

Perspektiven für die langfristige Entwicklung der Strommärkte und der Förderung Erneuerbarer Energien bei ambitionierten Ausbauzielen

Diskussionspapier:

Perspektiven zur aktuellen Kapazitätsmarktdiskussion in Deutschland

Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (ISI)

Jenny Winkler, Frank Sensfuß

Lehrstuhl für Energiewirtschaft, IIP, Karlsruher Institut für Technologie (KIT)

Dogan Keles, Lea Renz, Wolf Fichtner

Kurzzusammenfassung

In Deutschland werden derzeit zahlreiche Vorschläge zur konkreten Ausgestaltung des Strommarktdesigns bei Integration von Kapazitätsmechanismen diskutiert. Ursache ist vor allem die Sorge um die Versorgungssicherheit im bestehenden Energy-Only-Markt. Allerdings gibt es noch erheblichen Dissens zur zentralen Ausgestaltung eines zukünftigen Marktdesigns.

Uneinigkeit über die Höhe der zukünftig benötigten Kapazitäten

Nach Ansicht der Autoren besteht in Deutschland kurzfristig keine Knappheit an gesicherter Leistung. Durch die EnWG-Novelle kann die Stilllegung von systemrelevanten Kraftwerken zumindest bis 2017 vermieden werden, was prinzipiell der Wirkung einer strategischen Reserve entspricht. Bestehende Studien zum zukünftig benötigten Kapazitätsbedarf kommen zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen bzgl. des Bedarfes ab 2020.

Versagen der Energy-Only-Märkte bei der Bereitstellung der notwendigen Kapazität noch nicht abschließend geklärt

Die derzeitigen niedrigen Großhandelspreise für Strom, die geringere Deckungsbeiträge zur Folge haben und Kraftwerksinvestitionen erschweren, lassen sich u.a. durch bestehende Überkapazitäten und niedrige CO₂-Preise erklären. Sie sind somit nicht unbedingt als Zeichen für Marktversagen zu bewerten. Eine evolutionäre Weiterentwicklung des Energy-Only-Markts zur Steigerung der Flexibilität erscheint durch Maßnahmen, wie bspw. ein späteres Gate Closure in den verschiedenen Märkten oder Maßnahmen zur Ausweitung der Handelsvolumina am Spot- und Intraday-Markt, möglich.

Entwicklung eines effizienten Marktdesigns mit Kapazitätsmechanismen ist komplex, Fehlparametrisierungen können zu erheblichen Mehrkosten führen

Zentrale Schwierigkeiten bei der Einführung von Kapazitätsmechanismen liegen in der korrekten Abschätzung des zukünftigen Kapazitätsbedarfs oder eines ggf. administrativ bestimmten Preises. Es besteht insbesondere bei selektiven Kapazitätsmechanismen die Gefahr, dass durch den Eingriff in den bestehenden Markt seine Steuerungswirkung reduziert wird und die Einkommen für nicht erfasste Kraftwerke, ggf. auch von EEG Anlagen, sinken und somit der Mechanismus auf immer mehr Kapazitäten ausgedehnt werden muss. Weiterhin ist zu beachten, dass rein national geplante Maßnahmen im Rahmen eines europäischen Strommarktes zu erheblichen Ineffizienzen und somit Mehrkosten führen können. Zusätzlich ergibt sich die Problematik, dass umfassende Veränderungen im Strommarktdesign Investoren verunsichern und zusätzlich Risikoaufschläge und Transaktionskosten mit sich bringen können.

Sorgfältige Analyse durch weitere Forschung erscheint dringend notwendig

Die oben genannten Problematiken verdeutlichen den zusätzlichen Forschungsbedarf. Die noch bestehenden Unsicherheiten, die im vorliegenden Papier beschriebenen Herausforderungen bei Design und Umsetzung sowie die potenziellen unerwünschten Nebenwirkungen lassen die Einführung eines Kapazitätsmechanismus zusätzlich zur jüngst beschlossenen EnWG-Novelle zum jetzigen Zeitpunkt verfrüht erscheinen, insbesondere da Fehlentscheidungen zu erheblichen Kosten führen können.

Inhaltsverzeichnis

1	Hintergrund und Motivation	1
2	Kapazitätsbedarf im deutschen Strommarkt.....	2
3	Funktionsfähigkeit des Energy-Only-Markts und mögliche Verbesserungen des Marktdesigns.....	8
4	Wechselwirkungen zwischen Kapazitätsmechanismen und Energiemarkt	13
5	Internationale Erfahrungen mit Kapazitätsmechanismen	15
6	Flexibilitätsbedarf und Optionen zur Bereitstellung von Kapazität.....	23
7	Kapazitätsmechanismen und Förderpolitik für Erneuerbare Energien	27
8	Zusammenfassung und Politikempfehlungen.....	28
9	Anhang - Beschreibung und Bewertung von international implementierten Kapazitätsmechanismen	31
10	Literatur.....	45

1 Hintergrund und Motivation

In Deutschland wird, wie auch in einigen weiteren EU-Staaten, derzeit intensiv über die Einführung eines Kapazitätsmechanismus diskutiert. Einige Staaten haben, teilweise schon seit längerem, bereits solche Mechanismen implementiert. Das Hauptziel eines Kapazitätsmechanismus besteht darin, zu jedem Zeitpunkt die Versorgungssicherheit durch ein vorab definiertes Kapazitätsniveau sicherzustellen. Als weitere Ziele werden die Vermeidung befürchteter hoher Preisspitzen bzw. die Schaffung weniger volatiler Preise sowie die Flankierung der Energiewende angegeben, um gezielt den Bau flexibler, emissionsarmer¹ Kraftwerke zu fördern. Ausgangspunkt für die Forderung nach Kapazitätsmechanismen zur Erhaltung der Versorgungssicherheit ist die Annahme, dass der derzeit implementierte Energy-Only-Markt keine ausreichenden Investitionsanreize setzt.

Umfassende Veränderungen im Strommarktdesign können Investoren verunsichern und bringen zusätzlich Risikoaufschläge und Transaktionskosten mit sich. Daher sollten die Vor- und Nachteile solcher Veränderungen vor der Einführung eines neuen Marktdesigns genau analysiert werden. Vor diesem Hintergrund erscheint die aktuelle Diskussion um Kapazitätsmechanismen aus wissenschaftlicher Sicht nicht ausreichend fundiert. Zum einen wird nicht klar dargestellt, dass noch große Unsicherheiten bezüglich des tatsächlichen Kraftwerksbedarfs bestehen, zum anderen kann das Funktionieren des Energy-Only-Markts zum jetzigen Zeitpunkt nicht (zweifelsfrei) widerlegt werden. Des Weiteren sind die Vorschläge zu Kapazitätsmechanismen bisher noch keiner genaueren quantitativen Untersuchung unterzogen worden.

In Deutschland ist zudem derzeit noch nicht klar, worauf ein möglicher Kapazitätsmechanismus abzielen soll. Stattdessen gibt es drei mögliche Stoßrichtungen, die aber nicht klar voneinander getrennt diskutiert werden: Kapazitätsmechanismen sollen die lokalen Engpässe in Süddeutschland beseitigen, außerdem für die Bereitstellung ausreichender Kapazitäten zu Spitzenlastzeiten (bzw. zur Absicherung der Stromerzeugung aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien) sorgen und schließlich zu einem Umbau des Kraftwerksparks hin zu mehr Flexibilität und geringeren Emissionen führen. Zudem wird die Diskussion auch bezüglich der Zeitachse nicht klar geführt – teilweise geht es um kurzfristige lokale Engpässe, teilweise auch um die langfristige Umgestaltung des Elektrizitätsversorgungssystems.

Das vorliegende Papier stellt keinen eigenen Vorschlag zur Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus vor. Vielmehr soll es zu einer objektiven Diskussion über die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen und über die Herausforderung bei deren

¹ Dies unterstellt implizit, dass durch den Energy-Only-Markt Anreize für die „falschen“ Kraftwerke gegeben werden.

Einführung beitragen. Bei der Betrachtung wird von netztechnischen Problemen abstrahiert. Im weiteren Verlauf des Forschungsvorhabens „Perspektiven für die langfristige Entwicklung der Strommärkte und der Förderung Erneuerbarer Energien bei ambitionierten Ausbauzielen“ werden die Notwendigkeit von verschiedenen Kapazitätsmechanismen sowie ihre Auswirkungen auf den Strommarkt mit Hilfe modellgestützter Ansätze analysiert.

Abschnitt 2 legt dar, welche zusätzlichen Kapazitäten im deutschen Markt gebraucht werden und wann dies der Fall ist. Abschnitt 3 diskutiert die Funktionsfähigkeit des Energy-Only-Markts im Rahmen des spezifischen aktuellen deutschen Kontexts. Abschnitt 4 erläutert die Wechselwirkungen zwischen Kapazitätsmechanismen und Spotmarktpreisen. Abschnitt 5 betrachtet international implementierte Kapazitätsmechanismen und evaluiert ihre Zielsetzung, Ausgestaltung und Zielerreichung. In Abschnitt 6 wird diskutiert, inwieweit und in welcher Form unterschiedliche Optionen zur Bereitstellung von Kapazität und Flexibilität sinnvollerweise in einem Markt zusammengebracht werden sollten und ob dadurch eine volkswirtschaftlich optimale Situation erreicht werden kann. Abschnitt 7 betrachtet zur Diskussion stehende Kapazitätsmechanismen vor dem Hintergrund der steigenden Anteile an Erneuerbaren Energien. In Abschnitt 8 werden Politikempfehlungen auf der Grundlage der vorhergehenden Diskussion vorgestellt.

2 Kapazitätsbedarf im deutschen Strommarkt

Kurzzusammenfassung

- Die Einschätzung der aktuellen Situation und des zukünftigen Kapazitätsbedarfs hängt stark von den getroffenen Annahmen ab (z. B. von der Höhe des Leistungskredites der Importe und der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, von der Nachfrageentwicklung und von den Annahmen zu Kraftwerksneubauten und -stilllegungen).
- Kurzfristig ist in Deutschland summarisch noch kein Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten festzustellen.
- Regional begrenzte Knappheitssituationen und Netzprobleme begründen aus Sicht der Autoren keine zusätzlichen Anreize zur marktweiten Kapazitätsbereitstellung, welche hierbei nicht per se zu einer Verbesserung führt.
- Mittel- bis langfristig werden in Deutschland bei nationaler Betrachtungsweise und bei Nichtberücksichtigung bestehender Flexibilitätsoptionen zusätzliche Kapazitäten notwendig, deren Höhe allerdings kontrovers diskutiert wird.
- Die Bereitstellung zusätzlicher Kapazität ist grundsätzlich durch (neue) Kraftwerke, Nachfragemanagement, Speicher oder gesicherte Importe möglich.
- Alle Arten der Bereitstellung benötigen Investitionsanreize, die entweder durch den Energy-Only-Markt oder andere Mechanismen induziert werden müssen.

Die gesamte installierte Kapazität in Deutschland² betrug im Dezember 2012 rund 175 GW³(1). Die konventionellen Kraftwerke machen davon 79,1 GW aus; dazu kommen 8,9 GW an Pumpspeichern. Speicherwasser, Grubengas, Klärgas, Abfall, Biomasse und Geothermie tragen zusätzlich 8,5 GW bei. Die fluktuierenden Erneuerbaren Energien Sonne, Wind und Laufwasserkraft machen schließlich 65,8 GW aus. Dem gegenüber stand eine Spitzenlast von etwa 85 GW (2,3). Trotz der steigenden Anteile Erneuerbarer Energien werden auch in den nächsten Jahrzehnten konventionelle Kraftwerke zur Deckung der Last erforderlich sein. Allerdings gibt es große Unsicherheiten bezüglich des Zeitpunkts eines möglichen Defizits an gesicherter Leistung sowie bezüglich des Gesamtbedarfs an neuen Kraftwerken.

Aktueller Kraftwerksbedarf

Die erste Unschärfe besteht bei der Beurteilung der Versorgungssicherheit für die Gegenwart. Durch den Ausstieg aus der Kernenergie ist die deutsche Reservemarge⁴ deutlich gesunken. Bei konservativer Schätzung kommen die deutschen Netzbetreiber deshalb zu dem Ergebnis, dass bereits 2011 die Spitzenlast (81,2 GW als vertikale Netzlast) nicht mit inländisch sicher verfügbarer Leistung (80,1 GW) gedeckt werden konnte (4). Der Vergleich mit der tatsächlich verfügbaren Leistung zum betrachteten Zeitpunkt (21. Dezember 2011 17:45) zeigt dagegen, dass 96,7 GW zur Deckung der Last zur Verfügung standen. Der Unterschied beruht hauptsächlich auf der Tatsache, dass zum fraglichen Zeitpunkt eine hohe Windeinspeisung vorlag, Wind in die Rechnung der Netzbetreiber zur gesicherten Leistung aber nur mit einem Leistungskredit von 1% eingeht. Auch der Beitrag der anderen Erneuerbaren Technologien wird mit verhältnismäßig geringen Kapazitätskrediten bewertet. Die Nutzung alternativer Kapazitätskredite (s. Tabelle 1) führt zu einer gesicherten Leistung von 88,7 GW und somit einer abweichenden Beurteilung der derzeitigen Versorgungssicherheit⁵.

Es zeigt sich, dass die Einschätzung des Kapazitätsbedarfs stark davon abhängt, wie man die bestehenden Kapazitäten bewertet. Insbesondere ergeben sich Herausforderungen bei der Berücksichtigung der Erneuerbaren Energien, aber auch bei der Beurteilung von Speichern und konventionellen Kraftwerken. Dabei hängt die Beurteilung der gesicherten Verfügbarkeit von fluktuierenden Erneuerbaren Energien auch von der Einschätzung der zukünftigen Entwicklung und Anwendung von Speichertechnologien ab. Zudem werden hier weitere unsichere Faktoren, wie internationale Kuppelstellen, die Entwicklung der Gesamtnachfrage und die Flexibilität der

² In das deutsche Netz einspeisende Kraftwerksleistungen in Luxemburg, Frankreich, Schweiz und Österreich sind ebenfalls aufgeführt.

³ Anlagen > 10 MW bei konventionellen Kraftwerken

⁴ Bei der Reservemarge (oder Kapazitätsmarge) handelt es sich um den prozentualen Unterschied zwischen der Spitzenlast und der gesamten verfügbaren Leistung im Stromsystem.

⁵ Wenn man davon ausgeht, dass zusätzlich die Systemdienstleistungsreserve im Notfall zur Lastdeckung eingesetzt werden könnte, besteht sogar eine Überdeckung von 15%.

Nachfrageseite, nicht berücksichtigt. Diese sind aber für die Beurteilung des zukünftigen Kraftwerksbedarfs entscheidend.

Tabelle 1: Leistungskredite für Erneuerbare Energien (4)

Leistungskredit Erneuerbarer Energien	Annahmen der Netzbetreiber	Eigene Annahmen
PV	0%	0%
Wind	1%	5%
Biomasse, Abfall, Klärgas, Grubengas	50%	80%
Laufwasser	25%	25%
Pumpspeicher/ Speicherspeicherwasser	80%	80%

Dennoch lässt sich aus der Sicht der Autoren schließen, dass zum jetzigen Zeitpunkt die Deckung der (als inflexibel angenommenen) Nachfrage sehr wahrscheinlich ist und nur bei sehr restriktiven Annahmen bezüglich der Leistungskredite für Erneuerbare Energien, der Ausfallraten von Kraftwerken und der Verfügbarkeit der Reservekraftwerke Probleme erwartet werden können. Die Summenbetrachtung für Deutschland schließt allerdings keine lokalen Unterschiede in der Versorgungssicherheit mit ein. Potenzielle, durch Netzengpässe begründete lokale Kapazitätsengpässe im süddeutschen Raum werden dadurch nicht berücksichtigt.

Mittelfristige Entwicklung

Für die Beurteilung der mittelfristigen Entwicklungen muss eine Abschätzung der zukünftigen Nachfrage, aber auch der Kraftwerkszubauten und -stilllegungen erfolgen.

Bezüglich der Kraftwerksstilllegungen steht bereits fest, dass bis 2022 alle Kernkraftwerke (ca. 12,7 GW) aus dem Markt gehen werden. Unsicherheiten bestehen bezüglich Kraftwerksplanungen und weiterer Stilllegungen. Zunächst werden weitere Kraftwerke vom Netz gehen, die ihre technische Lebensdauer erreicht haben. Daneben könnten auch ökonomisch bedingte Stilllegungen aufgrund niedriger Preise am Stromgroßhandelsmarkt treten. Solche Stilllegungen wurden teilweise schon angekündigt und auch umgesetzt: Beispielsweise hat E.ON angekündigt, Staudinger 4 und Irsching 3 stillzulegen. Die beiden Gaskraftwerke wurden von den Netzbetreibern in Abstimmung mit der BNetzA als Kaltreserve kontrahiert. Hierzu beklagen insbesondere Betreiber von Gaskraftwerken, dass die Deckungsbeiträge auch von modernen Anlagen wie bspw. Irsching 5 (Wirkungsgrad knapp 60%) aufgrund zurückgehender Einsatzstunden gesunken sind. Die Stilllegung eines Kraftwerksblocks über 50 MW muss allerdings nach der EnWG-Novelle dem Übertragungsnetzbetreiber nun ein Jahr im Voraus angezeigt werden. Kraftwerke können vom ÜNB als systemrelevant eingestuft werden (beispielsweise bei Standorten in Süddeutschland); die Abschaltung ist dann gegen Entschädigung untersagt. Außerdem ist anzumerken, dass systemrelevante Gaskraftwerke in kritischen Situationen bevorzugt mit Gas versorgt

werden können. Das Gaskraftwerk RDK 4 verfügt seit diesem Jahr bspw. über einen nicht unterbrechbaren Gasvertrag.

Bezüglich der Kraftwerkszubauten bestehen ebenfalls Unsicherheiten – laut BMWi & BMU (3) waren 2011 12,9 GW an Kraftwerken im Bau; 21,2 GW befanden sich bereits in der Planung, wobei sich die Planungszahlen jedes Jahr ändern und dadurch mit Unsicherheiten behaftet sind. Zusätzlich werden die Erneuerbaren Energien weiter ausgebaut. Die Analyse der Netzbetreiber geht auf Basis aktueller Zahlen zumindest bis 2015 von einer Entspannung der Situation aus.

Ob darüber hinaus mittelfristig ein Kapazitätsbedarf besteht und wie hoch dieser ist, hängt allerdings (wie bei der Beurteilung der derzeitigen Situation) stark von der Betrachtungsweise ab, da neben (neuen) Kraftwerken auch andere Optionen, wie Erneuerbare Energien (wobei hier die Stochastik der Erzeugung bei dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien berücksichtigt werden muss), Speicher, Nachfragemanagement und Stromimporte und –exporte einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten können. Eine Berücksichtigung dieser Möglichkeiten hat starke Auswirkungen auf die Aussagen zum zukünftigen Kapazitätsbedarf – beispielsweise ergibt sich aus Berechnungen des Fraunhofer ISI, dass die maximale Residuallast zwischen 2010 und 2020 von 81,2 GW⁶ auf 73,8 GW sinkt. Diese Berechnungen wurden unter der Annahme durchgeführt, dass Erneuerbare Energien nach den Planungen im Nationalen Aktionsplan zugebaut werden und die Gesamtnachfrage unverändert bleibt. Eine Einbeziehung bestehender Speicher und der Kuppelstellen mit dem benachbarten Ausland ergibt eine weitere Reduktion der zu bedienenden Residuallast auf maximal 62,2 GW in 2020 (5). Nach Berechnungen des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI) (6) ergibt sich dagegen ein Bedarf an installierter konventioneller Kapazität in 2020 von 95 GW, wobei Windanlagen mit einem Leistungskredit von 5% berücksichtigt werden und ein Spitzenlastbedarf von 89 GW angenommen wird. Bei einer nationalen Betrachtungsweise der Versorgungssicherheit bedarf es zudem tendenziell höherer Kapazitäten als bei einer europäischen Betrachtung, da es bei einer europäischen Betrachtung zu Ausgleichswirkungen kommt, weil Spitzenlasten und geringe oder hohe Stromerzeugung aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien i.d.R. in den unterschiedlichen Ländern nicht zeitgleich auftreten. Zu beachten ist hier jedoch, dass derzeit Versorgungssicherheit als eine nationale Aufgabe angesehen wird und möglicherweise die Kuppelstellen die Möglichkeiten der internationalen Bereitstellung von Versorgungssicherheit beschränken könnten⁷.

⁶ Hier wird als Grundlage die Gesamtlast betrachtet, nicht die vertikale Netzlast wie bei 50 Hertz et al. (4).

⁷ Dabei ist zu berücksichtigen, dass Deutschland über eine hohe Kapazität an Kuppelstellen verfügt (17,2 GW für den Stromimport und 15,9 GW für den Stromexport (7), was etwa 20% der Spitzenlast entspricht).

Die Unklarheiten zeigen sich auch daran, dass die verschiedenen vorliegenden Studien zu unterschiedlichen Schlüssen bezüglich des zukünftigen Zubaubedarfs kommen. Abbildung 1⁸ zeigt den aus aktuellen Modellierungsarbeiten verschiedener Studien resultierenden Zubaubedarf konventioneller Kraftwerksleistung abzüglich derzeit in Bau befindlicher Kapazitäten bis zu den Jahren 2020 und 2030 bzw. 2023 und 2033. EWI (6) schätzt demnach den zusätzlichen Bedarf an Gaskraftwerken bis 2020 auf ca. 13 GW, wohingegen alle weiteren hier dargestellten Modellierungsarbeiten für den gleichen Zeitraum einen wesentlich geringeren zusätzlichen Kapazitätsbedarf prognostizieren (ca. 2-7 GW). Das Szenario A des Netzentwicklungsplans 2013 der Übertragungsnetzbetreiber geht bis zum Jahr 2023 sogar von keinerlei zusätzlichem Neubaubedarf an Erdgaskraftwerken aus, sondern lediglich von einem leichten Anstieg der Leistungsbereitstellung aus Steinkohlekraftwerken. Zu einem ähnlichen Ergebnis kommt die Prognos AG. Unter Berücksichtigung der aktuellen Gesetzeslage sind nach deren Berechnungen bis 2020 keine zusätzlichen Kapazitäten notwendig. Eine Lücke zwischen Jahreshöchstlast und gesicherter Leistung in Deutschland entsteht in diesem Szenario erst nach 2022.

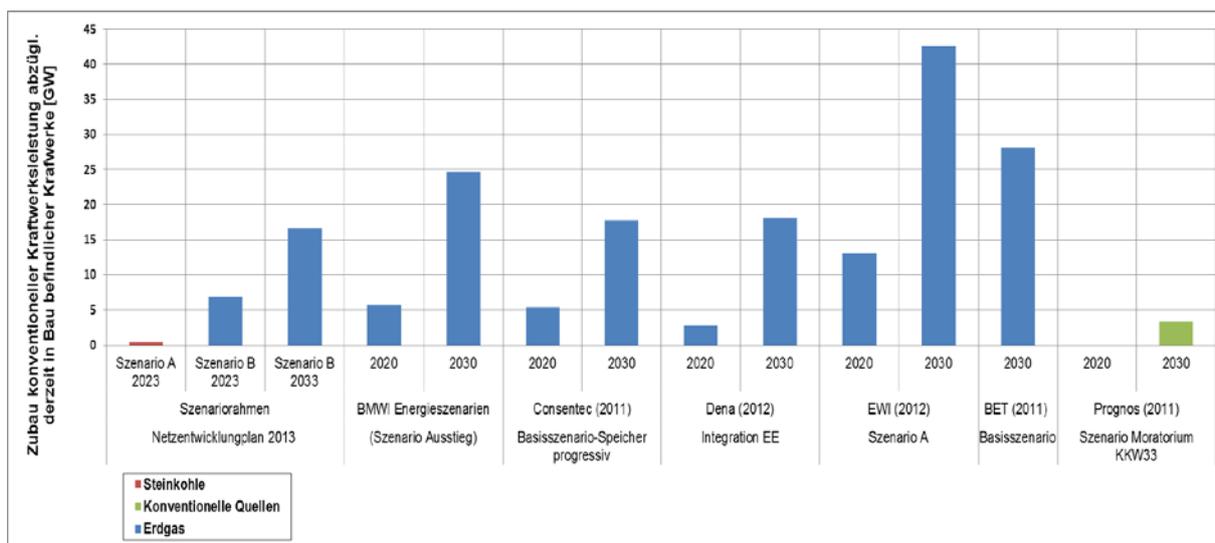


Abbildung 1: Zusätzlicher Neubaubedarf an konventionellen Kraftwerken (zusätzlich zu den derzeit im Bau befindlichen Kapazitäten) in aktuellen Modellierungsarbeiten bis zu den Jahren 2020 und 2030 bzw. 2023 und 2033 (2,6,8–12), Eigene Darstellung).

Ergebnis

Die Analyse zeigt, dass erhebliche Unsicherheiten bezüglich der Beurteilung der derzeitigen Versorgungssicherheit, insbesondere aber auch bezüglich des zukünftigen Kapazitätsbedarfs bestehen. Insbesondere die Annahmen zum Beitrag von Erneuerbaren Energien, Speichern und flexibler Nachfrage sind noch nicht abschließend ge-

⁸ Der in dieser Abbildung dargestellte zusätzliche Zubaubedarf an Kraftwerksleistung ergibt sich aus der je Szenario und je Stichjahr prognostizierten installierten fossilen Erzeugungskapazität abzüglich der derzeit installierten Kapazität (gemäß BnetzA, Stand Dezember 2012) und in Bau befindlicher Kapazitäten (gemäß BnetzA, Stand Dezember 2012, jedoch aktualisiert um die positive Bauentscheidung Ende 2012 für ein GuD-Kraftwerk in Köln mit 450 MW).

klärt. Zudem bestehen erhebliche Unsicherheiten bezüglich der Entwicklung der Spitzenlast und bezüglich der Stilllegung sowie Neubau konventioneller Kraftwerke.

Nach Einschätzung des Konsortiums besteht jedoch in den nächsten Jahren **ausreichende Kraftwerkskapazität** zur Deckung der Nachfrage im deutschen Strommarkt, auch unter Berücksichtigung des Ausstiegs aus der Kernenergie, wenn bestehende Flexibilisierungsoptionen sowie die Erzeugung aus Erneuerbaren Energien berücksichtigt werden. **Mittel- bis langfristig** (nach 2020) ist es dennoch möglich, dass es auf nationaler Ebene zu Kapazitätsengpässen kommen kann, insbesondere wenn die Versorgungssicherheit allein national gewährleistet werden soll. Dabei ist anzumerken, dass diese Anforderung dem Grundgedanken der Liberalisierung und Koppelung der europäischen Strommärkte im Sinne der ökonomischen Effizienz widerspricht. Eine Bereitstellung dieser ggf. nicht benötigten und damit auch nicht ausgelasteten inländischen Zusatzkapazität stellt eine politische Vorgabe dar, die zusätzliche Kosten verursacht und in einem auf europäischer Ebene gekoppelten Markt nicht abgebildet werden kann.

Grundsätzlich kann die benötigte Kapazität durch Lastmanagement, (Langfrist-) Speicher, Stromimporte über internationale Kuppelstellen oder zusätzliche installierte thermische Kraftwerksleistung bereitgestellt werden. Dabei sollte im Optimalfall die günstigste Kombination der Optionen gewählt werden. Beachtet werden muss außerdem, dass die unterschiedlichen Optionen nicht die gleichen Anforderungen bezüglich Laufzeit, Reaktionsgeschwindigkeit etc. erfüllen.

Derzeit wird zudem der **kurzfristigere, eher regionale Bedarf** an zusätzlicher Kapazität diskutiert. Dies beruht zum einen auf der Tatsache, dass momentan in Süddeutschland aufgrund von Netzengpässen und der Stilllegung von Kernkraftwerken im Winter Probleme mit der Netzstabilität auftreten. Die oben bereits erwähnten Kraftwerksstilllegungen tragen derzeit ebenfalls hauptsächlich zu lokalen Engpässen bei. Aufgrund der EnWG-Novelle ist die Gefahr weiterer Stilllegungen von systemrelevanten Kraftwerken jedoch zunächst (bis 2017) gebannt. Zudem haben die Netzbetreiber die Möglichkeit, Netzreserve für die Wintermonate zu kontrahieren. Längerfristig sollten die lokalen Engpässe eher durch Netzausbau vermieden werden, da in der Regel der Netzausbau eine relativ kostengünstige Variante darstellt.

3 Funktionsfähigkeit des Energy-Only-Markts und mögliche Verbesserungen des Marktdesigns

Kurzzusammenfassung

- Eine Bereitstellung ausreichender Investitionsanreize ist im Energy-Only-Markt theoretisch möglich (Knappheitspreise), allerdings sind bisher beobachtete Investitionen auch alternativ zu erklären (z.B. durch die kostenlose Zuteilung von CO₂-Zertifikaten in Europa).
- Das Missing-Money-Problem wird durch die Energiewende tendenziell verschärft.
- Administrative Preisobergrenzen sind problematisch für das Zustandekommen von hohen Preisen in Knappheitssituationen.
- Die derzeit niedrigen Preise am Spotmarkt können als Zeichen für die Funktionsfähigkeit des Strommarktes interpretiert werden, da aufgrund der Kopplung mit anderen europäischen Märkten und des Ausbaus der Erneuerbaren Energien Überkapazitäten bestehen.
- Ein wichtiger Vorteil des Energy-Only-Markts besteht darin, dass unterschiedlichste Flexibilitätsoptionen gleichermaßen angereizt werden können. Außerdem ist die Marktgestaltung relativ einfach und transparent. Die Möglichkeiten zur inkrementellen Weiterentwicklung des Markts sollten genutzt werden, bevor eine umfassende Umgestaltung des Markts erfolgt.

Seit der Liberalisierung des Stromsektors wird international diskutiert, inwieweit Energy-Only-Märkte ausreichende Investitionssignale für zusätzliche Kapazitäten setzen können. Da die meisten Stromsysteme mit Überkapazitäten aus der Zeit des staatlichen Monopols in die Liberalisierung gestartet sind, konnte bisher noch nicht empirisch bewiesen werden, ob ausreichende Investitionssignale für einen kompletten Investitionszyklus bestehen.

Preissetzung und Investitionsanreize am Energy-Only-Markt

Abbildung 2 zeigt schematisch die Preisbildung am Strommarkt. Das Angebot ist mit Hilfe der Merit-Order-Kurve, der Aufreihung der einzelnen Kraftwerke entsprechend ihrer Grenzkosten, dargestellt. Die Nachfrage ist weitgehend inelastisch. Erst bei sehr hohen Preisen, die deutlich über den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks liegen, kommt es zu einem geringen Rückgang der Nachfrage in Abhängigkeit vom Preis. In Situationen, in denen keine Knappheit vorliegt, setzt das letzte zur Deckung der Nachfrage benötigte Kraftwerk den Preis. Dadurch können alle Kraftwerke mit günstigeren Grenzkosten Deckungsbeiträge zur Finanzierung ihrer Fixkosten erwirtschaften.

In Knappheitssituationen, in denen das Angebot nicht zur Deckung der gesamten Stromnachfrage ausreicht, setzt zumindest in der Theorie die Nachfrage den Preis. Diese Situation ist in der zweiten Graphik in Abbildung 2 dargestellt. Es wird deutlich, dass der Preis hier klar über den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks liegt. Nach dieser sogenannten Peak-Load-Pricing-Theorie ergeben sich aufgrund der hohen

Preise in Knappheitssituationen die Kostendeckung für Spitzenlastkraftwerke und entsprechende Investitionsanreize.

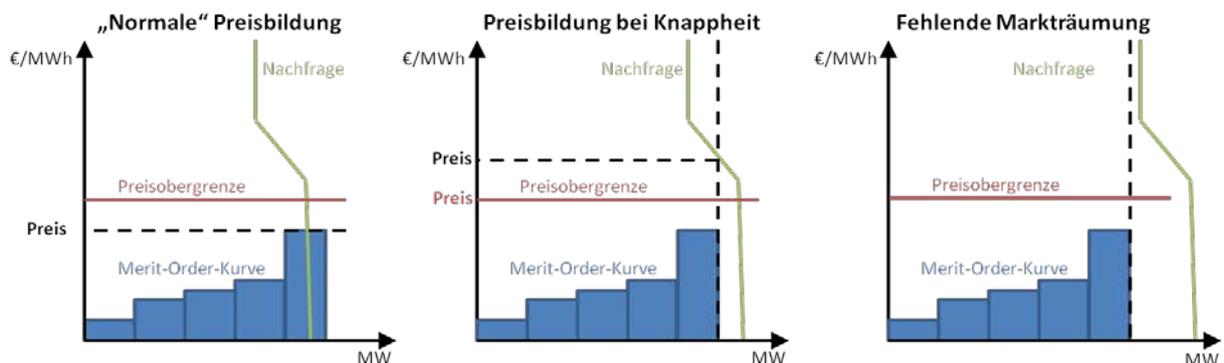


Abbildung 2: Preisbildung am Strommarkt (eigene Darstellung)

Die Zweifel an der Funktionsfähigkeit des Energy-Only-Markts beim Setzen von Investitionsanreizen beruhen auf der Missing-Money-Problematik: Da sehr hohe Spitzenpreise am Strommarkt durch politisch gesetzte oder technische Preisobergrenzen unterdrückt werden, gelingt es den Grenzkraftwerken nicht immer, ihre fixen Kosten zu erwirtschaften, sodass Investitionsanreize ausbleiben können. Die zweite Graphik in Abbildung 2 zeigt eine solche Situation, in der die Preisobergrenze unter dem Preis liegt, der sich im Wettbewerb ergeben würde. An der EEX liegt derzeit beispielsweise der Höchstgebotspreis bei 3000 €/MWh, allerdings wird bereits bei einem Preis von 500 €/MWh eine zweite Auktion durchgeführt. Neben der Preissetzung durch die Nachfrage kann auch ein Gebot des preissetzenden Kraftwerks über seinen Grenzkosten zu den benötigten hohen Knappheitspreisen führen. Marktbeherrschende Unternehmen dürfen in Deutschland aber grundsätzlich nicht zu Preisen oberhalb ihrer Grenzkosten anbieten, wenn sie nicht nachweisen, dass ein solches Bietverhalten notwendig ist, um die Gesamtkosten des Kraftwerksportfolios zu erwirtschaften (13). Dennoch waren in der Vergangenheit auch an der EEX teilweise hohe Preisspitzen zu beobachten.

Außerdem besteht ein weiteres Problem an den derzeitigen Energy-Only-Märkten: Da große Teile der Nachfrage das Preissignal des Großhandelsmarkts nicht sehen, ist die Stromnachfrage zumindest kurzfristig weitgehend preisunelastisch. Daher setzt so lange das Grenzkraftwerk den Preis, bis nicht mehr die gesamte Nachfrage bedient werden kann. Dies ist in der dritten Graphik der Abbildung dargestellt. In diesem Fall stellt sich am Strommarkt überhaupt kein Preis mehr ein, stattdessen kann es zum Abschalten von Last (Load-Shedding) oder Stromausfällen kommen. Alternativ kann auch der Marktbetreiber einen Preis setzen.

Weltweit gibt es derzeit nur wenige Märkte, auf denen tatsächlich hohe Knappheitspreise beobachtet werden. Einzelne Marktgebiete in Australien erreichen (meist bei Netzproblemen) Strompreise von bis zu 12.400 \$/MWh, was in etwa dem sogenann-

ten Value of Lost Load (VOLL) entspricht. In anderen Ländern (z.B. Deutschland) werden bereits Preise über 100 €/MWh als hoch betrachtet. Ecofys (14) empfehlen daher, statt Kapazitätsmechanismen einzuführen die Funktionsfähigkeit der Energy-Only-Märkte zu verbessern, insbesondere durch eine höhere Flexibilisierung der Nachfrage. Bei nicht flexibler Nachfrage kann Abhilfe beispielsweise dadurch geschaffen werden, dass der Regulator den Strompreis in Stunden, in denen Kapazitäten relativ knapp sind, künstlich auf einen hohen Preis (z. B. auf den VOLL) setzt. Dies wird beispielsweise ab 2013 in Neuseeland umgesetzt. Eine Beurteilung dieses Eingriffs in den Markt ist derzeit noch nicht möglich. Diese Möglichkeit sollte aber noch näher untersucht werden.

Schließlich ist noch zu erwähnen, dass durch die steigenden Anteile an fluktuierender Erneuerbarer Energie das Missing-Money-Problem tendenziell verschärft wird. Die Einsatzzeit der konventionellen Kraftwerke sinkt, daher müssen die Erlöse in den Einsatzstunden tendenziell höher sein, um die anfallenden Fixkosten zu decken. Da der Kapazitätseffekt von fluktuierenden Erneuerbaren Energien relativ gering ist, müssen erhebliche „Back-Up“-Kapazitäten (dies schließt nachfrageseitige Maßnahmen mit ein) installiert sein. Im „typischen“ Windjahr wird aber nur ein Teil der benötigten Kapazität genutzt. Ungenutzte Kapazitäten üben Druck auf den Preis aus, so dass Knappheitspreise tendenziell unwahrscheinlicher werden.

Preisniveau und räumliche Signale des Energy-Only-Markts

Die Preise am Energy-Only-Markt sind in Deutschland derzeit sehr niedrig. Der durchschnittliche Base-Preis lag im Jahr 2012 bei etwa 42,60 €/MWh (EPEX SPOT 2012). Das bestehende Preisniveau reicht bei einigen Kraftwerken nicht aus, um die auftretenden Betriebskosten zu decken, was sich auch in den Stilllegungsplanungen niederschlägt.

Interessant erscheint in diesem Zusammenhang, dass auch bei den Autoren der unterschiedlichen Positionspapiere über Kapazitätsmechanismen keine Einigkeit über die Höhe der notwendigen Deckungsbeiträge für bestehende und neue Kraftwerke besteht. Die Annahmen zu notwendigen Deckungsbeiträgen (ein Überblick findet sich in Tabelle 2) reagieren dabei sensitiv auf gewählte Diskontraten, Lebensdauern der Anlagen und Investitionsausgaben. Außer bei BET (11) wird allerdings nicht klar dargestellt, dass die getroffenen Annahmen nicht notwendigerweise der Realität tatsächlicher Kraftwerke entsprechen.

Während kein Zweifel daran besteht, dass die derzeitigen geringen Preise für Neuinvestitionen nicht ausreichen, kann daraus nicht automatisch auf ein Marktversagen des Energy-Only-Markts geschlossen werden. Die geringen Preise lassen sich alternativ auch dadurch erklären, dass u.a. durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien und durch die europäische Marktintegration derzeit Überkapazitäten bestehen. Ein Preisdruck zum Austreten von Kraftwerken aus dem Markt ist daher logisch (14). Zudem ergeben sich auch bei einem funktionierenden Energy-Only-Markt aufgrund der

Binnenmarktintegration Investitionsanreize auf europäischer Ebene. Diese müssen, wie oben bereits erwähnt, nicht unbedingt mit den für Versorgungssicherheit auf nationalem Niveau gewünschten Investitionen zusammenfallen.

Tabelle 2: Überblick über notwendige Deckungsbeiträge (€/kW/Jahr) für konventionelle Kraftwerke in Studien zu Kapazitätsmechanismen (6,11,15)

€/ (kW*a)		Steinkohlekraftwerk	Gas- und Dampfkraftwerk	Gasturbine
BET (2012)	Neu	185 (Diskontfaktor 6,5%; Lebensdauer 20 Jahre)	85 (Diskontfaktor 6,5%; Lebensdauer 20 Jahre)	50 (Diskontfaktor 6,5%; Lebensdauer 20 Jahre)
WWF (2012)	Bestand	30-70 (keine Angaben zu Annahmen)	30-40 (keine Angaben zu Annahmen)	10-20 (keine Angaben zu Annahmen)
	Neu	200-275 (keine Angaben zu Annahmen)	100-150 (keine Angaben zu Annahmen)	60-70 (keine Angaben zu Annahmen)
EWI (2012)	Neu	-	95,47 (Diskontfaktor 10%, Lebensdauer 30 Jahre)	44,07 (Diskontfaktor 10%, Lebensdauer 25 Jahre)

Weitere Marktsegmente

Bei der Betrachtung der Kostendeckung muss berücksichtigt werden, dass Kraftwerke in vielen Energiemärkten, unter anderem auch im deutschen Strommarkt, zusätzlich zu den Einnahmen am Spotmarkt auch an den Märkten für Regenergie Einkünfte erwirtschaften können. Auf diesen Märkten existiert bereits eine zweiteilige Bezahlung: Neben der tatsächlich bereitgestellten Energie wird auch die Verfügbarkeit der Kraftwerksleistung vergütet. Dabei werden in den Märkten mit kürzeren Bereitstellungsrufen, wie der Primär- und Sekundärreserve, erheblich höhere Leistungspreise gezahlt als in der Minutenreserve.

Derzeit sind zwar die Leistungspreise im Minutenreservemarkt relativ gering, und die Einnahmen aus dem Regenergiemarkt sind bei Investitionsentscheidungen vermutlich nicht ausschlaggebend; dennoch konnte ein Gasturbinenkraftwerk im Jahr 2012 theoretisch ca. 19.000 €/MW durch Anbieten von Minutenreserve auf dem Regenergiemarkt einnehmen. Die möglichen Einnahmen auf dem Spotmarkt lagen in 2012 nur bei 3.291 €/MW⁹. Eine Refinanzierung der Kapitalkosten eines neuen

⁹ Die Berechnung der Einnahmen auf dem Regenergiemarkt basiert auf den Spotpreisen an der Strombörse EPEX in 2012 sowie den durchschnittlichen Leistungspreisen derjenigen Angebote für Minutenreserve in 2012, die einen Zuschlag erhielten. Die Grenzkosten einer Gasturbine in Höhe von ca. 78 €/MWh basieren auf folgenden Annahmen: Wirkungsgrad der Gasturbine: 35%; CO₂-Emissionsfaktor: 0,35 t/MWh; durchschnittlicher Gaspreis 2012 (nach EEX): 25,7 €/MWh; durchschnittlicher CO₂-Preis in 2012: 8 €/t; sonstige variable Kosten: 1,35 €/MWh. Es wurde angenommen,

Kraftwerks erscheint mit diesen Einkünften kaum möglich. Die Deckung der Betriebskosten einer abgeschriebenen Gasturbine sollte dagegen möglich sein. Beispielsweise schätzt WWF (15) die notwendigen Deckungsbeiträge für abgeschriebene Gasturbinenkraftwerke auf 10-20 €/kW*a). Es ist allerdings schwer zu beurteilen, inwieweit leistungssteigernde Maßnahmen in bestehenden Kraftwerken finanziert werden können.

Weitere Einkommensströme für Kraftwerke können u.a. durch den Verkauf von Wärme sowie in der Vergangenheit durch die freie Vergabe der Emissionszertifikate entstehen.

Investitionsrisiken und tatsächliche Investitionen

Ein weiterer Grund für möglicherweise fehlende Investitionsanreize im Energy-Only-Markt ist das hohe Investitionsrisiko. Strompreise, Nachfrageschwankungen und Ausbauraten fluktuierender Erneuerbarer Energien können nur schwer prognostiziert werden. Es wird außerdem erwartet, dass die Volatilität der Marktpreise in der Zukunft weiter zunimmt. Ähnliche Investitionsunsicherheiten können jedoch auch bei anderen Gütern bestehen und sind dort nicht unbedingt ein Hindernis für Investitionen.

Zudem werden in Energy-Only-Märkten nach wie vor Investitionen getätigt. In Australien erfolgen trotz der stark volatilen Strompreise kontinuierlich Investitionen, die auf dem Terminmarkt abgesichert werden. Jedoch werden vor allem bei größeren Kraftwerken die Investitionen häufig von staatlichen Unternehmen realisiert. Auch in Deutschland wurde in den letzten Jahren in Kraftwerke investiert, und weitere Kraftwerke sind geplant. Es wird jedoch weiterhin diskutiert, ob diese Investitionen aufgrund der Preiserwartungen im Markt oder aufgrund anderer Kriterien, wie z. B. der freien Zuteilung von CO₂-Zertifikaten, getätigt wurden.

Vorteile des Energy-Only-Markts und mögliche Weiterentwicklung

Ein großer Vorteil des Energy-Only-Markts gegenüber zusätzlichen Kapazitätsmechanismen ist die Möglichkeit, dass durch Preisdifferenzen (Spreads) unterschiedliche Flexibilisierungsoptionen angereizt werden können. Eine gezielte Förderung einzelner solcher Optionen ist derzeit nicht zielführend, da noch nicht bekannt ist, welche Optionen wirtschaftlich sinnvoll sind und welche nicht. Der Wettbewerb zwischen diesen Optionen ist daher wünschenswert. Auf Märkten mit Kapazitätsmechanismen ist es u.a. durch die notwendigerweise zu definierenden Zugangsregelungen schwieriger, neutrale, technologieoffene Anreize zu setzen. Eine genauere Darstellung der unterschiedlichen Optionen erfolgt in Abschnitt 6.

dass ein Gasturbinenkraftwerk in denjenigen Stunden, in denen die Grenzkosten über den Spotmarktpreisen liegen, Einnahmen auf dem Regenergiemarkt in Höhe der durchschnittlichen Leistungspreise in den entsprechenden Stunden erzielt.

Außerdem stellt der Energy-Only-Markt ein relativ einfaches Marktdesign dar. Dank dieser Einfachheit können Transaktionskosten minimiert, die Transparenz tendenziell erhöht und das Risiko einer Fehlparametrierung reduziert werden. Allerdings muss auch beachtet werden, dass aufgrund der volatilen Preise im Energy-Only-Markt evtl. hohe Risikoprämien zu höheren Kapitalkosten führen, falls die Absicherung über die Terminmärkte nicht effektiv funktioniert.

Um den Wettbewerb zwischen den Optionen zu erleichtern und die Funktionsfähigkeit des Markts zu verbessern, sollten der Spot- und Terminmarkt sowie die Regelenergiemärkte weiter angepasst werden. Wichtig sind dabei vor allem Maßnahmen, die zu einer besseren Marktintegration der Erneuerbaren Energien und einzelner Nachfragesegmente führen. Dazu sollten u. a. die Liquidität des Intraday-Markts erhöht, die Zeit zwischen Gate Closure und Realtime reduziert, und die Gebotsgrößen und -zeiträume am Regelenergiemarkt verringert werden. Diese und weitere Möglichkeiten zur Weiterentwicklung des bestehenden Markts¹⁰ sollten zunächst genutzt werden, um die Funktionsfähigkeit des Energy-Only-Markts zu verbessern. Eine umfassende Umgestaltung des Marktdesigns erscheint nur sinnvoll, wenn sich herausstellt, dass das derzeitige Marktdesign auch mit den notwendigen und sinnvollen Anpassungen nicht langfristig funktioniert.

4 Wechselwirkungen zwischen Kapazitätsmechanismen und Energiemarkt

Kurzzusammenfassung

- Kapazitätsmechanismen senken tendenziell die Spitzenpreise im Energiemarkt.
- Eine sinkende Preisvolatilität am Energiemarkt kann erwünscht sein, bringt aber auch Nachteile mit sich.
- Die Wechselwirkungen unterscheiden sich zwischen den verschiedenen Kapazitätsmechanismen.
- Die Wechselwirkungen müssen analysiert und beim Design der Mechanismen explizit betrachtet werden.

Kapazitätsmechanismen können grundsätzlich die Preise am Energiemarkt beeinflussen. Kraftwerke, die über die Kapazitätzahlung ein zusätzliches Einkommen erhalten, bieten möglicherweise zu geringeren Preisen am Energy-Only-Markt an. Insbesondere zu Spitzenlastzeiten werden dadurch die Preise reduziert und Knappheitspreise treten nicht mehr oder nur in geringem Ausmaß auf. In manchen Märkten wurden mit dem Kapazitätsmechanismus auch gleichzeitig Höchstpreise am Energiemarkt eingeführt.

¹⁰ Zum Beispiel kann man auch über weitere Mechanismen, wie zum Beispiel einen Mindestpreis für CO₂ nachdenken, um die Investitionsanreize insbesondere für flexible Kraftwerke zu erhöhen.

Die Wechselwirkungen zwischen dem Energie- und Kapazitätsmarkt hängen jedoch vom gewählten Kapazitätsmechanismus ab und können sehr unterschiedlich ausfallen. Bei preisbasierten Kapazitätsmechanismen erhalten Kraftwerke zusätzlich zum Einkommen für die Energie eine Zahlung für die Bereitstellung der Leistung; ein solches Verfahren wird auch in Teilen des derzeitigen deutschen Regulenergiemarktes eingesetzt. Je nach Ausgestaltung wird diese Zahlung parallel zur Zahlung für die Energie halbstündig angepasst. In diesem Fall ergibt sich, dass ein Kraftwerksbetreiber bei seinem Angebot am Strommarkt jeweils schon das Einkommen aus der Kapazitätzahlung einkalkuliert und somit zu einem geringeren Preis anbieten kann. Daraus ergeben sich eine Reduzierung der Preisvolatilität und ein Abschneiden der Spitzenpreise. Dieser Effekt ist beispielsweise in Irland sogar explizit ein Ziel der Kapazitätzahlung. Bei einem umfassenden Kapazitätsmarkt sind die Auswirkungen auf den Energiemarkt ähnlich. Alle Kraftwerke erhalten ein separates Einkommen für die bereitgestellte Leistung und können daher mit geringeren Geboten am Spotmarkt teilnehmen.

Bei einer strategischen Reserve dagegen wird ein Einfluss auf die Strompreise am Energiemarkt bei geeigneter Ausgestaltung weitestgehend vermieden. Die strategische Reserve hat nicht das Ziel, ausreichende Kraftwerksinvestitionen anzureizen, sondern stellt nur eine Absicherung für den Energiemarkt dar. Um eine Begrenzung der Wechselwirkungen zu gewährleisten, ist es wichtig, dass die Kapazitäten der strategischen Reserve nur zu einem hohen Strike-Price eingesetzt werden und außerdem kein Wechsel zwischen strategischer Reserve und regulärem Markt möglich ist. Der hohe Strike-Price führt dazu, dass das Knappheitspreissignal am Energiemarkt nicht beeinträchtigt wird. Ein Einsatz der strategischen Reserve am regulären Markt würde dagegen dazu führen, dass die Knappheitssignale aufgehoben und Investitionsanreize reduziert würden. Eine entsprechende Ausgestaltung der strategischen Reserve erscheint insbesondere bei der Nutzung von Bestandskraftwerken (insbesondere Kaltreserveanlagen) effizient. Bei einer strategischen Reserve mit neuen Kraftwerken ist ein Nicht-Einsetzen der Kraftwerke vermutlich teuer und schwer zu begründen¹¹.

Probleme entstehen durch die Wechselwirkungen zwischen Kapazitätsmarkt und Energiemarkt, insbesondere bei selektiven¹² Kapazitätsmärkten. Bei diesem Modell erhält nur ein Teil der Ressourcen Kapazitätzahlungen, diese nehmen aber wie bisher am regulären Energiemarkt teil und reduzieren dort die Preise. Deckungsbeiträge durch Knappheitspreise fallen so auch für die Marktteilnehmer weg, die nicht von Ka-

¹¹ Bei Einsatz der Kraftwerke am regulären Markt ergeben sich aber wiederum Wechselwirkungen mit dem Markt. Es ist daher genau abzuwägen, inwieweit ein solcher Einsatz sinnvoll ist.

¹² Selektive Kapazitätsmärkte werden auch als fokussierte, partielle oder zielgerichtete Kapazitätsmärkte bezeichnet.

kapazitätszahlungen profitieren. In der Folge benötigen immer mehr Marktteilnehmer Unterstützung außerhalb des Marktes, um ihre Kosten decken zu können („Rutschbahneffekt“). Nach Berechnungen von Consentec (9) würde beispielsweise der Neubau von 4 GW an GuD-Kraftwerken aufgrund der daraus folgenden Reduzierung der Strompreise sowie der Volllaststunden für einige Bestandskraftwerke zu zusätzlichen Stilllegungen von 6,5 GW Kraftwerksleistung führen. Als Reaktion würden dadurch die Ausschreibung und der Zubau von weiteren 6,5 GW GuD-Kraftwerken notwendig.

Insgesamt lässt sich schließen, dass Wechselwirkungen zwischen den Märkten bei der Einführung zusätzlicher Marktsegmente stets berücksichtigt werden müssen. Die einzelnen Kapazitätsmechanismen sollten detailliert auf ihren Einfluss bzw. ihre Wirkung auf die verschiedenen Ressourcen untersucht werden. Nicht erwünschte Effekte, wie z. B. eine Reduzierung des Einkommens der Erneuerbaren Energien am Strommarkt oder der Investitionsanreize für Speicher und andere Flexibilitätsoptionen aufgrund der verringerten Preisvolatilität, können möglicherweise durch eine differenzierte Ausgestaltung des Mechanismus vermieden werden.

5 Internationale Erfahrungen mit Kapazitätsmechanismen

Kurzzusammenfassung

- International sind viele unterschiedliche Kapazitätsmechanismen implementiert (strategische Reserve, Kapazitätszahlungen, umfassende Kapazitätsmärkte), allerdings nach Wissen der Autoren keine selektiven Kapazitätsmärkte.
- Die Zielsetzungen sind ausschlaggebend für das Design des Mechanismus, daher sind auch in Deutschland eine klare Zielsetzung (Versorgungssicherheit allgemein, Beseitigung lokaler Engpässe, Back-Up-Kapazitäten für Erneuerbare Energien) und ein klarer Zeithorizont notwendig.
- Die strategische Reserve ist eine relativ günstige Option, hat relativ geringe Parametrierungsrisiken und kann auch als Anreiz zur Flexibilisierung der Nachfrageseite genutzt werden.
- Kapazitätszahlungen sind effektiv bei der Bereitstellung von Kapazitäten, allerdings kann das doppelte Parametrierungsrisiko (Preis und Menge) zu hohen Kosten führen. Außerdem kann die geringere Volatilität am Energiemarkt die Reduzierung von Anreizen für andere Flexibilitätsoptionen zur Folge haben.
- Kapazitätsmärkte sind ebenfalls effektiv, aber auch hier entstehen bei Parametrierungsfehlern (Menge) hohe Kosten und ggf. werden Anreize für andere Flexibilitätsoptionen reduziert.
- Alle Ansätze sollten einer detaillierten Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen werden.

Einige Länder haben seit der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte bereits Kapazitätsmechanismen eingeführt. Diese unterscheiden sich in vielen Punkten, zum Beispiel bezüglich der Motivation zur Einführung, der genauen Ausgestaltung oder der

Reichweite des Mechanismus. Im Folgenden werden einige der bestehenden Mechanismen kurz beschrieben und die bisherigen Erfahrungen ausgewertet. Während für Deutschland derzeit nur mengenbasierte Mechanismen vorgeschlagen sind, werden hier auch preisbasierte Kapazitätszahlungen vorgestellt.

Tabelle 3 zeigt einen Überblick über Zielsetzung, Ausgestaltung und für Deutschland interessante Aspekte ausgewählter Mechanismen. Eine genauere Beschreibung findet sich jeweils im Anhang zum vorliegenden Diskussionspapier.

Die internationalen Beispiele für Kapazitätsmechanismen zeigen zunächst, dass es viele, teilweise sehr unterschiedliche Optionen gibt. Die häufige Umgestaltung der Mechanismen macht zudem deutlich, dass die Einführung eines funktionierenden Marktdesigns kompliziert ist. Durch die häufige Umgestaltung wird allerdings das politische Risiko der Investitionen (und dadurch die Kosten) erhöht.

Außerdem ist interessant, welche Ressourcen im Kapazitätsmechanismus berücksichtigt werden – während Kraftwerke in allen Märkten zugelassen sind, spielt die Nachfrageseite insbesondere eine Rolle im PJM-Markt und bei der schwedischen strategischen Reserve. Eine Besonderheit bei PJM ist außerdem, dass dargebotsabhängige Ressourcen ebenfalls am Kapazitätsmarkt teilnehmen dürfen. Die tatsächlich verfügbare Leistung dieser Anlagen richtet sich dabei nach der geringsten dauernd verfügbaren Leistung zu Spitzenlastzeiten in den Sommermonaten.

Bemerkenswert ist zudem, dass in Neuseeland und Australien die strategische Reserve bereits wieder abgeschafft wurde und dies auch in Schweden geplant ist. Das zeigt zum einen, dass zumindest in manchen Staaten eine Unterstützung des Energy-Only-Markts als nicht mehr notwendig bzw. die strategische Reserve als nicht zielführend angesehen wird. Zum anderen wird deutlich, dass es möglich ist, den Mechanismus der strategischen Reserve für einen begrenzten Zeitraum zu nutzen. Bei umfassenden Kapazitätsmärkten erscheint dies weit komplizierter. Konkret lassen sich aus den internationalen Erfahrungen einige Schlussfolgerungen für die deutsche Diskussion ziehen:

Tabelle 3: Überblick über international eingesetzte Kapazitätsmechanismen

Land	Zielsetzung	Ausgestaltung	Welche Aspekte sind für die deutsche Diskussion interessant?
Strategische Reserve			
Australien	Einhaltung der minimalen Sicherheitsstandards	Kontraktierung von nachfrage- und angebotsseitigen Ressourcen durch Systembetreiber wenn erwartet wird, dass der minimale Sicherheitsstandard in einer Region nicht durch den Markt erreicht wird; Kontraktierung 9 Monate im Voraus; Instrument wurde als nicht notwendig beurteilt und abgeschafft	<ul style="list-style-type: none"> • Geringe Kosten aufgrund geringer Nutzung • Regionale Differenzierung möglich • Schätzungen von Knappheit und notwendiger Kapazität fehleranfällig
Neuseeland	Vermeidung von Knappheit in niederschlagsarmen Jahren	Direkte Kontraktierung von Kraftwerken und Nachfrageressourcen durch Systembetreiber; Umlage der Fixkosten auf alle Stromverbraucher; Einsatzregeln für das (einzige) Reservekraftwerk: Preisgrenze zum Einsatz unter Normalbedingungen: etwa 3100 €/MWh; bei erwarteten hohen Preisen: Gebotspreis = Grenzkosten (etwa 240 €/MWh); bei Stromausfallrisiko > 4% auch Gebote zu Preisen unter den Grenzkosten des Reservekraftwerks möglich; strategische Reserve wurde 2010 abgeschafft und durch andere Mechanismen ersetzt (z. B. temporär begrenzte Stromsparkampagnen) (Wechselkurs vom 6.2.3013 (1 NZ\$ =0,62217 €)	<ul style="list-style-type: none"> • Kapazitätsmechanismus (auch beschränkte strategische Reserve) kann zu reduziertem Risiko-Hedging bei Stromversorgern führen (Moral Hazard) • Einsatz der strategischen Reserve zu variablen Kosten kann wegen Reduzierung der Spitzenpreise die Investitionsanreize reduzieren • Bei echter Knappheit scheint strategische Reserve (zumindest in dieser Ausgestaltung) nicht zielführend
Schweden	<ul style="list-style-type: none"> • Absicherung für Winterpeak • Anreiz zur Flexibilisierung der Nachfrage 	Kontraktierung von Nachfrage- und Angebotsressourcen durch Netzbetreiber; Einsatz im Winterhalbjahr durch Bieten am Day-Ahead und Intraday-Markt zu einem Preis 0,1 €/kWh über dem teuersten regulären Gebot; Bezahlung Pay-as-Bid; Finanzierung durch Umlage auf Verbraucher	<ul style="list-style-type: none"> • Relativ geringe Kosten aufgrund geringer Kapazität und Einsatzzeit • Aktivierung der Nachfrageseite durch strategische Reserve möglich • Abschaffung von einmal eingeführten Mechanismen evtl. problematisch • Das Problem in Schweden sind Netzengpässe – hierbei sind eventuell andere Maßnahmen (Netzausbau, Preiszonen) effizienter
Preisbasierte Kapazitätsmechanismen			
Irland	<ul style="list-style-type: none"> • Systemicherheit • Preisstabilität und Investitionsanreize 	Zahlung an alle Kraftwerke/Speicher/Interkonnektoren entsprechend ihrer Verfügbarkeit; Gesamtbezahlung pro Jahr wird errechnet aus Produkt der benötigten installierten Leistung und durchschnittlichen Kosten eines neuen Spitzenlastkraftwerks; Zahlung an Erzeuger setzt sich zusammen aus einem Bestandteil, der auf der Schätzung der Lastsituation beruht, und einem, der aus der tatsächlichen Last nachträglich berechnet wird	<ul style="list-style-type: none"> • Bei der Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen muss eine Balance zwischen Anreizen zur kurzfristigen Versorgungssicherheit (Verfügbarkeit zur Knappheitszeiten) und der langfristigen Versorgungssicherheit (Investitionssicherheit) gefunden werden • Bei Bezahlung der zu einem bestimmten Zeitpunkt verfügbaren Leistung profitieren auch fluktuierende Erneuerbare Energien von der Kapazitätzahlung • Einfluss auf Energy-Only-Preise (geringere Volatilität) explizites Ziel • Kostenbegrenzung durch Setzen eines jährlichen Caps basierend auf

			gewünschter Kapazität und Kosten für Neuanlagen
Spanien	<ul style="list-style-type: none"> • Investitionsanreize • Verfügbarkeit zum Zeitpunkt der Spitzenlast 	<p>Zweiteiliger Mechanismus:</p> <p>1. Zahlungen an neu gebaute Anlagen > 50 MW und Anlagen, die erhebliche umweltrelevante Maßnahmen durchführen. Höhe der Zahlung für eine Dauer von 10 Jahren hängt vom Reserveindex RI im Jahr der Inbetriebnahme des Kraftwerks ab. RI = Verhältnis aus sicher verfügbarer Leistung und Spitzenlast. Ab RI < 1,1 erhält Kraftwerksbetreiber 28.000 €/MW. Ab RI > 1,29 erhalten Neuinvestitionen keine Zahlungen mehr. Finanzierung durch Umlage auf Verbraucher</p> <p>2. Zahlungen an Bestandskraftwerke, die zum Zeitpunkt der Spitzenlast zur Verfügung stehen (seit 2011); jährliche Zahlungen, ebenfalls umgelegt auf die Verbraucher</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Administrative Preissetzung bei Kapazitätzahlungen bringt die Gefahr mit sich, dass zu viele Investitionen angereizt werden • Unerwartete Ereignisse (z. B. Wirtschaftskrise) erschweren Schätzung der notwendigen Kapazität • Jährliche Bestimmung der Zahlungen reduziert Investitionssicherheit • Möglichkeit, kurz- und langfristige Versorgungssicherheit mit zwei unterschiedlichen Instrumenten anzureizen; Effizienz ggf. zu prüfen
Umfassende Kapazitätsmärkte			
Kolumbien	Vermeidung von Knappheit in niederschlagsarmen Zeiten	<p>Stromversorger werden verpflichtet, sich fünf Jahre im Voraus in Kapazitätsauktionen mit ausreichender Energie einzudecken (Firm Energy Obligations). Die Kraftwerksbetreiber erhalten in Auktionen bestimmte Zahlungen für die Energiebereitstellung (Optionsprämie). Zusätzlich wird vom Regulator ein Strike Price festgelegt, der knapp über den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks liegt. Tritt dieser Preis am Strommarkt auf, müssen alle Kraftwerke, die Kapazitätzahlungen erhalten, liefern, andernfalls drohen Strafzahlungen. Steigt der Strompreis über den Strike Price, muss die Differenz zurückgezahlt werden. Dies dient der Begrenzung der Kosten sowie der Marktmacht im Knappheitsfall.</p> <p>Bisher erst eine Auktion durchgeführt (Zuschlag an Altanlage und je ein neues Öl-, ein Kohle- und ein Speicherwasserkraftwerk), keine operative Erfahrung, da erste Lieferung erst 2013</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Kapazitätsmechanismus, um langfristig fluktuierende Stromerzeugung aus Wasserkraft auszugleichen; Parallelen zur kurzfristigen Volatilität der Stromerzeugung aus Wind • Optionsmodell stellt interessanten Ansatz dar, falls ein umfassender Kapazitätsmechanismus eingeführt werden soll¹³

¹³ Auch EWI (6) schlagen ein ähnliches Design vor.

USA PJM	<p>–</p> <ul style="list-style-type: none"> • Vermeidung des „Missing-money-Problems“ aufgrund regulatorischer Preisobergrenze durch FERC • Investitionsanreize 	<p>Jedes EVU muss sich mittels eigener Kapazität, bilateralen Verträgen oder der Kapazitätsbörse RPM mit einer bestimmten Leistung (prognostizierte Spitzenlast + 15% Reserve) eindecken. Eigene Versteigerungen innerhalb sog. „Locational Deliverability Areas“ (LDAs), PJM ermittelt die jährlichen Fixkosten der günstigsten, neu zu bauenden Anlage in einem LDA abzüglich prognostizierter Deckungsbeiträge. Kapazitätspreis = Schnittpunkt künstliche Nachfragekurve mit Angebotskurve. Strafzahlungen, wenn garantierte Verfügbarkeit der Kapazitäten nicht eingehalten werden kann.</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Sehr komplexes System notwendig zur Zielerreichung (z. B. aufgrund der über die Zeit notwendigen Anpassung des Kapazitätsbedarfs) • Bei Einführung des Kapazitätsmechanismus große Anteile der Zahlungen an Bestandskraftwerke • Neuinvestitionen im Kapazitätsmechanismus erhöhen den Preis für alle Optionen und dadurch auch die Kosten des Mechanismus, wenn keine Produktdifferenzierung besteht • Die Nachfrageseite kann in einem umfassenden Kapazitätsmarkt erfolgreich im Wettbewerb bestehen • Ein umfassender Kapazitätsmarkt kann auch zum Anreizen regionaler Investitionen genutzt werden • Die Verfügbarkeit der kontraktierten Ressourcen zu Knappheitszeiten muss aufwändig überprüft und mit Strafzahlungen angereizt werden • Häufige Regelanpassungen waren notwendig, was die Investitionssicherheit reduzieren kann
------------	---	--	--

Ziele der Kapazitätsmechanismen

Die internationalen Erfahrungen zeigen, dass die Zielsetzungen bei der Einführung von Kapazitätsmechanismen nicht einheitlich sind. Beispielsweise geht es PJM darum, die Vollkostendeckung für alle Kraftwerke im Markt zu gewährleisten und ggf. Investitionsanreize für neue Kraftwerke zu setzen. In Kolumbien geht es um die Bereitstellung ausreichender Stromerzeugung in niederschlagsarmen Zeiten. In Irland soll der Kapazitätsmechanismus unter anderem die Volatilität der Strompreise reduzieren. In Schweden soll der Markt für mögliche Knappheitssituationen abgesichert, aber auch die Flexibilität der Nachfrage angereizt werden. In Neuseeland geht es primär darum, bei lokalen Engpässen Kapazität zur Verfügung zu stellen.

Aus dieser Aufzählung wird deutlich, dass vor Einführung eines Mechanismus die Ziele klar formuliert werden müssen, da nicht alle Mechanismen für alle möglichen Zielsetzungen geeignet sind. Beispielsweise bewirkt ein umfassender Kapazitätsmarkt nicht zwangsweise die Beseitigung lokaler Engpässe, und eine strategische Reserve mit Bestandskraftwerken führt nicht zu weniger Volatilität am Spotmarkt oder zu einer höheren Flexibilität des Stromsystems. Außerdem ist zu bemerken, dass bisher kein bestehender Kapazitätsmechanismus mit dem Ziel des Umbaus des Stromsystems eingeführt wurde. Ein solches Marktsegment wäre daher neu und muss folglich vor der Implementierung einer genauen Analyse unterzogen werden.

Im Folgenden werden die einzelnen untersuchten Kapazitätsmechanismen verglichen und analysiert.

Strategische Reserve

1. Die Erfahrungen mit strategischen Reserven in den betrachteten Ländern zeigen, dass dieser Mechanismus aufgrund der geringen Einsatzdauer und der geringen Leistung, die unter Vertrag genommen wird, verhältnismäßig kostengünstig ist¹⁴. Dabei muss angemerkt werden, dass diese Kosten immer zusätzlich zu den Kosten des Energy-Only-Markts anfallen, während bei anderen Kapazitätsmechanismen bei angenommener optimaler Ausgestaltung und Funktionsweise aller Märkte keine zusätzlichen Kosten im Vergleich zum optimal funktionierenden Energy-Only-Markt anfallen. Zudem wird deutlich, dass eine strategische Reserve als Instrument relativ leicht wieder abgeschafft werden kann. Allerdings waren die Gründe für die Wiederbeschaffung einer eingeführten strategischen Reserve unterschiedlich - so hat sich in

¹⁴ Wenn beispielsweise die Kosten des finnischen Modells (das ähnlich zum schwedischen Modell ausgestaltet ist) von 25 €/kW*Jahr (6) auf Deutschland übertragen werden und eine Bereitstellung von 7,5% der Spitzenlast durch die strategische Reserve wie in Schweden (7,4%) angenommen wird, ergeben sich laut EWI (6) Kosten von 150 Mio. €/Jahr für die Bereitstellung. Umgerechnet auf die verbrauchte kWh bedeutet dies bei einem jährlichen Netto-Stromverbrauch von 540 TWh einen Preiszuschlag von 0,025 €/ct/kWh. Dazu kommen die Kosten der eventuellen Nutzung der strategischen Reserve. Bei einer Parametrierung (5 GW strategische Reserve) wie im Vorschlag von Consentec (9) und den dort angenommenen Kosten von 30 €/kW*Jahr) ergeben sich insgesamt dieselben Kosten.

einigen Ländern die Effektivität des Instruments nicht bestätigt, in anderen Ländern wurde sie dagegen zur Unterstützung des Energy-Only-Markts als nicht mehr notwendig angesehen.

2. Das Beispiel Schweden zeigt, dass die strategische Reserve zusätzlich auch als Anreiz zur Flexibilisierung der Nachfrage genutzt werden kann. Es ist aber möglich, dass eine rein nachfrageseitig besetzte strategische Reserve teurer ist als eine separate Kontraktierung der Nachfrageseite, wie beispielsweise nach der deutschen Abschaltverordnung¹⁵.

Für den deutschen Kontext lässt sich folgern, dass das Instrument strategische Reserve als zusätzliche Sicherheit eingesetzt werden kann. Allerdings sollte noch ein Vergleich bzw. eine Gegenüberstellung mit weiteren möglichen oder bereits bestehenden Instrumenten (Lastabschaltverordnung, Kontraktierung durch Netzbetreiber etc.) stattfinden, bevor eine strategische Reserve eingeführt wird. Zudem müsste noch näher diskutiert werden, inwieweit die Nutzung einer strategischen Reserve zur Anreizung von Neuinvestitionen, wie von r2b (16) vorgeschlagen, sinnvoll ist. Andernfalls könnte die strategische Reserve auch eine Übergangslösung darstellen, die es ermöglicht, weiter zu untersuchen, inwieweit der Energy-Only-Markt funktionsfähig ist, ohne Stromausfälle zu riskieren.

Preisbasierte Kapazitätsmechanismen - Kapazitätzahlungen

1. Preisbasierte Kapazitätsmechanismen könnten effektiv sein bezüglich des Anreizes für neue Investitionen. Allerdings sind die untersuchten Mechanismen noch nicht lange genug implementiert (beispielsweise waren in Irland die Kraftwerksneubauten schon vor der Einführung des Mechanismus geplant) oder sind ungünstig ausgestaltet (beispielsweise verändern sich in Spanien die Kapazitätzahlungen jährlich, wobei die eigentlich implementierte Formel zur Berechnung in Abhängigkeit des Reserveindex bislang keine Anwendung findet). Ihre Investitionswirkung kann daher noch nicht abschließend beurteilt werden.

2. Ein Haupteffekt der preisbasierten Kapazitätsmechanismen ist, dass diese den wettbewerblich ermittelten Strompreis am Energiemarkt beeinflussen. Eine geringe Preisvolatilität und geringere Preisspitzen sind beispielsweise in Irland sogar ein explizites Ziel des Mechanismus. Anreize zum Ausbau anderer Flexibilitätsoptionen, die nicht unter den Kapazitätsmechanismus fallen, werden dadurch reduziert. Es muss noch detaillierter untersucht werden, inwieweit das auch Auswirkungen auf den kurzfristigen Kraftwerksdispatch mit sich bringt.

¹⁵ Die Bereitstellung derselben Menge an Leistung (5990 MW oder 7,5% der Spitzenlast), wie für die strategische Reserve in der vorherigen Fußnote angenommen, würde bei einer Vergütung nach der Abschaltverordnung (1667 €/MW/Monat) zu jährlichen Kosten von etwa 118,8 Mio. € führen und wäre somit günstiger als die strategische Reserve. Vermutlich sind allerdings zu diesem Preis nicht in ausreichendem Maß nachfrageseitige Ressourcen verfügbar.

3. Die größte Herausforderung bei den untersuchten preisbasierten Kapazitätsmechanismen ist die Tatsache, dass sowohl der Preis als auch die benötigte Kapazität administrativ festgelegt werden. Dies impliziert große Fehlermöglichkeiten bei der Parametrierung. Die Zahlungen müssen daher regelmäßig in Abhängigkeit des Investitionsverhaltens angepasst werden.

Für Deutschland lässt sich schließen, dass Kapazitätszahlungen möglicherweise eine Alternative zu den stärker diskutierten Instrumenten strategische Reserve und Kapazitätsmarkt darstellen könnten. Allerdings wird hier stark in den Markt eingegriffen, da sowohl Preise als auch Menge zentral festgelegt werden. Dadurch werden zum einen Anreize für andere Flexibilitätsoptionen reduziert, zum anderen bestehen große Parametrierungsrisiken. Zudem wurden Kapazitätszahlungen bisher meist in Pool-Märkten eingesetzt.

Kapazitätsmärkte/ Kapazitätsoptionen

1. Die Erfahrungen aus dem Kapazitätsmarkt in PJM zeigen, dass die Nachfrageseite in diesem Markt sehr erfolgreich mit Kraftwerken konkurrieren kann und entsprechend Anreize für höhere Flexibilität und Energieeffizienz gesetzt werden. Außerdem erscheint das Modell erfolgreich bezüglich der Zielsetzung der Versorgungssicherheit zu Spitzenlastzeiten.

2. Allerdings bestehen auch einige Probleme bei PJM – zum einen geht ein Großteil der Zahlungen an häufig bereits abgeschriebene Bestandskraftwerke, erst in letzter Zeit kam es zu Neuinvestitionen, damit allerdings auch zu höheren Preisen für die Kapazität¹⁶. Insbesondere der Zeitraum von drei Jahren zwischen Ausschreibung und Implementierung erscheint für Kraftwerksneubauten (außer für Gasturbinen und Gasmotoren) als recht kurz. Zum anderen wurde das Marktdesign in PJM häufig verändert, was wiederum zu einem höheren politischen Risiko für Investitionen führt.

3. Auch umfassende Kapazitätsmärkte haben Auswirkungen auf die Energiemärkte und reduzieren Preisvolatilität und Spitzenpreise. Dies kann wiederum dazu führen, dass andere Flexibilitätsoptionen nicht mehr angereizt werden.

4. Außerdem können umfassende Kapazitätsmärkte aufgrund der hohen ausgeschriebenen Leistung und der Fehleranfälligkeit bei zentralen Schätzungen für die Zukunft zu hohen Kosten führen. Dabei ist allerdings anzumerken, dass ein ideal ausgestalteter Kapazitätsmarkt und ein optimal funktionierender Energy-Only-Markt zu den gleichen Kosten und Investitionen führen würden¹⁷.

¹⁶ Der Clearing-Preis der Kapazitätsauktion stieg aufgrund des Bedarfs für Neuinvestitionen von 16,46 USD für 2012/2013 auf 136 USD für 2015/16. Die Kosten für den Mechanismus (ohne administrative Kosten) stiegen dabei von etwa 818 Mio. USD/Jahr auf 8,17 Mrd. USD/Jahr (17). Dies entspricht bei einem Jahresverbrauch von 778 TWh ca. 1,05 USCent/kWh.

¹⁷ Diese Aussage gilt nur unter der Annahme eines perfekten Markts und bei vollständiger Information aller Marktteilnehmer auch bezüglich zukünftiger Entwicklungen („Perfect Foresight“).

Für den deutschen Kontext lässt sich Folgendes ableiten: Ein umfassender Kapazitätsmarkt ist nur sinnvoll, wenn die Versorgungssicherheit im Allgemeinen Ziel des Mechanismus ist. Eine lokale Steuerung der Kapazitäten ist allerdings möglich. Der Kapazitätsmarkt kann genutzt werden, um unterschiedliche Flexibilitätsoptionen anzureizen, allerdings ist die Ausgestaltung der einzelnen Produkte sowie die Implementierung entsprechend gestalteter Auktionen kompliziert. Aufgrund des Umfangs des Kapazitätsmechanismus können infolge von Parametrierungsfehlern hohe Kosten auftreten. Vor einer Einführung eines solchen Mechanismus ist daher eine genaue Analyse der möglichen Auswirkungen durchzuführen, da eine Fehlschätzung des Kapazitätsbedarfs sehr wahrscheinlich ist, insbesondere auch in einem System mit hohen Anteilen an Strom aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien.

6 Flexibilitätsbedarf und Optionen zur Bereitstellung von Kapazität

Kurzzusammenfassung

- Die steigenden Anteile an Erneuerbaren Energien führen zu einer reduzierten und stärker schwankenden Spitzenlast, höheren Lastgradienten und sinkenden Volllaststunden für konventionelle Kraftwerke.
- Es gibt eine Vielzahl von bestehenden und zukünftigen Flexibilitätsoptionen, insbesondere bei Speichern und auf der Nachfrageseite.
- Es besteht derzeit noch keine Klarheit bzgl. der optimalen Flexibilitätsoptionen für die Integration Erneuerbarer Energien.
- Ein offener Wettbewerb zwischen den Optionen ist im Energy-Only-Markt grundsätzlich möglich.
- Kapazitätsmärkte können prinzipiell mehr Investitionssicherheit bieten, allerdings sind die Möglichkeiten des Wettbewerbs zwischen verschiedenen Flexibilitätsoptionen durch die notwendige Definition von bestimmten Produkten beschränkt.
- Abhängig von der Ausgestaltung können Kapazitätsmärkte Optionen benachteiligen, die nicht nur gesicherte Leistung bereitstellen, sondern beispielsweise auch Überschussstrom aufnehmen können.
- In jedem Fall ist eine Koordination verschiedener Förderinstrumente für Flexibilitätsoptionen (z. B. Lastabschaltverordnung) erforderlich.

Wie oben bereits erklärt, bestehen neben dem Zubau von konventionellen Kraftwerken weitere Optionen zur Bereitstellung zusätzlicher Kapazitäten – die Aktivierung der Nachfrageseite, der Ausbau von Speicherkapazitäten, der Ausbau von internationalen Kuppelstellen sowie zusätzliche regelbare erneuerbare Kraftwerke. Während alle diese Optionen zur Stunde der Spitzenlast Kapazität bereitstellen können, unterscheiden sie sich bezüglich verschiedener Parameter – beispielsweise der Einsatzgeschwindigkeit, der Einsatzdauer oder der Kostenstruktur. Insbesondere aufgrund der steigenden Anteile dargebotsabhängiger Erneuerbarer Energien ist eine Abwägung zwischen den verschiedenen Flexibilitätsoptionen notwendig.

Veränderung der Anforderungen an Kapazitäten

Ein steigender Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien im Stromsystem führt dazu, dass der Bedarf an Spitzenlast (Residuallast) zwar tendenziell sinkt, aber schwerer vorhersehbar wird und sich von Jahr zu Jahr verändert – dieser Punkt wurde bereits in Abschnitt 2 thematisiert.

Eine zweite Auswirkung ist die Tatsache, dass die Betriebszeiten der verbleibenden Kapazitäten reduziert werden – dies kann für Kraftwerke mit hohen Fixkosten dazu führen, dass diese nicht mehr rentabel betrieben werden können, Flexibilitätsoptionen mit geringeren Fixkosten wären in diesem Fall zur Deckung der Last eventuell besser geeignet. Dennoch können zeitweise Situationen auftauchen, in denen für einen längeren Zeitraum ein Bedarf an zusätzlicher Kapazität besteht – solche Situationen, z.B. mit geringer Windeinspeisung und gleichzeitig hoher Last, sind dann tendenziell vergleichbar mit der Situation in Ländern mit hohen Wasserkraftanteilen bei anhaltend geringem Niederschlag.

Als drittes führt der steigende Anteil an Strom aus dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien zu höheren Lastgradienten – zur Veränderung der Nachfrage über die Zeit kommen dabei Veränderungen der Einspeisung aus Wind und Sonne, auf die das Stromsystem reagieren muss. Nach einer Berechnung von Consentec (18) verändern sich die Lastgradienten zwischen 2020 und 2030 wie in Tabelle 4 dargestellt.

Tabelle 4: Maximale Viertelstunden-, Stunden- und Vier-Stunden-Gradienten der Residuallast (18)

Szenario	Jahr	Max. Gradienten (Absolutbeträge) in GW		
		¼ h	1 h	4 h
Basisszenario	2020	4,9	11	32
	2030	5,4	14	37
Konstante Nachfrage	2020	5,7	13	37
	2030	6,6	17	45

Aufgrund der unterschiedlichen Anforderungen an die Kapazitäten in einem Stromsystem mit hohen Anteilen Erneuerbarer Energien scheint es nicht unbedingt ausreichend, die Analyse der Versorgungssicherheit auf die Bereitstellung ausreichender Kapazitäten zur Spitzenlastzeit zu beschränken. Wichtig sind hier zumindest auch die Geschwindigkeit, mit der diese Kapazität zur Verfügung stehen kann, sowie die Dauer, für die sie verfügbar ist.

Optionen zur Bereitstellung von Kapazität

Wie oben schon erwähnt, können grundsätzlich erneuerbare und konventionelle Kraftwerke, nachfrageseitige Ressourcen, Speicher und internationale Kuppelstellen (in Verbindung mit Kapazitäten im Ausland) zur Bereitstellung von Kapazität und Flexibilität beitragen.

Bei internationalen Kuppelstellen bestehen hauptsächlich Probleme bei der Bewertung der verfügbaren Kapazität, da zum einen die Vermarktung der Kuppelstelle an sich die Nutzung beschränken kann, zum anderen aber auch die jeweilige Situation und Verfügbarkeit der Kapazität im Ausland abgeschätzt werden muss. Bei allen anderen Optionen gibt es verschiedene Technologien, die jeweils besser und günstiger für unterschiedliche Anforderungen geeignet sind.

Konventionelle (sowie regelbare erneuerbare) Kraftwerke sind grundsätzlich für eine langfristige Bereitstellung von Kapazität geeignet. Die einzelnen Technologien haben jedoch sehr unterschiedliche Charakteristika – beispielsweise weisen Gasturbinen und Gasmotoren schnelle Anfahrsgeschwindigkeiten auf, haben aber einen relativ geringen Wirkungsgrad und dadurch eher hohe variable Kosten. Für die längerfristige Bereitstellung von Strom sind Kraftwerke mit höheren Wirkungsgraden und geringeren variablen Kosten (z. B. GuD-Kraftwerke oder Steinkohlekraftwerke) daher vermutlich besser geeignet.

Ein grundsätzlicher Vorteil der Speichertechnologien gegenüber dem Einsatz von Kraftwerken ist deren Fähigkeit, bei hoher Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien und gleichzeitig geringer Nachfrage den Überschussstrom zur späteren Verwendung (ggf. auch in anderen Sektoren) aufzunehmen. Es besteht eine Vielzahl von Speichertechnologien für Strom. Diese erfüllen sehr unterschiedliche Funktionen im Stromsystem und haben verschiedene Anfahrts- und Verfügbarkeitsdauern und Kostenstrukturen. Während einige Speichertechnologien für sehr kurze Speicherzeiten eingesetzt werden (z. B. Schwungräder), sind andere Optionen für die Speicherung über lange Zeiträume geeignet (z.B. Wasserstoff). Einige Speicheroptionen (vor allem Pumpspeicher) sind schon lange im Stromsystem wettbewerbsfähig, andere befinden sich noch im Entwicklungsstadium. Momentan sind jedoch selbst Investitionen in Pumpspeicher nicht rentabel, obwohl diese bis heute die mit Abstand günstigste großtechnische Speichertechnologie darstellen. Zum jetzigen Zeitpunkt erscheint es schwierig, die Speicheroptionen der Zukunft genau zu bestimmen.

Auch auf der Nachfrageseite besteht eine große Anzahl von Anwendungen, bei denen der Energieverbrauch reduziert oder verschoben werden kann. Dazu zählen sowohl Anwendungen in der Industrie als auch im Dienstleistungssektor und in Haushalten. Bestehende Schätzungen zum Potenzial weichen stark voneinander ab, allerdings sind bereits heute rund 30 GW der Nachfrage leistungsgemessen. Auch die nachfrageseitigen Optionen unterscheiden sich hinsichtlich ihrer Kosten und Kostenstruktur sowie hinsichtlich ihrer Reaktionsgeschwindigkeit und zeitlichen Verfügbarkeit.

Wettbewerb zwischen den Optionen

Zum derzeitigen Zeitpunkt lässt sich noch nicht sagen, wie ein kosteneffizienter und effektiver Mix dieser Optionen in Ergänzung zum steigenden Anteil an Strom aus

dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien aussehen sollte. Dies beruht zum einen auf der Tatsache, dass die zukünftigen Flexibilitäts- und Kapazitätsbedarfe noch nicht feststehen, zum anderen darauf, dass insbesondere bei den Speichern und den nachfrageseitigen Ressourcen noch hohe Innovationspotenziale bestehen. Auch im Kraftwerksbereich gibt es noch Weiterentwicklungspotenziale, außerdem hängen in diesem Bereich die zukünftigen Kosten auch von der Entwicklung der Kosten für Brennstoffe und Emissionsrechte ab.

Daher ist es grundsätzlich wünschenswert, wenn die verschiedenen Optionen im offenen Wettbewerb zueinander stehen. Der Energy-Only-Markt kann, wie oben bereits erklärt, prinzipiell einen fairen Wettbewerb zwischen diesen Optionen ermöglichen und Innovationen anreizen. Es ist fraglich, ob ein Kapazitätsmechanismus als Innovationsanreiz für alle Optionen geeignet ist. Durch den Fokus auf gesicherte Leistung in Spitzenlastzeiten können im Kapazitätsmarkt beispielsweise Optionen, die einen Spread zwischen Hoch- und Tiefpreisen benötigen und mit der Nutzung von Überschussstrom einen zusätzlichen Vorteil bieten, strukturell gegenüber konventionellen Kraftwerken benachteiligt werden. Dennoch kann die genaue Ausgestaltung des Markts dazu beitragen, dass auch andere Optionen angereizt werden – im Marktgebiet von PJM stehen beispielsweise Nachfrageressourcen erfolgreich im Wettbewerb mit Kraftwerken. Der Vorschlag des WWF (15) für Deutschland zielt ebenfalls darauf ab, einen solchen Wettbewerb zu ermöglichen – Nachfrageressourcen sollen dabei mit Bestandskraftwerken, Speicher mit neuen Kraftwerken konkurrieren. Die notwendige Definition bestimmter Produkte im Kapazitätsmarkt wird aber die Möglichkeiten wahrscheinlich beschränken.

In jedem Fall erscheint eine Koordinierung der Diskussion zu Kapazitätsmechanismen und zur Förderung weiterer Kapazitätsoptionen (Nachfrageseite, Speicher) sinnvoll. Es sollte bewusst entschieden werden, inwieweit Technologien separat gefördert werden oder ein Gesamtansatz gewählt wird. Auch spezifische Förderprogramme, wie zum Beispiel die Lastabwurfverordnung, sollten vor diesem Hintergrund diskutiert werden. Aufgrund der Unklarheit bezüglich der gewünschten Optionen und der vielfältigen Möglichkeiten erscheint eine gezielte Förderung einzelner Optionen zum jetzigen Zeitpunkt nicht ideal.

7 Kapazitätsmechanismen und Förderpolitik für Erneuerbare Energien

Kurzzusammenfassung

- Ein steigender Anteil Erneuerbarer Energien verschärft das Missing-Money-Problem.
- Hohe Anteile fluktuierender Erneuerbarer Energien erfordern möglicherweise langfristig ein verändertes Marktdesign.
- Eine Änderung des Marktdesigns zum heutigen Zeitpunkt kann zu Unsicherheiten bei Investoren führen.
- Möglicherweise führt eine Einführung von Kapazitätsmechanismen (mit Ausnahme einer sorgfältig konzipierten strategischen Reserve) zu steigenden Förderkosten für Erneuerbare Energien.
- Eine Koordinierung der Überlegungen zu Kapazitätsmechanismen mit der Weiterentwicklung des EEG erscheint notwendig

In den nächsten Jahren und Jahrzehnten wird der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromproduktion in Deutschland und auch in Europa weiter ansteigen. Dies führt, wie oben beschrieben, zu einer Verschärfung des Missing-Money-Problems. Es ist zudem möglich, dass insbesondere der hohe Beitrag der fluktuierenden Erneuerbaren Energien mit geringen Grenzkosten, eingeschränkter Vorhersehbarkeit und Steuerbarkeit eine Weiterentwicklung und Umgestaltung des Marktdesigns erforderlich macht. Außerdem müssen bestehende Förderinstrumente an die neuen Rahmenbedingungen eines steigenden Anteils der Erneuerbaren Energien angepasst werden, was ggf. ebenfalls Auswirkungen auf das Funktionieren des Energy-Only-Markts hat. Langfristig ist es zudem vermutlich nicht sinnvoll, zwischen gesicherten erneuerbaren und fossilen Kapazitäten zu unterscheiden.

Häufige Veränderungen der Rahmenbedingungen führen aufgrund einer Reduzierung der politischen Stabilität zu höheren Risikoprämien bei den Investoren. Da dies höhere Kosten und Preise verursacht, sollten weitreichende Veränderungen der Märkte auf ein Minimum reduziert bzw. zunächst sehr gründlich geprüft werden. Vor dem Hintergrund, dass eine weitere Anpassung der Märkte eventuell aufgrund des in der Zukunft veränderten Erzeugungsmix notwendig wird, erscheint es sinnvoll, diese Entwicklungen auch bei der Diskussion zur Einführung möglicher Kapazitätsmechanismen zu beachten.

Wie oben erläutert, war bisher in keinem Land der Umbau eines Stromsystems hin zu mehr Flexibilität zur Ergänzung steigender Mengen an fluktuierender Einspeisung aus Erneuerbaren Energien Ziel eines Kapazitätsmechanismus. Auch bei der bisherigen deutschen Diskussion werden die Erneuerbaren Energien nur teilweise berücksichtigt. WWF (15) diskutiert eine Einbeziehung der Erneuerbaren Energien in den Kapazitätsmarkt und eine koordinierte Weiterentwicklung der Förderinstrumente für Erneuerbare Energien. RAP (19) legt den Fokus auf die Fähigkeiten (Capabilities, wie zum Beispiel hohe Flexibilität), die Kraftwerke und andere Kapazitätsoptionen als Voraussetzung für eine Teilnahme am Kapazitätsmechanismus mitbringen müssen.

Alle weiteren Vorschläge berücksichtigen die Erneuerbaren Energien nur insofern, als diese zur Reduzierung der Großhandelsmarktpreise beitragen.

Zudem werden durch Kapazitätsmechanismen (mit Ausnahme der strategischen Reserve), wie oben erläutert, die Preise am Strommarkt tendenziell reduziert. Dies führt auch zu geringeren Einnahmen für die Erneuerbaren Energien am Strommarkt, was im derzeitigen System wiederum eine Steigerung der Förderkosten (Differenzkosten) zur Folge hat. Außerdem ist eine gleichwertige Integration in Kapazitätsmärkte aufgrund der geringen gesicherten Leistung, insbesondere bei dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien, nicht möglich. Ein Kapazitätsmarkt würde daher als weiteres Marktsegment die Erneuerbaren Energien strukturell benachteiligen. Die Glättung der Lastspitzen kann auch dazu führen, dass Anreize für Investitionen in Speicher und Nachfragemanagement reduziert werden, die aber für eine optimale Integration der Erneuerbaren Energien ggf. sinnvoll sind. Insgesamt wird so auch das Innovationspotenzial im Energy-Only-Markt reduziert.

Da die Erneuerbaren Energien in Zukunft den Hauptteil des Systems ausmachen, erscheint es zudem sinnvoll, einen stabilen Rahmen für die Finanzierung Erneuerbarer Energien zu schaffen. Dabei ist es auch wichtig, dass diese auf Marktpreise und Nachfrageentwicklungen reagieren. Parallel und in Abstimmung dazu sollten zusätzliche langfristig angelegte Instrumente zur Finanzierung sicherer (konventioneller) Kapazitäten eingeführt werden, falls der Energy-Only-Markt diese in der Zukunft nicht bereitstellt.

8 Zusammenfassung und Politikempfehlungen

1. Kurzfristig besteht in Deutschland in seiner Gesamtheit keine Knappheit an gesicherter Leistung. Lokal können in Süddeutschland Kapazitätsengpässe auftreten, die unter anderem durch den im Netzentwicklungsplan vorgesehenen Netzausbau und netztechnische Maßnahmen gelöst werden können. Erst ab etwa 2020 besteht Bedarf an zusätzlichen Kapazitäten, deren Höhe und Art allerdings noch nicht klar ist. Durch die EnWG-Novelle kann die Stilllegung von systemrelevanten Kraftwerken zumindest bis 2017 vermieden werden. Gasturbinen (als relativ schnell zu bauende Kraftwerkstechnologie) haben nur eine Vorlaufzeit von ca. 2 Jahren. Zudem können auch nachfrageseitige Ressourcen und möglicherweise weitere Flexibilitätsoptionen mit relativ geringer Vorlaufzeit bereitgestellt werden. Aus Sicht des Projektkonsortiums besteht daher kein dringender Handlungsbedarf im Sinne der schnellen Umsetzung eines Kapazitätsmarkts.

2. Zum jetzigen Zeitpunkt ist noch nicht abschließend geklärt, ob Energy-Only-Märkte ausreichende Investitionsanreize setzen. Die derzeitigen Preise reichen zwar nicht aus, um die Deckungsbeiträge von Kraftwerksneubauten zu erwirtschaften, allerdings ist dies durch bestehende Überkapazitäten u.a. aufgrund des Ausbaus der Erneuerbaren Energien und der europäischen Marktintegration zu erklären und nicht unbe-

dingt als Zeichen für Marktversagen zu bewerten. Der Energy-Only-Markt hat potenziell einige Vorteile gegenüber Kapazitätsmechanismen – insbesondere ist keine Änderung des Marktdesigns notwendig. Außerdem ist ein Wettbewerb zwischen unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen (Kraftwerke, nachfrageseitige Optionen, Speicher und Interkonnektoren) im Energy-Only-Markt einfacher zu verwirklichen. Allerdings sorgt ein europäisch integrierter Energy-Only-Markt für Kapazitätsbereitstellung auf europäischer Ebene. Sollte Versorgungssicherheit auf nationaler Ebene auch in Zukunft gewünscht sein, führt diese politische Entscheidung zu Zusatzkosten und erfordert zusätzliche Anreizelemente.

3. Die Einführung von Kapazitätsmechanismen kann zwar potenziell die Versorgungssicherheit erhöhen, allerdings bestehen dabei auch eine Reihe von Problemen: Zunächst sind die Abschätzung des Kapazitätsbedarfs oder die administrative Bestimmung eines Preises für Kapazitätzahlungen, insbesondere bei steigenden Anteilen Erneuerbarer Energien, kompliziert. Eine Fehlparametrierung kann zu hohen Zusatzkosten führen. Zudem können Investitionsanreize für andere Flexibilitätsoptionen (beispielsweise Speicher und Nachfragemanagement) reduziert werden. Das Setzen von Innovationsanreizen für andere Flexibilitätsoptionen in Kapazitätsmärkten ist möglich, jedoch werden Kraftwerke tendenziell strukturell bevorzugt, und die Definition von bestimmten Produkten reduziert die Auswahl an Optionen.

4. Zusätzlich steigen aufgrund der sinkenden Marktpreise die Förderkosten für Erneuerbare Energien. Außerdem wird ein neues Marktsegment geschaffen, in dem dargebotsabhängige Erneuerbare Energien wiederum aufgrund ihrer geringen gesicherten Leistung benachteiligt sind.

5. Bei selektiven Kapazitätsmechanismen kann die Reduzierung der Preise am Energy-Only-Markt tendenziell dazu führen, dass der Mechanismus auf immer mehr Kraftwerke ausgedehnt werden muss.

6. In Anbetracht der genannten Punkte und aufgrund der Problematik, dass häufige Marktveränderungen Risikoprämien tendenziell erhöhen, wird empfohlen, zum jetzigen Zeitpunkt keinen Kapazitätsmechanismus einzuführen. Sinnvoll erscheint ggf. die marktnähere Ausrichtung der Netzreserve (Winterreserve) sowie der Verordnungsermächtigung des EnWG, die den Charakter einer strategischen Reserve aufweisen.

7. Zudem kann und sollte bereits jetzt eine Weiterentwicklung des Energy-Only-Markts stattfinden, um mehr Flexibilität zu generieren und Nachfrageelastizität anzureizen. Dazu gehören bspw. ein späteres Gate Closure sowie Maßnahmen, die die Ausweitung der Handelsvolumina am Spot- und Intraday-Markt fördern. Auch die Reservemärkte sollten weiterhin so gestaltet werden, dass eine Vielzahl von Marktteilnehmern partizipieren kann und Einnahmen aus dem Regelmarkt bei Investitionsentscheidungen verstärkt berücksichtigt werden.

8. Zusätzlich besteht auf dem Weg zur Entscheidung über das zukünftige Marktdesign weiterer Forschungsbedarf, unter anderem zum künftigen Kapazitätsbedarf, zur Funktionsfähigkeit von Energy-Only-Märkten und Peak-Load-Pricing in Strommärkten, zur optimalen Ausgestaltung der EE-Förderung und zu einem passenden Markt-design für alle Flexibilitätsoptionen.

9. Es wird empfohlen, in den nächsten Jahren intensiv zu untersuchen, ob der Energy-Only-Markt durch weitere Maßnahmen ergänzt werden sollte und welche Auswirkungen diese Mechanismen quantitativ auf den Strommarkt haben. Sich jetzt auf eine konkrete Umsetzung eines Kapazitätsmechanismus festzulegen erscheint verfrüht, da die Wechselwirkungen zwischen Strommärkten, Reservemärkten und Kapazitätsmärkten noch nicht ausreichend geklärt sind. Diese müssen genau analysiert werden, um zu entscheiden, ob und ggf. welche Mechanismen benötigt werden, um die ansteigende fluktuierende Einspeisung abzusichern und um Anreize für den Bau neuer Kraftwerke zu schaffen.

10. Zuletzt erscheint es wichtig zu erwähnen, dass es nicht nur eine, sondern viele Optionen für die Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen gibt. Falls sich ein solches Instrument nach sorgfältiger Prüfung als notwendig erweist, muss die Ausgestaltung entsprechend einem wohl definierten Ziel erfolgen und ein fairer Wettbewerb zwischen unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen sichergestellt werden. Zudem muss bedacht werden, dass Parametrierungsfehler bei allen Mechanismen wahrscheinlich sind und je nach Ausgestaltung zu hohen Kosten führen können.

9 Anhang - Beschreibung und Bewertung von international implementierten Kapazitätsmechanismen

Irland¹⁸

Der irische Strommarkt ist ein verpflichtender Poolmarkt mit zentralisiertem Dispatch. Die Einnahmen der Kraftwerksbetreiber bestehen aus den Zahlungen für die bereitgestellte Energie und Kapazität.

Der irische Kapazitätsmechanismus ist ein preisbasierter Mechanismus mit vom Systembetreiber administrativ bestimmten Zahlungen. Er wurde mit dem Ziel eingeführt, die Systemsicherheit durch ausreichend verfügbare Leistung zu garantieren. Außerdem sollen Preisstabilität und effiziente Investitionsanreize geschaffen werden. Die Kapazitätzahlungen sollen Kraftwerke für die Bereitstellung von Kapazität in Knappheitsperioden entlohnen und gleichzeitig stabile Investitionsanreize für Neuinvestitionen liefern. Insbesondere ist hier interessant, dass der irische Kapazitätsmechanismus explizit auf Wechselwirkungen der Kapazitätzahlung mit dem regulären Strompreis, also einer Reduktion der Spitzenpreise und der Volatilität, abzielt.

Die insgesamt zur Verfügung stehende Summe für Kapazitätzahlungen wird jährlich vom Systembetreiber definiert. Sie ergibt sich aus dem Produkt aus dem Kapazitätsbedarf und der jährlichen Kosten pro kW für ein neues Spitzenlastkraftwerk (abzüglich der erwarteten Einkünfte auf dem Regelenergiemarkt und den im Spotmarkt zu erzielenden inframarginalen Renten). Beide Größen werden vom Systembetreiber geschätzt.

Der jährlich zur Verfügung stehende Betrag wird zunächst entsprechend der erwarteten Lastkurve auf die zwölf Kalendermonate verteilt. Alle Kraftwerksbetreiber erhalten die Kapazitätzahlung jeweils für die Slots am Spotmarkt, in denen sie ein Gebot abgeben und demnach zur Verfügung stehen, unabhängig von der tatsächlichen Stromerzeugung. Die Zahlungen haben drei Bestandteile (s. auch Abbildung 3):

- Ein fester Bestandteil von 30% wird ex-ante entsprechend der jährlichen Lastprognose des Vorjahres berechnet.
- Eine variable ex-ante-Komponente von 40% wird basierend auf der im Vormonat prognostizierten Verfügbarkeit (Loss of Load Probability) bestimmt.
- Eine ex-post-Komponente von 30% der Gesamtsumme wird entsprechend der tatsächlichen Nachfrage und Kraftwerksverfügbarkeit verteilt.

¹⁸ Die Beschreibung des irischen Kapazitätsmechanismus basiert auf der Analyse des Medium Term Review des Mechanismus (20)

Die beiden letzteren Bestandteile orientieren sich an der Loss of Load Probability-Kurve. Um die Volatilität der Zahlungen zu begrenzen, wird diese durch einen zusätzlich eingeführten „Flattening Power Factor (FFP)“ geglättet.

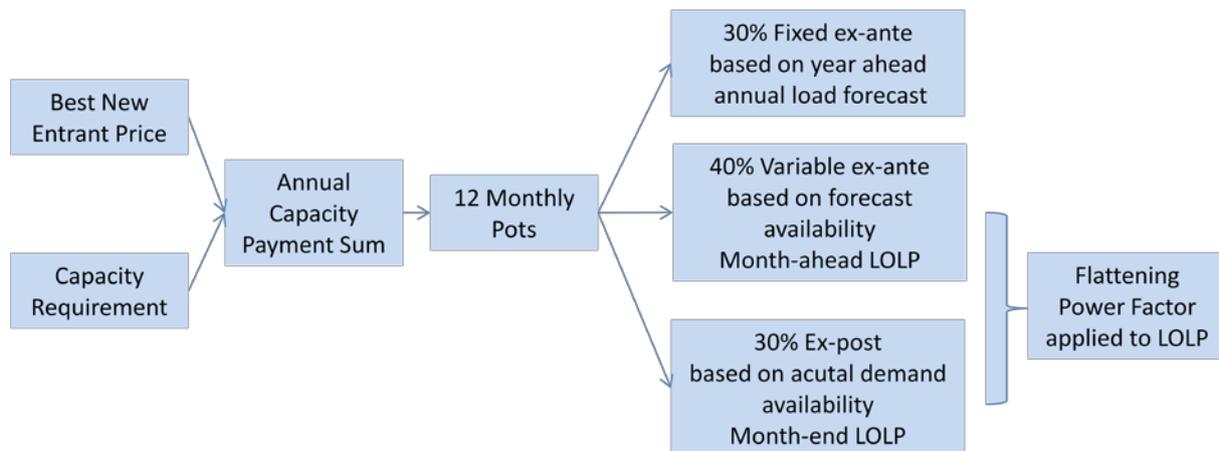


Abbildung 3: Berechnung und Bestandteile des irischen Kapazitätsmechanismus (20)

Der irische Kapazitätsmechanismus stellt Zahlungen für Kraftwerke, Speicher sowie für Stromimporte über den Interkonnektor nach England bereit.

2011 fand eine Evaluierung des irischen Kapazitätsmechanismus bezüglich der Zielerreichung statt (20). Insgesamt wurde der Mechanismus als zufriedenstellend bewertet. Allerdings ergab sich, dass ein Zielkonflikt zwischen dem Setzen von Anreizen für die Verfügbarkeit von Anlagen bei Knappheit und dem Setzen stabiler Investitionsanreize besteht. Während für das erste Ziel schwankende Zahlungen entsprechend der jeweils aktuellen Nachfrage- und Angebotsituation notwendig wären, tragen gleichmäßige und insbesondere vorhersehbare Zahlungen stärker zu Investitionssicherheit bei. Bei der derzeitigen Ausgestaltung mit einem hohen Anteil an ex-ante bestimmten Zahlungen und geringen Einkommenseinbußen bei Nichtverfügbarkeit wird die ausreichende Verfügbarkeit von Kraftwerken zu Knappheitszeiten nur unzureichend angereizt. Zudem erfolgt eine Überbezahlung von fluktuierenden Erneuerbaren Energien, da die Zahlungen nicht dem geringeren Beitrag zur gesicherten Leistung der Erneuerbaren Energieerzeugungsanlagen entsprechen. Pöyry (20) schlägt daher einen höheren Anteil an ex-post-berechneten Zahlungen vor. Andererseits würde dadurch das Investitionsrisiko erhöht, das aufgrund der jährlichen Anpassung der zur Verfügung stehenden Zahlungen und Verteilungsfaktoren ohnehin noch recht hoch ist. Da die im Untersuchungszeitraum unternommenen Neuinvestitionen in Kraftwerke bereits vor der Einführung des Kapazitätsmechanismus geplant wurden, lässt sich noch nicht feststellen, inwieweit dieser zu deren Realisierung beigetragen hat. Allerdings wurde festgestellt, dass Spitzenlastkraftwerke ihre Fixkosten durch die Kapazitätszahlungen vermutlich decken können.

Für die deutsche Debatte lässt sich aus den irischen Erfahrungen vor allem lernen, dass das Design eines Kapazitätsmechanismus, der Anreize sowohl für kurzfristige

Aspekte der Versorgungssicherheit (Verfügbarkeit bei Knappheit) als auch für langfristige Aspekte (Investitionssicherheit) setzen soll, kompliziert ist. Es erscheint daher notwendig, ein Instrument mit einer klaren Zielsetzung und unter Berücksichtigung der Auswirkungen auf die kurze und lange Frist zu entwickeln.

Neuseeland¹⁹

Der neuseeländische Strommarkt ist ein verpflichtender Energy-Only-Poolmarkt mit nodalen Preisen. Nach Knappheitssituationen in den Jahren 2001 bis 2003 aufgrund geringen Niederschlags wurde in Neuseeland zusätzlich eine strategische Reserve (Reserve Energy Scheme) eingeführt. Zielsetzung des Reserve Energy Schemes war die Vermeidung von Versorgungsengpässen in Extremsituationen.

Der Mechanismus erlaubt es der Electricity Commission, direkt Nachfrage- und Angebotsressourcen unter Vertrag zu nehmen, um Knappheit zu vermeiden. Die dadurch entstehenden Kosten wurden auf die Stromverbraucher umgelegt. Unter dem Mechanismus wurde ein Dieselkraftwerk mit einer installierten Leistung von 155 MW kontraktiert.

Zusätzlich sind Bedingungen definiert, unter denen die direkt eingekauften Ressourcen im Strommarkt angeboten werden:

- Unter Normalbedingungen wurde zunächst eine Preisgrenze von 1000 NZ\$/MWh festgelegt, die im Mai 2010 auf 5000 NZ\$/MWh erhöht wurde.
- Bei hohen prognostizierten Preisen gilt eine Eingriffsgrenze von 387NZ\$/MWh, was den variablen Kosten des kontraktierten Kraftwerks entspricht.
- Bei einem Stromausfallrisiko von >4% kann auch zu geringeren Preisen angeboten werden.

Eine Evaluierung des Mechanismus ergab drei Hauptprobleme: Zum einen wurde festgestellt, dass dieser zu geringerem Risiko-Hedging bei den Marktteilnehmern (Stromversorgern) führt, da diese davon ausgehen, dass die Regierung im Extremfall ohnehin eingreift (Moral Hazard). Zum zweiten wurde der Angebotspreis des kontraktierten Kraftwerks als zu gering eingestuft, da er auf Produktionskostenbasis und nicht auf Opportunitätskostenbasis gesetzt wurde. Zuletzt wurde auch der Finanzierungsmechanismus kritisiert – die Kosten sollten entsprechend der Anstrengungen der Marktteilnehmer verteilt und nicht gleichmäßig auf den Stromverbrauch umgelegt werden.

Als Folge der Evaluierung wurde der Mechanismus 2010 **abgeschafft**, das Reservekraftwerk wurde an ein Privatunternehmen verkauft.

¹⁹ Die Beschreibung des neuseeländischen Reserve Energy Scheme folgt den Ausführungen von Carstaris & Pope (21).

Allerdings bestehen weiter Knappheitssituationen, denen mit alternativen Maßnahmen begegnet werden soll:

- Stromsparkampagnen mit Ausgleichszahlungen für die Stromverbraucher:
Wenn Stromausfälle aufgrund geringer Wasserstände wahrscheinlich sind, werden öffentliche Stromsparkampagnen genutzt, um eine freiwillige Reduktion des Verbrauchs zu bewirken. Dies führte beispielsweise 2008 zu Stromeinsparungen von bis zu 10% (22). Um zu vermeiden, dass Stromversorger sich auf diese Kampagnen verlassen und häufig darauf zurückgreifen wollen, werden Ausgleichszahlungen von 10 NZ\$/Woche für Haushalte und kleine Unternehmen fällig.
- Setzen von hohen Knappheitspreisen:
Ab Juni 2013 werden in Neuseeland Knappheitspreise von mindestens 10.000 NZ\$/MWh und höchstens 20.000 NZ\$/MWh administrativ gesetzt, wenn unfreiwillige Lastreduktionen notwendig werden (also das Stromangebot nicht zur Deckung der Stromnachfrage ausreicht). Diese Knappheitspreise sollen Anreize für Investitionen in Spitzenlastkraftwerke setzen.

Für den deutschen Kontext sind hier vor allem folgende Punkte interessant:

Zum einen kann aus dem neuseeländischen Beispiel geschlossen werden, dass das Vorhalten von Spitzenlastkraftwerken durch den Systembetreiber nicht unbedingt zur Systemsicherheit beiträgt. Zudem wird auch hier deutlich, dass Wechselwirkungen mit dem Energy-Only-Markt beachtet werden müssen. Es wird außerdem deutlich, dass eine Wiederabschaffung eines einmal eingeführten Mechanismus möglich ist – allerdings spielt hier die geringe Nutzung des Mechanismus eine Rolle. Daraus, dass in Neuseeland weiterhin Knappheitssituationen bestehen, könnte man auch schließen, dass die strategische Reserve (die eher auf die kurzfristige Deckung von Spitzenlastsituationen abzielt) hier nicht das richtige Instrument war. Es sind daher wirksame Anreize für die Sicherstellung der langfristigen Versorgungssicherheit notwendig. Ferner sollte beobachtet werden, inwieweit das administrative Setzen eines hohen Preises zum Anreizen von Flexibilisierungsoptionen ausreicht.

Australien

Auch Australien hat einen Mechanismus zur Bereitstellung einer strategischen Reserve (Reliability and Emergency Reserve Trader Scheme - RERT) etabliert. Dabei werden aufbauend auf dem definierten minimalen Sicherheitsstandard (0,002% lost load) für jede Region Mindestreserveniveaus bestimmt. Wenn es Anzeichen dafür gibt, dass der Markt diese Minimalanforderungen nicht erfüllt, kann der Systembetreiber nachfrage- oder angebotsseitige Ressourcen neun Monate im Voraus unter Vertrag nehmen, um die Anforderung zu erfüllen. Der Mechanismus kam bisher zweimal zur Anwendung, in beiden Fällen wurden Ressourcen unter Vertrag genommen, aber nicht eingesetzt.

Eine Evaluierung im Jahr 2011 kam zu dem Schluss, dass der Mechanismus nicht notwendig ist (23). Es wurde festgestellt, dass der Energy-Only-Markt für ausreichende Investitionen in Kapazitäten gesorgt hat. Zudem wird das RERT aufgrund seiner geringen Reichweite als nicht effektiv zum Anreizen von Investitionen bewertet – er sei nur sinnvoll zur Adressierung kleiner, lokaler und zeitlich begrenzter Knappheitssituationen. Der Mechanismus wird daher 2013 abgeschafft.

Die australische Erfahrung zeigt, dass das Abschätzen des Kapazitätsbedarfs tatsächlich problematisch ist. Im australischen Fall wurde erwartet, dass Knappheit vorliegt, allerdings hat sich dies in der Realität nicht bestätigt. Aufgrund der Ausgestaltung des Kapazitätsmechanismus als begrenzte strategische Reserve hat dies nicht zu hohen Kosten geführt. Bei einem umfassenden Mechanismus und evtl. größerer Schätzfehler können allerdings erhebliche Zusatzkosten generiert werden.

Schweden

In Schweden wurde eine zeitlich begrenzte strategische Reserve eingeführt, da nach der Liberalisierung des Strommarkts einige Spitzenlastkraftwerke stillgelegt wurden. Dies wurde als problematisch für die Versorgungssituation am Winterpeak (2000 MW mit einer geschätzten Betriebszeit von < 40 Stunden/ Jahr) aufgefasst. Außerdem wird der Mechanismus der strategischen Reserve dazu genutzt, eine Flexibilisierung der Nachfrageseite anzureizen.

Im schwedischen System kann der Netzbetreiber bis zu 2000 MW als strategische Reserve unter Vertrag nehmen. Dabei können sowohl nachfrage- als auch angebotsseitige Ressourcen genutzt werden. Die strategische Reserve steht nur im Winter (16. November bis 15. März) zur Verfügung.

Die Ressourcen in der strategischen Reserve erhalten einen Preis für die Verfügbarkeit sowie einen für den tatsächlich produzierten Strom, beide Preise werden entsprechend der jeweiligen Gebote („pay-as-bid“) ausgezahlt. Die Finanzierung erfolgt über eine Umlage auf alle Verbraucher. Ursprünglich wurde die strategische Reserve nur im Echtzeitmarkt eingesetzt, inzwischen ist allerdings auch der Einsatz am Day-Ahead-Markt möglich. Dabei wird der Einfluss der strategischen Reserve auf den Marktpreis dadurch minimiert, dass die Reserve immer zum Preis des höchsten kommerziellen Gebots + 0,1 €/kWh angeboten wird. Das Mindestgebot hat die Höhe der variablen Durchschnittskosten der Anlage plus die Anfahrtkosten.

Nachfrageseitige Ressourcen der strategischen Reserve müssen im Day-Ahead-Markt anbieten. Sollten diese nicht zum Zug kommen, ist ein Angebot auf dem Intra-Day-Markt verpflichtend. Angebotsseitige Ressourcen werden eingesetzt, wenn am Strommarkt kein Gleichgewichtspreis zu Stande kommt.

Im Winter 2011/2012 kam die strategische Reserve in Schweden 3-4 Tage aufgrund von Netzengpässen zum Einsatz. Die Kosten dafür beliefen sich auf rund 10,2 Mio. Euro.

Der Mechanismus soll 2020 auslaufen, wobei schrittweise die gesamte kontraktierte Leistung reduziert und der Anteil der nachfrageseitigen Ressourcen gesteigert wird. Die Entscheidung zur Beendigung der strategischen Reserve beruht auf der Einschätzung, dass dadurch weder Preisschwankungen vermieden werden noch ein besseres Investitionsklima geschaffen wird (24).

Alternativ sollen nach dem Auslaufen der strategischen Reserve zonale Preise, eine stärkere internationale Marktintegration, ein Ausbau des Netzes sowie intelligente Zähler und Netze zur Systemsicherheit beitragen.

Interessant für Deutschland ist hier insbesondere:

- die Nutzung der strategischen Reserve zur Aktivierung der Nachfrageseite
- die Einsicht, dass bei der Zielsetzung eines Kapazitätsmechanismus jeweils auch Alternativen geprüft werden sollten – beispielsweise ist es möglich, dass die strategische Reserve kein effizientes Instrument bei Netzengpässen darstellt und andere Instrumente, wie zum Beispiel zonale Preise oder eine Netzreserve ebenfalls einer genauen Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen werden sollten
- die Tatsache, dass das Auslaufen der strategischen Reserve in Schweden bereits mehrfach verschoben wurde – also die Gefahr besteht, dass es Probleme bei der Wiederabschaffung eines solchen Instruments gibt
- die verhältnismäßig geringen Kosten zur Vermeidung von Stromausfällen

Spanien

In Spanien gibt es den Mechanismus der administrativen Kapazitätzahlungen, der selbst aus zwei separaten Mechanismen besteht. Dieser wurde mit einer Preisobergrenze von 180 €/MWh auf dem Spotmarkt eingeführt. Die Preisobergrenze beschränkt die auf diesem Markt erzielbaren Deckungsbeiträge, insbesondere für Spitzenlastkraftwerke, nach oben.

Der eine Teil der Kapazitätzahlung zielt darauf ab, Neuinvestitionen in Kraftwerke sowie Retrofits, die die Umweltverträglichkeit der Kraftwerke erhöhen, anzureizen. Dieser Teil des Kapazitätsmechanismus (Pagos por Capacidad) wurde 2007 eingeführt. Die Kapazitätzahlungen werden Betreibern neugebauter Anlagen mit einer installierten Leistung von mindestens 50 MW und Betreibern bestehender Anlagen, die erheblich durch Zahlungen für umweltrelevante Maßnahmen belastet sind, aber langfristig für die Stromversorgung benötigt werden, gewährt.

Die Höhe der Zahlungen ist dabei abhängig vom Reserveindex (RI), der das Verhältnis zwischen der sicher verfügbaren Leistung im System und der Spitzenlast darstellt. Die Zahlungshöhe wird durch den RI zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme eines Kraftwerks bestimmt und wird für 10 Jahre fix gehalten. Genauer betrachtet, ist die exakte Höhe der Zahlung eine linear abnehmende Funktion des Reserveindex. Liegt der Reserveindex unter 1,1, so erhält der Kraftwerksbetreiber eine jährliche Kapazi-

tätzahlung in Höhe von 28.000 €/MW (25). Die Zahlungen sind umso höher, je niedriger der Reserveindex ist. Steigt der Reserveindex durch Neuinvestitionen, so nehmen die jährlichen Zahlungen mit jedem zusätzlichen Prozentpunkt an Reserve um 1.500 €/MW ab. Steigt der Index über einen Wert von circa 1,29 erhalten Neuinvestitionen keine Kapazitätzahlungen mehr. In der Praxis wurde dieser formelbasierte Ansatz jedoch bisher vom zentralen Planer nicht umgesetzt – stattdessen wurde die Zahlung jedes Jahr unabhängig vom RI festgelegt. Die Kapazitätzahlungen werden auf den Strompreis aufgeschlagen und somit auf die Endverbraucher umgelegt. Der Aufschlag auf den Börsenpreis wird in Abhängigkeit der aktuellen Kapazitätzahlungen, der benötigten Menge und des Endkudentarifs berechnet. Die Kosten werden auf alle Stunden verteilt, sodass die Einnahmen der geförderten Kraftwerke zu allen Zeiten und nicht nur zu Spitzenlastzeiten erhöht werden (26).

Der zweite Teil des Kapazitätsmechanismus besteht aus Zahlungen für die Anlagenverfügbarkeit zu Spitzenlastzeiten. Unter diesem Mechanismus werden auch Bestandsanlagen vergütet. Die Zahlungen sind schon seit 2008 geplant, wurden aber erst im Dezember 2011 durch das Gesetz ITC/3127/2011 eingeführt. Die Verfügbarkeitszahlungen sollen Betreibern von Kraftwerken (auch Bestandskraftwerken), die zur Abdeckung von Nachfrage-Peaks beitragen können (GuD-Kraftwerke, Gasturbinen, Öl und Steinkohle-KW, Wasserkraftwerke), ausbezahlt werden. Allerdings erhalten diese die Zahlungen nur, wenn deren Einnahmen auf den Energiemärkten und die erworbenen langfristigen Kapazitätzahlungen nicht zur Fixkostenabdeckung ausreichen. Die Kosten werden ebenfalls auf die Endverbraucher umgelegt.

Die Reservemarge in Spanien ist aufgrund der starken Investitionen in GuD-Kraftwerke basierend auf dem Vorgängermechanismus der „Pagos por Capacidad“ und aufgrund des Nachfragerückganges seit der Wirtschaftskrise relativ hoch (>20%). Daher erscheint eine Zahlung für Neuinvestitionen derzeit nicht unbedingt sinnvoll. Die Zahlung für die Verfügbarkeit könnte aber Sinn machen, da aufgrund der hohen Penetration von Erneuerbaren Energien im spanischen Stromsystem die Volllaststunden der konventionellen Kraftwerke gesunken sind.

Vor diesem Hintergrund wird derzeit in Spanien eine Umgestaltung beider Mechanismen hin zu einer stärker wettbewerblichen Bestimmung der Kapazitätzahlung (Reliability Options ähnlich des kolumbianischen Mechanismus) diskutiert (27).

Für Deutschland sind an diesem Mechanismus folgende Punkte interessant:

- Die administrative Preissetzung bei Kapazitätzahlungen bringt die Gefahr mit sich, dass zu viele Investitionen angereizt werden, die dann die Kosten der gesamten Stromversorgung erhöhen.
- Die unerwarteten Wirkungen der Wirtschaftskrise in Spanien zeigen zudem, dass eine Bestimmung der benötigten Menge an Kapazität problematisch ist.
- Die Abhängigkeit der Zahlungshöhe vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme reduziert die Investitionssicherheit.

- Es besteht die Möglichkeit, kurz- und langfristige Versorgungssicherheit mit zwei unterschiedlichen Instrumenten anzureizen. Die Effizienz einer solchen Aufteilung müsste ggf. geprüft werden.

Kolumbien

Da Kolumbiens Stromerzeugung primär durch Wasserkraft gedeckt wird, 80 % der Gesamterzeugung bzw. 66% der installierten Leistung (28), kam es in den vergangenen Jahren häufig zu Versorgungsengpässen. Investitionen in thermische Kraftwerke sind in Kolumbien vor allem aufgrund der kurzen Einsatzzeiten und der unsicheren Preise risikoreich (29).

Seit 2006 wird in Kolumbien der Mechanismus der Kapazitätsoptionen („Obligación de Energía Firme“, engl. „firm energy obligations FEO“) angewendet. In diesem System wird die sicher lieferbare Energie entlohnt. Um von den Energieoptionen profitieren zu können, verkaufen Energieerzeuger sogenannte sichere Energieobligationen, die FEOs. Dabei handelt es sich um Verpflichtungen zur ausreichenden Stromproduktion in Spitzenlaststunden. Sie müssen durch eine vom Regulator genehmigte Kraftwerkskapazität abgesichert sein. Für den Verkauf der FEOs erhalten die Erzeuger die Optionsprämie, welche gezahlt wird, auch wenn kein Strom produziert werden muss. Die Höhe der Optionsprämie wird dabei in Auktionen (Descending Clock Auktion) bestimmt. Der Ausübungspreis der Optionen, auch Knappheitspreis genannt, wird vom Regulator festgelegt. Tritt eine Knappheitssituation auf, so sind die Verkäufer zur Produktion verpflichtet. Eine Knappheitssituation liegt vor, wenn der Großhandelsspotpreis für mindestens eine Stunde am Tag höher ist als der festgelegte Knappheitspreis, der in der Regel leicht über den Grenzkosten des letzten Kraftwerks liegt. Dementsprechend müssen die Erzeuger, welche FEOs verkauft haben, Strom entsprechend ihrer Lieferverpflichtung liefern. In Knappheitsstunden produzierter Strom wird zusätzlich mit dem Knappheitspreis vergütet. Wenn der tatsächliche Strompreis in diesen Stunden dennoch über dem Knappheitspreis liegt, müssen die Anlagenbetreiber, die eine Option verkauft haben, die Differenz zwischen den beiden Preisen zurückzahlen. Faktisch steigen dadurch die Handelspreise nie über den Knappheitspreis und der Energiemarkt sendet keine weiteren Investitionsanreize. Durch die Optionen werden die Kosten der Energiezahlungen und die Ausübung von Marktmacht aufgrund der Knappheit am Energiemarkt begrenzt.

Die Optionsprämienzahlungen sowie die Zahlungen für die FEOs werden auf die Verbraucher über den Strompreis umgelegt (30).

Der Kolumbianische Kapazitätsmechanismus lässt sich nur mit großem Aufwand auf Deutschland übertragen. Der dezentrale Strommarkt in Deutschland müsste um einen zentral verwalteten Kapazitätsmarkt erweitert werden. Es wäre möglich, dass die ÜNBs einen Markt mit Kapazitätsoptionen einführen. Allerdings sind dann die Wech-

selwirkungen mit dem Energiemarkt zu berücksichtigen und insbesondere ist der Punkt zu regeln, wie man die Erlösrückgänge der Marktteilnehmer, die am Energiemarkt aber nicht am Kapazitätsmarkt teilnehmen, bedingt durch die Preisobergrenze (Knappheitspreis) kompensiert. Alternativ könnte man die Teilnahme am Kapazitätsmarkt verbindlich gestalten, was einen äußerst starken Eingriff in den liberalisierten Markt bedeutet. Zuletzt ist noch zu berücksichtigen, dass in Deutschland nicht die fehlende Energiemenge aufgrund von Trockenperioden o.ä. das Problem darstellt, sondern die kurzfristige Leistungsverfügbarkeit in Zeiten von Spitzenlast und fehlender Stromeinspeisung durch fluktuierende Erneuerbare Energien. Daher müsste man die Kapazitätsoptionen nicht für gesicherte Energie („firm energy“), sondern für gesicherte Leistung („firm power“) ausstellen.

USA-PJM

Der Strommarkt PJM ist ein Poolmarkt, in dem der Abruf aller Anlagen über PJM Interconnection LTD., einer zentralen Instanz, durchgeführt wird. PJM nutzte seit 1998 einen kurzfristigen Kapazitätsmechanismus („Capacity Credits Model“). Bei diesem Mechanismus wurden allerdings erhebliche Mängel festgestellt – in der Folge wurde 2007 der jetzt bestehende umfassende Kapazitätsmarkt (Reliability Pricing Model RPM) eingeführt (31).

Funktionsweise

In diesem Markt wird der Kapazitätsbedarf drei Jahre im Voraus zentral bestimmt. Der Bedarf basiert auf der erwarteten Spitzenlast plus einer Sicherheitsmarge von 15%. Jedes Versorgungsunternehmen und jeder Großkunde ist verpflichtet, sich entsprechend seines Anteils an der Spitzenlast mit Leistung einzudecken. Dies kann durch eigene Kapazität, bilaterale Verträge oder die zentral organisierte Kapazitätsbörse RPM erfolgen. Die Unternehmen, welche die benötigten Kapazitäten nicht durch Eigenerzeugung oder bilaterale Verträge sicherstellen, bekommen von PJM über das RPM Kapazitäten zum Gleichgewichtspreis (dem in der Auktion bestimmten Preis) zugeteilt. Alternativ zur Teilnahme an der Kapazitätsbörse können Versorgungsunternehmen sich außerdem für die Dauer von mindestens fünf aufeinanderfolgenden Jahren für ein sogenanntes „Fixed Resource Requirement“ entscheiden. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass das Unternehmen PJM für jedes Versorgungsjahr ein Konzept zur Erfüllung der Kapazitätsanforderungen vorlegt.

Auf der Angebotsseite sind neben konventionellen bestehenden und geplanten Kraftwerken (sofern diese spätestens mit Beginn des Versorgungsjahres in Betrieb gehen) auch Lastmanagement- und Energieeffizienzmaßnahmen²⁰ sowie Netzausbaumaßnahmen zur Teilnahme an der Kapazitätsbörse berechtigt. Eine Besonderheit im RPM ist, dass dargebotsabhängige Ressourcen ebenfalls an der Versteige-

²⁰ Energieeffizienzmaßnahmen können für einen Zeitraum von 4 Jahren über den Kapazitätsmarkt vergütet werden.

rung teilnehmen dürfen. Die tatsächlich verfügbare Leistung dieser Anlagen richtet sich dabei nach der geringsten dauernd verfügbaren Leistung zu Spitzenlastzeiten in den Sommermonaten. Die Kapazitäten werden dabei nicht mit der installierten Leistung, sondern mit der sicher verfügbaren Leistung (UCAP) berücksichtigt. Diese wird anhand historischer Einsatzdaten der letzten 5 Jahre ermittelt und beinhaltet eine Ausfallrate (31).

Eigenerzeugungsanlagen und bilaterale Verträge werden als Angebote mit einem Preis von Null in die Auktion des RPM einbezogen. Die Nachfragekurve wird von PJM künstlich generiert. Sie beruht auf einer Reihe von geschätzten Parametern, wie zum Beispiel den Kosten für ein neues Spitzenlastkraftwerk, und führt dazu, dass die Kapazitätspreise bei abnehmenden Reservemargen steigen. Dadurch soll der Neubau von zusätzlichen Kraftwerken insbesondere bei Knappheit angereizt werden. Aus dem Schnittpunkt der künstlichen Nachfrage- und Angebotskurve ergibt sich der Kapazitätspreis.

Im Gebiet von PJM gibt es importbeschränkte Versorgungsbereiche, in denen Netzengpässe vorhanden sind. Damit Erzeugungsanlagen nur in diesen Gebieten errichtet werden, wurden sogenannte „Locational Deliverability Areas“ (LDAs) festgelegt. Innerhalb dieser LDAs gibt es eigene Versteigerungen, die es ermöglichen, die Knappheit der Kapazitäten über den Marktpreis zu signalisieren. Dieser Preis soll regionale Investitionsanreize für Erzeugungsunternehmen darlegen, damit neue Kraftwerke errichtet oder ältere Anlagen weiter betrieben werden. In Gebieten mit einem geringeren Verhältnis zwischen installierter Leistung und Spitzenlast liegen die Kapazitätspreise höher als in anderen.

Es gibt höchstens vier Auktionen für jede LDA. Die erste ist die sogenannte „Base Residual Auction“ BRA, welche drei Jahre vor der eigentlichen Vertragslaufzeit stattfindet. Nachfolgend gibt es maximal drei „Incremental Auctions“ (IA) (32). Bei der BRA erstellt PJM über den prognostizierten Kapazitätsbedarf in einem Gebiet eine künstliche Nachfragekurve (Variable Resource Requirement Curve). Die Erzeugungsunternehmen werden dann bei optimaler Leistung anhand der ermittelten Angebots- und Nachfragekurve mit dem Kapazitätspreis vergütet. Entsprechend diesem in der BRA ermittelten Kapazitätspreis werden die Erzeugungsunternehmen lokal bis zu drei Jahre vergütet. Abbildung 4 zeigt exemplarisch die Angebots- und Nachfragekurven der BRA für 2011/12.

Nach der BRA gibt es drei inkrementelle Auktionen in bestimmten Abständen. Hier können eventuell auftretende Änderungen im Angebot und der Nachfrage ausgeglichen werden. In der BRA sowie der zweiten IA werden die benötigten Kapazitäten ermittelt, die die Versorgungssicherheit in den unterschiedlichen Gebieten gewährleisten sollen. In der ersten und dritten IA werden Kapazitätsmängel durch ausfallende Kraftwerke usw. ausgeglichen. Die definitiven Kapazitätspreise in jedem Gebiet werden nach der Abstimmung in der zweiten IA bestimmt.

Kann die garantierte Verfügbarkeit der Kapazitäten von den Erzeugungsunternehmen nicht eingehalten werden, drohen Strafzahlungen wie z.B. für die Nichtverfügbarkeit von Anlagen zu Spitzenlastzeiten oder für die Verzögerung von Leitungsbauprojekten.

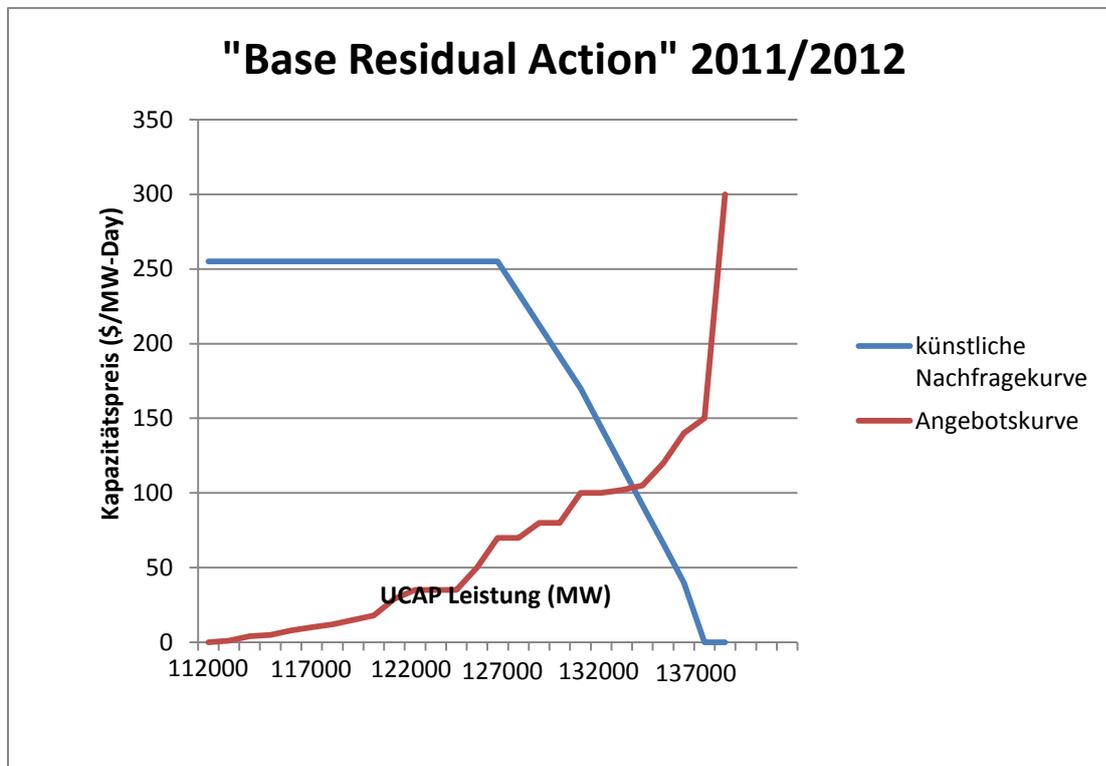


Abbildung 4: Preisfindung in der BRA 2011/2012 (33)

Ergebnisse

Die Einführung des RPM führte zu einem sprunghaften Anstieg der Kapazitätzahlungen. Diese machten vorher einen Anteil unter einem Prozent an den gesamten Stromkosten aus. Seit 2008 liegt der Anteil jedoch stets bei über 3%. In 2010 erreichten die Kapazitätzahlungen mit einem Anteil von 19,7% am Gesamtstrompreis einen neuen Höhepunkt.

Der Gesamtstrompreis stieg bis 2006 stetig an, im Anschluss daran sind starke Schwankungen erkennbar. Da unterschiedliche Faktoren auf den Strompreis wirken, kann aber keine Aussage dazu getroffen werden, inwieweit der Gesamtstrompreis durch den Kapazitätsmechanismus reduziert oder erhöht wurde (26).

Bezüglich der Erwartung stabiler Einkommensflüsse durch den Kapazitätsmarkt lässt sich sagen, dass diese Erwartung bisher nicht erfüllt wurde. Auch die Kapazitätzahlungen sind stark volatil und unterscheiden sich zudem deutlich zwischen den einzelnen Regionen (siehe Abbildung 5).

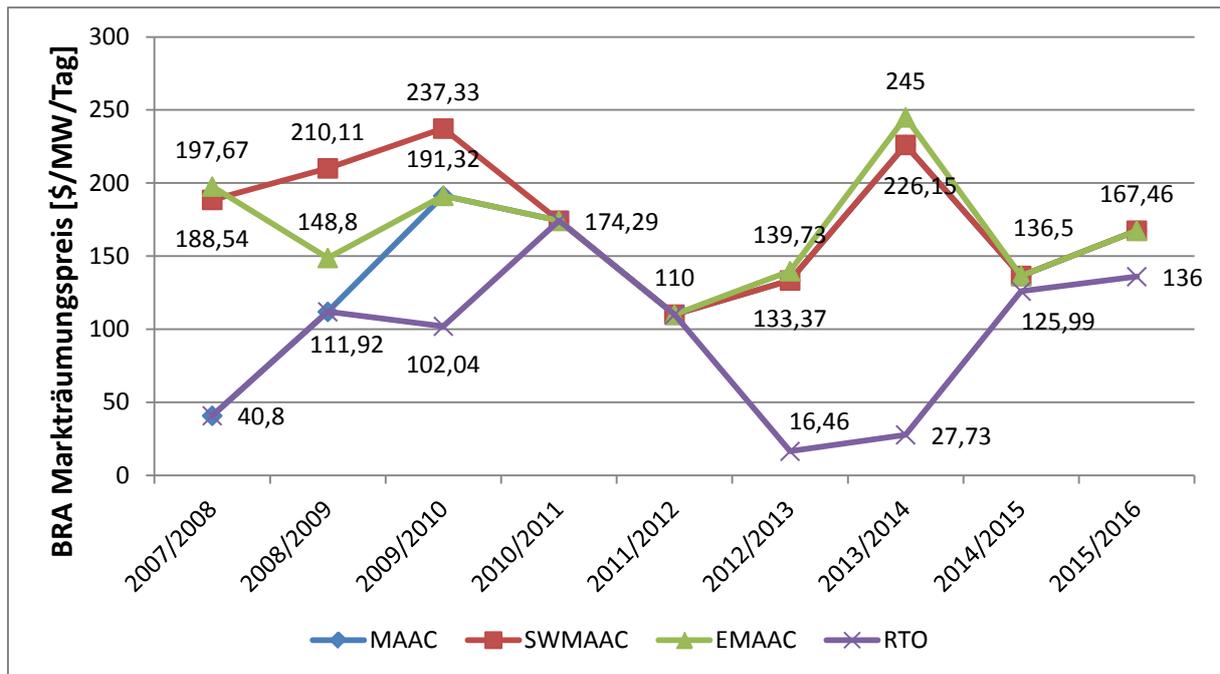


Abbildung 5: Kapazitätspreise in den unterschiedlichen Regionen des PJM-Marktgebiets (34)

Seit Einführung des RPM kam es außerdem zu beträchtlichen Neuinvestitionen von etwa 5986 MW. Auch nachfrageseitige Ressourcen konnten aktiviert werden, wobei deren Abruf sich teilweise sogar zuverlässiger als der von Kraftwerken gestaltete. Gleichzeitig lässt sich aber auch feststellen, dass zumindest bis zur Lieferperiode 2013/2014 hauptsächlich Bestandskraftwerke von den Kapazitätszahlungen profitierten (26). Das Einkommen der Teilnehmer an der Kapazitätsbörse lag zwischen den Lieferjahren 2007/2008 und 2013/2014 kumuliert bei etwa 42 Mrd. USD. Abbildung 6 zeigt die Aufteilung dieser Zahlungen auf die unterschiedlichen Ressourcen.

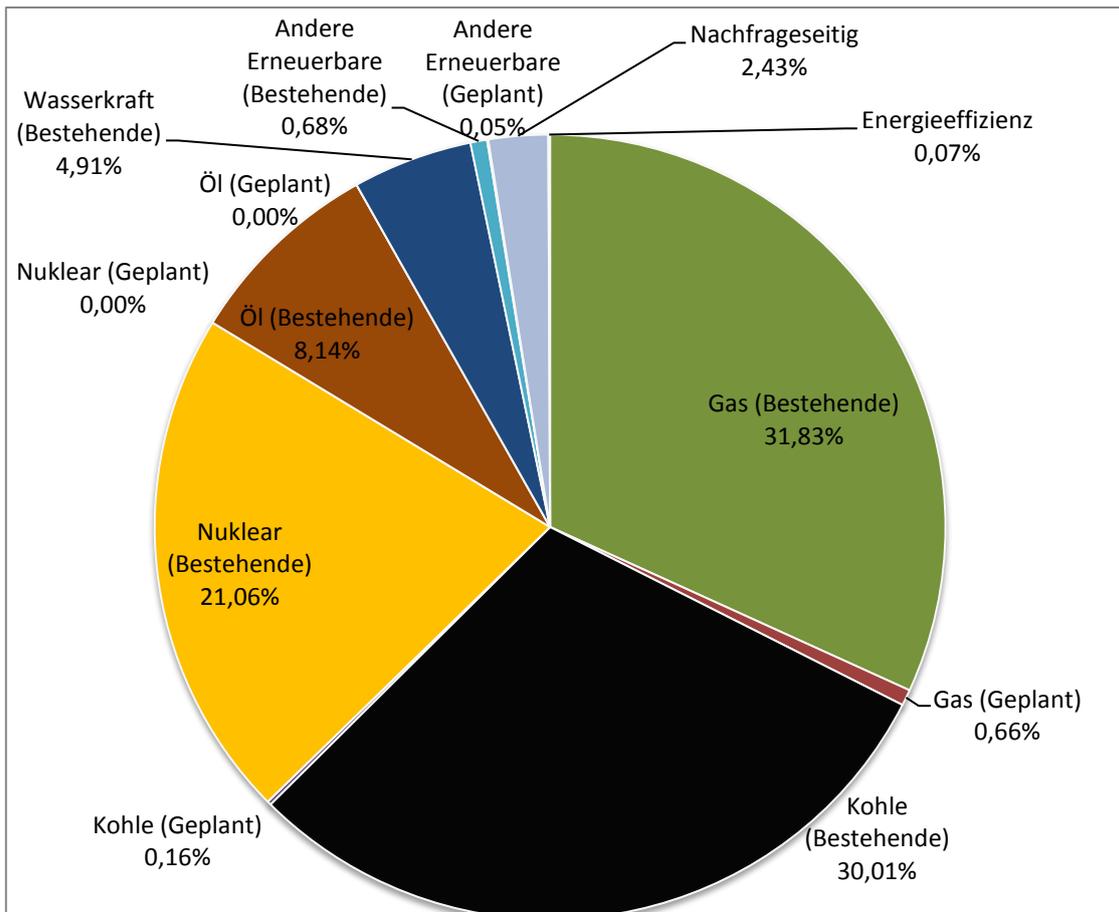


Abbildung 6: Aufteilung der bisherigen Kapazitätszahlungen in PJM auf unterschiedliche Kapazitätsressourcen (34)

Die Lieferperiode 2015/2016 wurde stark beeinflusst von einer beispiellosen Anzahl geplanter Stilllegungen (mehr als 14000 MW), hauptsächlich getrieben durch umweltrelevante Auflagen (PJM 2012). Dies führte zu einer Rekordzahl an Angeboten von Neuanlagen, nachfrageseitige Ressourcen und Energieeffizienzmaßnahmen. So stieg die Anzahl angebotener nachfrageseitiger Maßnahmen in der BRA 2015/2016 um 28,4% gegenüber der Lieferperiode zuvor. 74% aller Angebote von nachfrageseitigen Maßnahmen erhielten einen Zuschlag. Angebote zu Energieeffizienzmaßnahmen stiegen außerdem um 13% im Vergleich zum Vorjahr und nahezu alle (98%) erhielten einen Zuschlag. Tabelle 5 liefert einen Überblick über die Menge unterschiedlicher Ressourcen, die in den Lieferperioden 2015/2016 bzw. 2014/2015 in der BRA einen Zuschlag erhielten. Insgesamt wurden für die Lieferperiode 2015/2016 Kapazitäten in Höhe 164561 MW beschafft. Dies führte zu einer Reservemarge von 20,2%. Auch dargebotsabhängige Erneuerbare Energien spielten eine Rolle in der BRA dieser Lieferperiode. Insgesamt wurden Angebote für ca. 796 MW Windkraft und ca. 56 MW PV abgegeben, diese erhielten auch einen Zuschlag. Windkraftanlagen werden dabei mit einem Kapazitätskredit von 13% und PV mit einem Kapazitätskredit von 38% berücksichtigt.

Tabelle 5: Kapazitäten an Neuanlagen und alternativen Maßnahmen [MW], die einen Zuschlag in der BRA erhielten (PJM 2012)

[MW]	Neuanlagen	Retrofit	Nachfrageseite	Energieeffizienzmaßnahmen
2015/2016 BRA	4898,9	447,4	14832,8	922,5
2014/2015 BRA	415,5	341,1	14118,4	822,1

Weiterhin bestätigte sich der seit 2014/2015 anhaltende Trend einer signifikanten Abnahme der Anzahl an Kohlekraftwerken bei einem gleichzeitig starken Anstieg der Anzahl an neuen Gasturbinen, die einen Zuschlag an der Kapazitätsbörse erhielten.

Zudem bestehen bei PJM, insbesondere in einigen Teilgebieten Probleme mit Marktmacht. In diesen Fällen werden in der Kapazitätsauktion Höchstpreise gesetzt. In einigen Marktregionen können dennoch sehr hohe Kapazitätspreise beobachtet werden (26).

Es ist auch wichtig zu erwähnen, dass das gewählte Marktdesign bei PJM sehr komplex ist. Der dadurch entstehende administrative Aufwand führt zu hohen Kosten, die von den Stromverbrauchern getragen werden müssen. Die Komplexität zeigt sich auch an den häufigen Änderungen des Marktdesigns (26).

Was lässt sich für die deutsche Diskussion ableiten?

Ein effizienter und gut ausgestalteter Kapazitätsmarkt kann sehr komplex sein. Dies führt zum einen zu hohem administrativem Aufwand und Transaktionskosten, zum anderen auch zu häufig notwendigen Systemanpassungen. Zudem wird zumindest ein Großteil der Zahlungen eines umfassenden Kapazitätsmarkts an Bestandskraftwerke gehen. Daher muss im Vorfeld klargestellt werden, inwieweit die Unterstützung bereits abgeschriebener, möglicherweise unflexibler Kraftwerke zielführend ist. Sobald Neuinvestitionen durch den Kapazitätsmarkt angereizt werden, erhöht dies die Gesamtkosten und bei einem Einheitspreis auch die Zahlungen für Bestandskraftwerke. Dies kann durch die Schaffung unterschiedlicher Marktsegmente, wie beispielsweise von (15) vorgeschlagen, vermieden werden. Das würde allerdings die Komplexität des Marktdesigns weiter erhöhen. Positiv lässt sich ableiten, dass die Nachfrageseite durch einen Kapazitätsmarkt zu mehr Flexibilität angereizt werden kann. Außerdem können durch zonale Kapazitätsmärkte auch regionale Investitionsanreize gesetzt werden.

Zudem ist zu erwähnen, dass der regulative Eingriff beim RPM sehr groß ist. Der Regulator PJM Ltd. bestimmt nämlich sowohl die Kapazitätsmenge, die benötigt wird (Spitzenlast + 15% Reserve), als auch den Kapazitätspreis, in dem sie eine preisabhängige künstliche Nachfragekurve vorgibt.

10 Literatur

1. Bundesnetzagentur. Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur [Internet]. 2012. Verfügbar unter: http://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/Sonderthemen/Kraftwerkliste/VeroeffKraftwerkliste_node.html
2. 50Hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW. Netzentwicklungsplan 2012 [Internet]. 2012. Verfügbar unter: http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/NEP_2012_2/NEP2012_2_Kapitel_1_bis_8.pdf
3. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Erster Monitoring-Bericht „Energie der Zukunft“ [Internet]. 2012; Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/erster-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
4. 50Hertz, Amprion, Tennet, Transnet BW. Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2012 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5 - Stand 28.09.2012 [Internet]. 2012. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/J-L/leistungsbilanzbericht-2012,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
5. Grünwald R, Ragwitz M, Sensfuß F, Winkler J. Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung [Internet]. 2012. Verfügbar unter: <http://www.tab-beim-bundestag.de/de/pdf/publikationen/berichte/TAB-Arbeitsbericht-ab147.pdf>
6. ewi. Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign [Internet]. 2012. Verfügbar unter: http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2012/EWI_Studie_Strommarktdesign_Endbericht_April_2012.pdf
7. ENTSO-E. Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC) in Continental Europe [Internet]. 2011. Verfügbar unter: https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/ntc/archive/NTC-Values-Winter-2010-2011.pdf
8. ewi, GWS, Prognos. Energieszenarien 2011 - Projekt Nr. 12/10 [Internet]. Verfügbar unter: http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2011/EWI_2011-08-12_Energieszenarien-2011.pdf
9. Consentec. Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland [Internet]. 2012. Verfügbar unter: http://www.consentec.de/wp-content/uploads/2012/03/Consentec_EnBW_KapM%C3%A4rkte_Ber_20120207.pdf

10. Dena. Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt [Internet]. Verfügbar unter: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/Meldungen/2012/Endbericht_Integration_EE.pdf
11. BET Aachen. Kapazitätsmarkt: Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung [Internet]. 2011. Verfügbar unter: http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2011/BET-Studie_BNE_Kapazitaetsmarkt_1109.pdf
12. Prognos. Bedarf an konventioneller Kraftwerkskapazität in Deutschland [Internet]. 2011. Verfügbar unter: http://www.metropoleruhr.de/fileadmin/user_upload/metropoleruhr.de/Regionalplanung/Energiewirtschaft_Fernwaerme/04a_02_Bedarf_konventioneller_Kraftwerkskapazitaet_April_2011.pdf
13. Bundeskartellamt. Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel [Internet]. 2011. Verfügbar unter: http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Stellungnahmen/110113_Zusammenfassung_Abschlussbericht_endg.pdf
14. Ecofys. Notwendigkeit und Ausgestaltungsmöglichkeiten eines Kapazitätsmechanismus für Deutschland [Internet]. 2012. Verfügbar unter: <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/4221.pdf>
15. WWF. Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem [Internet]. 2012. Verfügbar unter: <http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Fokussierte-Kapazitaetsmaerkte.pdf>
16. r2b. Einführung einer strategischen Reserve - Vorschlag zu Eckpunkten der Ausgestaltung einer strategischen Reserve [Internet]. 2012. Verfügbar unter: http://www.umweltbundesamt.de/umweltbewusstsein/publikationen/vortrag_strategische_reserve.pdf
17. PJM. 2015/2016 RPM Base Residual Auction Results [Internet]. 2012. Verfügbar unter: <http://www.pjm.com/~media/markets-ops/rpm/rpm-auction-info/20120518-2015-16-base-residual-auction-report.aspx>
18. IAEW, Consentec. Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen [Internet]. 2011. Verfügbar unter: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/1997CB655301C2E2C125792F0041B8AA/\\$file/Gutachten_Flexibilisierung_Abschlussbericht.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/1997CB655301C2E2C125792F0041B8AA/$file/Gutachten_Flexibilisierung_Abschlussbericht.pdf)
19. RAP. What Lies “Beyond Capacity Markets”? Delivering Least-Cost Reliability Under the New Resource Paradigm [Internet]. 2012. Verfügbar unter: <http://www.raponline.org/document/download/id/6041>
20. Pöyry. Capacity Payment Mechanism Medium Term Review [Internet]. 2011. Verfügbar unter: <http://www.allislandproject.org/GetAttachment.aspx?id=7440e0f4-a8d1-47b0-baba-87551201d0d0>

21. Carstairs J, Pope I. The case for a new capacity mechanism in the UK electricity market—Lessons from Australia and New Zealand. *Energy Policy*. September 2011;39(9):5096–8.
22. Blackwell S. Electricity Conservation in Context: A Mixed Methods Study of Residential Conservation Behaviour During an Electricity Shortage in New Zealand [Internet]. 2009. Verfügbar unter: <http://researcharchive.vuw.ac.nz/bitstream/handle/10063/1099/thesis.pdf?sequence=1>
23. AEMC. Review of the Reliability and Emergency Reserve Trader [Internet]. 2011. Verfügbar unter: <http://www.aemc.gov.au/Media/docs/Final%20Report-f1a4df41-6211-435b-b950-20c89caf830f-0.pdf>
24. Ministry of Enterprise, Energy and Communications Sweden. Experiences with the implementation of the strategic reserve in Sweden [Internet]. 2012. Verfügbar unter: http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Veranstaltungen/2012/Vortraege_Capacity_Mechanisms/06_JoakimCejie_SWE_Experiences_with_the_implementation_of_the_strategic_reserve.pdf
25. Frederico G, Vives X. Competition and Regulation in the Spanish Gas and Electricity Market [Internet]. 2008. Verfügbar unter: http://www.iese.edu/es/files/energy%20report_Eng_tcm5-27082.pdf
26. Böckers V, Giessing L, Haucap U, Heimeshoff J. *_Vor- und Nachteile alternativer Kapazitätsmechanismen in Deutschland_ - Eine Untersuchung alternativer Strommarktsysteme im Kontext europäischer Marktkonvergenz und erneuerbarer Energien* Veit Böckers Leonie Giessing Justus Haucap Ulrich Heimeshoff Jürgen Rösch Dü [Internet]. 2011. Verfügbar unter: http://www.dice.hhu.de/fileadmin/redaktion/Fakultaeten/Wirtschaftswissenschaftliche_Fakultaet/DICE/Forschung_DICE/Projekte/CE__282011_29_5F_Gutachten_f_FC_r_die_RWE_AG_zur_Implementierung_eines_Kapazitaetsmarktes_in_Deutschland.pdf
27. Conde P. Pagos por capacidad en España: situación actual y perspectivas [Internet]. 2012. Verfügbar unter: http://www.ariae.org/download/reuniones/XVI_Reunion_ARIAE_2012/Pablo%20Villaplana%20%20Pagos%20por%20capacidad.pdf
28. Ausubel LM, Cramton P. Using forward markets to improve electricity market design. *Utilities Policy*. Dezember 2010;18(4):195–200.
29. Cramton P, Ockenfels A. Economics and design of capacity markets for the power sector [Internet]. 2011. Verfügbar unter: <http://www.cramton.umd.edu/papers2010-2014/cramton-ockenfels-economics-and-design-of-capacity-markets.pdf>
30. RAP. Kapazitätsmärkte in den USA und Kolumbien - Erfahrungen und Schlussfolgerungen für die Deutsche Energiewende [Internet]. 2012. Verfügbar unter: <http://www.raponline.org/document/download/id/5028>

31. Süßenbacher W, Schwaiger M, Stigler H. PJM Kapazitätsbörse – Reliability Pricing Model (RPM) [Internet]. 2010. Verfügbar unter:
https://online.tugraz.at/tug_online/voe_main2.getvolltext?pCurrPk=49776
32. PJM. Load Management in the Reliability Pricing Model, PJM State & Member Training [Internet]. 2011. Verfügbar unter:
http://www.pjm.com/training/~/_media/training/core-curriculum/dr-ilr-test-require/lm-resource-test-training.ashx
33. The Brattle Group. Review of PJM's Reliability Pricing Model (RPM) [Internet]. 2008. Verfügbar unter:
http://www.brattle.com/_documents/uploadlibrary/upload695.pdf
34. Neme C, Peterson P. Designing Capacity Markets for D3 Resources [Internet]. 2011. Verfügbar unter:
http://www.exeter.ac.uk/energysecurity/documents/C_Neme_P_Peterson2.pdf