Eignung von Kapazitätsinstrumenten und von deren Ausgestaltung im Rahmen der aktuellen deutschen Diskussion leisten.
- Im Mittelpunkt des Zielsystems, das bei den Analysen in dieser Studie zugrunde liegt, stehen die Ziele Versorgungssicherheit sowie die Preisgünstigkeit und in Verbindung damit der Schutz von Konsumenteninteressen. Des Weiteren werden auch die Eignung von Investitionen im Hinblick auf einen Beitrag zu einer langfristig effizienten Transformation des Elektrizitätssektors und damit umwelt- und klimapolitische Ziele berücksichtigt.
- Auf Grundlage der Erkenntnisse aus theoriebasierten Betrachtungen zur generellen Eignung verschiedener Grundtypen von Kapazitätsinstrumenten, wird bei der Auswahl der internationalen Erfahrungen ein Fokus auf die Strategische Reserve und Kapazitätsoptionen gelegt.
- Die theoriegeleiteten Betrachtungen liefern Hinweise, dass das Instrument der Strategischen Reserve (in welches im Übrigen als Ausgestaltungsvariante die deutsche „Kraftwerksreserve“ eingeordnet werden kann) prinzipiell eine effektive Option zu bieten scheint, akuten Problemen der Versorgungssicherheit zu begegnen. Die Effektivität einer Strategischen Reserve bezüglich der Erreichung des Ziels der Preisgünstigkeit ist hingegen fraglich. Insbesondere erscheint auch ein um eine Strategische Reserve ergänzter liberaler Erzeugungsmarkt, der ausschließlich erzeugte Arbeit vergütet, kein sinnvolles Konstrukt zur Finanzierung langlebiger Investitionen in Erzeugungsanlagen. Sollte auf lange Sicht der Einsatz eines weiterreichenden Kapazitätsmechanismus (z. B. Kapazitätsoptionen) angestrebt werden, verringert sich die Rationalität für den Einsatz einer Strategischen Reserve (zumindest als einzige Kapazitätsbeeinflussende Maßnahme) während einer längeren Übergangszeit deutlich. Nichtsdestotrotz können gewisse Ausgestaltungsformen einer Strategischen Reserve ein geeignetes Instrument sein, um kurzfristig akuten Problemen der Versorgungssicherheit entgegen zu wirken.
- Die Erfahrungen mit einer Strategischen Reserve in Finnland und Schweden unterstützen die Einschätzung aus der theoretischen Analyse zur hohen Effektivität bezüglich der Erreichung kurzfristiger Versorgungssicherheitsziele. Durch die Einführung der Strategischen Reserve konnten im betrachteten Ausland effektiv Altanlagen im System gehalten werden, die ansonsten stillgelegt worden wären. Mithilfe der etablierten Vergütungsregeln sollen Anreize zu einer „Flucht“ von am Markt wirtschaftlich betreibbaren Kraftwerken in die Strategische Reserve gering gehalten werden. In Schweden gelang es bereits, einen hohen Anteil der Strategischen Reserve über nachfrageseitige Maßnahmen zu decken, die dem Markt zuvor nicht zur Verfügung standen. So konnte über den grundsätzlich kurz- und mittelfristigen Charakter einer Strategischen Reserve hinaus auch ein Beitrag zur langfristigen Erreichung der Versorgungssicherheitsziele geleistet werden. Sollte auch in Deutschland weiterhin, zumindest mittelfristig, auf eine Strategische Reserve zurückgegriffen werden, so ist zu überprüfen, inwieweit im Rahmen des Konzepts eine Aktivierung von nachfrageseitigen Flexibilitätspotentialen sinnvoll gelingen könnte. In diesem Zusammenhang ist allerdings zu analysieren, ob andere Formen

der Förderung einer verstärkten Nachfrageflexibilität zu sinnvollerem Ergebnissen führen, da die in einer Strategischen Reserve gebundene flexible Kapazität dem Markt nur in Ausnahmesituationen zur Verfügung steht.

- Die Erkenntnisse der theoriegeleiteten Analysen deutet darauf hin, dass das Modell der Kapazitätsoptionen vor dem Hintergrund des zu Grunde gelegten Zielsystems im Falle einer geeigneten Ausgestaltung langfristig ein geeignetes Instrument für die umfassende Bereitstellung von Erzeugungskapazität sein könnte, bei dem die gesamtwirtschaftlichen, wie auch die Kosten der Nachfrager effektiv begrenzt werden. Um eine sinnvolle (Detail-)Ausgestaltung und Parametrisierung von Kapazitätsoptionen zu erreichen, bedarf es allerdings einer sorgfältigen Vorbereitung und damit verbunden des Aufbaus zentralen Know-hows. In Kolumbien, das zu den Pionieren der Kapazitätsmechanismen zählt, wurde zunächst ein verhältnismäßig unkompliziertes Kapazitätsinstrument mit dem Hintergedanken eingeführt, dieses nach einer gewissen Lernphase durch einen komplexeren, effektiveren und effizienteren Mechanismus zu ersetzen. Dieser Schritt wurde schließlich mit der Einführung der Kapazitätsoptionen vollzogen. Da bei der deutschen Entscheidungssituation aufgrund der internationalen Erfahrungen nunmehr ein vergleichsweise größeres Know-how vorliegt, vermindert sich grundsätzlich die Notwendigkeit, eigene Erfahrungen anhand von „einfacheren“ Mechanismen zu sammeln, die als weniger effektiv und effizient eingestuft werden. Davon abgesehen kann dem Einsatz „einfacherer“ Mechanismen durchaus eine Rationalität in Bezug auf die Überbrückung einer Übergangsphase, die zur sorgfältigen Vorbereitung einer Langfristlösung benötigt wird, zugeschrieben werden. Die Analyse der Fallstudien zeigt weiterhin, dass teilweise trotz langjähriger Erfahrungen in einzelnen Ländern zentrale Ziele eines Mechanismus nicht erreicht werden, was häufig auf eine falsche Parametrisierung des Mechanismus zurückgeführt wird. Dies legt nahe, dass auch beim Design eines Mechanismus in Deutschland auf eine ausreichende Anpassungsfähigkeit geachtet werden sollte. In diesem Zusammenhang sei anzumerken, dass sich der brasilianische Regulierer bei der Bereitstellung der Kapazität von vorne herein nicht alleine auf das Design seines zentralen Kapazitätsinstruments verlässt. Sobald die Parametrisierung des Mechanismus nicht zu den anvisierten Ergebnissen (d. h. dem gewünschten Kapazitätszubau) führt, wird deren Erreichung über die gezielte Ausschreibung bestimmter Technologielösungen oder gar konkreter Projekte sichergestellt.
- Die in den US-amerikanischen Märkten PJM und New England-ISO (NE-ISO) Ende der 1990er-Jahre eingeführten Kapazitätsinstrumente waren mit umfassenden Umverteilungswirkungen an existierende konventionelle Kraftwerke verbunden, die bei einem Großteil der Kapazitäten zu Windfall-Profits führten, jedoch gleichzeitig nicht die Abschaltung von denjenigen Bestandskraftwerken verhinderte, die am Netz gehalten werden sollten. Fehlende Differenzierung und unzureichende Planung von Regelungsbereichen führte zu einem „Gießkannenprinzip“, welches offenbar mit hohen Kosten für die Konsumenten einherging. Im PJM-Mechanismus führte speziell der Mangel an räumlicher Differenzierung dazu, dass die Bereitstellung der Kapazität aus Systemsicht an den falschen Orten stattfand. Auch das auf Netzknoten basierende Preisbildungssystem im Großhandelsmarkt reichte nicht aus, um diesen Mangel zu beheben. Da der Regulierer bzw. PJM über ein gewisses Know-how verfügt, um

beurteilen zu können, wo Kapazitäten sinnvollerweise räumlich angesiedelt sein sollten, wird die Kapazitätsbeschaffung im neuen Mechanismus (RPM) dahingehend differenziert. In Anbetracht der aktuellen Situation im deutschen Stromsystem, sollte bei der Diskussion über das Design eines Kapazitätsinstruments eine räumliche Differenzierung erwogen werden (z. B. besondere Berücksichtigung der Situation in Süddeutschland). Der Differenzierungsmodus hätte sich dabei an den tatsächlichen Problemen (etwa Übertragungsengpässe, Probleme lokaler Spannungshaltung) zu orientieren. Zu prüfen ist in diesem Zusammenhang, inwieweit substitutive – bspw. netztechnische – Maßnahmen zur Behebung der Probleme umsetzbar und gegenüber einer räumlichen Differenzierung des Kapazitätsmechanismus vorzugswürdig sind.

- In der deutschen Diskussion über die Ausgestaltung von Kapazitätsinstrumenten taucht gelegentlich – auch im Hinblick auf die Gewährleistung eines umfassenden Wettbewerbs – die Forderung nach einer möglichst outputorientierten und wenig differenzierten Lösungen auf, was den Parametrisierungsaufwand und die damit verbundene Gefahr einer fehlerhaften Parametrisierung begrenzen soll. Die Analyse der Fallstudien führt jedoch zur Erkenntnis, dass besonders outputorientierte Kapazitätsmechanismen ebenso einer umfangreichen Regelung und Parametrisierung bedürfen wie fokussierte Kapazitätsinstrumente, um diesen umfassenden Wettbewerb zu „orchestrieren“. Ein differenzierter Instrumenteneinsatz, bei dem eine zielgerichtete Adressierung der als erforderlich eingestuften Kapazität erfolgt, kann hingegen effektiv dazu beitragen Konsumentenzahlungen zu begrenzen und weist darüber hinaus Vorteile bei der Verfolgung klimapolitischer Ziele auf. Um ein „Gießkannenprinzip“ zu vermeiden und Windfall-Profits zu begrenzen, sollte daher vom Leitbild „umfassender“ Lösungen mit möglichst geringem Differenzierungsgrad Abstand genommen werden. In welchem Ausmaß ein Einsatz von Kapazitätsinstrumenten differenziert erfolgen sollte, entscheidet sich im Endeffekt am Wissensstand des Planers von Kapazitätsinstrumenten, welcher durch bisherige nationale und internationale Erfahrungen sowie theoretisches Wissen beeinflusst wird. Ebenso spielen zu erwartende Probleme beim politischen Durchsetzungsprozess und bei der Administration und Anpassung eine Rolle bei der Frage nach dem sinnvollen Ausmaß an Differenzierung.
- Als zentrale Schlussfolgerungen in Bezug auf die Frage nach der grundsätzlichen Eignung der grundlegenden Typen von Kapazitätsmechanismen für den deutschen Stromsektor lässt sich festhalten, dass die empirischen Erkenntnisse die Ergebnisse aus den theoriegeleiteten Analysen weitgehend unterstützen. So kann eine Variante der Strategischen Reserve einen effektiven Mechanismus zur Beseitigung akuter Versorgungssicherheitsprobleme sein. Hingegen ist sie nicht dazu geeignet langfristig Unzulänglichkeiten des liberalen Erzeugungsmarktes in Bezug auf eine kostengünstige Bereitstellung ausreichender Erzeugungskapazität zu kurieren. Die Erkenntnisse sprechen hingegen dafür, dass diese Ziele eher über ein umfangreich auf Kapazitätsoptionen zurückgreifendes Modell erreicht werden können. Die empirischen Analysen untermauern allerdings auch die Einschätzung, dass abgesehen von der Wahl des grundlegenden Modelltyps auch die Entscheidung über die konkrete Ausgestaltung des Mechanismus entscheidend zu dessen Fähigkeit beiträgt, die zu Grunde gelegten Ziele zu erreichen.

1 Einleitung

In Deutschland erfolgt derzeit eine kontroverse Diskussion über das „ob“ und „wie“ einer Einführung von Kapazitätsinstrumenten im Elektrizitätssektor.¹ Durch die Einführung eines solchen Mechanismus würde die Bereitstellung von Erzeugungskapazität nicht mehr ausschließlich den im Wettbewerb stehenden Anbietern von Elektrizität überlassen. Vielmehr würde die Verantwortung zur Bereitstellung ausreichender Kapazität zumindest partiell durch die öffentliche Hand wahrgenommen und dabei auf einen „Regulierer“ übertragen werden. Die Beantwortung der Fragen des „ob“ und des „wie“ hängt zunächst maßgeblich von den Zielen ab, die mit Kapazitätsinstrumenten erreicht werden sollen. Weiterhin haben Einschätzungen zur Performance sowie zu den Kosten des Designprozesses, der politischen Durchsetzung und der Implementierung der verschiedenen Kapazitätsinstrumente Einfluss auf die Beantwortung dieser Fragen. Der Verlauf der deutschen Diskussion über Kapazitätsinstrumente deutet darauf hin, dass die Stimmen derjenigen zunehmen, die eine Rationalität für den Einsatz eines solchen Instruments sehen.² Im Übrigen stellt die auf Veranlassung der Bundesnetzagentur seit dem Herbst 2011 etablierte „Kraftwerksreserve“ bereits ein Kapazitätsinstrument dar und ist als Variante einer so genannten „Strategischen Reserve“ einzuordnen. Vor diesem Hintergrund steht im Folgenden die Frage der Ausgestaltung von Kapazitätsinstrumenten im Vordergrund.

Bei den Diskussionen über das „wie“ ist zu beachten, dass die Ausgestaltung von Kapazitätsinstrumenten durch den Wissensstand der im öffentlichen und politischen Bereich involvierten Akteure beeinflusst werden sollte. Denn je mehr Wissen bzgl. der Wirkungsweisen zum Zeitpunkt der Designplanung eines derartigen Instruments vorhanden ist, umso besser kann der Regelungsrahmen gestaltet werden, innerhalb dessen die Akteure anschließend agieren. Infolge eines erhöhten zentralen Wissensstandes beim Instrumentendesign kann es z. B. sinnvoll sein, detaillierte Vorgaben für Unternehmen als dezentrale Akteure aufzustellen. Diese können allgemeine Leistungsspezifikationen oder Technologievorgaben und technologiespezifische Regelungen sein. Möglich ist aber auch, dass auf entsprechende Spezifikationen und Differenzierungen bewusst verzichtet werden sollte. Dies kann u. a. der Fall sein, wenn die dezentralen Akteure ein größeres Know-how als ein zentraler Planer bezüglich bestimmter zu fällender Entscheidungen besitzen und keine relevanten Nachteile vorliegen, wenn keine Koordination zwischen dezentral gefällten Entscheidungen erfolgt. In diesem Zusammenhang ist es sinnvoll, die internationalen Erfahrungen mit Kapazitätsinstrumenten auszuwerten und bei den in Deutschland anstehenden Entscheidungen über das „ob“ und „wie“ von Kapazitätsinstrumenten zu berücksichtigen.

¹ Diese Studie ist im Rahmen eines vom WWF finanzierten Projektes zu 'Internationalen Erfahrungen mit Kapazitätsinstrumenten und Schlussfolgerungen für die deutsche Diskussion' entstanden. Die Inhalte und Ergebnisse dieser Studie werden von den Autoren vertreten und korrespondieren nicht zwangsläufig mit der Position des WWF.

² So sehen einerseits verschiedene Studien und Untersuchungen die Erfordernis der Einführung „weiter reichender“ Kapazitätsinstrumente; vgl. z. B. BET (2011), LBD (2011), MATTHES (2012) und EWI (2012) sowie im Falle der Wahl der „nationalen Sichtweise“ auch CONSENTEC (2012). Andererseits plädieren vermehrt auch Studien, die der Anwendung von Kapazitätsinstrumenten tendenziell skeptisch gegenüber stehen, zumindest für den Einsatz einer Strategischen Reserve bzw. ziehen diesen in Betracht; vgl. bspw. NICOLOSI (2012) und BÖCKERS ET AL. (2011) sowie im Falle der Wahl der „europäischen Sichtweise“ auch CONSENTEC (2012).

In der vorliegenden Studie erfolgt eine Darstellung und kurze Diskussion der in ausgewählten Ländern gesammelten Erfahrungen mit dem Einsatz von Kapazitätsinstrumenten. Die Auswahl der betrachteten ausländischen Erfahrungen erfolgte mit Blick darauf, welche Arten von Kapazitätsinstrumenten für eine Implementierung in Deutschland in besonderem Maße in Frage kommen und in den Diskussionen der Stakeholder eine größere Rolle spielen; dies sind insbesondere die sog. „Strategische Reserve“ und sog. „Kapazitätsoptionen“. Bei den Diskussionen der verschiedenen Kapazitätsinstrumente und der in ausländischen Elektrizitätssektoren gesammelten Erfahrungen wird in dieser Studie implizit auf die Neue Institutionenökonomik und industrieökonomische Erkenntnisse zurückgegriffen.

Die Studie ist wie folgt strukturiert:

- In dem grundlegenden Kapitel 2 wird zunächst kurz auf die Ziele eingegangen, die mit dem Einsatz von Kapazitätsinstrumenten verfolgt werden können. Daraufhin wird dargelegt, welche Bedeutung empirische Erkenntnisse im Rahmen der Beantwortung der Frage nach dem „wie“ eines Instrumenteneinsatzes haben können. Anschließend erfolgt ein Überblick über und eine kurze theoriegeleitete Einordnung von verschiedenen Arten von Kapazitätsinstrumenten.
- In Kapitel 3 werden Erfahrungen mit dem Einsatz einer Strategischen Reserve in Finnland und Schweden betrachtet, wo diese bislang am umfangreichsten gesammelt wurden.
- In Kapitel 4 erfolgt eine Darstellung und kurze Diskussion des Einsatzes von Kapazitätsoptionen in den Märkten New England ISO (USA), Kolumbien und Brasilien. Diesen vorgelagert wird zudem knapp auf die umfassenden Erfahrungen mit sog. „Kapazitätscertifikaten“ im PJM-Markt (USA) eingegangen, da diese dem Instrument der Kapazitätsoptionen in vielen Belangen sehr ähneln.
- In Kapitel 5 werden aus den Betrachtungen in den voranstehenden Kapiteln Schlussfolgerungen für die deutsche Diskussion über Kapazitätsinstrumente gezogen.

2 Grundlagen

2.1 Potentielle Ziele des Einsatzes von Kapazitätsinstrumenten

Die Beantwortung der Fragen nach dem „ob“ und nach dem hier im Mittelpunkt stehenden „wie“ einer Einführung von Kapazitätsinstrumenten im Elektrizitätssektor erfordert vorgelagert die Festlegung von Zielen. Auf dieser Basis besteht dann die Möglichkeit unter Rückgriff auf ökonomische Erkenntnisse zu analysieren, ob diese Ziele durch den Einsatz von Kapazitätsinstrumenten besser erreicht werden können als durch alternative Maßnahmen bzw. wie Kapazitätsinstrumente ausgestaltet werden sollten.

Die in § 1 Abs. 1 EnWG festgeschriebene festgelegte übergeordnete Zielsetzung der Energiewirtschaft bzw. -politik in Deutschland besteht in der Gewährleistung einer „(...) möglichst sichere[n], preisgünstige[n], verbraucherfreundliche[n], effiziente[n] und umweltverträgliche[n] (...) Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität (...), die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht (...)“. Im Rahmen dieser Studie stehen unter Berücksichtigung der vorliegenden Fragestellung in Anlehnung an

diesen Paragraphen die Ziele Versorgungssicherheit und Preisgünstigkeit bzw. Konsumenteninteressen im Fokus.³ Daneben werden auch (zumindest implizit) klima- und wettbewerbspolitische Ziele berücksichtigt, ebenso inwiefern Kapazitätsinstrumente dazu beitragen könnten, Investitionsentscheidungen mit Blick auf eine langfristig effektive und effiziente Transformation des Elektrizitätssektors herbeizuführen.

2.2 Bedeutung empirischer Erkenntnisse im Rahmen einer Analyse der Eignung und Ausgestaltung von Kapazitätsinstrumenten

Für die Analyse der Fragen bzgl. der Eignung und Ausgestaltung von Kapazitätsinstrumenten im Hinblick auf die Erreichung bestimmter (z. B. der im voranstehenden Abschnitt 2.1 genannten) Ziele in Deutschland bietet sich eine theoriegeleitete Analyse an, die auch empirische Erkenntnisse aus dem Ausland einbezieht. Dabei ist auf Basis einer Aufnahme des technischen Systems, des institutionellen Kontextes und der Akteursstruktur ein Untersuchungsansatz aufzustellen, der die Anwendung der aus der Theorie sowie den internationalen Erfahrungen abgeleiteten Erkenntnisse erlaubt.

In diesem Sinne kann in einem ersten Schritt eine Analyse erfolgen, welche die Effektivität von Kapazitätsinstrumenten (bzw. bestimmten Ausgestaltungsvarianten) im Hinblick auf die Erreichung bestimmter Ziele betrachtet und dabei zunächst weitgehend von Problemen abstrahiert, die mit deren Einführung, Einsatz und Anpassung einhergehen. Um schlussendlich sinnvolle Aussagen über die gesamten Kosten und Nutzen eines Instruments treffen zu können, sind diese Probleme in einem zweiten Schritt jedoch zu berücksichtigen. Hierunter fallen Kosten, die

- vor dem Beginn des tatsächlichen Einsatzes anfallen (z. B. Kosten des Designs, der politischen Durchsetzung und der Implementierung),
- während des „regulären“ Einsatzes anfallen (z. B. Kosten der Administration) sowie
- in Verbindung mit erforderlichen Anpassungen anfallen (z. B. Kosten des (Re-)Designs sowie der Entscheidungsfällung und Umsetzung und der Anpassung).

Bei der Abschätzung dieser Kosten kann auf Erkenntnisse der Neuen Institutionenökonomik im Allgemeinen und ihrer Anwendungen auf den politischen und öffentlichen Bereich im Speziellen zurückgegriffen werden. Dabei werden regelmäßig lediglich qualitative Einordnungen bezüglich der Größenordnungen der zu erwartenden Probleme möglich sein.

Eine Analyse ausschließlich auf Basis empirischer Erkenntnisse kann keine adäquate Untersuchungsgrundlage darstellen, um die Frage des „wie“ eines Kapazitätsinstruments zu beantworten. Viele für die Beurteilung der Eignung eines Instruments relevante Parameter (wie Anlagenpark, institutioneller Rahmen und Akteursstruktur sowie internationale Netzeinbindung im Status Quo) unterscheiden sich zwischen den verschiedenen Ländern regelmäßig deutlich. Vor diesem

³ Dabei wird davon ausgegangen, dass Opportunismus gegenüber (Alt-)Investoren, die spezifisch investiert haben, dazu führt, dass keinesfalls die langfristige Erreichung der Ziele gelingt. Ob und inwieweit eine preisgünstige und den Konsumenteninteressen entsprechende Elektrizitätsbereitstellung auch stets in vollem Umfang als effizient einzustufen ist, wird in dieser Studie nicht betrachtet. Zur Beziehung zwischen Effizienz aus wohlfahrtsökonomischer Perspektive und den Konsumenteninteressen vgl. mit Bezug zur Höhe von Kosten bzw. Preisen z. B. BECKERS / KLATT / KÜHLING (2010, S. 17 ff.).

Hintergrund erscheint es vielmehr angebracht empirische Erkenntnisse im Kontext einer theoriegeleiteten Analyse zu berücksichtigen, um die Rationalität und Ausgestaltung von Kapazitätsinstrumenten zu beurteilen sowie Handlungsempfehlungen für die deutsche Energiepolitik abzuleiten.

2.3 Systematisierung und kurze theoriegeleitete Analyse von Kapazitätsinstrumenten

In diesem Abschnitt wird ein Überblick über verschiedene Arten von Kapazitätsinstrumenten gegeben. Dabei erfolgen zunächst eine Darstellung und anschließend eine Einordnung des Instruments aus ökonomischer Sicht, bei der implizit Erkenntnisse aus theoriegeleiteten Analysen und der internationalen Praxis berücksichtigt werden.⁴

2.3.1 Strategische Reserve

GRUNDLEGENDE DARSTELLUNG

Bei dem Kapazitätsinstrument der Strategischen Reserve wird grundsätzlich der dezentrale Ansatz der Bereitstellung von Erzeugungskapazität durch Unternehmen über den liberalen Großhandelsmarkt beibehalten. Diese veräußern ihre Kapazität bzw. die mit Rückgriff darauf erzeugte elektrische Arbeit über Spot- und Terminmärkte oder geben sie im Rahmen einer vertikalen Integration konzernintern an ein Vertriebsunternehmen weiter. Zusätzlich zu diesem herkömmlichen, liberalen Erzeugungsbereich wird ein Reservebereich etabliert, die so genannte Strategische Reserve. In diesem Bereich erfolgt eine zentrale Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten oder lastseitigen Reduktionspotentialen durch den Regulierer. Dabei kann er entweder selbst im Besitz der Kraftwerke sein oder aber Zugriff auf dieselben haben. Die Beschaffung der Kapazität erfolgt entweder über Auktionen oder Vertragsabschlüsse infolge von Verhandlungen zwischen dem Regulierer und den Erzeugern. Der Einsatz der Kapazität erfolgt nach zuvor definierten Kriterien, in der Regel lediglich zeitlich begrenzt als Antwort auf bestimmte Extremsituationen im Stromsystem, z. B. einer ansonsten nicht zu deckende Spitzenlast. Bei einer auf langfristige Anwendung ausgerichteten Strategischen Reserve wird diese zudem idealtypischer Weise auf eine Art eingesetzt, die möglichst geringe Auswirkungen auf die Preisbildung und Knappheitssignale im herkömmlichen Erzeugungsbereich des Stromsektors hat, um das Investitionsverhalten der Marktakteure nicht zu beeinflussen.

GRUNDLEGENDE EINORDNUNG

Eine Strategische Reserve besitzt grundsätzlich ein hohes Effektivitätspotential zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit. Fraglich ist hingegen, ob dieses Kapazitätsinstrument auch langfristig und dann insbesondere bei einer überwiegend auf Erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung

⁴ Dabei werden Erkenntnisse aus dem von Thorsten Beckers und Christian von Hirschhausen auf dem vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) und dem Umweltbundesamt (UBA) am 21.10.2011 veranstalteten Workshop „Sind Kapazitätsmärkte zur kostengünstigen Erreichung der langfristigen Klimaschutzziele in Märkten mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien erforderlich?“ gehaltenen Vortrag „Eine ökonomische Analyse von Kapazitätsinstrumenten: Bedarf und grundsätzliche Ausgestaltungsoptionen“ aufgegriffen, der gemeinsam mit Albert Hoffrichter vorbereitet worden war und in den auch Ergebnisse aus Arbeiten im Rahmen des laufenden, vom BMU geförderten Forschungsprojekts „Systemintegration von Erneuerbaren Energien durch Nutzung von Marktmechanismen im Stromsektor“ eingeflossen waren.

dazu geeignet ist, Probleme im Bereich der Residuallast aufzufangen.⁵ In einem solchen Szenario könnte die Einrichtung einer extrem großen Strategischen Reserve notwendig sein, was zumindest nicht mit der grundsätzlichen Idee des Instruments als Ergänzung zur von im wettbewerblichen Marktumfeld tätigen Investoren bereitgestellten Erzeugungskapazität korrespondiert. Auch wenn es möglich erscheint, dass auf diesem Weg langfristig die Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann, deuten theoriegeleitete Analysen darauf hin, dass dann der um eine Strategische Reserve ergänzte liberale Erzeugungsmarkt aus Konsumentensicht eine vergleichsweise ineffiziente Alternative darstellen dürfte.

Die Komplexität der Einführung und Administration einer Strategischen Reserve hängt maßgeblich von der gewählten Ausgestaltung ab.⁶ Zunächst kann das Instrument eingesetzt werden, um in sich abzeichnenden Knappheitsphasen Altanlagen für einen begrenzten Zeitraum im System zu halten, die ansonsten stillgelegt würden.⁷ Darüber hinaus könnte es zum Einsatz kommen, um Demand Side Management-Potentiale zu erschließen und ggf. auch schnell zu errichtende Neuanlagen zu finanzieren.

Soll langfristig grundsätzlich ein liberaler Erzeugungsmarkt zur Finanzierung von Kapazität dienen, so ist es die Herausforderung für einen Regulierer, den Investoren im „normalen“ (Erzeugungs-)Bereich glaubhaft zu versichern, dass er die beschaffte Reservekapazität nur „außerhalb des Marktes“ einsetzt. Damit hängt dann die erfolgreiche Implementierung einer Strategischen Reserve im Szenario eines ansonsten liberalen Erzeugungsmarktes unmittelbar von der Fähigkeit des Regulierers ab, glaubhafte langfristige Commitments abzugeben.

2.3.2 Operative Reserve

GRUNDLEGENDE DARSTELLUNG

In der vorliegenden Studie werden unter einer Operativen Reserve gewisse Formen von Kapazitätsmechanismen verstanden, bei denen der Regulierer regelmäßig und kurzfristig Kapazitäten beschafft, die ansonsten im Großhandelsmarkt angeboten würden. Diese kann er dann bei Bedarf ggf. zu Zwecken der Systemausregelung einsetzen. Jedoch besteht ein fundamentaler Unterschied zur herkömmlichen Beschaffung von Regelleistung darin, dass es explizites Ziel ist, den entsprechenden Kapazitäten zusätzliche Einkommensströme zu generieren, anstatt diese zu möglichst geringen Kosten zu beschaffen. Ein weiterer Grundgedanke des Modells besteht darin, das durchschnittliche allgemeine Preisniveau am Großhandelsmarkt dadurch anzuheben, dass dessen Kapazitäten kurzfristig verknappt werden.

⁵ Als Instrument zur Bewältigung langfristiger Herausforderungen im Bereich der Kapazitätsbereitstellung ist eine Strategische Reserve in der Literatur zumeist bislang eher nicht eingeordnet worden, vgl. dazu z.B. DE VRIES (2004, S. 187). Im Kontrast dazu gehen aktuelle Studien zur Frage des Stromsektordesigns in Deutschland teilweise auch von einer langfristigen Anwendung des Konzepts aus, vgl. z. B. EWI (2012) und CONSENTEC (2012).

⁶ So stellt etwa die aktuell von EWI (2012) vorgeschlagene Ausgestaltungsform der Strategischen Reserve einen recht komplexen Mechanismus dar.

⁷ Vgl. auch FINON / MEUNIER / PIGNON (2008, S. 211).

GRUNDLEGENDE EINORDNUNG

Das Konzept der Operativen Reserve ist in Hinblick auf die langfristigen Ziele bezüglich der Versorgungssicherheit und der Begrenzung von Konsumentenzahlungen weder ein effektives noch ein effizientes Kapazitätsinstrument. Aufgrund der sehr kurzen Kontrahierungsperioden, sind äußerst hohe Commitments des Regulierers erforderlich, diese Zahlungen langfristig aufrecht zu erhalten, um Investitionen anzureizen. Auch wenn es gelingen sollte, diese abzugeben, führt der Ansatz nicht dazu, dass langfristig eine kostengünstige Beschaffung ausreichender Kapazität erfolgt. Zudem sind die mit dem Ansatz verbundenen Verteilungswirkungen aus Konsumentenperspektive kritisch zu beurteilen, da durch die künstliche Verknappung der angebotenen Leistung und damit verbundenen Preissteigerung am Großhandelsmarkt auch die Erlöse sämtlicher Bestandsanlagen steigen.

2.3.3 Administrative Kapazitätzahlungen

GRUNDLEGENDE DARSTELLUNG

Der Regulierer kann eine Zahlung für die Bereitstellung von Kapazität festlegen. Deren Höhe kann entweder fix oder an gewisse Parameter gekoppelt sein, etwa die aktuelle Gesamtkapazität des Systems im Verhältnis zur prognostizierten Spitzenlast. Wesentliche Ausgestaltungsvarianten unterscheiden sich bspw. dadurch, dass die Zahlung an sämtliche Kapazitäten, also Bestands- und Neuanlagen, geleistet wird (weitere Frage hier: im gleichen Umfang oder differenziert?) oder lediglich selektiv Anlagen, z. B. Neuanlagen oder aus betriebswirtschaftlichen Gründen stilllegungsgefährdeten Altanlagen, zu Gute kommt. Insbesondere bei einer Anwendung zur Förderung von Investitionen in Neuanlagen stellt sich die Frage, ob es eine einmalige Kapazitätzahlung gibt oder ob die Zahlungen zeitlich gestreckt vorgenommen werden. Auch eine Differenzierung nach technologischen und räumlichen Aspekten ist möglich.

GRUNDLEGENDE EINORDNUNG

Administrative Kapazitätzahlungen sind vergleichsweise einfach zu implementieren und recht transparent umsetzbar. Aus Konsumentensicht können sie effizient im Hinblick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit sein, wenn die notwendige Höhe der Zahlung exakt prognostiziert worden ist. Da derartige Prognosen jedoch nicht trivial sind, wird das Instrument in der Praxis oftmals eine begrenzte Effizienz aufweisen. Einer längerfristigen Anwendung eines solchen Instruments in einer effizienten Weise stehen nicht nur Wissens- sondern auch vielfältige institutionell bedingte Probleme entgegen. Aus Wohlfahrtsperspektive sind administrative Zahlungen außerdem mit dem Makel behaftet, dass Risikokosten kaum begrenzt werden. Bei selektiven Kapazitätzahlungen sind neben Verteilungsfragen auch potentiell anfallende Transaktionskosten zu berücksichtigen, die sich im Kontext der Beurteilung der Frage ergeben können, ob gegenüber einzelnen Investoren opportunistisch agiert wird.

2.3.4 Kapazitätzertifikate

GRUNDLEGENDE DARSTELLUNG

Unter der Oberkategorie der Kapazitätzertifikate werden in dieser Studie Mechanismen verstanden, bei denen der Regulierer eine Mengenentscheidung bzgl. der zu beschaffenden Kapazität trifft. Diese Vorgabe kann sich an bestimmten Parametern orientieren, sich aus einer definierten Nachfragekurve ergeben oder fix sein. Die Beschaffung erfolgt entweder über eine zentrale Ausschreibung des Regulierers oder über die Verpflichtung von Vertrieben, eine geforderte Kapazität zu beschaffen und dies dem Regulierer nachzuweisen.⁸ Ebenso sind hier Hybridmodelle möglich, bei denen sich zentrale Ausschreibungen und bilaterale Vertragsabschlüsse ergänzen. Um sicherzustellen, dass die beschaffte Kapazität im Bedarfsfall tatsächlich bereitsteht, können vom Regulierer Regeln definiert und Anreizmechanismen etabliert werden (bspw. Strafzahlungen, wenn die Kapazität nicht verfügbar ist). Auch hier stellt sich bei der Beschaffung und Vergütung die Frage nach einer Unterscheidung zwischen Bestands- und Neuanlagen, verschiedenen Technologien und in Bezug auf räumliche Faktoren. Wenn die Beschaffung der Kapazitäten über den Regulierer erfolgt, ist zu entscheiden, ob er die Kosten über die Vertriebe an die Nachfrager weiterreicht oder direkt eine Umlage bei den Nachfragern erhebt.

GRUNDLEGENDE EINORDNUNG

Durch die Definition der Menge ist eine Zielerreichung in Bezug auf das Versorgungssicherheitskriterium über Kapazitätsausschreibungen effektiv möglich. Auch die Sicherstellung der Verfügbarkeit der Kapazität in Knappheitsphasen kann im Rahmen des Konzeptes gelingen, bspw. über die Einrichtung von Strafen bei Nichtverfügbarkeit. Allerdings gehen damit – insb. durch Kontrollaufwand entstehende – Transaktionskosten auf Seiten des Regulierers einher. Die mögliche Involvierung der Vertriebe in den Beschaffungsvorgang ist häufig mit dem Ziel verbunden, diesen Anreize zu setzen, dezentrale Lastsenkungspotentiale (u. a. im Rahmen von Demand Side Management, DSM) zu heben. Allerdings kann dieses Ziel auch bei einer Beschaffung über den Regulierer erreicht werden, wenn die dabei anfallenden Kosten in einer geeigneten Weise (z. B. orientiert an dem jeweiligen Beitrag an der Jahreshöchstlast) an die Vertriebe weitergegeben werden. Zu beachten ist an dieser Stelle, dass die Einbindung der Vertriebe in den Beschaffungsprozess die Komplexität des Instruments deutlich erhöht und dementsprechend mit hohen Transaktionskosten verbunden sein kann. In Bezug auf die Senkung von Risikokosten und Begrenzung von Konsumentenzahlungen weist der Mechanismus allgemein eine eher geringe Effektivität auf, da die finanziellen Rückflüsse der Investoren weiterhin in großen Teilen von Mengen- und Preisentwicklungen am Großhandelsmarkt abhängen, die über die Nutzungsdauer der Anlagen sehr unsicher sind.

⁸ In diesem Zusammenhang können Zertifikate zum einen Erzeugerzertifikate sein, die mit dem Recht zum Erhalt der Prämie und der Pflicht zur Bereitstellung der Kapazität verbunden sind oder Vertriebszertifikate, die bescheinigen, dass die entsprechende Kapazität beschafft wurde.

2.3.5 Kapazitätsoptionen

GRUNDLEGENDE DARSTELLUNG

Kapazitätsoptionen bauen auf dem Grundprinzip der zuvor beschriebenen Kapazitätssertifikate auf. So können die Mengenentscheidung und die Beschaffung analog in den beschriebenen Ausgestaltungsvarianten erfolgen. Der zentrale Unterschied der beiden Ansätze besteht darin, dass Erzeuger, die eine Kapazitätsvergütung erhalten, im Konzept der Kapazitätsoptionen verpflichtet werden Energie zu einem bestimmten Höchstpreis oberhalb Ihrer Erzeugungskosten zur Verfügung zu stellen. Dies bedeutet, dass der Regulierer bzw. Vertrieb, der die Kapazität beschafft und vergütet, die Option erhält (er ist dann Inhaber einer Call-Option) Elektrizität zu einem bestimmten Preis vom Erzeuger (dem Stillhalter der Call-Option) zu beziehen. Diese Option wird immer dann ausgeübt, wenn der Strompreis am Großhandelsmarkt den Ausübungspreis der Option überschreitet. Somit sind die Inhaber der Option – und damit letzten Endes die Konsumenten – in Bezug auf die ausgegebene Optionsmenge gegen Preise oberhalb des Ausübungspreises abgesichert. Während diese Absicherung zunächst am Spotmarkt greift, sind auf Grund von Arbitrageüberlegungen längerfristige Märkte ebenso betroffen. Gleichzeitig haben die Erzeuger, die eine Kapazitätsprämie erhalten, einen besonders starken finanziellen Anreiz, ihre Kapazität in Knappheitsphasen, die mit hohen Marktpreisen einhergehen, verfügbar zu halten. Sollten sie dies nicht tun, müssten sie den Strom zu einem Preis oberhalb des Ausübungspreises am Markt beschaffen und es entstünden Ihnen somit Verluste in Höhe der Differenz von Markt- und Ausübungspreis. Auch bei Kapazitätsoptionen ergeben sich wiederum die oben beschriebenen Differenzierungsmöglichkeiten. Zusätzlich stellt sich die Frage, ob der Ausübungspreis der Optionen für sämtliche Anbieter gleich ist oder ob eine technologiespezifische Unterscheidung vorgenommen wird.

GRUNDLEGENDE EINORDNUNG

Wie beim Instrument der Kapazitätssertifikate kann über Kapazitätsoptionen eine effektive Erreichung des Versorgungssicherheitsziels erreicht werden. Darüber hinaus werden keine zusätzlichen Mechanismen benötigt, die sicherstellen, dass die vergütete Kapazität im Bedarfsfall zur Verfügung steht, da entsprechende Anreize hier bereits systeminhärent vorliegen. Bei allen zuvor betrachteten Kapazitätsmechanismen verringert sich grundsätzlich in gewissem Umfang das Investitionsrisiko⁹ gegenüber dem Szenario eines liberalen Erzeugungsmarktes. Dies ergibt sich aus der Zahlung einer Vergütung für die Vorhaltung von Kapazität (Kapazitätsprämie), welche dazu führt, dass die finanziellen Rückflüsse an den Investor nicht ausschließlich auf den sehr unsicheren Mengen und Preisen der über die Lebensdauer der Anlage verkauften elektrischen Arbeit basieren. Beim Ansatz der Kapazitätsoptionen wird nun das Risiko des Investors darüber hinaus gesenkt. Dies erfolgt dadurch, dass der Investor zusätzlich einem niedrigeren Marktrisiko hinsichtlich des Verkaufs der elektrischen Arbeit ausgesetzt wird. Da die Gesamtheit der Nachfrager eine höhere Risikotragfähigkeit

⁹ Eine Größe ist risikobehaftet, wenn ihr Ergebnis positiv oder negativ von einem Erwartungswert abweichen kann (vgl. für eine derartige Einordnung des Begriffs Risiko z. B. KRUSCHWITZ (2005, S. 298 ff.)). Zum Teil wird in diesem Zusammenhang auch der von der „Varianz“ operationalisierte Umfang der Abweichungen einer Größe vom Erwartungswert als Risikohöhe oder Risiko bezeichnet. Damit wird in dieser Studie nicht der häufigen Verwendung des Begriffes Risiko gefolgt, nach der Risiko ausschließlich eine Verlustgefahr anzeigt.

aufweist als einzelne Erzeuger, deren (gesamtwirtschaftlich gewünschte) Investitionen hier in deutlich vermindertem Umfang auf der Grundlage hoher Unsicherheit kalkuliert werden, entstehen positive Effekte sowohl aus wohlfahrtsökonomischer Sicht als auch aus der Konsumentenperspektive. Allerdings erfordern Kapazitätsoptionen im Vergleich zu Kapazitätzertifikaten auch ein (zumindest etwas) höheres Planungs-Know-how, vornehmlich wenn verschiedene Ausübungspreise in Abhängigkeit der unterschiedlichen Anlagengrenzkosten gesetzt werden. In der Gesamtschau erscheint das Instrument der Kapazitätsoptionen jedoch im Falle einer geeigneten Ausgestaltung – insbesondere auch aus der Konsumentenperspektive – gegenüber dem Zertifikatmodell deutliche Vorteile aufzuweisen. Dies gilt umso mehr, umso besser es gelingt die Ausübungspreise an die Grenzkosten der Anlagen anzunähern.

2.3.6 Weitere (und weitergehende) Möglichkeiten für die Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten

Es gibt viele sonstige denkbare Kapazitätsinstrumente, die etwa aus Mischformen der zuvor dargestellten Grundtypen bestehen oder weiter in Richtung integrierter Lösungen gehen.

Ein Kapazitätsinstrument, das als eine Weiterentwicklung von Kapazitätsoptionen aufgefasst werden kann, sind Beschaffungsverträge, mit denen sich ein Regulierer als Vertreter der Nachfrager langfristigen Zugriff auf Erzeugungskapazitäten und die Rechte an der dort nach seinen Vorgaben erzeugten elektrischen Arbeit sichert. Der Investor hat sich durch den i. d. R. langfristigen Vertrag an den Regulierer als Abnehmer gebunden und kann seine Kapazität bzw. seine erzeugte Arbeit nicht mehr frei auf den Termin- und Spotmärkten veräußern. Das Instrument der Beschaffungsverträge entspricht konzeptionell somit Kapazitätsoptionen, bei denen der Ausübungspreis den individuellen Grenzkosten der Produktion entspricht.

Eine Zwischenform, die Elemente der Instrumente administrative Kapazitätzahlungen oder Kapazitätzertifikate enthält, kann darin bestehen, dass die Investoren weiterhin weitgehend selbständig am Markt agieren, wobei ihre dort erzielten Deckungsbeiträge jedoch zu einem hohen Anteil auf die vertraglich vereinbarten fixen Kapazitätsprämien angerechnet werden. Je nachdem, ob die Kapazitätsprämie vom Regulierer den Investoren direkt angeboten oder nach einer Mengenfestsetzung durch den Regulierer in einer Auktion ermittelt wird, weist das Kapazitätsinstrument entweder eine Nähe zu Kapazitätzahlungen oder zu Kapazitätzertifikaten auf.

Eine noch weitergehende Involvierung eines Regulierers als bei Beschaffungsverträgen kann in Form von Eigentum an Erzeugungsanlagen erfolgen. Diese Möglichkeit für die Involvierung eines Regulierers in die Bereitstellung von Erzeugungskapazität wird in dieser Studie, ebenso wie die zuvor in diesem Abschnitt skizzierten weitergehenden Instrumente, nicht betrachtet.

2.3.7 Übergreifende Beurteilung

Vor dem Hintergrund der in Abschnitt 2.1 dargestellten Ziele scheint das Instrument einer Strategischen Reserve eine effektive Option zu bieten, kurzfristig akuten Problemen hinsichtlich der Versorgungssicherheit zu begegnen. Als langfristiges Sektordesign erscheint indes ein um eine Strategische Reserve ergänzter liberaler Erzeugungsmarkt keinen geeigneten Mechanismus darzustellen, um das Ziel der Preisgünstigkeit zu erreichen. Vieles deutet darauf hin, dass das Modell

der Kapazitätsoptionen vor dem Hintergrund des zu Grunde gelegten Zielsystems grundsätzlich ein langfristig geeignetes Instrument für die umfassende Bereitstellung sowie Finanzierung von Erzeugungskapazität sein kann, bei dem die Kosten der Nachfrager im Falle einer geeigneten Ausgestaltung effektiv begrenzt werden.

Einer sehr kurzfristigen Implementierung von Kapazitätsoptionen in Situationen, in denen akute Probleme der Versorgungssicherheit einen raschen Handlungsbedarf auslösen, steht ein gewisser Bedarf an Vorbereitungszeit entgegen. Dieser erscheint insbesondere sinnvoll, um eine hohe Effektivität des Instruments bzgl. der Preisgünstigkeit zu erreichen, da diese maßgeblich von der Setzung und Differenzierung der Ausübungspreise abhängt. Gleichwohl könnte erwogen werden, in einem Übergangszeitraum zunächst spezielle, abgegrenzte Bereiche (z. B. stilllegungsgefährdete Bestandsanlagen, DSM) über zusätzliche bzw. andere Maßnahmen als eine (für die kurzfristige und nicht dauerhafte Anwendung vorgesehene) Strategische Reserve zu adressieren. Solche Maßnahmen könnten ggf. Problemen der Versorgungssicherheit effektiv entgegenwirken und – trotz eines intendiert begrenzten Aufwands beim Design – gegenüber einer Strategischen Reserve Vorteile hinsichtlich der Preisgünstigkeit entfalten, insb. falls diese zuvor „im Markt“ agierende Anlagen umfassen sollte. In diesem Zusammenhang ist darauf zu verweisen, dass die Identifikation einer sinnvollen Abgrenzung der Segmente mit (Transaktions-)Kosten einhergeht. Hierbei ist u. a. auch darauf zu achten, dass diese Abgrenzung und folglich der Instrumenteneinsatz in einer Art erfolgt, bei der kein Opportunismus gegenüber den Investoren derjenigen Bestandskraftwerke stattfindet, welche nicht vom Mechanismus erfasst werden.¹⁰

In der Folge werden internationale Fallstudien schematisch dargestellt, in denen bereits Erfahrungen mit den Mechanismen Strategische Reserve (Finnland und Schweden) und Kapazitätsoptionen (Kolumbien, Brasilien, ISO New England) gesammelt wurden. Daneben wird auch eine Fallstudie zu Kapazitätzertifikaten betrachtet (PJM), da die Verwandtschaft des Instruments zu Kapazitätsoptionen in Bezug auf die Ausgestaltung grundlegender Parameter auch hier entsprechende Rückschlüsse zulässt.

3 Internationale Erfahrungen mit einer Strategischen Reserve

3.1 Darstellungen der Erfahrungen in Finnland und Schweden

Im Jahr 1996 wurde die Strombörse Nord Pool zur Vereinigung des schwedischen und norwegischen Stromhandelsmarktes gegründet. Bis zum Ende des Jahrzehnts erfolgten die Beitritte von Finnland und Dänemark (vgl. NORD POOL SPOT (2011a)). Über die Integration der Großhandelsmärkte durch Nord Pool hinaus erfolgt in den nordischen Ländern auch eine Kooperation bzw. Koordination in

¹⁰ Im Kontext der Beurteilung der Frage, wann ein (ggf. nur auf Teilbereiche bezogener) Einsatz von Kapazitätsinstrumenten Opportunismus darstellen könnte, ist im Übrigen auch zu berücksichtigen, dass im deutschen Stromsektor auch in der Vergangenheit bereits Maßnahmen ergriffen wurden, welche unterschiedliche Auswirkungen auf die Vermögenspositionen einzelner Investoren hatten. Genannt werden können hier beispielhaft technologiespezifische Fördermaßnahmen sowie die kostenlose Zuteilung von CO₂-Zertifikaten, die Anlagen – u. a. in Abhängigkeit ihres Errichtungszeitpunktes – in unterschiedlichem Ausmaß betrifft bzw. betraf.

*Internationale Erfahrungen mit Kapazitätsinstrumenten
und Schlussfolgerungen für die deutsche Diskussion*

Hinblick auf die Bereitstellung ausreichender Erzeugungskapazitäten zur mittel- und langfristigen Bedarfsdeckung über den Mechanismus der „Peak Load Arrangements“ (auch: „Peak Load Reserves“, PLR).¹¹ In der nachfolgenden Tabelle ist eine Auswahl von Kerneigenschaften des Instruments zusammengefasst, das erstmals 2003 angewandt wurde:

Finnland und Schweden	
Grobeinordnung Kapazitätsinstrument	Peak Load Arrangements (auch: Peak Load Reserves, PLR) → Strategische Reserve
Ausgangslage und offizielle Ziele	Die Systeme in Finnland und Schweden sind stark wasserkraftabhängig. 2010 stammten in Finnland 16% des erzeugten Stroms aus Wasserkraft (vgl. STATISTICS FINNLAND (2011)), in Schweden betrug der Anteil ein Jahr zuvor gar 49% (vgl. SWEDISH ENERGY AGENCY (2010, S. 79)). Dies führt zu dem, dass auf Grund mangelnden Dargebots im Winter ein großer Teil der Erzeugungskapazität nicht zur Verfügung steht und zum anderen am Großhandelsmarkt in damit einhergehenden Knappheitsphasen eine hohe Preisvolatilität entsteht. Der liberalisierte Markt führte in der Vergangenheit nicht dazu, dass die vor diesem Hintergrund zur Deckung der Lastspitzen benötigten Kapazitäten bereitgestellt wurden. Anhand der PLR soll daher erstens die Deckung der Last in den Wintermonaten sichergestellt werden, um erzwungene Lastabwürfe zu vermeiden, zweitens soll das Auftreten extremer Preisausschläge am Großhandelsmarkt begrenzt werden (vgl. FINON / MEUNIER / PIGNON (2008, S. 211 f.) und KEMA (2009, S. 144)).
Zu beschaffendes Gut und Bedarfsplanung	Beschafft wird Erzeugungskapazität oder Lastsenkungspotential, die bzw. das nach einer Aufforderung durch den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in den Wintermonaten für einen definierten Mindestzeitraum zur Verfügung stehen muss. In Schweden darf der ÜNB Reserven bis zu einer gesetzlich fixierten Obergrenze von 2000 MW beschaffen, in Finnland werden die benötigten Mengen alle vier Jahre vom Regulierer festgelegt (vgl. JOHANSSON / NILSSON (2010, S. 10)).
Grundlegender Beschaffungsmechanismus und Vergütung	Die (überwiegend) staatlichen Übertragungsnetzbetreiber in Finnland und Schweden Fingrid und Svenska Kraftnät haben per Gesetz die Aufgabe, in bilateralen Verträgen langfristige Bereitstellungsarrangements mit Erzeugern oder DSM-Anbietern zu vereinbaren oder selbst Kraftwerke zu erwerben. Beschaffungsvorgänge werden in Finnland von der Regulierungsbehörde (Energiamarkkinvirasto, emv) begleitet, überwacht und begründet (vgl. NORDREG (2009, S. 8) und das finnische Peak Load Reserve-Gesetz 117/2011, Kapitel 2 ¹²). In Schweden werden Auktionen für Vier-Jahres-Verträge abgehalten, deren Ergebnisse im Nachgang nicht im Detail veröffentlicht werden (vgl. FINON / MEUNIER / PIGNON (2008, S. 211)). Der Abruf und Einsatz der Kapazitäten kann über zweierlei Kanäle erfolgen. Zum einen können die nationalen Netzbetreiber die Aktivierung der Kapazität anfordern, sobald eine bestimmte kritische Reservemarge im System unterschritten wurde. Zum anderen kann die Kapazität eingesetzt werden, wenn am Day-Ahead-Markt von Nord Pool für eines der Marktgebiete die Nachfrage nicht durch das Angebot gedeckt werden kann (vgl. FINGRID (2011, S. 3) und NORDREG (2009, S. 19)). Angeforderte Reserven bieten am Spotmarkt an und werden nach Ausschöpfung sämtlicher kommerzieller Gebote eingesetzt und marginal über dem letzten

¹¹ Neben der Kooperation zur Bereitstellung von Erzeugungskapazität greifen auch in Bezug auf die Bereitstellung und den Abruf von Systemdienstleistungen länderübergreifende Koordinationsmechanismen. Insbesondere sei hier auf die „Fast Disturbance Reserves“ verwiesen, die im Rahmen der vorliegenden Studie jedoch nicht genauer betrachtet werden (vgl. SVENSKA KRAFTNÄT (2007, S. 9) und KEMA (2009, S. 138 f.)).

¹² Offizielle Gesetzesbezeichnung: „Laki sähköntuotannon ja -kulutuksen välistä tasapainoa varmistavasta tehoreservistä 11.2.2011/117“; abgerufen im Internet am 08.06.2012 von der Homepage <http://www.finlex.fi/fi/laki/ajantasa/2011/20110117>.

*Internationale Erfahrungen mit Kapazitätsinstrumenten
und Schlussfolgerungen für die deutsche Diskussion*

	Händlergebot bepreist. In beiden Ländern können die PLR darüber hinaus – ähnlich der deutschen Kraftwerksreserve – auch zur Behebung netzseitiger Probleme verwendet werden (vgl. FINGRID (2011), S. 4, NORDREG (2010, S. 14), JOHANSSON / NILSSON (2010, S. 14 ff.)).
Definition von Regelungsbereichen und Schnittstellen	Die Maßnahmen zielen auf Einheiten ab, die dem Markt ansonsten nicht zur Verfügung stehen (vgl. SVENSKA KRAFTNÄT (2007, S. 9)). Hierbei können die ÜNB unter anderem ausrangierte Altanlagen oder DSM-Maßnahmen unter Vertrag nehmen.
Weiterreichung der Beschaffungskosten	Die Kosten für Beschaffung der Peak Load Reserves erfolgt in Finnland über spezielle Gebühren, die der ÜNB an die Netznutzer weitergibt. In Schweden werden diese den „Bilanzkreisverantwortlichen“ ¹³ in Rechnung gestellt (vgl. NORDREG (2009, S. 8 ff.)). Kosten der abgerufenen Energie werden hier teilweise über erhöhte Ausgleichsenergiepreise in Knappheitsphasen erlost (vgl. SVENSKA KRAFTNÄT (2007, S. 8)). Die Kosten für den Endverbraucher werden in beiden Ländern auf 0,01 €-Cent/kWh geschätzt (vgl. THORSTENSSON (2007, S. 8)).

Für den Winter 2011/2012 wurden in Finnland 600 MW PLR beschafft, in Schweden waren es 1264 MW (vgl. NORD POOL (2011b)). In Schweden wurde die als PLR beschaffte Kapazität somit im Vergleich zum Winter 2009/2010 gesenkt, in dem sie 1919 MW betrug, davon 633 MW DSM-Maßnahmen. Die Peak Load Arrangements waren in Schweden und Finnland von Anfang an als transitorischer Mechanismus zur Begegnung akut auftretender Probleme konzipiert. In Schweden wurde er 2003 aufgesetzt und sollte ursprünglich 2008 auslaufen. Mittlerweile wurde die Laufzeit bis maximal zum Jahr 2020 verlängert, bis dahin soll ein schrittweiser Übergang zu einer „Marktlösung“ stattfinden, bei der die Nachfrageseite die zentrale Rolle spielt (vgl. SÜßENBACHER (2011, S. 211) und NORDREG (2009, S. 9 f.)). Ebenso wurde der Mechanismus in Finnland im Rahmen der Novellierung des Peak Load Reserve-Gesetztes jüngst verlängert.

3.2 Schlussfolgerungen

Aus der Analyse der internationalen Erfahrungen zur Strategischen Reserve können insbesondere folgende Fakten festgehalten und Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Zuvor auftretende Probleme der Versorgungssicherheit im finnischen und schwedischen Stromsektor wurden durch die Einführung der Strategischen Reserve deutlich reduziert.
- Die Strategische Reserve trug effektiv dazu bei, Altanlagen, die ansonsten stillgelegt worden wären, betriebsbereit zu halten. Dies gelang in Finnland und Schweden mit einer Vergütung, welche die Erlösmöglichkeiten oberhalb der Vollkosten der Kraftwerke deutlich einschränkt. So wurden die Anreize für eine „Flucht“ von am Markt wirtschaftlich betreibbaren Kraftwerken in die Strategische Reserve gesenkt.
- Bisher wurden keine wesentlichen Beeinträchtigungen der wettbewerblichen Märkte durch Beschaffung und Einsatz der Strategischen Reserve identifiziert. Die Identifikation solcher Effekte ist allerdings in der Praxis kaum verlässlich möglich.

¹³ Die schwedischen Ausgleichsenergiemechanismen weichen in einigen Belangen vom deutschen Bilanzkreissystem ab. Zur einfachen Verständlichkeit wurde an dieser Stelle die Analogie der „Balance Provider“ zu den deutschen Bilanzkreisverantwortlichen gewählt. Eine anschauliche Darstellung des schwedischen Ausgleichsenergiesystems findet sich in SVENSKA KRAFTNÄT (2007).

- In Schweden gelang es bereits, einen hohen und steigenden Anteil der Peak Load Reserves über nachfrageseitige Maßnahmen zu decken, die dem Markt zuvor nicht zur Verfügung standen. Neben der grundsätzlich kurz- und mittelfristigen Ausrichtung der PLA soll über die Aktivierung der Nachfrageseite auch ein Beitrag zur Erreichung langfristiger Ziele der Versorgungssicherheitsziele geleistet werden, auch wenn die Strategische Reserve selbst nur ein zeitweiliges Konstrukt darstellen soll.

4 Internationale Erfahrungen mit Kapazitätzertifikaten und Kapazitätsoptionen

4.1 PJM

Der weltweit größte Elektrizitätsgroßhandelsmarkt Pennsylvania New Jersey Maryland Interconnection (PJM) erstreckt sich über 14 Bundesstaaten an der US-amerikanischen Ostküste (vgl. PJM (2012a)). Bereits im Jahr 1999 wurde im PJM-Poolmarkt ein Kapazitätzertifikate-Mechanismus („Capacity Credits Model“, CCM) mit dem Ziel eingeführt, die langfristige Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dieser führte jedoch nicht zu den erwünschten Ergebnissen, da a) keine Anreize zur Verfügbarkeit der Kapazität in Knappheitsphasen vorlagen, b) keine ortsgerechte Ansiedlung in Bezug auf verfügbare Netzkapazitäten stattfand, c) die Kapazitätspreise einer extremen Volatilität unterlagen und d) der Mechanismus letztendlich nicht in gewünschtem Maße zur Deckung der Fixkosten bei den avisierten Einheiten führte, so dass zusätzliche Boni gezahlt werden mussten, um Bestandsanlagen am Netz zu halten. Um die identifizierten Mängel zu beheben, wurde das Instrument 2007 durch das „Reliability Pricing Model“ ersetzt, welches nachfolgend skizziert ist (vgl. BATLLE / RODILLA (2010, S. 7174 f.) und PJM (2012b, S. 1 f.)).

PJM	
Großeinordnung Kapazitätsinstrument	Reliability Pricing Model (RPM) → Kapazitätzertifikate
Ausgangslage und offizielle Ziele	Der Kraftwerkspark im Gebiet von PJM wird durch fossile Erzeugungsanlagen dominiert. So machten kohle-, gas- und ölgefeuerte Anlagen im Jahr 2011 76,6% der installierten Kapazität aus. Die größten Lastspitzen müssen im Sommer bedient werden, 2011 erreichten sie maximal 158 GW (vgl. MONITORING ANALYTICS (2011a, S. 19 und 86)). Ziel des RPM ist es über stabile Preissignale ortsgerechte Anreize für Neuanlagen zu schaffen, um die langfristige Bereitstellung ausreichender Erzeugungskapazität zu sichern. Darüber hinaus soll Bestandsanlagen die Erwirtschaftung ihrer Fixkosten ermöglicht werden (vgl. PJM (2012b, S. 2)).
Zu beschaffendes Gut und Bedarfsplanung	Grundsätzlich wird über das RPM vor allem die Bereitstellung von Erzeugungskapazität adressiert. Daneben werden jedoch eine Reihe weiterer Lösungen („Supply Resources“) einbezogen – v. a. Demand Side Management, Energieeffizienzmaßnahmen, Leitungsausbau in Engpassgebieten – die substitutiv beschafft werden können (vgl. PJM (2011, S. 26 f.)). Prognostizierte Kapazitätsbedarfe werden zunächst zentral von PJM drei Jahre im Voraus ermittelt. Vor dem Belieferungsjahr werden diese von den Netzbetreibern verifiziert bzw. angepasst und im Belieferungsjahr täglich mit den tatsächlichen Lastspitzen verglichen. (vgl. PJM (2012c, S. 94 f.) und PJM (2011, S. 19)).

*Internationale Erfahrungen mit Kapazitätsinstrumenten
und Schlussfolgerungen für die deutsche Diskussion*

<p>Grundlegender Beschaffungsmechanismus und Vergütung</p>	<p>Die Vertriebe haben grundsätzlich die Auswahl zwischen der Teilnahme am Reliability Pricing Model (RPM) oder am Fixed Resource Requirement-Modell (FRR), bei welchem sie PJM Pläne für die selbständige Beschaffung von Kapazitäten vorlegen. (vgl. PJM (2012d, S. 3 f.)). Sofern sie sich für eine Teilnahme am RPM entschieden haben, können sie ihre Kapazitätsverpflichtungen über Eigenerzeugung, bilaterale Verträge oder die Zuteilung von durch PJM zentral über einen Auktionsmechanismus beschafften Kapazitäten erfüllen. Die erste Auktion findet drei Jahre vor Beginn des Belieferungsjahres statt. Danach folgen drei weitere Anpassungsauktionen, über die Umwelt- und Prognoseveränderungen ausgeglichen werden sollen (vgl. PJM (2012c, S. 61)).</p>
<p>Definition von Regelungsbereichen und Schnittstellen</p>	<p>Das RPM stellt ein außerordentlich durchgeplantes System mit sehr engen Regelungsbereichen dar. So wird die Ansiedlung der Kapazitäten über die Definition von derzeit 25 verschiedenen regionalen Gebotszonen zentral gesteuert (vgl. PJM (2012c, S. 10)). Neben differenzierten Regelungen für die Beteiligung und die Vergütung von Bestands- und Neuanlagen sind auch die Konditionen für verschiedene Technologien deutlich unterschiedlich ausgestaltet. So werden u. a. auch Möglichkeiten zur Teilnahme von Erneuerbaren Energien, Energieeffizienzmaßnahmen, Stromleitungsausbau in engpassbehafteten Gebieten und Anlagen außerhalb des Gebiets von PJMs am RPM-Mechanismus von detaillierten Regelungen begleitet (vgl. PJM (2011, S. 27 ff.) und PJM (2012c, S. 4)). Die Vertragslaufzeiten wurden mit der Einführung des RPM verlängert und betragen für Bestands- und Neuanlagen ein bzw. drei Jahre (vgl. FRONTIER ECONOMICS (2011, S. 56)).</p>
<p>Weiterreichung der Beschaffungskosten</p>	<p>Die Kosten, die bei der Beschaffung der notwendigen Kapazitäten anfallen, werden über sog. „Locational reliability charges“ an die Vertriebe weitergereicht. Hierbei werden die Kosten anteilig zum Beitrag der Vertriebe an Lastspitzen im System in Rechnung gestellt. Um eine möglichst verursachergerechte Weiterreichung der Kosten zu erreichen, greifen komplizierte Mechanismen zur Anpassung der prognostizierten Lastspitzen und der Marktanteile PJM (2012c, S. 132).</p>

Laut Angaben von PJM wurden seit 2007 über das RPM mehr als 52 GW ansonsten nicht verfügbare Ressourcen bereitgestellt (vgl. PJM (2012b, S. 2)). Andererseits zeigt ein Blick auf die Zahlungsströme des Mechanismus, dass von den seit 2007 über das RPM verteilten Prämien ca. 90% an bestehende fossile und Kernkraftwerke floss (vgl. MONITORING ANALYTICS (2011b, S. 37 f.) und GOTTSTEIN (2011, S. 25)).

4.2 ISO New England

ISO New England (ISO-NE) ist wie PJM Interconnection ein unabhängiger Systembetreiber an der nordamerikanischen Ostküste, dessen Marktgebiet jedoch deutlich kleiner ist. Bereits 1999 wurde im ISO-NE-Pool ein Mechanismus zur langfristigen Kapazitätsbeschaffung eingeführt. Der anfänglich implementierte Mechanismus ging aufgrund seiner starren Auslegungsweise mit weitgehend vergleichbaren Problemen einher wie das PJM-Capacity Credit Model (vgl. BATTLE / RODILLA (2010, S. 7174 f.)). Ebenso ähnelt der 2006 im ISO-NE-Gebiet eingeführte Forward Capacity Market (FCM) dem RPM-Ansatz aus dem PJM-Markt in vielerlei Belangen, ist jedoch in einigen zentralen Fragen anders ausgerichtet.

ISO New England	
<p>Grobeinordnung Kapazitätsinstrument</p>	<p>Forward Capacity Market (FCM) → Kapazitätsoptionen</p>

*Internationale Erfahrungen mit Kapazitätsinstrumenten
und Schlussfolgerungen für die deutsche Diskussion*

<p>Ausgangslage und offizielle Ziele</p>	<p>Auch im ISO-NE-Versorgungsgebiet überwiegen fossile Erzeugungsanlagen (über 70 % der installierten Leistung), die Sommerlastspitzen liegen hier bei bis zu 24 GW (vgl. SÜßENBACHER (2011, S. 252)). Der FCM soll Investitionssignale erzeugen, die dazu führen, dass langfristig möglichst kostenminimal die erforderliche Systemreserve bereitgestellt wird (vgl. ISO-NE (2010a, S. 39)).</p>
<p>Zu beschaffendes Gut und Bedarfsplanung</p>	<p>Die Zielgröße des Instruments ist eine bereitzustellende „installierte Nettokapazität“. Diese stellt die um Leitungsverluste korrigierte Ziel-Gesamtkapazität des Systems dar. Ähnlich dem PJM-Mechanismus können am FCM nachfrageseitige Ressourcen ebenso teilnehmen wie dargebotsabhängige Erneuerbare Energien-Erzeuger. Auch ist die Bereitstellung von Kapazitäten außerhalb des ISO-NE-Gebiets möglich (vgl. FERC (2006, S. 22 ff.)). Die Verantwortung zur Bereitstellung der Kapazität wird im ISO-NE-Markt auf die Vertriebe übertragen, während die zu beschaffende Gesamtmenge fix durch den Systembetreiber ISO-NE definiert wird (vgl. CRAMTON (2006, S. 1) und SÜßENBACHER (2011, S. 253)).</p>
<p>Grundlegender Beschaffungsmechanismus und Vergütung</p>	<p>Analog zum PJM-Modell können die Vertriebe ihre Kapazitätsverpflichtungen über Eigenanlagen, bilaterale Verträge oder die Teilnahme am zentralen Auktionsmechanismus des FCM abdecken. Eine erste Auktion findet 40 Monate vor Beginn des Belieferungsjahres statt, bis zum Beginn des Erfüllungsjahres werden weitere Auktionen abgehalten, um ggf. Mengen anzupassen (vgl. CRAMTON (2006, S. 1)). Alle Auktionen erfolgen zentral und werden von ISO-NE organisiert, begleitet und überwacht. Neben bestehenden und neuen Erzeugungsanlagen können auch DSM- und Effizienzsteigerungsmaßnahmen an der Auktion teilnehmen. Im Unterschied zum PJM-Mechanismus stellt das im FCM gehandelte Produkt eine Kapazitätsoption dar. So berechtigt der Zuschlag in der Auktion einen Bieter zum Erhalt der Kapazitätsprämie, verpflichtet ihn aber gleichzeitig dazu, seine Kapazität in Knappheitsfällen tatsächlich zur Verfügung zu stellen und Energie zu einer bestimmten Preisobergrenze (dem Ausübungspreis der Option) zu liefern (vgl. ISO-NE (2010b, S. 191 ff.) und FERC (2006, S. 23)). Während die Verträge mit Bestandsanlagen lediglich für ein Jahr geschlossen werden, können Neuanlagen Laufzeiten bis zu fünf Jahren wählen (vgl. CRAMTON (2006, S. 2)).</p>
<p>Definition von Regelungsbereichen und Schnittstellen</p>	<p>Im FCM wurden detaillierte Regelungen zur differenzierten Behandlung der anbietenden Ressourcen implementiert. So gibt es z. B. Unterschiede bzgl. der Berücksichtigung von Geboten in der Auktion und die Konditionen der Teilnahme. Diese beziehen sich darauf, ob es sich um Neu- oder Bestandsanlagen handelt, konventionelle, erneuerbare Erzeuger oder DSM-Anlagen oder wo sich eine Anlage befindet (es gibt zwei lokale Marktzone sowie die Möglichkeit des Angebots außerhalb des ISO-NE-Gebiets; vgl. FERC (2006, S. 23) und SÜßENBACHER (2011, S. 253 ff.)). Unter Anwendung der differenzierten Regelungen nehmen alle Bieter dann letzten Endes an denselben Auktionen teil und schließen Optionsverträge mit identischem Ausübungspreis ab, der sich an den variablen Kosten eines fiktiven Peak Load-Vergleichskraftwerks orientiert (vgl. ISO-NE (2010b, S. 191 f.)).</p>
<p>Weiterreichung der Beschaffungskosten</p>	<p>Die Kapazitätsprämien, welche an die kontrahierten Anbieter gezahlt werden, werden um die sogenannte „Peak Energy Rent“ vermindert. Diese umfasst die Summe der Differenzen zwischen Spotmarktpreis und dem Ausübungspreis in all jenen Stunden, in denen der Spotmarktpreis den Ausübungspreis im Bereitstellungszeitraum übersteigt. Ebenso vermindern Strafzahlungen der Anbieter bei Nicht-Verfügbarkeit die auszuzahlenden Kapazitätsprämien (vgl. ISO-NE (2010b, S. 191 ff.)). Die Nettozahlungen werden dann gemäß deren Anteil an der letztjährigen Systemhöchstlast an die Vertriebe weitergereicht, welche diese – soweit möglich ebenso mit Bezug zur Beteiligung an der Höchstlast – an die Endkunden weiterreichen (vgl. ISO-NE (2011, S. 11 ff.)).</p>

Die Einführungsphase des FCM wurde im Jahr 2010 abgeschlossen. Seitdem wurden drei FCA-Auktionen abgehalten, bei denen jeweils die benötigte Ziel-Gesamtkapazität von rund 35 GW beschafft werden konnte (vgl. ISO-NE (2010a, S. 105)).

4.3 Kolumbien

Kolumbien verfügt über eine verhältnismäßig lange Historie in der Anwendung expliziter Kapazitätsinstrumente, die im Jahre 1996 mit der „Capacity Charge“ bereits vor der Implementierung der ersten Instrumente in den zuvor skizzierten nordamerikanischen Märkten begann. Dieses verhältnismäßig einfache Instrument wurde aufgrund verschiedener Mängel im Jahr 2006 endgültig von den „Obligaciones de Energía Firme“ ersetzt (vgl. BATLLE / RODILLA (2010, S. 25) und FRONTIER ECONOMICS (2011, S. 67)), deren Kerneigenschaften nachfolgend auszugsweise dargestellt sind:

Kolumbien	
Grobeinordnung Kapazitätsinstrument	„Obligaciones de Energía Firme“ (OEF) → Kapazitätsoptionen
Ausgangslage und offizielle Ziele	Der kolumbianische Elektrizitätssektor ist stark von der Wasserkraft abhängig (ca. 77 % im Jahr 2006). Darüber hinaus sorgt das Wetterphänomen „El Niño“ für lang anhaltende, unregelmäßig auftretende Dürreperioden. Die Schwankungen im Wasserdargebot führen zum einen zu sehr volatilen Großhandelspreisen, die sich negativ auf die Investitionssicherheit auswirken, sowie zum anderen ggf. zu Knappheitssituationen, in denen die Nachfrage nicht gedeckt werden kann (vgl. SÜßENBACHER (2011, S. 256 f.) und FRONTIER ECONOMICS (2011, S. 63)). Das Ziel der OEF ist es vor diesem Hintergrund, die installierte Kapazität des Kraftwerksparks auszubauen (vgl. CREG (2007, S. 4)).
Zu beschaffendes Gut und Bedarfsplanung	Im kolumbianischen Mechanismus wird „gesicherte Energie“ kontrahiert. Hierbei handelt es sich um elektrische Arbeit ¹⁴ , die über einen bestimmten Zeitraum sicher verfügbar ist. Hierzu wird durch den Regulierer (CREG) für jedes Jahr im Voraus eine Bedarfsplanung durchgeführt. Übersteigt in einem bestimmten Jahr der Bedarf an „gesicherter Energie“ das Angebot, so wird auf den Kapazitätsbeschaffungsmechanismus zurückgegriffen (vgl. CREG (2007, S. 66)). Für den Zeitraum ab Dezember 2012 wurden in der 2008er Auktion die Beschaffungsziele mit einer kontrahierten Menge von 65.869 GWh erreicht (vgl. HARBORD / PAGNOZZI (2008, S. 10)).
Grundlegender Beschaffungsmechanismus und Vergütung	Auktionen von Kapazitätsoptionen auf „gesicherte Energie“ werden – in der Regel mit vier Jahren Vorlauf – durch die Strombörse (ASIC) durchgeführt. Veränderungen der Prognosen können kurzfristigere Anpassungsauktionen nach sich ziehen (vgl. CREG (2007, S. 7 ff.)). CREG repräsentiert in den Auktionen die Nachfrageseite über eine künstlich definierte Nachfragekurve (vgl. BATLLE / RODILLA (2010, S. 10)). Erfolgreiche Bieter müssen ihre angebotene Menge „gesicherter Energie“ über den jeweiligen Vertragszeitraum bereitstellen, wobei der Regulierer das Recht hat, diese zum vorher definierten Ausübungspreis abzunehmen, sobald der Großhandelspreis diesen übersteigen sollte. Dieser Ausübungspreis orientiert sich, ähnlich der Regelung von ISO-NE, an gaspreisindizierten variablen Kosten, die über denen sämtlicher im Markt vertretener Gaskraftwerke liegen (vgl. CREG (2007, S. 5 ff.) und CRAMTON / STOFT (2007, S. 4)).

¹⁴ D. h. hier wird die Bereitstellung einer Energiemenge vergütet und nicht die Erzeugungskapazität.

*Internationale Erfahrungen mit Kapazitätsinstrumenten
und Schlussfolgerungen für die deutsche Diskussion*

Definition von Regelungsbereichen und Schnittstellen	Grundsätzlich sind die Auktionen offen für alle Erzeugungstechnologien, zur Realisierung von Hydroprojekten kann die Vorlaufzeit der Auktionen auf 7 Jahre erhöht werden. Nachfrageseitigen Maßnahmen steht ausschließlich eine Teilnahme am Sekundärmarkt offen, in dem Erzeuger nach den Auktionen untereinander Kontrakte handeln können, um Veränderungen in der Verfügbarkeit ihrer Energie ausgleichen können. Bestandsanlagen sind in den Auktionen Preisnehmer und erhalten die jährliche Prämie in der Regel bis die nächste Auktion abgehalten wird. Neuanlagen können zwischen ein- bis zwanzigjährigen Vertragslaufzeiten wählen, das höchste erfolgreiche Neuanlagegebot setzt den Preis (vgl. CREG (2007, S. 5 ff.) und CRAMTON / STOFT (2007, S. 9 ff.)). Standorte von Erzeugungsanlagen werden nicht berücksichtigt (vgl. FRONTIER ECONOMICS (2011, S. 73)).
Weiterreichung der Beschaffungskosten	Die Beschaffungskosten des Mechanismus werden auf alle Letztverbraucher umgelegt.

Während durch eine langfristige Auktion im Jahr 2008 das Beschaffungsziel für das Lieferjahr ab Winter 2012 gedeckt wurde, konnte für den Zeitraum ab dem Jahr 2014 keine komplette Nachfragedeckung erreicht werden (vgl. HARBORD / PAGNOZZI (2008, S. 9 ff.)). Als Hauptgrund wird hierbei koordiniertes Verhalten der relativ geringen Anzahl von Bietern für Langfristprojekte angeführt, welche ihre Erzeugungsmengen auf verschiedene Jahre aufteilten und es somit zu einer geringeren Menge pro Jahr und dadurch höhere Preise kam (vgl. ebenda, S. 27 ff.).

4.4 Brasilien

Seit der Einführung des neuen Stromsektordesigns im Jahr 2004, sind Brasiliens Elektrizitätsvertriebe dazu verpflichtet, prognostizierte zukünftige Lieferverpflichtungen über Call-Optionen oder Forwards abzudecken. Die zentralen Eigenschaften sind in der Folge mit einem Fokus auf dem Instrument der Optionen zusammengestellt.

Brasilien	
Grobeinordnung Kapazitätsinstrument	Energie-Call-Optionen → Kapazitätsoptionsverpflichtungen
Ausgangslage und offizielle Ziele	Ähnlich der Situation in Kolumbien besteht in Brasilien eine starke Wasserkraftabhängigkeit (2005: 85% der installierten Kapazität). Über den kurzfristigen Kraftwerkseinsatz entscheidet der zentrale System- und Netzbetreiber und legt dabei über ein Kostenmodell auch die Preise fest. Der Endkundenmarkt unterliegt einer zentralen Regulierung. Schwankende Preise am Großhandelsmarkt und die dadurch fehlende Planungssicherheit wurden (neben weiteren Gründen) dafür verantwortlich gemacht, dass Erzeugungsinvestitionen nicht mit der wirtschaftlichen Entwicklung Schritt hielten und es in den Jahren 2001 und 2002 zu weiträumigen Rationierungen mit milliardenschweren Folgeschäden kam. Hauptziel des Kapazitätsmechanismus ist es vor diesem Hintergrund, Neuinvestitionen anzureizen und Bestandsanlagen am Netz zu halten (vgl. BARROSO ET AL. (2006, S. 1 ff.)).
Zu beschaffendes Gut und Bedarfsplanung	Analog zu Kolumbien wird sicher verfügbare Energie beschafft. Eine zentrale Mengenvorgabe erfolgt nicht (vgl. SÜßENBACHER (2011, S. 261)).

*Internationale Erfahrungen mit Kapazitätsinstrumenten
und Schlussfolgerungen für die deutsche Diskussion*

Grundlegender Beschaffungsmechanismus und Vergütung	Die Vertriebe schließen Verträge mit den Erzeugern, die sich an den zentral organisierten Auktionen beteiligen. Dabei setzt der Regulierer die Rahmenbedingungen und legt eine Fülle an Parametern für die Kontrakte fest (vgl. BATLLE / BARROSO / PÉREZ-ARRIAGA (2010, S. 7157)).
Definition von Regelungsbereichen und Schnittstellen	Das brasilianische Modell geht mit einem hohen Grad an zentraler Planung einher. Für Bestands- und Neuanlagen werden separate Auktionen durchgeführt, um explizit den unterschiedlichen Risikokonstellationen gerecht zu werden. Die Auktion von Bestandsanlagen wird mit einem Jahr Vorlauf durchgeführt und zieht Vertragslaufzeiten zwischen fünf und 15 Jahren nach sich. Für Neuanlagen finden Auktionen fünf bzw. drei Jahre vor der Lieferperiode statt und sprechen implizit unterschiedliche Erzeugungstechnologien an (Wasser- sowie Gas- und GuD-Kraftwerke). Die Vertragslaufzeiten betragen hier 15 bis 30 Jahre (vgl. BARROSO ET AL. (2006, S. 5) und SÜßENBACHER (2011, S. 260 f.)). Darüber hinaus kann der Regulierer technologiespezifische oder gar projektgebundene Auktionen, bei denen ein bzw. verschiedene mögliche Standorte mit bereits erfolgreich abgeschlossenen Umweltprüfungen vorgegeben sind, abhalten (vgl. BATLLE / BARROSO / PÉREZ-ARRIAGA (2010, S. 7157) und vgl. BARROSO ET AL. (2006, S. 6)).
Weiterreichung der Beschaffungskosten	Die Vertriebe dürfen die Beschaffungskosten an die Endkunden weiterreichen. Die Höhe der Beträge ist durch einen Durchschnittswert gedeckelt, der sich aus den Kosten der Neuanlagenauktionen ergibt (vgl. BARROSO ET AL. (2006, S. 6)).

In den ersten sechs Jahren der Anwendung des Mechanismus wurden in Brasilien 31 Auktionen weitgehend erfolgreich durchgeführt, die offene Auktionen für Bestandsanlagen oder Neuanlagen sowie technologie- und projektspezifische Auktionen umfassten. Zu Beginn hatten die Auktionen mitunter mit Problemen der Nachfragedeckung zu kämpfen. So konnten etwa in der Auktion im April 2005 nur 20% der Nachfrage nach Kontrakten mit Lieferbeginn ab 2007 und 2008 bedient werden, wofür ein zu geringer Maximalpreis des Regulierers verantwortlich gewesen sein könnte (vgl. BARROSO ET AL. (2006, S. 7)).

4.5 Schlussfolgerungen

Aus der Analyse der internationalen Erfahrungen zu Kapazitätsoptionen und -zertifikaten können insbesondere die nachfolgend zusammengefassten Fakten festgehalten und Schlussfolgerungen gezogen werden.

ERKENNTNISSE AUS DEN MITTLERWEILE ABGELÖSTEN MECHANISMEN IN DEN MÄRKTEN PJM UND ISO NEW ENGLAND

- Bereits die ersten Kapazitätsinstrumente in den Märkten PJM und ISO-NE waren komplex aufgesetzte Systeme, die zusätzliche Einkommensströme für Erzeuger generierten. Diese bereits finanzkräftigen Mechanismen konnten jedoch nicht das anvisierte Ziel der Errichtung von neuen, flexiblen Kapazitäten erreichen, die zur Erreichung des Versorgungssicherheitskriteriums benötigt worden wären.
- Die Mechanismen waren mit umfassenden Umverteilungswirkungen an existierende konventionelle Kraftwerke verbunden, die bei einem Großteil der Kapazitäten zu Windfall-Profits führten, jedoch gleichzeitig nicht die Abschaltung von denjenigen Bestandskraftwerken verhinderten, die am Netz gehalten werden sollten. Fehlende Differenzierung und unzureichende Planung von

Regelungsbereichen führte zu einem „Gießkannenprinzip“, welches vermutlich mit hohen Kosten für die Konsumenten einherging.

- Im PJM-Mechanismus führte speziell der Mangel an räumlicher Differenzierung dazu, dass die Bereitstellung der Kapazität aus System Sicht an den falschen Orten stattfand. Das auf Netzknoten basierende Preisbildungssystem im Großhandelsmarkt reichte nicht aus, um diesen Mangel zu beheben. Da der Regulierer bzw. PJM über ein gewisses Know-how verfügt, um beurteilen zu können, wo Kapazitäten sinnvollerweise räumlich angesiedelt sein sollten, erfolgt die Kapazitätsbeschaffung im neuen Mechanismus (RPM) dahingehend differenziert.

ERKENNTNISSE AUS DEN AKTUELLEN MECHANISMEN IN DEN MÄRKTEN PJM UND ISO NEW ENGLAND

- Im Rahmen des in Teilen outputorientierten PJM-Instruments RPM konkurrieren diverse technische Lösungen, wie etwa konventionelle Bestands- und Neuanlagen, erneuerbare Erzeugungsanlagen, Demand Side Management, Energieeffizienzmaßnahmen und Leitungsausbau gegeneinander um den Zuschlag und den damit verbundenen Erhalt der Kapazitätsprämien (der Mechanismus in New England ist hier weitgehend ähnlich angelegt). Dieser intendiert „übergreifende“ Wettbewerb ist jedoch durch ein diffizil ausgearbeitetes, planerisches Konstrukt unterschiedlicher Regelungen zur Teilnahme und Vergütung strukturiert. Das Öffnen des Wettbewerbs für unterschiedliche Lösungen geht hier somit mit einer umfangreichen und detaillierten zentralen Planung einher.
- Auch über das Design des aktuellen PJM-Instruments RPM werden ganz überwiegend konventionelle Bestandskraftwerke gefördert. Während seit Bestehen des RPM die Bereitstellung zusätzlicher Ressourcen grundsätzlich erreicht werden konnte, bleiben die anvisierten Neubauten flexibler Kraftwerke weiterhin fast gänzlich aus.

ERKENNTNISSE AUS DEN MECHANISMEN IN KOLUMBIEN UND BRASILIEN

- In Kolumbien, das zu den Pionieren der klassischen Kapazitätsmechanismen zählt, wurde zunächst ein verhältnismäßig unkompliziertes und schnell zu implementierendes Kapazitätsinstrument mit dem originären Hintergedanken eingeführt, dieses nach einer gewissen Lernphase durch einen komplexeren, effektiveren und effizienteren Mechanismus zu ersetzen. Dieser Schritt wurde schließlich mit der Einführung der Kapazitätsoptionen vollzogen.
- Trotz der langjährigen Erfahrungen mit Kapazitätsmechanismen in Kolumbien und dem hiermit verbundenen Know-how-Aufbau des Regulierers funktioniert das aktuelle System nur begrenzt effektiv. So konnten in den jüngeren Auktionen teilweise die zur Gewährleistung der langfristigen Versorgungssicherheit definierten Beschaffungsziele nicht erreicht werden. Dies wird u. a. darauf zurückgeführt, dass zentrale Parameter der Auktion nicht richtig gesetzt wurden.
- Ähnlich den in dieser Studie betrachteten nordamerikanischen Mechanismen stellt das brasilianische Modell ein detailliert durchgeplantes Instrument dar, welches die Erreichung der Ziele über die Definition enger, voneinander abgegrenzter Regelungsbereiche anstrebt.
- Der brasilianische Regulierer verlässt sich bei der Bereitstellung der Kapazität nicht alleine auf das Design seines Kapazitätsverpflichtungen-Mechanismus. Sobald die Parametrisierung dieses Basismechanismus nicht zu den anvisierten Ergebnissen (d. h. dem gewünschten Kapazitätszu-

bau) führt, wird deren Erreichung über gezielte Ausschreibung bestimmter Technologielösungen oder gar konkreter Projekte sichergestellt.

5 Schlussfolgerungen für die deutsche Diskussion zu Kapazitätsinstrumenten

In dieser Studie erfolgte zunächst eine kurze Darstellung von (vornehmlich aus theoriegeleiteten Analysen stammenden) Erkenntnissen zur generellen Eignung verschiedener Grundtypen von Kapazitätsmechanismen. Darauf aufbauend sind internationale Erfahrungen mit den Kapazitätsinstrumenten „Strategische Reserve“ und „Kapazitätsoptionen“ untersucht worden.

Die theoriegeleiteten Analysen deuten drauf hin, dass das Instrument der Strategischen Reserve grundsätzlich dazu geeignet ist kurzfristigen Problemen bzgl. der Versorgungssicherheit effektiv entgegen zu wirken. Auch in den betrachteten Ländern, in denen eine Strategische Reserve implementiert worden ist (Finnland und Schweden) hat diese bislang effektiv zur Erreichung des Versorgungssicherheitsziels beigetragen. Im deutschen Stromsektor existiert mit der im Herbst 2011 eingeführten „Kraftwerksreserve“ bereits ein Instrument, das als Variante einer Strategischen Reserven eingeordnet werden kann. Allerdings unterscheidet sich diese in zentralen Ausgestaltungsmerkmalen deutlich von den Strategische Reserve-Modellen, die in aktuellen Publikationen zur Frage des Einsatzes von Kapazitätsinstrumenten in Deutschland diskutiert und ggf. auch zur Einführung vorgeschlagen werden.¹⁵

Wie im Rahmen der theoriegeleiteten Betrachtungen dargestellt, kann zwar nicht ausgeschlossen werden, dass über den Einsatz einer Strategischen Reserve auch langfristig das Ziel der Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann. Ein liberaler, um eine Strategische Reserve ergänzter Erzeugungsmarkt dürfte jedoch aus Konsumentensicht sowie hinsichtlich der gesamten volkswirtschaftlichen Kosten einen ineffizienten Mechanismus zur langfristigen Bereitstellung von Erzeugungskapazität darstellen. Insofern sind für das langfristige Marktdesign andere Mechanismen in Betracht zu ziehen und zu prüfen. In diesem Zusammenhang sprechen die Analyseergebnisse dafür, dass ein Kapazitätsoptionen-Mechanismus bei sinnvoller Ausgestaltung grundsätzlich eine Grundlage schaffen könnte, der es auch langfristig ermöglicht, die Ziele Versorgungssicherheit, Preisgünstigkeit sowie Klima- und Umweltverträglichkeit effektiv zu erreichen.

Die theoriegeleitete Analyse liefert weiterhin Anhaltspunkte dafür, dass für die Effektivität eines Kapazitätsoptionen-Mechanismus hinsichtlich der Erreichung des Preisgünstigkeit-Ziels entscheidend vom Ausmaß der Differenzierung des Instrumenteneinsatzes abhängt. So können die Kosten aus wohlfahrtsökonomischer wie auch aus Konsumentensicht umso mehr gesenkt werden, umso besser es gelingt sinnvolle und über die Zeit robuste Regelungen zu definieren, um einen geeigneten

¹⁵ Vgl. CONSENTEC (2012), EWI (2012), NICOLOSI (2012) sowie den Vortrag von Research to business Energy Consulting (r2b) „Einführung einer strategischen Reserve. Vorschlag zu Eckpunkten der Ausgestaltung einer strategischen Reserve“ im Rahmen des UBA/BMU-Workshops „Erneuerbare Energien und Strategische Reserve: Wie muss eine Strategische Reserve ausgestaltet sein, um die mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien erforderlichen Marktreaktionen bei Bedarf so zu flankieren, dass die Versorgungssicherheit kostengünstig gewährleistet werden kann?“ am 30.03.2012.

Rahmen für die Finanzierung verschiedenartiger technischer Lösungen zu etablieren. Eine zentrale Herausforderung besteht hierbei unter anderem in der Ableitung von Methoden zur Setzung differenzierter Ausübungspreise der Optionen, da deren Annäherung an die unterschiedlichen variablen Kosten der Anlagen einen erheblichen Beitrag zur Kosteneffizienz des Instruments leisten kann. Auch in den internationalen Fallstudien zu Kapazitätsoptionen sowie auch bei den mit diesen „verwandten“ Kapazitätssertifikaten konnte insgesamt eine fortschreitende Differenzierung des Instrumenteneinsatzes (etwa nach lokalen oder technologiespezifischen Aspekten) beobachtet werden. Dies gibt weitere Hinweise darauf, dass auch bei einer etwaigen Einführung von Kapazitätsoptionen in Deutschland ein technisch bzw. räumlich differenzierter Instrumenteneinsatz erwogen werden sollte. So kann die spezifische Behandlung unterschiedlicher Lösungen nicht nur entscheidend zur Effektivität des Instruments beitragen. Vielmehr kann sie ein aus Konsumentensicht unvorteilhaftes „Gießkannenprinzip“ und das Entstehen von Windfall-Profits verhindern, wie sie u. a. in den in dieser Studie betrachteten nordamerikanischen Märkten beobachtet werden konnten. In diesem Zusammenhang kann die Betrachtung der empirischen Evidenz eine Hilfestellung bei der Abwägung bzgl. des sinnvollen Umfangs der Differenzierung eines Instrumenteneinsatzes sein. Zudem können die Erfahrungen dabei helfen, in Bezug auf Problemstellungen die in Deutschland ähnlich vorliegen, grundsätzliche Designfehler von Anfang an zu vermeiden.

Die Fallstudienanalyse zeigte auf, dass in Ländern, in denen vergleichsweise komplexe Kapazitätsoptionen- oder Kapazitätssertifikate-Mechanismen eingeführt wurden, nach deren Implementierung häufig Probleme auftraten, woraus sich schließlich ein umfangreicher Anpassungsbedarf beim Einsatz dieser Kapazitätsinstrumente ergab. Dies deutet darauf hin, dass die Entscheidung über das Design eines solchen Mechanismus anspruchsvoll ist und einer sorgfältigen Vorbereitung bedarf. Da jedoch auch eine gründliche Vorbereitung die Erfordernis eines Nachjustierens nicht gänzlich ausschließen kann, sollte von vorne herein auf eine gewisse Anpassungsfähigkeit des Instruments geachtet werden. Zu bemerken ist in diesem Zusammenhang, dass der brasilianische Regulierer von vorneherein von der Unvollkommenheit seines komplexen Kapazitätsmechanismus in Hinblick auf die Erreichung der zugrunde gelegten Ziele ausgeht. Vor diesem Hintergrund wurden hier technologie- oder auch projektspezifische Beschaffungsmechanismen eingeführt, mit deren Hilfe die Zielerreichung bzgl. des gewünschten Kapazitätssubaus sichergestellt wird, sobald die Parametrisierung des Basismechanismus diese nicht gewährleistet. Der kolumbianische Regulierer hingegen führte als einer der Pioniere der klassischen Kapazitätsmechanismen zunächst ein verhältnismäßig unkompliziertes und schnell zu implementierendes Kapazitätsinstrument ein, um dieses nach einer gewissen Lernphase durch einen komplexeren, effektiveren und effizienteren Mechanismus zu ersetzen. Dieser Schritt wurde schließlich mit der Einführung von Kapazitätsoptionen vollzogen. Da bei der deutschen Entscheidungssituation aufgrund der internationalen Erfahrungen nunmehr ein vergleichsweise größeres Know-how vorliegt, vermindert sich grundsätzlich die Notwendigkeit, eigene Erfahrungen anhand von „einfacheren“ Mechanismen zu sammeln, die als weniger effektiv und effizient eingestuft werden. Nichtsdestotrotz kann es in einer Situation, in der akute Probleme der Versorgungssicherheit identifiziert werden, sinnvoll sein, vorübergehend einen Mechanismus einzusetzen, dessen primäres Ziel es ist die Versorgungssicherheit kurzfristig zu gewährleisten, um die nötige Zeit zur Vorbereitung einer Langfristlösung zu gewinnen.

Verschiedene aktuelle Untersuchungen kommen zum Ergebnis, dass sich in Deutschland noch innerhalb der laufenden Dekade strukturelle Defizite hinsichtlich der Kapazitätssituation einstellen könnten, sollte diesen nicht mit Hilfe eines Kapazitätsmechanismus entgegen gewirkt werden (vgl. BET (2011), LBD (2011), MATTHES (2012)). Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob in der aktuellen deutschen Situation der Rückgriff auf eher kurzfristig einsetzbare Instrumente eine sinnvolle Lösung für die mittlere Frist darstellen könnte, d. h. für einen Übergangszeitraum bis zur Einführung eines sorgfältig vorbereiteten, weitreichenden Mechanismus. Die Initiative zur Einführung der „Kraftwerksreserve“ durch die Bundesnetzagentur resultierte aus der Identifikation akuter Probleme der Versorgungssicherheit, insbesondere im Bereich der regionalen Spannungshaltung (vgl. BNETZA (2011)). Der Einsatz der „Kraftwerksreserve“ trug bislang – in diesem Einsatzfeld – effektiv zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit bei. Vor dem Hintergrund der zuvor dargestellten möglichen Defizite hinsichtlich der Kapazitätssituation im deutschen Stromsektor stellt sich die Frage, ob dieses Instrument oder etwa eine anders ausgestaltete Form der Strategischen Reserve eine geeignete Option darstellt, um auch den Herausforderungen in einem längeren Übergangszeitraum zu begegnen.

In Finnland und Schweden wurde die Strategische Reserve ebenfalls eingeführt, um vergleichsweise akuten Missständen im Bereich der Versorgungssituation entgegen zu wirken. Durch die Ausgestaltung der Strategischen Reserve konnten in diesen Ländern gewisse negative Nebeneffekte des Instrumenteneinsatzes – soweit beobachtbar – effektiv begrenzt werden. Über die generelle Wirkung in Hinblick auf die Preisgünstigkeit im Vergleich zu alternativen Instrumenten können jedoch keine Erkenntnisse gewonnen werden.¹⁶ Auch liegen hier bislang keine Erfahrungen mit dem langfristigen Einsatz einer Strategischen Reserve oder dem Übergang auf ein anderes Kapazitätsinstrument bzw. zurück zum liberalen Erzeugungsmarkt vor. Einer der zentralen möglichen Beweggründe für den Rückgriff auf eine Strategische Reserve ist deren Eigenschaft, die fundamentalen Wirkungsmechanismen eines liberalen Erzeugungsmarktes weitestgehend nicht zu beeinflussen; dieser Beweggrund kann in der Praxis zumindest auch in Schweden angenommen werden, wo es erklärtes Ziel ist, die Strategische Reserve langfristig durch eine „Marktlösung“ zu ersetzen. Sollte man nun zur Erkenntnis gelangen, dass ein liberaler Großhandelsmarkt, der ausschließlich erzeugte Arbeit vergütet, auf lange Sicht kein sinnvolles Konstrukt zur Finanzierung der langlebigen Investitionen in Erzeugungsanlagen darstellt, verringert sich die Rationalität für den Einsatz einer Strategischen Reserve (zumindest als einziges Kapazitätsinstrument) in einer längeren Übergangsperiode deutlich. In einem Szenario, in dem langfristig der Einsatz eines weitreichenden Kapazitätsoptionen-Mechanismus angestrebt wird, könnte für einen Übergangszeitraum somit möglicherweise ein zielgerichteter Kapazitätsoptionen-Mechanismus eine geeignetere Lösung darstellen als eine Strategische Reserve. Zum einen ergeben sich gegenüber einer Strategischen Reserve tendenziell senkende Kosten- und Preiseffekte am Großhandelsmarkt, da die kontrahierten Kapazitäten dem regulären Dispatch nicht entzogen werden.

¹⁶ In diesem Zusammenhang ist darauf hinzuweisen, dass auch im Falle des Vorliegens entsprechender Erkenntnisse für ausländische Märkte eine Übertragung der Ergebnisse auf den deutschen Stromsektor kaum möglich und zielführend wäre, da sich die jeweiligen Gegebenheiten (z. B. Markt- und Erzeugungsstrukturen) zum Teil deutlich voneinander unterscheiden.

Zum anderen könnten aus dem zielgerichteten Einsatz von z. B. Kapazitätsoptionen innerhalb eines abgegrenzten Marktsegments wertvolle Anhaltspunkte für die sinnvolle Ausgestaltung eines weitreichenden Kapazitätsoptionen-Mechanismus gewonnen werden. Weiterhin sollte eine Überführung des Übergangsmechanismus in den langfristigen Mechanismus aufgrund der konzeptionellen Verwandtschaft vergleichsweise problemlos umsetzbar sein. Sollte man dennoch zu dem Ergebnis kommen, auf eine Strategische Reserve zurückgreifen zu wollen, so ist deren Ausgestaltung zu überprüfen. Dabei sollte auch die – beim Design eines Mechanismus generell zu berücksichtigende – mögliche Aktivierung von Flexibilitätspotentialen auf der Nachfrageseite in Betracht gezogen werden. In diesem Zusammenhang ist allerdings zu analysieren, ob andere Formen der Förderung einer verstärkten Nachfrageflexibilität ggf. zu sinnvolleren Ergebnissen führen, da die in einer Strategischen Reserve gebundene flexible Kapazität dem Markt nur in Ausnahmesituationen zur Verfügung steht.

Die nun anstehende Beantwortung der Frage nach dem „wie“ eines auf mittlere und längere Frist angelegten Kapazitätsinstruments in Deutschland erfordert eine eingehende Diskussion, die sich auf Erkenntnisse aus theoriegeleiteten Analysen stützt und empirische Erfahrungen berücksichtigt. Hierzu können auch die auf konzeptionellen Betrachtungen aufbauenden Analysen der internationalen Erfahrungen mit Kapazitätsinstrumenten in dieser Studie einen Beitrag leisten.

Quellenverzeichnis

- Barroso, Luiz Augusto / Rosenblatt, José / Guimarães, André / Bezerra, Bernardo / Pereira, Mario Veiga (2006):** Auction of Contracts and Energy Call Options to Ensure Supply Adequacy in the Second Stage of the Brazilian Power Sector Reform; abgerufen im Internet am 23.05.2012 von der Website <http://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?tp=&arnumber=1708974>.
- Battle, Carlos / Barroso, Luiz Augusto / Pérez-Arriaga, Ignacio, J. (2010):** The changing role of the State in the expansion of electricity supply in Latin America; in Energy Policy Vol. 38, S. 7152-7160.
- Battle, Carlos / Rodilla, Pablo (2010):** A critical assessment of different approaches aimed to secure electricity generation supply; in Energy Policy Vol. 38, S. 7169-7179.
- Beckers, Thorsten / Klatt, Jan-Peter / Kühling, Jürgen (2010):** Entgeltregulierung der deutschen Flughäfen – Reformbedarf aus ökonomischer und juristischer Sicht; abgerufen im Internet am 03.10.2012 von der Website <http://www.wip.tu-berlin.de/typo3/index.php?id=291>.
- BET - Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (2012):** Kapazitätsmarkt - Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung; abgerufen im Internet am 03.08.2012 von der Website http://www.neue-energieanbieter.de/data/uploads/20110907_bne_bet_studie_kapazitaetsmarkt_final.pdf.
- Böckers, Veit / Giessing, Leonie / Haucap, Justus / Heimeshoff, Ulrich / Rösch, Jürgen (2012):** Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für Kraftwerke? Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung; abgerufen im Internet am 03.08.2012 von der Website http://www.dice.hhu.de/fileadmin/redaktion/Fakultaeten/Wirtschaftswissenschaftliche_FakultaeF/DICE/Ordnungspolitische_Perspektiven/024_OP_Bo__ckers_Giessing_Haucap-Heimeshoff__Ro__sch.pdf.
- BNetzA - Bundesnetzagentur (2011):** Bericht zu den Auswirkungen des Kernkraftausstiegs auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit – zugleich Bericht zur Notwendigkeit eines Reservekernkraftwerks im Sinne der Neuregelungen des Atomgesetzes; abgerufen im Internet am 03.10.2012 von der Website http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Presse/Berichte/2011/BerichtNotwResKKW31August2011pdf.pdf?__blob=publicationFile.
- Consentec (2012):** Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland; abgerufen im Internet am 02.10.2012 von der Website http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2012/03/Consentec_EnBW_KapM%C3%A4rkte_Ber_20120207.pdf.
- Cramton, Peter (2006):** New England's Forward Capacity Auction; abgerufen im Internet am 04.06.2012 von der Website <http://www.cramton.umd.edu/papers2005-2009/cramton-new-england-forward-capacity-auction.pdf>.

- Cramton, Peter / Stoff, Steven (2007):** Columbia Firm Energy Market; abgerufen im Internet am 22.05.2012 von der Website <http://www.cramton.umd.edu/papers2005-2009/cramton-stoff-columbia-firm-energy-market.pdf>.
- CREG – Comisión de Regulación de Energía y Gas (2007):** Reliability Charge Regulatory Scheme to Guarantee the Reliability in the Supply of Electric Energy in Columbia - A Long-Term Vision; abgerufen im Internet am 05.06.2012 von der Website <http://www.creg.gov.co/cxc/download/documentos/ReliabilityCharge.pdf>.
- De Vries, Laurens (2004):** Securing the public interest in electricity generation markets – The myths of the invisible hand and the copper plate; abgerufen im Internet am 02.10.2012 von der Website <http://www.nextgenerationinfrastructures.eu/download.php?field=document&itemID=449557>.
- EWI – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2011):** Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign; abgerufen im Internet am 06.06.2012 von der Website http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/laufend/EWI_Studie_Strommarktdesign_Endbericht_April_2012.pdf.
- FERC – Federal Energy Regulatory Commission (2006):** Devon Power L.L.C. et al. – Explanatory Statement of the settling parties in support of settlement agreement and request for expedited consideration ER03-563-000; abgerufen im Internet am 06.06.2012 von der Website http://www.iso-ne.com/regulatory/ferc/filings/2006/mar/er03-563-000_030_055_3-7-06_corrected.pdf.
- Fingrid (2011):** Rule for the Maintaining of Readiness for use Of Power Plant Units covered by the Peak Load Reserve System, for the use of such Power Plant Units, and for making the Electricity Produced available to the Market – Rules of use; abgerufen im Internet am 08.06.2012 von der Website http://www.fingrid.fi/attachments/en/services/peakloadpower/rules_of_use_4_4_2011.pdf.
- Finon, Dominique / Meunier, Guy / Pignon, Virginie (2008):** The social efficiency of long-term capacity reserve mechanisms; abgerufen im Internet am 08.06.2012 von der Website http://www.gis-larsen.org/Pdf/LARSEN_WP_9.pdf.
- Gottstein, Meg (2011):** Kapazitätsmärkte für einen klimaneutralen Stromsektor: Herausforderungen und Erfahrungen - Fallstudie zu Termin-Kapazitätsmärkten; abgerufen im Internet am 08.06.2012 von der Website <http://www.raponline.org/document/download/id/4431>.
- Harbord, David / Pagnozzi, Marco (2008):** Review of Colombian Auctions for Firm Energy; abgerufen im Internet am 01.06.2012 von der Website <http://www.marketanalysis.co.uk/PDF/Reports/ColombianOEFAuctionsReport-25-11-08%20Final.pdf>.
- ISO-NE - ISO New England (2010a):** 2009 Annual Markets Report; abgerufen im Internet am 10.06.2012 von der Website http://www.iso-ne.com/markets/mktmonmit/rpts/other/amr09_final_051810.pdf.

- ISO-NE - ISO New England (2010b):** Market Rule 1, Section 13; abgerufen im Internet am 09.06.2012 von der Website http://www.iso-ne.com/regulatory/tariff/sect_3/mr1_sec_13-14.pdf.
- ISO-NE - ISO New England (2011):** Capacity Costs in New England – How Could a Customer Calculate this Number?; abgerufen im Internet am 09.06.2012 von der Website <http://www.aeenewengland.org/ISO%20New%20England.pdf>.
- Johansson, Tobias / Nilsson, Mats (2010):** Signs of stress II – The customer strikes back; abgerufen im Internet am 09.06.2012 von der Website http://s3.amazonaws.com/zanran_storage/www.tu-dresden.de/ContentPages/46842095.pdf.
- KEMA (2009):** Information Paper on Supplementary Market Mechanisms to Deliver Security and Reliability; abgerufen im Internet am 08.06.2012 von der Website <http://www.aemc.gov.au/Media/docs/Appendix%20H%20-%20KEMA%20-%20Information%20Paper%20on%20Supplementary%20Market%20Mechanisms%20to%20Deliver%20Security%20and%20Reliability-4ba05390-bd51-4d56-8239-468575b2c7dd-0.pdf>.
- Kruschwitz, Lutz (2005):** Investitionsrechnung, 10. Auflage, München, Vahlen.
- LBD - LBD-Beratungsgesellschaft (2011):** Energiewirtschaftliche Erfordernisse zur Ausgestaltung des Marktdesigns für einen Kapazitätsmarkt Strom; abgerufen im Internet am 03.08.2012 von der Website http://www.um.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/90208/Gutachten_Kapazitaetsmarkt_Strom_-_Bericht.pdf?command=downloadContent&filename=Gutachten_Kapazitaetsmarkt_Strom_-_Bericht.pdf.
- Matthes, Felix C. (2012):** Energiewende: Strommarktdesign (oder: Leistung muss sich wieder lohnen ...); abgerufen im Internet am 03.08.2012 von der Website <http://www.oeko.de/oekodoc/1503/2012-069-de.pdf>.
- Monitoring Analytics (2011a):** State of the Market Report for PJM Volume 2: Detailed Analysis; abgerufen im Internet am 10.06.2012 von der Website <http://www.pjm.com/documents/reports/state-of-market-reports/~//media/documents/reports/state-of-market/2010/2010-som-pjm-volume2.ashx>.
- Monitoring Analytics (2011b):** PJM Market Review January through November, 2010; abgerufen im Internet am 13.06.2012 von der Website http://www.monitoringanalytics.com/reports/Presentations/2011/IMM_MC_SOM_Jan_thru_Nov_2010_20110127.pdf.
- Nicolosi, Marco (2012):** Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland - Zwischenbericht; abgerufen im Internet am 03.08.2012 von der Website <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/4221.pdf>.
- Nord Pool Spot (2011a):** History; abgerufen im Internet am 11.06.2012 von der Website <http://www.nordpoolspot.com/About-us/History/>.
- Nord Pool Spot (2011b):** Activation of peak load capacity for Elspot in Finland and Sweden during winter 2011/2011; abgerufen im Internet am 08.06.2012 von der Website

<http://www.nordpoolspot.com/Message-center-container/Exchange-list/2011/11/No-612011---/?year=2011&month=11>.

NordREG – Nordic Energy Regulators (2009): Peak Load Arrangements Assessment of Nordel Guidelines; abgerufen im Internet am 08.06.2012 von der Website <https://www.nordicenergyregulators.org/upload/Reports/Peak%20Load%20-%20final%20%282%29.pdf>.

Frontier Economics (2011): Practical considerations of capacity mechanisms - German situation and international experience; Studie im Auftrag von RWE, Juli 2011.

PJM - PJM Interconnection (2011): Reliability Pricing Model (RPM) Overview; abgerufen im Internet am 01.06.2012 von der Website <http://pjm.com/training/~media/training/core-curriculum/ip-lse-202/reliability-pricing-model.ashx>.

PJM - PJM Interconnection (2012a): Homepage von PJM; abgerufen im Internet am 02.06.2012 unter www.pjm.com.

PJM - PJM Interconnection (2012b): RPM Fact Sheet; abgerufen im Internet am 02.06.2012 von der Website <http://pjm.com/documents/~media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/rpm-fact-sheet.ashx>.

PJM - PJM Interconnection (2012c): PJM Manual 18 – PJM Capacity Market; abgerufen im Internet am 03.06.2012 von der Website <https://www.pjm.com/~media/documents/manuals/m18.ashx>.

PJM - PJM Interconnection (2012d): Reliability Pricing Model – Fixed Resource Requirement; abgerufen im Internet am 02.06.2012 von der Website <http://www.pjm.com/training/~media/training/core-curriculum/ip-rpm/rpm-training-appendix-a-frr.ashx>.

Statistics Finland (2011): Production of electricity and heat grew in 2010; abgerufen im Internet am 30.06.2012 von der Website http://www.stat.fi/til/salatuo/2010/salatuo_2010_2011-10-06_tie_001_en.html.

Süßenbacher, Wilhelm (2011): Marktgestaltung unter Berücksichtigung der Besonderheiten der Elektrizitätswirtschaft, Dissertation an der Technischen Universität Graz.

Swedish Energy Agency (2010): Energy in Sweden 2010; abgerufen im Internet am 30.06.2012 von der Website <http://webbshop.cm.se/System/TemplateView.aspx?p=Energimyndigheten&view=default&id=b4cea7b00212456b9bdbdbe47a009474>.

Svenska Kraftnät (2007): The Swedish Electricity Market and the Role of Svenska Kraftnät; abgerufen im Internet am 08.06.2012 von der Website http://www.svk.se/global/13_energy_market/pdf/elmarknaden_eng_2007_webb.pdf.

Thorstensson, Magnus (2007): Working paper on peak load reserves; abgerufen im Internet am 15.06.2012 von der Website <http://nordenenergi.nsp01cp.nhosp.no/getfile.php/PDF/Position%20papers/NordenergiPLRWorkingpaper070301.pdf>.