



## **Stellungnahme des Bundeskartellamtes zum Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch)**

### **„Ein Strommarkt für die Energiewende“**

#### **Zusammenfassung und Schlussfolgerungen**

- Das Bundeskartellamt spricht sich unter wettbewerblichen Gesichtspunkten für einen optimierten Strommarkt (Strommarkt 2.0) aus. Ebenfalls unter wettbewerblichen Gesichtspunkten überwiegen die Argumente, die gegen die Einführung eines Kapazitätsmarktes sprechen.
- Ein optimierter Strommarkt kann auch in Zukunft die Versorgungssicherheit gewährleisten. Die Einführung eines Kapazitätsmarktes ist nach derzeitiger Lage nicht erforderlich.
- Die aktuelle Marktsituation ist kein Indikator für Marktversagen. Angesichts der bestehenden Überkapazitäten sind Rentabilitätsprobleme von Kraftwerken, Marktaustritte und Investitionszurückhaltung eine normale Marktreaktion.
- Der Strommarkt vergütet bereits heute neben der erzeugten Arbeit auch die Bereitstellung von Leistung. Der Markt setzt daher Anreize für die Vorhaltung und Errichtung von Kapazitäten. Besteht der Wunsch die Versorgungssicherheit in einer Übergangsphase zusätzlich abzusichern, kann eine Kapazitätsreserve eingeführt werden.
- Zur Erhöhung der Effizienz des Energy-only-Marktes sollte das bestehende Optimierungspotential genutzt werden. Insbesondere sollten die Bilanzkreisverantwortung für Marktteilnehmer gestärkt und Hemmnisse für einen freien Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen abgebaut werden.
- Für das Funktionieren des Energy-only-Marktes ist es wichtig, dass die Preisbildung frei bleibt und Preisspitzen möglich sind. Die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht verhindert keine knappheitsbedingten Preisspitzen. Es gibt weder de jure noch de facto ein „Mark-up-Verbot“.
- Ein Kapazitätsmarkt würde einen erheblichen Eingriff in die Wettbewerbsmechanismen des Strommarktes darstellen und wäre mit einer Reihe von Risiken für die wettbewerbliche Struktur des Strommarktes verbunden.

- Kapazitätsmärkte sind anfällig für Marktmacht und deren Missbrauch. Die Kontrolle von Marktmachtmisbräuchen durch die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht ist auf Kapazitätsmärkten mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden.
- Weitere Risiken von Kapazitätsmärkten ergeben sich aus ihrer hohen Komplexität, ihren negativen Rückwirkungen auf den europäischen Strommarkt sowie aus der Behinderung eines offenen Wettbewerbs von Flexibilitätsoptionen.
- Bei Einführung eines Kapazitätsmarktes ist mit signifikant höheren Systemkosten und entsprechenden Belastungen für die Verbraucher zu rechnen.

## **I. Ein optimierter Strommarkt ist auch ohne Kapazitätsmarkt funktionsfähig**

### **1. Die aktuelle Marktsituation ist kein Indikator für Marktversagen**

In der Diskussion um die Einführung von Kapazitätsmärkten wird oft darauf verwiesen, dass Kraftwerke in der aktuellen Marktsituation keine ausreichenden Erlöse erzielen können. In der Tat sind die Großhandelspreise am Strommarkt gegenwärtig niedrig. Die Wirtschaftlichkeit von Kraftwerken leidet hierunter. Kraftwerksstilllegungen und Investitionszurückhaltung sind zu beobachten.

Wie auch die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) in Auftrag gegebenen Gutachten feststellen, sind die derzeit beobachtbaren Rentabilitätsprobleme einzelner Kraftwerke jedoch kein Indikator für Marktversagen.<sup>1</sup> Seit der deutschen Strommarktliberalisierung im Jahr 1998 kam es zu keiner Kapazitätslücke. In Deutschland existieren gegenwärtig erhebliche Überkapazitäten in der Stromerzeugung. In ihrem aktuellen Bericht zur Leistungsbilanz beziffern die Übertragungsnetzbetreiber die derzeit in Deutschland bestehenden Überkapazitäten auf rund 10 GW.<sup>2</sup> Die Überkapazitäten und damit einhergehende aktuelle Rentabilitätsprobleme von Kraftwerksbetreibern sind u.a. Folge des massiven, von vielen Akteuren nicht vorhergesehenen Zubaus an erneuerbaren Energien.

In der Diskussion sollte klar getrennt werden zwischen den aktuellen finanziellen Problemen der Unternehmen und der nachhaltigen Gewährleistung von Versorgungssi-

---

<sup>1</sup> Frontier, Consentec (2014), Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, S. 5, 33ff.; r2b (2014), Endbericht Leitstudie Strommarkt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, S. 15.

<sup>2</sup> Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2014 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5, S. 27, 33. Das Grünbuch weist zudem darauf hin, dass auch in dem für Deutschland relevanten europäischen Strommarktgebiet erhebliche Überkapazitäten existieren.

cherheit. Die Rentabilitätsprobleme der Unternehmen bringen derzeit keine Gefährdung der Spitzenlastdeckung mit sich. Diese ist gegenwärtig gewährleistet. Die aktuelle Marktsituation ist auch kein Anzeichen dafür, dass es zukünftig zu Kapazitätsengpässen kommen wird. Vielmehr sind (endgültige oder vorübergehende) Stilllegungen und Investitionszurückhaltung in einem von Überkapazitäten geprägten Marktumfeld betriebswirtschaftlich rational und erwartbar. Sie stellen eine sinnvolle Bereinigung des Marktes dar.

## **2. Ein Energy-only-Markt kann ein wohlfahrtsoptimales Versorgungsniveau grundsätzlich gewährleisten**

Es ist nicht abzusehen, dass es in Zukunft zu einem Marktversagen kommt und konventionelle Kraftwerke langfristig nicht mehr mit der Refinanzierung von Kapital- und fixen Betriebskosten rechnen können.

Wie im Grünbuch dargestellt, vergütet der Strommarkt bereits heute neben der erzeugten Arbeit auch die Bereitstellung von Leistung. Durch die Verpflichtung des Lieferanten, den verkauften Strom zu einem bestimmten Zeitpunkt zu liefern, muss er entsprechende Kapazitäten vorhalten. Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem führt dazu, dass die Lieferanten Anreize zur Fahrplantreue und individuellen Leistungsvorhaltung haben. Der Strompreis enthält somit eine implizite Leistungskomponente. Der Begriff des Arbeits- oder Energy-only-Marktes ist insoweit irreführend.

Solange am Markt Überkapazitäten bestehen, ist der implizite Preis von Leistung gering. Es entspricht jedoch der ökonomischen Logik, dass der implizite Preis für Leistung steigt, je knapper die Kapazitäten am Strommarkt sind. Neben der impliziten Vergütung von Leistung wird – wie im Grünbuch beschrieben – Leistung am Strommarkt auch explizit vergütet, beispielsweise als Regelenergie, in Options- oder Absicherungsverträgen. Gemäß der Ankündigung der EEX soll der Börsenhandel eines entsprechenden Standardkontraktes („Intraday-Cap-Future“) im Sommer 2015 beginnen.

Die Anreize, die der Strommarkt zur Vorhaltung und Errichtung von Kapazitäten generiert, führen dazu, dass das wohlfahrtsmaximale Versorgungssicherheitsniveau erreicht und finanziert werden kann. Es ist nicht ersichtlich, wieso diese Anreizmechanismen in der Transformationsphase des Strommarktes bei steigenden Anteilen fluktuierender Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht wirken sollten. Marktpreissignale führen auf Wettbewerbsmärkten zu einer Synchronisation von Angebot und Nachfrage. Bezogen auf den Strommarkt bedeutet dies, dass sie den Marktteilnehmern zeigen, wie sie ihr Angebot optimal an die steigende Erzeugung aus erneuerbaren Energien anpassen können. Die Wirksamkeit von Preissignalen hat

beispielsweise in den letzten Jahren dazu geführt, dass konventionelle Kraftwerksbetreiber die Betriebsweise ihrer Kraftwerke ganz erheblich flexibilisiert haben.

Häufig werden Befürchtungen geäußert, dass Marktpreissignale auf dem Strommarkt nicht rechtzeitig oder nicht in erforderlichem Umfang auftreten könnten. Wieso auf dem Strommarkt bei absehbaren Knappheiten die Preissignale versagen sollten, wurde bisher jedoch nicht überzeugend dargelegt.<sup>3</sup> Es ist vielmehr zu erwarten, dass bevorstehende Knappheiten insbesondere über die Terminmärkte abgebildet werden.

### **3. Voraussetzung: Marktpreissignale müssen wirken können**

Voraussetzung für einen leistungsfähigen Energy-only-Markt ist, dass Marktsignale möglichst ungestört wirken können und sie alle Marktteilnehmer unverzerrt erreichen. Die vom BMWi in Auftrag gegebenen Gutachten haben insoweit verschiedene Hemmnisse identifiziert und eine Optimierung des Strommarktes angeregt. Das Grünbuch schlägt eine Reihe von Maßnahmen zur Optimierung des Strommarktes vor („Sowieso-Maßnahmen“). Auch aus Sicht des Bundeskartellamtes ist es wichtig, dass Hemmnisse, die das effiziente Funktionieren des Strommarktes beeinträchtigen, abgebaut und Fehlanreize beseitigt werden (hierzu unter a). Darüber hinaus müssen Preisspitzen auch in der Zukunft möglich bleiben (hierzu unter b).

#### **a) Möglichkeiten zur Optimierung des Strommarktes sollten genutzt werden**

Zur Optimierung des Strommarktes führt das Grünbuch eine Reihe „Sowieso-Maßnahmen“ auf, die sowohl das Marktmodell als auch die Rahmenbedingungen betreffen. Das Bundeskartellamt begrüßt, dass das BMWi die verschiedenen Verbesserungspotentiale überprüfen und heben will.

Insbesondere der Ansatz des Grünbuchs, Marktpreissignale für Erzeuger und Verbraucher zu stärken, ist aus wettbewerblicher Sicht zu unterstützen. Ein wichtiger Punkt aus Sicht des Bundeskartellamtes ist dabei die Stärkung der Bilanzkreisverantwortung für Marktteilnehmer. Wirksame Anreize für den Bilanzkreisausgleich sind für das Funktionieren des Energy-only-Marktes unerlässlich. Zentrale Anzelemente sind dabei die Ausgleichsenergiekosten. Sie wirken wie eine Pönale für Fahrplanabweichungen. Von ihnen hängt ab, inwieweit sich die Marktteilnehmer gegen Bilanzkreisun-

---

<sup>3</sup> Frontier, Consentec (2014), Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, S. 179ff; r2b (2014), Endbericht Leitstudie Strommarkt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, S. 17ff.

gleichgewichte absichern. Durch eine Verschärfung des Ausgleichsenergiesystems könnten zusätzliche Anreize zur Absicherung von Bilanzungleichgewichten, d.h. zur individuellen Leistungsvorsorge gesetzt werden.

Wichtig ist nach Ansicht des Bundeskartellamtes, dass – wie im Grünbuch dargestellt – ein technologieoffener Wettbewerb zwischen den Flexibilitätsoptionen sichergestellt wird. Denn nur durch einen offenen Wettbewerb aller Flexibilitätsoptionen kann ein kosteneffizienter Mix an Flexibilitäten erreicht werden. Wichtig ist insoweit, dass bestehende Hemmnisse und Fehlanreize abgebaut werden, die einzelne Flexibilitätsoptionen benachteiligen. Die im Grünbuch vorgeschlagene Prüfung von Verbesserungsmöglichkeiten ist daher zu unterstützen.

Eine Verzerrung des Marktes erfolgt durch die Förderung der erneuerbaren Energien. Die feste Einspeisevergütung führte in der Vergangenheit dazu, dass die Einspeisung erneuerbarer Energien vollkommen unabhängig vom Strompreis erfolgte. Zu begrüßen ist insoweit, dass mit der Novelle des EEG nunmehr zumindest für Neuanlagen ab einer gewissen Größenordnung die Pflicht zur Direktvermarktung vorgesehen ist. Gleichwohl bestehen bei der Förderung der erneuerbaren Energien weiterhin Verbesserungspotenziale im Sinne einer wettbewerblichen Ausgestaltung.

#### **b) Preisspitzen müssen möglich bleiben**

Zu unterstützen ist die Aussage im Grünbuch, dass es für das Funktionieren des Energy-only-Marktes darüber hinaus wichtig ist, dass die Preisbildung frei bleibt. Preissignale müssen unverfälscht bei den Marktteilnehmern ankommen. Damit es nicht langfristig zu Kapazitätsengpässen kommt, müssen sich am Markt Knappheitspreise bilden können. Nur so erhalten die Marktteilnehmer die erforderlichen Preissignale für die Bereitstellung von ausreichenden Kapazitäten.

#### ***Preisobergrenzen nicht erforderlich***

Preisspitzen an der Börse bedürfen keiner Begrenzung, etwa aus Gründen des Verbraucherschutzes. Haushaltskunden vereinbaren – zumindest derzeit – mit ihren Versorgern feste Tarife, so dass einzelne Preisspitzen nicht bei ihnen ankommen. Große Abnehmer können sich gegen die Risiken von Spitzenpreisen absichern. Die Auswirkungen von Preisspitzen in einzelnen Knappheitssituationen auf den durchschnittlichen Strompreis dürften zudem gering sein.<sup>4</sup> Umgekehrt ist die Rentabilität

---

<sup>4</sup> Vgl. r2b (2014), Endbericht Leitstudie Strommarkt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, S. 74ff.

eines Spitzenlastkraftwerks aber schon bei vereinzelt auftretenden Preisspitzen gesichert.

***Kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht verhindert keine knappheitsbedingten Preisspitzen – es gibt kein de jure oder de facto „Mark-up-Verbot“***

Die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht verhindert Preisspitzen nicht. Wie das Grünbuch richtig feststellt, werden knappheitsbedingte Preisspitzen durch das kartellrechtliche Missbrauchsverbot weder ausgeschlossen noch abgemildert. Knappheitssignale können unabhängig von der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht ungehindert in den Markt gelangen.

Das kartellrechtliche Missbrauchsverbot schützt davor, dass marktmächtige Unternehmen ihre Marktmacht ausnutzen und dadurch Wettbewerber und/oder Verbrauchern schaden. Es soll u.a. verhindern, dass diese Unternehmen ihre Marktmacht nutzen, um Preise künstlich in die Höhe zu treiben.

Anders als bisweilen vorgetragen führt die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht nicht zu einem grundsätzlichen Verbot, Kapazitäten mit einem Aufschlag auf die Grenzkosten („Mark-up“) anzubieten. Nur bei marktbeherrschenden Unternehmen können Mark-ups in der börslichen Einheitspreisauktion kartellrechtlich bedenklich sein, wenn sie dazu führen, dass Kapazitäten in erheblichem Umfang zurückgehalten werden und kein sachlicher Rechtfertigungsgrund vorliegt.<sup>5</sup> Die entsprechenden Ausführungen in der Sektoruntersuchung des Bundeskartellamtes beziehen sich nur auf die Einheitspreisauktion.

Das Grünbuch weist richtig darauf hin, dass Unternehmen, die nicht marktbeherrschend sind, nicht dem kartellrechtlichen Missbrauchsverbot unterfallen. Sie sind in ihrer Preissetzung frei und können ihre Limits in der Einheitspreisauktion ohne jede Einschränkung setzen. Nach der Praxis des Bundeskartellamtes wird eine marktbeherrschende Stellung eines Stromerzeugers erst dann vermutet, wenn dieser in mindestens 5% der Stunden eines Jahres (d.h. in mindestens 438 Stunden) unverzichtbar für die Deckung der Stromnachfrage ist.<sup>6</sup> Während noch vor einigen Jahren 3-4 Unternehmen marktbeherrschend waren, sind die Marktmachtstendenzen heute deutlich rückläufig.

Das kartellrechtliche Missbrauchsverbot verhindert keine knappheitsbedingten Preisspitzen. In Knappheitssituationen können nicht-marktbeherrschende Unternehmen unbegrenzt hohe Preise setzen. Hierzu braucht ein Anbieter keine Spitzenlastkraftwer-

---

<sup>5</sup> Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, 2011, S. 193ff.

<sup>6</sup> Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, 2011, S. 106ff.

ke. Ohnehin dürfte der Preis in Knappheitssituationen oft von – nicht marktbeherrschenden – Lasten (d.h. von Nachfragern) gesetzt werden. Von so gesetzten Knappheitspreisen profitieren in der börslichen Einheitspreisauktion auch marktbeherrschende Anbieter. Die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht stellt daher keine Preisobergrenze dar, auch nicht für marktbeherrschende Stromerzeuger. Für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit notwendige Investitionsanreize werden durch die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht nicht verzerrt oder verringert.

Teilweise wird vorgetragen, aufgrund von Unsicherheiten bei der Anwendung der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht wirke diese wie eine implizite Preisobergrenze. Das Bundeskartellamt teilt diese Bedenken nicht. Ein „de facto Mark-up-Verbot“ gibt es aus Sicht des Bundeskartellamtes nicht. Um derartige Bedenken auszuräumen, könnte das Bundeskartellamt einen Leitfadens für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht im Bereich der Stromerzeugung veröffentlichen.

#### **4. Zwischenfazit: Die Einführung eines Kapazitätsmarktes ist nicht erforderlich**

Zusammenfassend geht das Bundeskartellamt davon aus, dass ein optimierter Energy-only-Markt auch in Zukunft die Errichtung und Vorhaltung der notwendigen Kapazitäten anreizen kann. Die Einführung eines Kapazitätsmarktes ist zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit nach derzeitiger Lage nicht erforderlich.<sup>7</sup>

Wenn sich in einer Übergangsphase des Strommarktes der Bedarf einer zusätzlichen Absicherung von Versorgungssicherheit ergibt, kann wie im Grünbuch vorgeschlagen eine Kapazitätsreserve eingeführt werden. Wichtig ist dabei, dass eine solche Kapazitätsreserve die Preisbildung am Strommarkt unbeeinträchtigt lässt. Wie im Grünbuch ausgeführt, ist es entscheidend, dass Reservekraftwerke nicht am Strommarkt eingesetzt werden dürfen und die Kapazitätsreserve auch nur dann eingesetzt werden darf, wenn es am Strommarkt überhaupt nicht zu einem Ausgleich von Angebot und Nachfrage kommt.

---

<sup>7</sup> Zu diesem Schluss kommen auch die vom BMWi in Auftrag gegebenen Gutachten. Die wissenschaftlichen Analysen und durchgeführten Modellrechnungen ergeben, dass die Versorgungssicherheit auch ohne einen Kapazitätsmarkt gewährleistet werden kann. Vgl. Frontier, Consentec (2014), Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; r2b (2014), Endbericht Leitstudie Strommarkt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

## **II. Einführung von Kapazitätsmärkten führt zu erheblichen Risiken**

Die Einführung von Kapazitätsmärkten birgt – wie im Grünbuch erwähnt und in den vom BMWi in Auftrag gegebenen Impact-Analysen näher dargestellt – zudem schwer zu kalkulierende Risiken.

### **1. Kapazitätsmärkte sind anfällig für Marktmacht**

Aus wettbewerblicher Sicht ist insbesondere darauf hinzuweisen, dass die Einführung von Kapazitätsmärkten zu Problemen im Hinblick auf Marktmacht und deren Missbrauch führen kann. Grund hierfür ist der Umstand, dass Kapazitätsmärkte regelmäßig deutlich enger sind als Arbeitsmärkte. Die folgenden Überlegungen gelten dabei grundsätzlich für alle diskutierten Kapazitätsmarktmodelle.

Ein wesentlicher Grund dafür, dass Kapazitätsmärkte in der Regel enger sind als Arbeitsmärkte, ist der Umstand, dass erneuerbare Energien nur in sehr eingeschränktem Umfang sichere Leistung bereit stellen können. Sie können dementsprechend kaum an einem Kapazitätsmarkt teilnehmen. Erneuerbare Energien sind zwar auch nicht Teil des kartellrechtlich abzugrenzenden Erstabsatzmarktes für Strom, der im Wesentlichen dem Stromarbeitsmarkt entspricht. Sie üben aber dennoch Wettbewerbsdruck auf diesen Markt aus und beschränken somit den Verhaltensspielraum der Marktteilnehmer. Auf einem Kapazitätsmarkt würde ein Wettbewerbsdruck durch erneuerbare Energien allenfalls in sehr beschränktem Maße bestehen.

Ein Kapazitätsmarkt wäre voraussichtlich auch deshalb enger als ein Arbeitsmarkt, weil die Teilnahme ausländischer Kraftwerke schwierig ist. Grund hierfür ist, dass es bei einem Kapazitätsmarkt darum geht, sichere Leistung bereit zu stellen, also Leistung, die jederzeit verfügbar ist. Gebote ausländischer Erzeuger auf dem Kapazitätsmarkt sind grundsätzlich nur dann möglich, wenn gleichzeitig sichere Übertragungskapazitäten nach Deutschland zur Verfügung stehen – und zwar über die gesamte Laufzeit des Leistungsproduktes. Zwar wird bei allen Modellen von Kapazitätsmärkten betont, dass eine europäische Einbindung möglich sein solle. Wie dies aber umgesetzt werden kann, ist weitgehend offen.

In einem dezentralen Leistungsmarkt dürfte es darüber hinaus sowohl einfacher als auch kostengünstiger sein, sichere Leistung aus großen Kraftwerksportfolien bereitzustellen. Größere Kraftwerksportfolien ermöglichen die interne Absicherung gegen unerwartete Nichtverfügbarkeiten durch eine Reservehaltung verhältnismäßig kleiner Teile des Kraftwerksbestandes. Betreiber kleiner Portfolien oder von Einzelanlagen müssen hingegen auf Absicherungslösungen des Marktes zurückgreifen oder verhältnismäßig große Teile ihres Portfolios in Reserve halten. Das kann zu erheblich



höheren Kosten führen und im Extremfall die Teilnahme an einem Kapazitätsmarkt unwirtschaftlich machen. Dementsprechend dürften große Erzeugungsunternehmen auf dem Markt für gesicherte Leistung über eine stärkere Marktposition verfügen als auf dem Markt für Arbeit.<sup>8</sup>

### ***Gefahr des Marktmachtmissbrauchs auf Kapazitätsmärkten***

Schon der Arbeitsmarkt für Strom ist aufgrund seiner Charakteristika anfällig für Marktmachtausübung. Zu diesen Charakteristika gehören die begrenzte Speicherbarkeit von Strom, die kurzfristig preisunelastische Nachfrage sowie hohe Schwankungen der Nachfrage im Zeitablauf. Diese Charakteristika treffen im Grundsatz auch auf den Kapazitätsmarkt zu – allerdings in einem vermutlich deutlich engeren Markt. Daher ist zu befürchten, dass durch die Einführung eines Kapazitätsmarktes die Frage der Marktmacht und die Möglichkeiten des Missbrauchs dieser Marktmacht auf den Strommärkten wieder an Bedeutung gewinnen könnten.

Der Missbrauch von Marktmacht wäre auf dem Kapazitätsmarkt vor allem auf zwei Arten denkbar: Erstens könnten marktbeherrschende Unternehmen dem Markt ihre sichere Leistung vorenthalten, also gar nicht erst anbieten. Ein marktbeherrschendes Unternehmen könnte auf diese Weise eine künstliche Knappheit auf dem Kapazitätsmarkt erzeugen und so die Preise in die Höhe treiben. Zweitens könnten Marktbeherrscher ihre sichere Leistung zu einem überhöhten Preis in den Markt bieten. Da die Nachfrager nur in sehr eingeschränktem Umfang hohen Preisen ausweichen können, besteht die Gefahr, dass Unternehmen mit hoher Marktmacht diese Preise auch durchzusetzen können.

### ***Missbrauchsaufsicht auf Kapazitätsmärkten mit erheblichen Schwierigkeiten behaftet***

Zwar stehen auch auf einem Kapazitätsmarkt die Mittel der allgemeinen Wettbewerbsaufsicht zur Verfügung. Die Anwendung der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht wäre hier mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden.

Bereits die Missbrauchsaufsicht auf Strom-Arbeitsmärkten ist schwierig. Die Missbrauchsaufsicht auf Märkten für Kraftwerksleistung dürfte noch wesentlich komplexer sein. Bereits die Prüfung, ob aus wettbewerbsrechtlicher Sicht Marktmacht vorliegt, erfordert eine Prüfung, in welchem Umfang die installierte Kapazität als sichere Kapazität über die jeweilige Laufzeit des Leistungsproduktes angesehen werden kann

---

<sup>8</sup> Vgl. Frontier, Consentec (2014), Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, S. 160f.

und somit dem relevanten Markt zuzurechnen ist. Das würde unter anderem erfordern, die stochastische Verfügbarkeit über den gesamten Kraftwerkspark jedes Anbieters sowie die optimale Größe der je Kraftwerkportfolio ggf. vorzuhaltenden Reserve zu ermitteln oder zumindest zu prüfen.<sup>9</sup>

Noch schwieriger dürfte sich die Prüfung gestalten, sofern einzelne Gebote ihrer Höhe nach auf Missbräuchlichkeit geprüft werden müssten. Hier stellt sich zunächst die Frage, wie überhaupt die Missbräuchlichkeit hinsichtlich der Höhe eines Kapazitätsgebotes festgestellt werden kann. Ein relativ klares und anerkanntes Kriterium für die Höhe eines missbrauchsfreien Gebotes, wie etwa die Grenzkosten auf dem Arbeitsmarkt, existiert nicht. Für die Ermittlung eines wirtschaftlich optimalen und missbrauchsfreien Gebotes müsste eine Reihe von Faktoren einbezogen werden: Neben den Investitionskosten des Kraftwerks könnten auch die (prognostizierten) Erlöse aus sämtlichen anderen Vermarktungswegen, wie dem Arbeitsmarkt oder der Regel- und Reserveenergie, eine Rolle spielen. Als Konsequenz daraus könnte die Missbrauchsaufsicht eine umfassende Kontrolle der vollständigen Investitionsrechnung der Kraftwerke von marktbeherrschenden Unternehmen erforderlich machen. Dies wäre aber durch die Wettbewerbsbehörden kaum zu leisten.

Schließlich erscheint es unmöglich, eine Kapazitätszurückhaltung in Form von Unterlassen von Investitionen in neue Kraftwerksprojekte zu prüfen und ggf. zu sanktionieren. Zumindest diese Form der Kapazitätszurückhaltung dürfte den Unternehmen somit auf einem Kapazitätsmarkt in der Praxis offen stehen. Wenn aber durch den Kapazitätsmarkt im Ergebnis ein Anreiz zur Investitionszurückhaltung für marktbeherrschende Unternehmen geschaffen wird, würde sich die Zielsetzung eines Kapazitätsmarktes im Extremfall sogar in das Gegenteil verkehren.

## **2. Hohe Komplexität der Umsetzung von Kapazitätsmärkten gefährdet Effektivität und Effizienz des Strommarktes**

Ein weiteres Risiko der Einführung von Kapazitätsmärkten ergibt sich aus der Komplexität ihrer Ausgestaltung. In jedem der diskutierten Kapazitätsmarktmodelle müssen zentrale Parameter mit entscheidender Bedeutung für die Funktionsfähigkeit der Mechanismen zentral festgelegt werden.

So muss beispielsweise beim zentralen Kapazitätsmarkt der Kapazitätsbedarf für weit in der Zukunft liegende Zeiträume durch eine zentrale Planungsinstanz abgeschätzt

---

<sup>9</sup> Die Ermittlung der als gesichert anzusehenden Leistung würde sich für die Kartellbehörden bei einem zentralen Kapazitätsmarkt erübrigen, wenn die Anlagen an einem Präqualifizierungsprozess teilnehmen. Letztlich wäre aber damit die Prüfung des Sachverhalts lediglich auf eine andere Ebene verschoben.

werden.<sup>10</sup> Ähnliche Probleme ergeben sich bei dem sich vermeintlich auf Basis der Präferenzen von Anbietern und Nachfragern von sicherer Leistung selbst effizient koordinierenden dezentralen Leistungsmarkt. Bei diesem Modell muss ein Regulierer insbesondere die Pönale für den Fall einer unzureichenden Verpflichtungserfüllung festlegen. Für einen dezentralen Leistungsmarkt ist die Höhe und Ausgestaltung dieser Pönale von entscheidender Bedeutung.

Hieraus entstehen Parametrisierungsrisiken, die erhebliche Auswirkungen auf die Effektivität und Effizienz von Kapazitätsmärkten haben können. Da es für einen Regulierer schwierig werden dürfte, die zukünftige Marktentwicklung vorherzusehen, ist ein nachträglicher Korrekturbedarf von erheblichem Umfang sehr wahrscheinlich.<sup>11</sup> Dies wiederum senkt die Verlässlichkeit der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen auf den Strommärkten und erschwert damit auch zukünftige Investitionen.

### **3. Festlegung auf Kapazitätsmarkt behindert technologieoffenen Wettbewerb von Flexibilitätsoptionen**

Die Einführung eines Kapazitätsmarktes behindert einen technologieoffenen Wettbewerb von Flexibilitätsoptionen. Zwar sehen alle Modelle von Kapazitätsmärkten die Integration etwa von nachfrageseitigen Lastdeckungsmaßnahmen vor. Allerdings erschwert die Einführung eines Kapazitätsmarktes die effiziente Nutzung anderer Flexibilitätsoptionen.

Ein wesentlicher Grund hierfür ist, dass durch die Einführung von leistungsbezogenen Zahlungen eine Erhöhung der installierten Leistung konventioneller Kraftwerke erfolgt. Dies wiederum hat Rückwirkungen auf den Arbeitsmarkt: Zum einen sinken die Preise für elektrische Arbeit tendenziell, zum anderen verringert sich die Volatilität ihrer Preise. Da aber nachfrageseitige Maßnahmen zur Lastdeckung von hohen Arbeitspreisen erheblich profitieren und Speicher gerade auf Preisvolatilität angewiesen sind, dürften die Anreize zur Erschließung derartiger Flexibilitätsoptionen sinken.<sup>12</sup> Es wird demnach

---

<sup>10</sup> Weitere durch die zentrale Planungsinstanz festzulegende Steuerungsgrößen nennt z. B. Frontier, Consentec (2014), Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, S. 132.

<sup>11</sup> Vgl. z.B. Frontier, Consentec (2014), Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, S. 145ff. Dies wird auch durch die internationalen Erfahrungen bestätigt.

<sup>12</sup> Zwar sehen die diskutierten Modelle für Kapazitätsmärkte die Teilnahme von nachfrageseitigen Maßnahmen und Speichern an den Leistungsmärkten bzw. Leistungsauktionen vor. Es erscheint aber zweifelhaft, ob diese Flexibilitätsoptionen tatsächlich in größerem Umfang in der Lage sind, gesicherte Leistung für langfristige Leistungsprodukte bereit zu stellen. In jedem Fall dürfte die Teilnahme an Kapazitätsmärkten aber die Transaktionskosten für diese Flexibilitätsoptionen erheblich erhöhen.

schwieriger, einen volkswirtschaftlich effizienten Mix von Flexibilitätsoptionen zu erreichen.<sup>13</sup>

#### **4. Nationale Insellösungen verhindern die Vollendung des Binnenmarktes**

Die Einführung nationaler Kapazitätsmärkte konterkariert das Ziel eines europäischen Binnenmarktes. Es besteht die Gefahr, dass ein Flickenteppich nationaler Kapazitätsmärkte den grenzüberschreitenden Stromhandel behindert. Keines der in Deutschland diskutierten Kapazitätsmarktmodelle enthält bisher ein schlüssiges Konzept zur Einbindung in den Binnenmarkt. Die positiven volkswirtschaftlichen Effekte der Integration der europäischen Strommärkte gehen so teilweise oder ganz verloren. Darüber hinaus besteht die Gefahr, dass durch das Nebeneinander von Kapazitätsmärkten ein Subventionswettbewerb ausgelöst wird. Kraftwerke würden dann vor allem dort gebaut, wo die höchsten Kapazitätsszahlungen zu erwarten sind.

#### **5. Insgesamt führen Risiken zu signifikant höheren Systemkosten bei Einführung eines Kapazitätsmarktes**

Die vorstehenden Risiken können – isoliert oder kumuliert – zu einer signifikanten Erhöhung der Systemkosten und damit zu höheren Kosten für die Verbraucher führen. Dies wird auch durch die vom BMWi beauftragten Impact Assessments bestätigt. Beide Studien kommen zu dem Ergebnis, dass die Einführung von Kapazitätsmärkten selbst bei einer unterstellten optimalen Umsetzung, einer perfekten Voraussicht der relevanten Institutionen sowie einer wettbewerblichen Verhaltensweise aller Marktakteure zu einer Erhöhung der Systemkosten führt.<sup>14</sup> Diese Annahmen sind aber aufgrund der spezifischen Charakteristika von Kapazitätsmärkten (insbesondere hohe Komplexität, Notwendigkeit einer langfristigen zentralen Festlegung wesentlicher Parameter sowie den Risiken hinsichtlich der Marktstruktur) unrealistisch. Hierauf haben auch die Gutachter in ihren Impact Assessments hingewiesen.<sup>15</sup> Die Gutachter Frontier und Consentec haben darüber hinaus versucht abzuschätzen, wie sich eine suboptimale

---

<sup>13</sup> Weitere Probleme im Hinblick auf die Nutzung von Lastmanagement in den unterschiedlichen Kapazitätsmärkten werden in den Impact Assessments diskutiert. Für den dezentralen Kapazitätsmarkt z.B. Frontier, Consentec (2014), Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, S. 129 und für zentrale Kapazitätsmärkte z.B. r2b (2014), Endbericht Leitstudie Strommarkt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, S. 119ff.

<sup>14</sup> Vgl. Frontier, Consentec (2014), Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, S. 118ff; r2b (2014), Endbericht Leitstudie Strommarkt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, S. 114ff.

<sup>15</sup> Vgl. z.B. Frontier, Consentec (2014), Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment) im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, S. 131ff; r2b (2014), Endbericht Leitstudie Strommarkt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, S. 122ff.

Umsetzung der einzelnen Modelle auf die Systemkosten auswirkt. Dabei wurde ausschließlich modelliert, wie sich aus bestimmten regulatorischen Risiken von Kapazitätsmärkten resultierende Überkapazitäten auf die Systemkosten auswirken. Allein eine durch die Risikoaversion von Entscheidungsträgern verursachte Überkapazität von 12 bis 13 GW in den Jahren 2015 bis 2035 würde nach Berechnungen der Gutachter den Barwert der Systemkosten um 7 Mrd. € erhöhen. Andere Effekte einer imperfekten Umsetzung von Kapazitätsmärkten wurden nicht quantifiziert. Eine derartige Quantifizierung ist auch mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden und nicht seriös vorzunehmen. Angesichts der langen Zeiträume und der zu erwartenden hohen Volumina von Kapazitätsmärkten sind die Auswirkungen eventueller Designfehler aber als sehr hoch einzuschätzen. Sie könnten den Aspekt der Risikoaversion weit übersteigen. Daher ist bei Einführung eines Kapazitätsmarktes mit signifikant höheren Systemkosten bei zumindest nicht höherer Effektivität hinsichtlich des wohlfahrtsmaximalen Versorgungssicherheitsniveaus zu rechnen.