

Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem

Kurzfassung der Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland

Dr. Felix Chr. Matthes (Öko-Institut), Ben Schlemmermeier (LBD Beratungsgesellschaft), Carsten Diermann (LBD Beratungsgesellschaft), Hauke Hermann (Öko-Institut), Christian von Hammerstein (RAUE LLP)

1 Hintergrund

1.1 Die anstehenden Herausforderungen

Die Stromversorgungssysteme in Deutschland und Europa stehen vor umfassenden Veränderungen. Mit den energiepolitischen Entscheidungen der Jahre 2010 und 2011 hat Deutschland sich das Ziel gesetzt, die Stromerzeugung bis zur Mitte dieses Jahrhunderts nahezu vollständig von Treibhausgasemissionen frei zu machen, weitgehend auf erneuerbare Energien umzustellen und dabei die Nutzung der Kernenergie bis 2022 auslaufen zu lassen. Gleichzeitig neigt sich anderthalb Dekaden nach der Marktöffnung die Übergangsphase vom monopolistisch organisierten zum wettbewerblichen Strommarkt ihrem Ende zu, bestehende Überkapazitäten bei den konventionellen Kraftwerken werden absehbar abgebaut.

Die mit Blick auf den Bestand an Kraftwerkskapazitäten vergleichsweise komfortable Situation des Stromversorgungssystems in Deutschland und den meisten europäischen Staaten ändert sich in den nächsten Jahren aus ganz unterschiedlichen Gründen:

- bestehende Kraftwerke werden in erheblichem Umfang aus politischen Gründen (Kernkraftwerke v.a. in Deutschland und Belgien) oder wegen anderer rechtlicher Erfordernisse (EU-Emissionsstandards für konventionelle Luftschadstoffe – in den meisten der deutschen Nachbarstaaten) abgeschaltet;
- die aktuellen und absehbaren Entwicklungen auf den Erdgas-, Steinkohle- und CO₂-Märkten sowie der zunehmende Wettbewerbsdruck gefährden bestehende Kraftwerkskapazitäten und lassen – im Zusammenspiel mit den massiven Preissteigerungen für Neuanlagen – Investitionen in flexible konventionelle Neubaukraftwerke nicht zu;
- der massive Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien verringert die Auslastung konventioneller Kraftwerke und kappt sehr weitgehend Preisspitzen auf den Großhandelsmärkten, was die Ertragskraft von konventionellen Bestandskraftwerken und Neuanlagen zusätzlich verringert.

Diese Situation ist primär eine Folge der Preisbildungsmechanismen im liberalisierten Strommarkt, da die wettbewerbliche Öffnung des Marktes auf der Basis eines zu Monopolzeiten errichteten, kapitalintensiven und weitgehend abgeschriebenen Kraftwerksparks mit vergleichsweise niedrigen Betriebskosten erfolgte woraus sich vergleichsweise niedrige Preisniveaus auf dem Großhandelsmarkt für Strom und entsprechend

niedrige Deckungsbeiträge für konventionelle Kraftwerke ergaben. Der massive Ausbau erneuerbarer Energien sowie die aktuelle Preiskrise des europäischen Emissionshandelssystems und die massiv gestiegenen Anlagenkosten verschärfen die Situation (zu) niedriger Deckungsbeiträge nochmals erheblich.

Neben dem Abgang von über 20.000 Megawatt Kernkraftwerken von 2011 bis bis 2022 sind über 10.000 Megawatt Kraftwerksleistung in Bestandsanlagen mehr oder weniger akut von Stilllegungen gefährdet. Zusätzlich muss, auch bei Berücksichtigung möglicher Stromimporte, die Errichtung von etwa 5.000 Megawatt Neubaukraftwerken bis 2020 und von mindestens weiteren 10.000 Megawatt bis 2030 gesichert werden, damit der die Versorgungssicherheit gewährleistende konventionelle (Residuallast-) Kraftwerkspark erhalten bleibt und den geplanten Ausbau der erneuerbaren Energien flankieren kann.

1.2 Die Grenzen des heutigen Marktdesigns

Der Strommarkt in seiner heutigen Ausgestaltung als Strommengen- (Energy-only-) Markt bildet einen gut funktionierenden und effizienten Koordinationsmechanismus für die Optimierung des Betriebs von Kraftwerken. Diese wichtige Rolle kann und muss er behalten, gleichzeitig kommt er aber mit Blick auf die Finanzierung von Kraftwerkskapazitäten an seine Grenzen.

Das heutige Marktmodell für das konventionelle Segment der Stromversorgung hat sich in einer spezifischen historischen Situation herausgebildet. Die Strommarktliberalisierung in Deutschland und der EU wurde auf Basis einer Kraftwerkspark vollzogen, der zu Monopolzeiten entstanden und weitgehend refinanziert worden war. Zudem ist er im kontinentaleuropäischen Markt vor allem durch kapitalintensive Anlagen mit geringen Betriebskosten (Kern- und Kohlenkraftwerke) geprägt, die in erheblichem Umfang auch über politische Vorgaben (Kohle-Förderpolitik etc.) zustande gekommen sind. Nur so konnte sich im spezifischen Kontext der Stromversorgung (Ausgleich von Angebot und Nachfrage in Echtzeit, extrem begrenzte Lagerfähigkeit von elektrischer Energie, lange Lebensdauer und hohe Infrastrukturbindung des Kapitalstocks) für etwa eine Dekade ein Strommarkt herausbilden, in dem sich Preise (und Einkommen) allein auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten (Brennstoffe und ab 2005 Emissionsberechtigungen) bilden.

Die theoretische Diskussion über die langfristige Tragfähigkeit eines Energy-only-Marktes kommt zu unterschiedlichen Ergebnissen, vor allem auf Grundlage sehr unterschiedlicher Einschätzungen zur Belastbarkeit der verschiedenen wirtschaftstheoretischen Annahmen und Ausgangspunkte für die Realität des Stromversorgungssystems. Jenseits (guter) theoretischer Argumente sprechen jedoch auch zwei weitere Aspekte sehr deutlich für die Notwendigkeit einer Ergänzung des heutigen Strommarkt-Modells durch neue Elemente, über die Einkommen für die Bereitstellung von Kraftwerkskapazitäten erzielt werden kann.

Erstens ist im derzeitigen energiewirtschaftlichen Umfeld keine Situation absehbar, die eine hinreichend robuste wirtschaftliche Basis für den Erhalt bzw. für die Neuerrichtung von Kraftwerkskapazitäten bildet, die zur Gewährleistung eines hohen Maßes von Ver-

sorgungssicherheit notwendig wären. Ohne massive und hohe Knappheits-Zuschläge bei den Großhandelspreisen für Strom, die über einen längeren Zeitraum anhalten und gegen die regulatorisch nicht vorgegangen wird, ist weder die längerfristige Erwirtschaftung der fixen Betriebskosten für Erdgaskraftwerke oder ältere Steinkohlenkraftwerke noch die Erzielung ausreichender Deckungsbeiträge für die Refinanzierung von Neubaukraftwerken vorstellbar. In der Gesamtsicht (prinzipielles Auftreten sehr hoher Knappheitspreise über einen signifikanten Jahreszeitraum, Bestand über mehrere Jahre, kein regulatorisches Eingreifen) erscheinen für den Erhalt von Bestandsanlagen und die Finanzierung von Neuanlagen ausreichende Knappheits-Zuschläge im Strommarkt ausgeschlossen.

Zweitens zeigen ein internationaler Vergleich mit wachstumsgeprägten Strommärkten sowie ein Rückblick auf das Investitionsgeschehen in der Periode vor der Einführung von Strommarkt-Monopolen, Investitions- und Preisregulierung (in Deutschland: vor 1935) deutlich, dass allein als Strommengen- („Energy-only“-) Märkte strukturierte Strommärkte letztlich als typische Marktausprägung einer Brownfield-Liberalisierung (d.h. Liberalisierung auf der Grundlage eines bestehenden Kraftwerksparks) anzusehen sind. Für investitionsintensive Phasen im wettbewerblichen Strommarkt („Greenfield-Wettbewerb“) bildet der Energy-only-Markt dagegen keineswegs das Standardmarktmodell. Jedes Marktmodell erfüllt bestimmte Ziele und korrespondiert mit einer bestimmten energiewirtschaftlichen Situation. Ändern sich diese Zielsetzungen oder Rahmenbedingungen ist es legitim und notwendig, das Marktdesign anzupassen.

Notwendig wird daher eine Umgestaltung des Strommarktdesigns. Neben der Produktion von Elektrizität muss ein solcherart umgestalteter Markt auch Einkommen für die Bereitstellung von Kraftwerkskapazitäten erzeugen. Entsprechende Marktmodelle sind im internationalen Raum vielfältig eingesetzt und erprobt worden und werden aktuell auch in vielen Nachbarstaaten Deutschlands vorangetrieben.

2 Ein Lösungsansatz: Der Fokussierte Kapazitätsmarkt

2.1 Ziele und Ansatzpunkte

Die Zielstellungen für einen neuen Marktmechanismus müssen der Zielmatrix der Energiewende Rechnung tragen. Das zu schaffende Instrument muss das Gelingen der Energiewende insgesamt absichern. Deshalb wird für das hier beschriebene Instrument des Fokussierten Kapazitätsmarkts folgender energie- und klimapolitischer Zielkatalog zugrunde gelegt.

1. Der Kapazitätsmechanismus zielt vor allem, aber nicht allein auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Die Energiewende kann nur gelingen, wenn auch auf deren Zielmatrix abgestimmte marktbasierende Instrumente bereitgestellt werden. Angesichts des hohen Aufwandes für die Konsistenzsicherung eines breiten Bündels unterschiedlicher bzw. isolierter Maßnahmenansätze für die Gewährleistung der verschiedenen Ziele ist ein solcher integrierter Zielansatz sinnvoll und zielführend.

2. Ein Kapazitätsmechanismus sollte auch die klimapolitischen Ziele berücksichtigen. Er sollte nicht dazu führen, dass ein CO₂- und kapitalintensiver Anlagenstock aufgebaut wird („Lock-in“), der für lange Zeiträume ein bestimmtes Emissionsniveau zementiert bzw. dessen Abbau nur mit sehr hohen CO₂-Preisen oder aber starken anderen Interventionen ermöglicht würde.
3. Um die Akzeptanz des Instrumentes wie auch der Energiewende insgesamt auch langfristig zu gewährleisten, sollte der Mechanismus so ausgestaltet werden, dass Mitnahmeeffekte weitgehend vermieden und die Kosten für die Verbraucher möglichst gering gehalten werden.
4. Ein neues Instrument zur Beschaffung gesicherter Kapazitäten sollte das bestehende Wettbewerbsniveau am Energy-only-Markt sowie am Regelenergiemarkt erhalten. Instrumente, die das Wettbewerbsniveau signifikant verringern, führen letztlich zumindest mittelbar zu einer Erhöhung der Kosten an diesen Märkten.
5. Die unterschiedliche Kostenstruktur von erneuerbaren Energien und konventionellen Energieträgern macht deren Integration in einen Markt mit dem heutigen Design schwierig bis unmöglich. Während die erneuerbaren Energien durch sehr hohe Fixkosten und niedrige Grenzkosten nahe Null gekennzeichnet sind, haben die konventionellen Energieträger vergleichsweise niedrige Fixkosten und hohe variable Erzeugungskosten. Ein neues Marktdesign sollte sich daher an einer Struktur von Erlösbestandteilen orientieren, die eine Perspektive für einen gemeinsamen Energiemarkt für konventionelle und erneuerbare Energien eröffnen.

So dient ein Kapazitätsmarktinstrument zwar primär der Gewährleistung von Versorgungssicherheit, darüber hinaus sollten jedoch auch die genannten anderen Ziele verfolgt werden und ein Beitrag zum Umbau des Stromversorgungssystems geleistet werden, für den die Neuerrichtung sehr flexibler und emissionsarmer Kraftwerke als Ergänzung zur variablen Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie aus technischen wie auch ökonomischen Gründen unabdingbar ist.

2.2 Grundsätzliche Ausgestaltung

Vor diesem Hintergrund baut der Vorschlag eines Fokussierten Kapazitätsmarktes auf dem folgenden Grundkonzept auf:

- Fokussierung des Kapazitätsmarktes in Segmenten: Der Fokussierte Kapazitätsmarkt soll (zunächst) auf die beiden Segmente des Stromversorgungssystems abstellen, für die in den nächsten Jahren besondere Herausforderungen entstehen werden: das Segment der stilllegungsgefährdeten Bestandsanlagen sowie das Segment der (notwendigen) Neuanlagen. Kraftwerke, die ausreichende Deckungsbeiträge auf die fixen Betriebskosten erwirtschaften, sollen damit vom Fokussierten Kapazitätsmarkt nicht erfasst werden. Gleichzeitig

bildet die Segmentierung des Kapazitätsmarktes eine gute Voraussetzung für eine Produktdifferenzierung (s.u.) und erleichtert die im Zeitverlauf vor dem Hintergrund der praktischen Erfahrungen sicher notwendig werdenden Anpassungen.

- Differenzierung der Produkte: Zur Begrenzung der Risikozuschläge (und damit auch der Kosten für die Verbraucher) ist es sinnvoll, die Produkte des Kapazitätsmarktes, also Kapazitätszahlungen, in ihrer zeitlichen Laufzeit zu differenzieren (also die Laufzeit der resultierenden Verträge zwischen der verantwortlichen Stelle und den Anlagenbetreibern ggf. strukturell dem wirtschaftlichen Planungshorizont der Entscheider anzupassen). Darüber hinaus sollen insbesondere für das Neuanlagensegment Präqualifikationsanforderungen gestellt werden, die auch die längerfristige Entwicklung des Stromversorgungssystems berücksichtigen (Flexibilität, Emissionsniveaus).
- Umfassende Einbeziehung der Nachfrageseite: Nachfrageseitige Maßnahmen, z. B. im Bereich steuerbarer Lasten sollen umfassend und gleichberechtigt zu Angebotsoptionen in den Fokussierten Kapazitätsmarkt einbezogen werden. Die Nachfrageseite soll damit nicht durch ein separates Marktsegment, sondern durch eine sinnvolle Produktdifferenzierung im Rahmen der jeweiligen Marktsegmente adressiert werden.
- Keine Beschränkung der Teilnahme am Energy-only- und am Regelenenergiemarkt: Erstens sollen die Kosten für die Verbraucher begrenzt und die Wettbewerbsintensität am Strommarkt erhalten werden, zweitens kann und soll durch die Wechselwirkungen zwischen Kapazitäts-, Energy-only- und Regelenenergiemarkt ein größeres Portfolio von Optionen adressiert werden und drittens werden gerade durch diese Wechselwirkungen auf Seiten der Systemdesigner wie auch auf der Betreiber- und Investorensseite Lernerfahrungen ermöglicht, die für die dynamische Weiterentwicklung benötigt werden.
- Als Gegenleistung für die Kapazitätszahlungen sollen die erfolgreichen Bieter in der jeweiligen Kapazitätsauktion den Nachweis der physischen Verfügbarkeit erbringen sowie eine Call-Option ausgeben, mit der die zuständige Stelle das Recht auf die Zahlung des Differenzbetrages zwischen dem am Großhandelsmarkt erzielbaren Spot-Preis und einem fest definierten Schwellenwert (Ausübungspreis) erhält. Damit würden Knappheitspreise am Strommarkt nicht verhindert, gleichzeitig aber mögliche Knappheitsprämien abgeschöpft und diese zur Dämpfung der Kosten für die notwendigen Kapazitäts-Umlagen bei den Verbrauchern verfügbar gemacht.
- Die Kosten für die über Auktionen vergebenen Kapazitätszahlungen werden über eine Umlage auf die Übertragungsnetzentgelte refinanziert.

Mit diesem Grundkonzept soll eine möglichst einfache und transparente, aber auch entwicklungs- und zukunftsfähige Variante eines Kapazitätsmarktes umgesetzt werden. Das sich damit ergebende Spannungsfeld ist ganz sicher nicht unkompliziert, kann

aber im Rahmen der letztlich für alle Kapazitätsmechanismen in ähnlicher Weise zu lösenden Parametrisierungsfragen hinreichend robust behandelt werden.

2.3 Umsetzung

Das Umsetzungskonzept des Fokussierten Kapazitätsmarkts besteht aus zehn Kernelementen:

1. der Implementierung eines Kapazitätsregisters zur Erfassung des Bestandes,
2. der Erstellung eines Versorgungssicherheitsberichtes im Rahmen eines umfassenden Konsultationsverfahrens,
3. der Entwicklung von differenzierten Kapazitätsprodukten (Kapazitätzahlungen über einen bestimmten Zeitraum) für die Segmente Bestandsanlagen einschließlich steuerbare Lasten sowie Neubuanlagen,
4. der Entwicklung von differenzierter Präqualifikationsbedingungen für die Teilnahme an den Kapazitätsauktionen,
5. der Bestimmung der zu auktionierenden Kapazitäten für die beiden Segmente durch die zuständige Regulierungsbehörde,
6. der Auktion nach dem Descending-clock-Verfahren,
7. der Einräumung einer Call-Option zum Abruf der Kapazitäten bei Erteilung des Zuschlags für Kapazitätzahlungen,
8. dem unbeschränkten Einsatz der Kapazitäten auf dem Energy-only- und den Regelenenergiemärkten wobei Erträge aus Spitzenpreissituationen ggf. durch die Ausübung der Call-Option abgeschöpft werden,
9. dem Erfüllungsnachweis über den Nachweis von Geboten an den Energy-only- oder Regelenenergiemärkten bzw. den Abruf steuerbarer Lasten,
10. der Überwälzung der Kapazitätzahlungen (ggf. gemindert um die Erträge aus der Ausübung von Call-Optionen) auf die Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber.

Eine zentrale Voraussetzung für den Fokussierten Kapazitätsmarkt ist – wie letztlich auch für alle anderen Kapazitätsinstrumente auf Basis von Mengensteuerung – eine umfassend abgesicherte und in regelmäßigen Abständen aktualisierte Leistungsvorschau. Als Vorbild für einen „Monitoring- und Vorschau-Bericht zur Versorgungssicherheit“ (Versorgungssicherheitsbericht) könnten die Verfahren zur Entwicklung des Netzentwicklungsplans dienen, für den die Prämissen, die Methoden und die Ergebnisse jeweils einem intensiven Konsultationsprozess unterzogen sowie Variantenrechnungen zur Erhöhung der Robustheit der Ergebnisse angestellt werden. Der Versorgungssicherheitsbericht könnte im Zwei- oder Dreijahresabstand in enger Anbindung und damit relativ unaufwändig an den jährlich zu erstellenden Netzentwicklungsplan und dessen Bearbeitungsabläufe erstellt werden. Dieser Versorgungssicherheitsbericht könnte von der für die Umsetzung des Fokussierten Kapazitätsmarktes zuständigen Stelle bzw. von der zuständigen Regulierungsbehörde erarbeitet werden, wäre ggf. von der

zuständigen Regulierungsbehörde zu genehmigen, von der Bundesregierung zu beschließen und dem Deutschen Bundestag zur Kenntnis zu geben.

Neben dem Versorgungssicherheitsbericht müsste ein Kapazitätsregister geschaffen werden. Auch wenn in der Perspektive ein Register für alle ins Netz einspeisenden Kraftwerkskapazitäten geschaffen werden sollte (wie es ja beispielsweise für Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien schon existiert), ist es sinnvoll, in einem ersten Schritt ein Register aufzusetzen, in dem sich diejenigen Bestands- und Neuanlagen (-projekte) registrieren lassen müssen, die beabsichtigen, sich an den Auktionen des Fokussierten Kapazitätsmarktes zu beteiligen. Das Register beinhaltet dabei mindestens die für die Teilnahme (Präqualifikation) notwendigen Parameter. In diesem Register können sich auch Projekte im Bereich steuerbarer Lasten eintragen lassen.

Mit der freiwilligen Eintragung in das Kapazitätsregister bzw. im weiteren Zeitverlauf müssen die jeweiligen Anlagenbetreiber bzw. Maßnahmenträger zu einem definierten Zeitpunkt, der sinnvollerweise nach Beschluss des Versorgungssicherheitsberichtes terminiert wird, ihre Beteiligung an der Bestandsanlagen- bzw. Neuanlagenauktion anmelden. Mit dieser Anmeldung verpflichten sich die Betreiber bzw. Maßnahmenträger auch, an der nächsten Auktionsrunde im jeweiligen Segment teilzunehmen (und ggf. ein Gebot zu Null Euro abzugeben) und sich im Zuschlagsfall den Erfüllungsbedingungen zu unterwerfen.

Mit der Registrierung für die Auktionen müssen die Anlagenbetreiber bzw. Projektträger die Erfüllung von Präqualifikationsbedingungen nachweisen, die zur Teilnahme an der Kapazitätsauktion berechtigen:

1. Für stilllegungsbedrohte Bestandsanlagen erfolgt der entsprechende Nachweis über die Jahresauslastung in einer Basisperiode (die über die Zeit aktualisiert wird). Nach den aktuellen Analysen bildet eine Jahresauslastung von weniger als 2000 Stunden einen geeigneten Abgrenzungswert für den Tatbestand, dass die fixen Betriebskosten nicht mehr erwirtschaftet werden können und eine Stilllegungsbedrohung vorliegt. Weitere Präqualifikationsanforderungen erscheinen hier zunächst nicht sinnvoll bzw. erforderlich.
2. Für Neuanlagen müssten die Projektträger folgende Nachweise erbringen:
 - a. Bestehen eines gesicherten Anspruches auf das Grundstück, auf dem das Neubaukraftwerk errichtet werden soll,
 - b. Vorlage einer öffentlich-rechtlichen Genehmigung im Sinne eines Bauvorbescheides oder einer (Teil-)Genehmigung nach BImSchG, welche jedenfalls die grundsätzliche planungs- und immissionsschutzrechtliche Zulässigkeit des Projektes feststellt,
 - c. Lieferverträge, die die Lieferung der wesentlichen Anlagenkomponenten umfassen oder entsprechende gesicherte Optionen auf deren Lieferung,
 - d. Nachweis eines Mindestlastbereich von höchstens 20% der Nennlast (zur Vermeidung neuer Must-run-Kapazitäten auch im Teillastbereich),

- e. Nachweis einer hohen Kaltstartflexibilität, so dass die Anlagen nach einem Kaltstart in höchstens einer Stunde auf Nennleistung angefahren werden können;
 - f. Nachweis eines Emissionshöchstwerts von 600 g CO₂/kWh (einerseits zur Vermeidung des Aufbaus eines emissionsintensiven neuen Kapitalstocks auf der einen Seite und andererseits zur Ermöglichung bivalent, d.h. für Erdgas- und Heizöl ausgelegter Gasturbinen).
3. Nachfrageseitige Maßnahmen im Bereich steuerbarer Lasten müssen den Nachweis erbringen, dass die geforderte Anzahl von Lastabsenkungen über die geforderten Zeiträume technisch und organisatorisch realisiert werden können.

Die Kriterien für die Teilnahmen an den Kapazitätsauktionen können und werden im Lichte veränderter Rahmenbedingungen im Zeitverlauf angepasst werden. Im Bereich der stilllegungsgefährdeten Bestandsanlagen ist dies unproblematisch, angesichts der länger laufenden Kapazitätzahlungen für Neuanlagen ergibt sich auch in diesem Bereich kein Problem. Die Anpassung der Präqualifikationsbedingungen könnte sinnvollerweise im Rahmen des Versorgungssicherheitsberichtes analysiert, konsultiert und vollzogen werden.

Auf der Grundlage der Angaben im Kapazitätsregister sowie der Auswertung des Versorgungssicherheitsberichtes wird von der zuständigen Regulierungsbehörde der Umfang der Auktionssegmente, ggf. auch kombiniert mit einer Vorschau auf die kommenden zwei bis drei Jahre so festgelegt, dass die Größe der Auktionssegmente die Kapazitätssumme der entsprechend registrierten Anlagen, Projekte oder nachfrageseitigen Maßnahmen ausreichend unterschreitet und damit eine erfolgreiche Auktion abgehalten werden kann. Wenn sich aus dem Versorgungssicherheitsbericht ergibt, dass es keinen Bedarf für Bestandssicherung von Kraftwerken oder zusätzliche Neubaukraftwerke gibt, könnte ggf. ausschließlich eine Auktion für nachfrageseitige Maßnahmen (s.u.) durchgeführt werden.

Falls sich aus dem Versorgungssicherheitsbericht die Notwendigkeit einer besonderen regionalen Ausrichtung der Kapazitätsauktionen ergibt (was vor allem im zeitnäheren Bereich relevant sein könnte), wird dies hinsichtlich der Auktionssegmente entsprechend berücksichtigt. In den Auktionen werden folgende Produkte versteigert:

- In den Bestandsanlagenauktionen können stilllegungsgefährdete Bestandsanlagen oder nachfrageseitige Projekte im Bereich steuerbarer Lasten eine Kapazitätzahlung über 1 oder 4 Jahre ersteigern.
- In den Neuanlagenauktionen können Neubauprojekte auf jährliche Kapazitätzahlungen über einen Zeitraum von 15 Jahren bieten.

Die Auktionen für das Bestandskapazitäts- und das Neuanlagen-Segment werden durch die zuständige Stelle oder im Auftrag dieser Stelle jährlich durchgeführt. Für die Auktionen bietet sich ein Mehrrundenverfahren an, das mit Blick auf die Begrenzung der Kosten für die Verbraucher als Descending-clock-Verfahren ausgestaltet wird:

- Der Auktionator beginnt die erste Runde mit dem Angebot eines Startpreises für die vorher definierte Nachfrage, also die ausgeschriebene Gesamtkapazität. Die präqualifizierten Bieter übermitteln ihre (Kapazitäts-) Gebote in der für die Auktion vorgeschriebenen Stückelung (in Anlehnung an die Regelungen für die Regelenergiemärkte z.B. als Anzahl von 5 MW-Scheiben).
- Sofern das Angebot in der ersten Runde die Nachfrage übersteigt bietet der Auktionator die Gesamtkapazität zu einem reduzierten Preis an. Die Bieter übermitteln neue Gebote.
- Dieses Verfahren wird so oft wiederholt, bis die Angebote der ausgeschriebenen Gesamtkapazität entsprechen.

Die in der letzten Runde erfolgreichen Bieter erhalten den Zuschlag für die jeweilige Kapazitätzahlung (s.o.) und müssen eine entsprechende Call-Option an die zuständige Stelle ausgeben.

Die zuständige Stelle ruft ggf. die in der Auktion erfolgreichen Maßnahmen im Bereich steuerbarer Lasten ab. An diese Stelle müssen die zur Erfüllung notwendigen Nachweise übermittelt werden, die wie in einer ganzen Reihe anderer energiewirtschaftlicher Regelungen (EEG, KWKG etc.) durch entsprechende Testate von Wirtschaftsprüfern erfolgen können.

Wenn die Strompreise im Energy-Only-Markt den Ausübungspreis der ausgegebenen Call-Optionen übersteigen, ruft die zuständige Stelle die Option ab, erhält praktisch die Differenz zwischen Markt- und Ausübungspreis und verrechnet dieses Einkommen mit dem Gesamtvolumen der Kapazitätzahlungen.

Die (Netto-) Kosten für die Kapazitätzahlungen sowie die Vorbereitung und Durchführung der Auktionen sowie die Abwicklungskosten für die Erfüllungsnachweise werden auf die Nutzungsentgelte der Übertragungsnetze überwält.

Als zuständige Stelle kommen in der kurzfristigen Perspektive vor allem die Übertragungsnetzbetreiber, als zuständige Regulierungsbehörde vor allem die Bundesnetzagentur in Frage. Letztlich bleibt aber auch noch die Option, neue Institutionen zu schaffen, wie dies beispielsweise im Rahmen der Vorschläge für einen umfassenden Kapazitätsmarkt in Deutschland vorgesehen ist.

Bezüglich des institutionellen Arrangements für den Fokussierten Kapazitätsmarkt bleibt festzuhalten, dass alle Funktionalitäten im Rahmen bestehender Institutionen umgesetzt werden können und gleichzeitig die verschiedenen Funktionen einfach und ausreichend robust genug sind, um in einem sich wandelnden institutionellen Umfeld vergleichsweise einfach adaptiert werden zu können.

2.4 Die europäische Dimension

Die in der Debatte oft erhobene Forderung nach europäischen Lösungen im Bereich der Kapazitätsmechanismen bzw. -märkte ist vor dem Hintergrund der Realitäten der zumindest regional länderübergreifend integrierten Energy-only-Marktes zwar abstrakt

richtig, hat aber zumindest bisher keinen rechtlichen oder institutionellen Rahmen. Im Bereich der Versorgungssicherheit bleibt bis auf weiteres die strikte Zuständigkeit der Mitgliedstaaten erhalten. Die Einführung fokussierter Kapazitätsmärkte durch den nationalen Gesetz- und Verordnungsgeber ist im europarechtlichen Rahmen zulässig – und wird vor dem Hintergrund ähnlicher Problemlagen in vielen Nachbarstaaten Deutschlands aktiv verfolgt.

Unterschiedliche Antworten auf die Frage zur Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen beim Übergang von einer nationalen hin zu einer regionalmarktbezogenen oder europäischen Betrachtungsweise ergeben sich dabei nur, wenn die Funktionsdefizite des Energy-only-Marktes mit Blick auf die Versorgungssicherheit im Grundsatz ausgeschlossen werden. Für diesen Fall würde der europäische bzw. Regional-Markt die notwendigen Investitionen sichern, wenn auch nicht notwendigerweise innerhalb der jeweiligen Landesgrenzen. Wenn die genannten Funktionsdefizite jedoch ernst genommen werden, materialisieren sich diese im gesamten Marktgebiet. Die Frage nach der Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen stellt sich dann nicht mehr grundsätzlich sondern allenfalls hinsichtlich des Zeithorizonts für die unausweichliche Schaffung dieser Instrumente.

Zunächst stellt sich die Frage, ob die Abschätzungen für den Kapazitätsbedarf zur Absicherung der Versorgungssicherheit in Deutschland zu einem anderen Ergebnis führen würden, wenn die Möglichkeit des grenzüberschreitenden Stromaustauschs in die Analysen einbezogen wird.

Gerade die Analysen der bisher aufgetretenen Knappheitssituationen zeigen, dass zumindest für die regionale Versorgungssicherheit durch die Strommarktintegration für Deutschland eher zusätzliche Probleme entstanden sind als entschärft worden. Der Beitrag des grenzüberschreitenden Stromaustauschs zur Versorgungssicherheit ist so keineswegs richtungssicher bestimmbar ist, ein positiver Beitrag des grenzüberschreitenden Stromaustauschs zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit für Deutschland kann nicht zwingend vorausgesetzt werden.

Aus diesem Befund können mit Blick auf die Ausgestaltung bzw. Parametrisierung des Fokussierten Kapazitätsmarktes zwei Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Erstens muss zweifelsohne die grenzüberschreitende Komponente der Knappheitsanalyse deutlich verstärkt werden. Die Instrumente und Abstimmungsverfahren dafür stehen jedoch – auch im grenzüberschreitenden Dialog – derzeit nur unvollkommen zur Verfügung.
- Zweitens kann aber mit Blick auf die bisher eingetretenen Knappheitssituationen und die Kapazitätsentwicklungen in den Nachbarstaaten durchaus eine Berechtigung für einen Ansatz abgeleitet werden, bei dem zumindest als Startpunkt davon ausgegangen werden sollte, dass Deutschland seine nationalen Lastspitzen kapazitätsseitig auch national absichern muss und ggf. sogar noch darüber hinaus Kapazitätsbedarf für Exporte entstehen kann.

Beide Aspekte müssen deshalb im Rahmen des Versorgungssicherheitsberichts intensiv berücksichtigt werden, der mengenseitig die zentralen Voraussetzungen für das Instrument des Fokussierten Kapazitätsmarktes schaffen muss.

Neben der Mengenkomponekte des Fokussierten Kapazitätsmarktes (also der Eingrenzung des Bestandsanlagen- und des Neuanlagensegments für die Auktionen) stellt sich die Frage, ob ausländische Kraftwerkskapazitäten in den entsprechenden Auktionen als Bieter zugelassen werden können:

- Für Kraftwerke, die in einer einheitlichen Preiszone betrieben werden (dies betrifft derzeit Deutschland, Österreich und Luxemburg) könnten zumindest im Neuanlagensegment Gebote ausländischer Bieter zugelassen werden (wenn dies nicht mit Präqualifikationsbedingungen z.B. hinsichtlich der Lokalisierung der Kraftwerke in bestimmten Netzregionen kollidiert).
- Für Kraftwerke, die außerhalb der einheitlichen Preiszone betrieben werden, wäre eine solche Zulassung zwar prinzipiell möglich. Aus Gründen der begrenzten Übertragungskapazitäten bzw. mit Blick auf die notwendigerweise feste Buchung solcher Übertragungskapazitäten und die daraus folgenden Konsequenzen für den Stromhandel kommt dies aber bis auf weiteres aber wohl nicht in Frage.

Auch wenn die Einführung eines Kapazitätsmechanismus wie dem Fokussierten Kapazitätsmechanismus für Deutschland rechtlich zulässig ist und auch im Zuge der beschriebenen Verfahren vergleichsweise robust und zügig eingeführt werden könnte, kommt einer grenzüberschreitenden Harmonisierung von Kapazitätsmechanismen aus vielen Gründen (Effizienz, Verteilungseffekte, Systemkonsistenz etc.) eine hohe Bedeutung zu.

Solche Harmonisierungsversuche sind aber mit einer Reihe von Herausforderungen konfrontiert. Erstens ist die verfügbare Zeit begrenzt, in der Kapazitätsmechanismen ihre Wirkung, vor allem mit Blick auf reale Investitionen, entfalten haben müssen. Wenn die Umsetzung von Kapazitätsmechanismen noch über mehrere Jahre verzögert wird, dann wird zumindest der kontinentaleuropäische Strommarkt vor erheblichen Herausforderungen im Bereich der Kapazitätssicherung gestellt werden, und es wird dann eher zu Ad-hoc-Politikmaßnahmen in erheblichem Umfang kommen. Zweitens sind die politischen Maßnahmen, v.a. in Frankreich bereits so weit gediehen, dass die Harmonisierung der Kapazitätsmarktmodelle vor dem Problem stünde, dass ein bereits existierendes System möglicherweise sehr grundlegend verändert werden müsste, was erhebliche politische Hürden für die Harmonisierung aufbauen würde.

Aus dieser Situation ergeben sich mit Blick auf die Möglichkeiten der (anstrebenswerten) Harmonisierung vier Schlussfolgerungen:

- Harmonisierungsbemühungen werden nur dann erfolgreich sein können, wenn sie vergleichsweise schnell eingeleitet werden;
- Harmonisierungsbemühungen sollten sich vor allem auf die bereits hoch integrierten Regionalmärkte und nicht auf EU-weite Ansätze konzentrieren;
- Harmonisierungsbemühungen könnten sich ggf. v.a. in einer ersten Phase auf einige Elemente der jeweils verfolgten Kapazitätsmechanismen konzentrieren, die von besonderer Wichtigkeit sind, z.B. die in den jeweiligen Systemen ver-

folgten Mengenziele (unter Einbeziehung belastbarer Annahmen für die Rolle grenzüberschreitender Stromlieferungen);

- die in den einzelnen Staaten mit dem Hintergrund steigenden Handlungsdrucks ggf. zunächst getrennt eingeführten Kapazitätsmechanismen sollten so flexibel ausgestaltet werden, dass eine Überführung in integrierte Modelle möglich bleibt, also weder die Einführung sehr komplexer, aber nur schwer anpassbarer Kapazitätsmechanismen wie umfassender Kapazitätsmärkte, noch die Ausrichtung auf sehr restriktive Lösungen wie die strategische Reserve vorsehen, mit denen Kapazitäten final aus dem Energy-only-Markt ausgegrenzt werden müssten.

Da der instrumentelle und prozedurale Rahmen für EU-weite Aktivitäten solche Handlungsansätze wahrscheinlich nur schwer möglich machen wird, kann sich ein Ansatz auf Ebene der Regionalmärkte als sinnvoll erweisen. Für den nordwesteuropäischen Regionalmarkt sind hier in der Vergangenheit mit dem 2005 gegründeten Pentalateralen Energie-Forum (Deutschland, Frankreich, den Niederlanden, Belgien, Luxemburg sowie seit 2011 Österreich) gute Erfahrungen bei der schrittweisen Marktkopplung und -integration gemacht worden.

Eine relativ kurzfristig zu terminierende Initiative im Rahmen des Pentalateralen Energie-Forums könnte vor allem auf die folgenden Elemente abzielen:

- Vereinbarung eines Verfahrens, mit dem grenzüberschreitende Stromlieferungen im Rahmen von Versorgungssicherheitsbewertungen der einzelnen Staaten angemessen und hinreichend robust eingegrenzt werden können;
- Schaffung einer konsistenten Datenbasis und Durchführung gemeinsamer Versorgungssicherheitsbewertungen;
- Abschluss von Vereinbarungen über die ggf. schrittweise Harmonisierung zentraler Funktionalitäten von angestrebten Kapazitätsmechanismen;
- Schaffung von Verfahren für die gegenseitige Einbeziehung in die ggf. geschaffenen Kapazitätsmechanismen.

Angesichts des nicht unerheblichen Zeitdrucks (mit Blick auf die Versorgungssicherheitsdiskussion, aber auch mit Blick auf die Entwicklungen in den Nachbarländern) sollten solche Initiativen jedoch parallel zu den notwendigen Vorbereitungsarbeiten zur Schaffung eines Fokussierten Kapazitätsmarktes verfolgt werden.

2.5 Ein möglicher Zeitplan

Der zeitliche Rahmen für die Einführung eines Fokussierten Kapazitätsmarktes ergibt sich einerseits aus den materiellen Handlungsnotwendigkeiten (also dem Flankierungsbedarf für Bestandsanlagen und Neuinvestitionen) und andererseits aus den notwendigen Umsetzungsmaßnahmen und -abläufen. Ein illustrativer Zeitplan wäre vor diesem Hintergrund wie folgt vorstellbar:

- Herbst 2012/Anfang 2013: Abschichtung der Frage nach der grundsätzlichen Notwendigkeit eines Kapazitätsmechanismus und Klärung der Grundsatzfrage, ob es sinnvoll bzw. notwendig ist, die in den Genuss von Kapazitätszahlung kommenden Anlagen aus dem Energy-only-Markt auszuschließen (wie dies im Modell der Strategischen Reserve vorgesehen ist);
- Verlauf des Jahres 2013: umfassende Diskussion zur grundsätzlichen Ausgestaltung des Instruments und zur Eingrenzung der wesentlichen Parameter, ggf. Konsultationen im Rahmen des Pentalateralen Energieforums;
- November 2013: Aufnahme einer Vereinbarung zur Einführung eines Fokussierten Kapazitätsmarktes in die Koalitionsvereinbarung;
- Mitte 2014: Schaffung der gesetzlichen Grundlagen im Rahmen einer Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes;
- Herbst 2014 bis Sommer 2015: Erarbeitung des Versorgungssicherheitsberichts 2015 parallel zum Netzentwicklungsplan 2015, Schaffung des untergesetzlichen Regelwerkes, Einrichtung des Kapazitätsregisters;
- Herbst 2015: Verabschiedung des Versorgungssicherheitsberichts, Meldungen zur Auktionsteilnahme an das Kapazitätsregister;
- Ende 2015/Mitte 2016: erste Auktion für das Bestandsanlagen- und das Neuanlagensegment (für letzteres möglicherweise mit einer stärkeren Regionalausrichtung);
- Anfang 2016/2017: erste Kapazitätszahlungen an Bestandsanlagen bzw. Maßnahmen im Bereich steuerbarer Lasten, finale Investitionsentscheidungen der erfolgreichen Bieter im Neuanlagensegment;
- Mitte/Ende 2017, 2018 etc.: weitere Auktionen für die beiden Segmente des Fokussierten Kapazitätsmarktes;
- im Laufe der Jahre 2019/2020: Inbetriebnahme der ersten Neuanlagen, die Einkommen aus Kapazitätszahlungen erzielen.

Bereits dieser vergleichsweise ambitionierte Zeitplan zeigt, dass der zeitliche Rahmen für die Einführung eines Kapazitätsmechanismus (in letztlich allen Ausprägungsvarianten) bereits sehr eng ist, wenn noch in dieser Dekade eine Lösung zur Flankierung der stilllegungsbedrohten Bestandskraftwerke gefunden und Neuinvestitionen zu Beginn der nächsten Dekade produktionswirksam werden sollten. Es wird auch deutlich, dass für den Zeitraum bis 2016/2017 v.a. im Bereich der Bestandsanlagensicherung ggf. andere Lösungen gefunden werden müssen.

2.6 Einordnung des Fokussierten Kapazitätsmarktes

Die grundsätzliche Notwendigkeit einer Ergänzung des heutigen Energy-only-Marktes durch Kapazitätsinstrumente wie auch die Terminierung solcher Mechanismen ist zum

derzeitigen Stand der informierten Debatte in Deutschland (noch) umstritten. Gleichwohl werden inzwischen konkrete Modelle für auf Mengensteuerung abstellende, wettbewerblich ausgerichtete Kapazitätsinstrumente diskutiert.

Unter diesen spielen vor allem zwei Mechanismen (für die jeweils mehrere Untervarianten in Frage kommen) eine besondere Rolle, die zwei extrem unterschiedliche Ansatzpunkte markieren und von daher für einen Vergleich mit dem Fokussierten Kapazitätsmarkt herangezogen werden können:

- Umfassende Kapazitätsmärkte basieren im Kern auf einer einheitlichen Ausschreibung für die angestrebte Gesamtkapazität, als Resultat erhalten alle in der Auktion erfolgreichen und ohne weitere Einschränkungen am Strommengenmarkt tätigen Kraftwerke eine Kapazitätzahlung, die sich aus dem einheitlichen Markträumungspreis der Kapazitätsauktion ergibt;
- das Modell der Strategischen Reserve beruht im Kern auf einer Ausschreibung für eine Kapazitätzahlung für Reservekraftwerke aus dem Bestand oder ggf. auch Neuanlagen, die weder aktuell noch zukünftig („No way back“) am Strommengenmarkt teilnehmen dürfen und nur in Notfällen der Versorgungssicherheit produzieren dürfen.

Im Vergleich zu diesen beiden Kapazitätsinstrumenten ergibt sich die im Folgenden dargestellte Einordnung des Fokussierten Kapazitätsmarktes entlang der (ausgewählten) Kriterien Umsetzungsaufwand und Umsetzungshorizont, regulatorische Risiken, Anpassungsfähigkeit und Reversibilität, Verteilungseffekte und Kosten für die Verbraucher, gesamtwirtschaftliche Effizienz und Lern- bzw. Zukunftsfähigkeit.

Zunächst zeigt sich, dass sich die Schritte zur Spezifikation der für das jeweilige Modell relevanten Marktsegmente zwischen den verschiedenen Modellen zumindest im Grundsatz nicht unterscheiden:

- Für den Fokussierten Kapazitätsmarkt muss eine Zielgröße für die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit (unter Einschluss der grenzüberschreitenden Stromflüsse) notwendige Gesamtkapazität festgelegt werden, wenn möglich in Abstimmung mit den Nachbarstaaten bzw. den Staaten des gleichen Regionalmarktes. Dieser Schritt ist für alle anderen Kapazitätsinstrumente ebenfalls notwendig und sollte mit den gleichen transparenten Prozeduren umgesetzt werden.
- Für den Fokussierten Kapazitätsmarkt wie auch das Modell der Strategischen Reserve müssen die Zielsegmente für das jeweilige Kapazitätsinstrument spezifiziert werden. Der dazu notwendige Aufwand dürfte sich ebenfalls kaum unterscheiden.

Hinsichtlich des Vergabeverfahrens unterscheiden sich die Modelle letztlich nicht, die ganz überwiegende Zahl der bisher bekannten Vorschläge für Kapazitätsinstrumente orientieren hier auf Auktionen nach dem Descending-clock-Verfahren. Die Liquidität des Marktes ist naturgemäß bei umfassenden Kapazitätsmärkten (wenn keine weitere Segmentierung vorgenommen wird) am größten und für das Modell der Strategischen Reserve am kleinsten, für den Fokussierten Kapazitätsmarkt ergibt sich eine Situation

zwischen den beiden genannten Modellen, wobei hier die explizite Einbeziehung nachfrageseitiger Maßnahmen einen erheblichen Beitrag zur Erhöhung der Liquidität leisten kann.

Die Erfüllung der Verpflichtungen ist qualitativ jeweils sehr ähnlich, erfasst jedoch beim Fokussierten Kapazitätsmarkt sowie bei den umfassenden Kapazitätsmärkten eine größere Grundgesamtheit von Anlagen und ist damit definitionsgemäß (etwas) aufwändiger.

Hinsichtlich des zeitlichen Vorlaufs werden mit einem realistischen Blick auf die Gesamtheit der Umsetzungsschritte letztlich keine signifikanten Unterschiede zwischen den verschiedenen Modellen (umfassender oder Fokussierter Kapazitätsmarkt bzw. Strategische Reserve) entstehen können.

Regulatorische Risiken bestehen letztlich für alle vorgeschlagenen Kapazitätsinstrumente. Während sich diese für den umfassenden und den Fokussierten Kapazitätsmarkt vor allem im Zuge der Parametrisierung des Systems ergeben und auf der Ebene möglichst robuster Prozeduren aufgefangen werden können, liegen die regulatorischen Risiken für die Strategische Reserve vor allem in der Phase des Betriebes (Freigabe der Kapazitäten jenseits von über die Märkte nicht mehr lösbarer Knappheitssituationen, Aufweichung des „No-way-back“-Prinzips). Diese spezifischen Risiken der Strategischen Reserve haben damit nach allen Erfahrungen aus vergleichbaren Situationen eine stark situative Komponente und sind prozedural deutlich schwieriger aufzufangen.

Die Anpassungsfähigkeit ist in allen Modellen letztlich gegeben. Die existierenden umfassenden Kapazitätsmärkte (z.B. in den USA) sind immer wieder modernisiert worden, auch die bisher umgesetzten segmentierten Kapazitätsinstrumente sind bei Bedarf faktisch immer wieder angepasst worden. In umfassenden Kapazitätsmärkten sind entsprechende Anpassungen wegen der Vollerfassung der Kraftwerkskapazitäten aufwändiger, bei segmentierten Absätzen wie dem Fokussierten Kapazitätsmarkt oder bei der Strategischen Reserve ist der Änderungsaufwand ebenfalls nicht marginal, der Komplexitätsgrad von Änderungen am System jedoch tendenziell geringer, teilweise können jedoch die notwendigen Anpassungen auch regelbasiert in das System integriert werden.

Die Frage nach der Reversibilität muss kontextbezogen bewertet werden. Für umfassende Kapazitätsmärkte, die dauerhaft für den gesamten Kraftwerkspark Einkommensströme für Kapazitäten erzeugen, bildet eine Abschaffung dieses Bepreisungsmechanismus ökonomisch einen Systemschock, dessen Folgen nur schwer und nicht einmal richtungssicher abzuschätzen sind. Wenn die Einführung eines Kapazitätsmarktes jedoch von der als belastbar angesehenen Annahme ausgeht, dass Energy-only-Märkte keine nachhaltige Basis für die Entwicklung des Stromversorgungssystems bietet, dann bildet die Reversibilität keine entscheidende Bewertungsdimension.

Im Gegensatz dazu werden die (verschiedenen) Modelle für eine Strategische Reserve explizit als Übergangsmodelle bis zur Klärung der langfristigen Leistungsfähigkeit von Energy-only-Märkten für Versorgungssicherheit etc. deklariert. Ungeachtet der Frage, zu welchem Zeitpunkt die Unsicherheiten im Gesamtportfolio der einschlägigen Bestimmungsgrößen (CO₂- und Brennstoffpreise, Entwicklung des Anlagenmarktes, Aus-

prägung des Ausbau erneuerbarer Energien, Entwicklung des europäischen Umfeldes etc.) eine hinreichend robuste Bewertung erlauben, müssen die Rahmenbedingungen einer Abschaffung des Instruments der Strategischen Reserve näher betrachtet werden. Wenn die Strategische Reserve sehr klein bleibt (wovon angesichts der aktuellen Entwicklungen eher nicht auszugehen ist), nur Bestandsanlagen erfasst und der „No-way-back“-Ansatz auch für den Zeitraum nach der Abschaffung durchgehalten werden kann („Never go back“), dann wären die Folgen einer Abschaffung tendenziell gering, wenn sich auf dem Energy-only-Markt Konstellationen einstellen sollten, die ausreichende Deckungsbeiträge zum Erhalt der Versorgungssicherheit gewährleisten. Falls aber eine oder mehrere dieser Voraussetzungen nicht als notwendigerweise gegeben angesehen werden, würde auch hier im Abschaffungsfall ein Systemschock entstehen, z.B. wenn eine erhebliche Kapazität von Neuanlagen aus der entsprechend spezifizierten Strategischen Reserve im Abschaffungsfall dieses Instruments aus rechtlichen oder politischen Gründen in den Energy-only-Markt eintreten könnten.

Das Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes ist mit Blick auf die Reversibilität mit hoher Wahrscheinlichkeit am robustesten. Stilllegungsgefährdete Bestandsanlagen werden separat behandelt. Falls sich die Stilllegungsgefährdung nicht länger als relevant herausstellt, wird sich in der Auktion ein Preis von nahe Null ergeben und so ein empirisch gesichertes Signal für die nicht mehr vorhandene Notwendigkeit von Kapazitätzahlungen erzeugen. Wenn die Erfüllung der mehrjährigen Kapazitätzahlungen für Neuanlagen gesichert ist, diese Zahlungen also auch im Fall einer Abschaffung des Kapazitätsinstruments weiter laufen ergibt sich auch hier keine Veränderung der Verhältnisse auf dem Strommengenmarkt. Falls sich der Energy-only-Markt also – im Gegensatz zu der in dieser Studie dargelegten Grundeinschätzung – als langfristig hinreichend leistungsfähig erweisen sollte, so würde aus einer Abschaffung des Fokussierten Kapazitätsmarktes kein Systemschock entstehen, der eine solche Reversion des Kapazitätsinstrument massiv erschweren würde.

Alle Kapazitätsinstrumente haben – wie auch der Energy-only-Markt – Verteilungseffekte. Für die besonders wichtigen Verteilungseffekte zwischen Erzeugern und Verbrauchern müssen folgende Mechanismen unterschieden werden:

- die direkten Kosten für Kapazitätzahlungen sowie
- die indirekten (Differenz-) Kosteneffekte auf den Energy-only-Märkten.

Eine Bewertung der Verteilungseffekte zwischen Erzeugern und Verbrauchern muss dabei den Nettoeffekt beider Mechanismen berücksichtigen, eine selektive Auswahl führt nicht zu sinnvollen Ergebnissen:

- Umfassende Kapazitätsmärkte erzeugen – bei gleicher Bewertung des Kapazitätsbedarfs zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit – das höchste Niveau an Kapazitätzahlungen, da sie erstens den gesamten Kraftwerkspark bepreisen (Mengeneffekt) und sich bei einer einheitlichen Auktion ein längerfristig an den notwendigen Kapazitätzahlungen für Neuanlagen orientierter, relativ hoher Preis ergibt (Preiseffekt). Dafür werden auf dem Energy-only-Markt knappheitsbedingte Preisspitzen vermieden.

- Die Strategische Reserve erzeugt wahrscheinlich die geringsten Kosten für Kapazitätzahlungen, da die Segmente des Kraftwerksparks, die in den Genuss von Kapazitätzahlungen kommen, wahrscheinlich knapp bemessen sein werden – auch wenn die Gesamtsumme erheblich von der genauen Ausgestaltung dieses Kapazitätsinstrumentes (Altanlagen vs. Neuanlagen oder Hybridmodell) abhängt. Die Strategische Reserve erzeugt jedoch – und das ist explizit der Zweck des Modells – auf dem Energy-only-Markt Preisspitzen, die für die wirtschaftliche Darstellbarkeit von Neubaukraftwerken notwendig sind, aber auch auf das gesamte Marktvolumen wirken, damit eine erhebliche Hebelwirkung entfalten und zu signifikanten Mitnahmeeffekten bei den ohnehin profitablen Bestandskraftwerken führen. Die so entstehenden (und letztlich angestrebten) Preiseffekte auf dem Energy-only-Markt werden in Summe deutlich höher als die der Kapazitätzahlungen liegen.
- Der Fokussierte Kapazitätsmarkt erfasst mit hoher Wahrscheinlichkeit ein größeres Kapazitätswolumen als die Strategische Reserve, bleibt aber mit großer Sicherheit auch deutlich unter dem des umfassenden Kapazitätsmarktes. Durch die Differenzierung zwischen einem Bestandsanlagen- und einem Neuanlagensegment fällt der o.g. Preiseffekt des Fokussierten Kapazitätsmarktes insgesamt geringer aus. Die Preiseffekte auf dem Energy-only-Markt sind bei gleichem Versorgungssicherheitsniveau identisch mit denen für das Modell des umfassenden Kapazitätsmarktes.

Der Netto-Kosteneffekt des Fokussierten Kapazitätsmarktes dürfte also mit hoher Sicherheit unter denen der beiden anderen Modelle liegen, da mögliche Ineffizienzen aus der regulatorisch entschiedenen Splittung des Marktes für stilllegungsbedrohte Bestands- und notwendige Neuanlagen im Vergleich zu einem einheitlichen Markt zwar zweifelsohne vorhanden sein, aber kaum eine Größenordnung erreichen werden, die die Unterschiede bei den anderen Kostenkomponenten ausgleicht.

Grundsätzlich gilt dies auch für die Bewertung der (gesamtwirtschaftlichen) Effizienz, die ja Verteilungseffekte zunächst ausblendet und sich auf die Optimierung der Systemkosten konzentriert. Die statische Effizienz (zu einem gegebenen Zeitpunkt) ist vergleichsweise einfach zu modellieren und zu bewerten. Für die dynamische Effizienz, also die Frage der optimalen Systemkosten über die Zeit hängt die Bewertung sehr stark von den Annahmen und Erwartungen für die wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen sowie der Spezifikation und Parametrisierung der Kapazitätsinstrumente ab. Theoretische Überlegungen lassen aber vermuten, dass sich Betriebs- und Investitionsentscheidungen, die die Knappheitssignale des Energy-only- wie auch des Kapazitätsmarktes einbeziehen und vor allem auch die Nachfrageseite direkt adressieren, zu Ergebnissen führen, die im Lichte der dynamischen Effizienz vorteilhafter sind. Vor diesem Hintergrund können sich also durchaus Effizienzvorteile für den umfassenden Kapazitätsmarkt, mit hoher Wahrscheinlichkeit aber auch für den Fokussierten Kapazitätsmarkt ergeben. Letztlich bleibt aber auch darauf hinzuweisen, dass sich ein belastbarer Nachweis realer Effizienzvorteile aus unterschiedlichen Gründen ohnehin als schwierig bis unmöglich erweist.

Die Lernfähigkeit der verschiedenen Kapazitätsinstrumente ist im engen Zusammenhang mit dem potenziellen Beitrag zum Umbau des Stromversorgungssystems in Richtung erneuerbarer Energien zu sehen. Die Modelle der Strategischen Reserve und der umfassenden Kapazitätsmärkte richten sich – auch im Lichte des zugrundeliegenden Ansatzes „Ein Ziel – ein Instrument“ – exklusiv auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Die Herausforderungen in den Bereichen Flexibilitätssicherung in Stromversorgungssystemen mit hohen Anteilen variabler erneuerbarer Energien sowie mit Blick auf den Aufbau bzw. den Erhalt eines CO₂-intensiven Kapitalstocks werden damit in den Wirkungsbereich anderer Instrumente delegiert.

Das Modell des Fokussierten Kapazitätsmarktes nimmt dagegen die Herausforderungen aus den Bereichen Flexibilitätsanforderungen für neue Kraftwerke sowie die klimapolitischen Restriktionen bei Neubaukraftwerken explizit auf und adressiert diese mit vergleichsweise einfachen Regelungen. Insofern bildet dieses Kapazitätsinstrument eine anschlussfähige Lösung zum Konzept der Capability-Märkte, das vor allem auf die umfassende Einbeziehung der Nachfrageseite sowie die spezifische Ausrichtung auf flexible Angebotsoptionen abzielt.

In der Gesamtschau hat das Instrument des Fokussierten Kapazitätsmarktes hinsichtlich einer Vielzahl von Ausgestaltungseffekten eine größere Schnittmenge zum Modell der umfassenden Kapazitätsmärkte, versucht aber auch, einige Regelungsvorteile der Strategischen Reserve einzubeziehen. Mit Blick auf die verschiedenen, hier auf qualitativer Ebene diskutierten Bewertungsdimensionen ergibt sich eine insgesamt durchaus vorteilhafte Gesamteinordnung für das Modell des Fokussierten Kapazitätsmarkts.

Im Ergebnis bildet der Fokussierte Kapazitätsmarkt einen pragmatischen und im Vergleich zu den bisher diskutierten Modellen eines umfassenden Kapazitätsmarktes bzw. einer Strategischen Reserve durchaus vorteilhaften Ansatz zur Lösung der aktuellen und absehbaren Herausforderungen im Bereich der Versorgungssicherheit. Gleichzeitig kann der Fokussierte Kapazitätsmarkt aber auch einen maßgeblichen Beitrag zur Flankierung des Umbaus des Energiesystems in Richtung erneuerbarer Energien sowie zur Erhaltung einer hohen Wettbewerbsintensität im Strommarkt und zur maßgeblichen Begrenzung der Kosten für die Verbraucher erbringen.

Download der Gesamtstudie



<http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Fokussierte-Kapazitaetsmaerkte.pdf>



<http://www.oeko.de/oekodoc/1586/2012-442-de.pdf>



http://www.lbd.de/cms/pdf-gutachten-und-studien/1210_Oeko-Institut_LBD_Raue-Fokussierte_-Kapazitaetsmaerkte.pdf

