
Strommarktdesign im Vergleich: Ausgestaltungsoptionen eines Kapazitätsmarkts

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten
für die Diskussionsveranstaltung am 10. Juni 2013

IMPULSE

Agora
Energiewende



in Kooperation mit

ENERGIE & MANAGEMENT
ZEITUNG FÜR DEN ENERGIEMARKT

Strommarktdesign im Vergleich: Ausgestaltungsoptionen eines Kapazitätsmarkts

IMPRESSUM

IMPULSE

Strommarktdesign im Vergleich:
Ausgestaltungsoptionen eines Kapazitätsmarkts

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten
für die Diskussionsveranstaltung am 10. Juni 2013 im
Hotel Meliä Berlin in Kooperation mit Energie & Management

REFERENTEN:

- Dr. Nicolai Herrmann, Enervis Energy Advisors
- Professor Dr. Felix Höffler, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
- Dr. Felix Christian Matthes, Öko-Institut

ERSTELLT VON

Agora Energiewende
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin
T +49. (0)30. 284 49 01-00
F +49. (0)30. 284 49 01-29
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Projektleitung: Patrick Graichen
patrick.graichen@agora-energiewende.de

Redaktion: Nikola Bock

Satz: UKEX GRAPHIC, Ettlingen
Druck: Druckerei Rohloff, Berlin
Titelbild: © oro2011 – Fotolia.com

016/05-I-2013/DE

Gedruckt auf Naturpapier
Multi-Art Silk, PEFC-zertifiziert

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

im Zuge der Energiewende steht der Strommarkt im Umbruch. Eine der zentralen Fragen lautet: Wie kann Versorgungssicherheit in Deutschland dauerhaft gewährleistet werden? Denn für die Stunden, in denen der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint, werden auch weiterhin konventionelle, steuerbare Kraftwerke benötigt. Doch wegen des Verfalls der Börsenstrompreise und der reduzierten Zahl von Einsatzstunden droht vielen dieser Kraftwerke die Stilllegung aus wirtschaftlichen Gründen. Auch der Neubau von flexiblen Kraftwerken, die für das Energiesystem der Zukunft benötigt werden, lässt sich derzeit nicht finanzieren.

Während die Politik kurzfristig ordnungsrechtliche Maßnahmen ergriffen hat (Stichworte „Winterreserve“ und „Redispatch-Kraftwerk Irsching“), ist klar, dass dies keine dauerhafte Antwort auf die anstehende Herausforderung sein kann. Gefragt ist ein Strommarktdesign, das einen wettbewerblichen Rahmen für die Gewährleistung von Versorgungssicherheit schafft. Hier wird die Politik in der kommenden Legislaturperiode handeln müssen, denn es ist bereits jetzt absehbar, dass es Anfang des kommenden Jahrzehnts Engpässe bei der gesicherten Leistung geben wird.

In diesem Zusammenhang wird, neben der Schaffung einer strategischen Reserve, die Einführung eines Kapazitäts-

markts – wie er etwa in etlichen Regionen der USA bereits implementiert ist oder in Frankreich und Großbritannien derzeit umgesetzt wird – intensiv diskutiert. Verschiedene Institute haben im Zuge der Diskussion unterschiedliche Lösungsansätze vorgeschlagen. Die wesentlichen Modelle sind in der Publikation von Agora Energiewende *Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?* in ihren Kernelementen dokumentiert.

Alle Ausformungen von Kapazitätsmärkten verändern das bisherige Strommarktdesign. Sie etablieren zusätzlich zum bestehenden *Energy-only*-Markt einen Markt für Versorgungssicherheit. Es ist wichtig, die verschiedenen Modelle in ihren Wirkungen und Nebenwirkungen genau zu verstehen. Agora Energiewende und Energie & Management haben daher die Gutachter der verschiedenen Kapazitätsmarkt-Modelle im Vorfeld einer gemeinsamen Veranstaltung am 10. Juni 2013 gebeten, jeweils zehn identische Leitfragen für ihr Modell zu beantworten. Das durchaus aufschlussreiche Ergebnis halten Sie in Ihren Händen.

Wir wünschen Ihnen eine anregende Lektüre!

Ihr

Rainer Baake, Direktor Agora Energiewende

Timm Krägenow, Chefredakteur Energie & Management

Inhalt

Zehn Fragen und Antworten zum umfassenden Kapazitätsmarkt in Form von Versorgungssicherheitsverträgen	5
<i>Prof. Dr. Felix Höffler</i>	
Zehn Fragen und Antworten zum fokussierten Kapazitätsmarkt	9
<i>Dr. Felix Christian Matthes</i>	
Zehn Fragen und Antworten zum dezentralen Leistungsmarkt	15
<i>Dr. Nicolai Herrmann</i>	
Kapazitätsmarkt-Regelungen der EU-Strom-Binnenmarktrichtlinie	21
<i>Auszug aus der Richtlinie 2009/72/EG vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt</i>	
Entwurf eines Kriterienkatalogs der Europäischen Kommission für Kapazitätsmechanismen in der Europäischen Union	23
<i>Auszug aus dem Konsultationspapier der EU-Kommission zu Kapazitätsmechanismen</i>	

Zehn Fragen und Antworten zum umfassenden Kapazitätsmarkt in Form von Versorgungssicherheitsverträgen

Prof. Dr. Felix Höffler*

1 Aufgabenzuweisung: Welche Akteure haben im Modell des umfassenden Kapazitätsmarkts wofür die Verantwortung?

Es wird eine zentrale Instanz geschaffen, die alle relevanten Aufgaben übernimmt. Die zentrale Instanz bestimmt die Menge an gesicherter Leistung, die in einem Markt zur Verfügung stehen soll und tritt als Nachfrager in der Auktion für Versorgungssicherheitsverträge auf.

Versorgungssicherheitsverträge bestehen aus einer Kapazitätsverpflichtung und einer *Verfügbarkeitsoption*: Stromerzeuger, die in der Auktion einen Zuschlag erhalten, müssen nachweisen, dass sie eine entsprechende Menge physischer Kapazität vorweisen können. Aufgrund der Verfügbarkeitsoptionen müssen die Stromerzeuger zudem in Knappheitsstunden, in denen der Spotpreis den Ausübungspreis übersteigt, Zahlungen gemäß der Differenz leisten.

Die zentrale Instanz kontrolliert die Bereithaltung von Erzeugungskapazität und ist Halter der Verfügbarkeitsoption, deren Barausgleich an die Stromlieferanten weitergegeben wird. Die Kapazitätzahlungen (der Preis für den Versorgungssicherheitsvertrag, welcher in der Auktion ermittelt wird) werden auf den Strompreis für Endkunden umgelegt.

2 Wettbewerb: Wie entsteht ein wettbewerblicher Markt für Versorgungssicherheit?

Zentrales Element des Modells ist es, gesicherte Leistung als Produkt zu definieren und es so marktfähig zu machen. Die Nachfrage auf diesem Markt wird zentralisiert, um Unterversorgung oder *Freeriding* zu verhindern sowie alle Portfolio-Effekte nutzen zu können. Wettbewerb ist notwendig auf der Angebotsseite, um das gewünschte Produkt „gesicherte Leistung“ so preisgünstig wie möglich bereitzu-

stellen. Die Angebotsseite schließt auch geeignete Maßnahmen zur Nachfragesteuerung (*Demand Side Management*) ein. Um Wettbewerb bei dieser Beschaffungsauktion für gesicherte Leistung sicherzustellen, müssen gegebenenfalls weitere Instrumente genutzt werden, um Missbrauch von Marktmacht in der Auktion zu verhindern (Gebotsbeschränkungen für Altanlagen oder Höchstpreise für Altanlagen). Marktzutrittschürden, zum Beispiel für ausländische Anbieter von gesicherter Leistung, sollten so weit möglich abgebaut werden.

3 Rollenverteilung: Was passiert in einer Situation, in der ein Versorgungsengpass droht? Wer unternimmt dann konkret welche Schritte, um ihn abzuwenden?

Generell sollte aufgrund der Beschaffung von Versorgungssicherheitsverträgen ausreichend sicher verfügbare Leistung im Markt vorhanden sein, sodass Versorgungsengpässe vermieden werden können.

4 Flexibilität: Die Flexibilität des Gesamtsystems wird bei hohen Anteilen von Wind- und Solarenergie immer wichtiger, um Blackouts zu vermeiden. Wie wird die benötigte Flexibilität gewährleistet? Bewertet der umfassende Kapazitätsmarkt inflexible Kapazitäten anders als flexible?

An alle Kapazitäten werden definierte Ansprüche an ihre Verlässlichkeit gestellt. In einem Präqualifikationsprozess wird geprüft, ob diese Kapazitäten diesen Ansprüchen genügen und ob ihre Nettoleistung gegebenenfalls nur anteilig berechnet wird. Anreize für die notwendige Flexibilität werden durch die Preissignale der Spot- und Regenergie-märkte gesetzt.

* Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln

5 Kraftwerksneubau: Wie wird sichergestellt, dass ausreichend neue Kraftwerkskapazitäten in den Markt kommen?

Damit ausreichend neue Kraftwerkskapazitäten in den Markt kommen, werden die Auktionen mit einer Vorlaufzeit von fünf bis sieben Jahren vor dem Bereitstellungszeitraum durchgeführt.

6 Demand Response und Lastmanagement: Wie werden die Stromnachfrager in den umfassenden Kapazitätsmarkt einbezogen?

Erzeugungskapazitäten in Form von Nachfrageflexibilitäten (*Demand-Side-Management*-Maßnahmen) können in der Kapazitätsauktion geboten werden. Neben der Hauptauktion mit einer Vorlaufzeit von fünf bis sieben Jahren werden Anpassungsauktionen mit einer kürzeren Vorlaufzeit empfohlen. Insbesondere Letztere vereinfachen die Teilnahme für Demand Side Management am Kapazitätsmarkt.

7 Kosten: Welche Kosten kommen auf die Verbraucher zu?

Sichere Stromversorgung verursacht Kosten. Ziel eines jeden Kapazitätsmechanismus sollte sein, diese möglichst gering zu halten. Dies kann durch das Modell der Versorgungssicherheitsverträge erreicht werden. Die entstehenden Kosten müssen immer vom Endverbraucher getragen werden. Im vorgeschlagenen Modell muss der Endverbraucher daher die geringstmöglichen Kosten tragen. Wo hoch diese genau sind, lässt sich vorab nicht genau beziffern. Das liegt daran, dass niemand weiß, was die kostengünstigste Art ist, Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Genau aus diesem Grund wird eine Marktlösung vorgeschlagen, um die Informationsaufdeckungs-Funktion von Märkten zu nutzen.

8 Regulierung: Was muss regulatorisch geregelt werden, damit der umfassende Kapazitätsmarkt in der Praxis umgesetzt werden kann? Wer kontrolliert was?

Es muss eine zentrale Instanz (der Koordinator des Versorgungssicherheitsmarktes) geschaffen werden, die alle für den Kapazitätsmarkt relevanten Aufgaben übernimmt. Diese zentrale Instanz legt die Beschaffungsmenge fest, führt die Auktion durch, zahlt die Kapazitätszahlung an die Erzeuger, übt die Verfügbarkeitsoptionen aus, implementiert die Verteilung der Kosten sowie des Barausgleichs und kontrolliert die Bereithaltung von Erzeugungskapazität.

9 Europa: Welche Effekte ergeben sich durch das vom EU-Binnenmarkt vorgegebene Market Coupling mit unseren Nachbarn?

Der Kapazitätsmechanismus ist kompatibel mit dem durch das vom EU-Binnenmarkt vorgegebenen *Market Coupling*. Der Kapazitätsmarkt soll gewährleisten, dass Kapazität errichtet wird und dass in Knappheitssituationen auch tatsächlich Strom erzeugt wird. Beide Aspekte bleiben im europäischen Binnenmarkt erhalten. Insbesondere stört grenzüberschreitender Handel nicht den Mechanismus und umgekehrt beeinträchtigt die Einführung dieses Mechanismus auch nicht den grenzüberschreitenden Handel. Es ist nicht zwingend erforderlich, dass Kapazitätsmechanismen zwischen den einzelnen Ländern koordiniert werden, allerdings ist eine Koordination bezüglich des Kapazitätsbedarfs beziehungsweise bezüglich des Versorgungssicherheitsniveaus sinnvoll: Aufgrund von Ausgleichseffekten kann die benötigte Kapazität je Land sinken. Zudem kann so ein „Trittbrettfahrerverhalten“ vermieden werden, bei dem einzelne Länder von den Kapazitätsmechanismen anderer Länder profitieren.

10 Gesamtwürdigung: Warum sollte die Politik das Modell des umfassenden Kapazitätsmarkts umsetzen? Was sind die zentralen Vorteile?

Die Einführung eines umfassenden Kapazitätsmarkts in Form von Versorgungssicherheitsverträgen hat folgende Vorteile:

→ Es wird sichergestellt, dass ausreichend Erzeugungskapazität im Markt ist.

- Der Spotmarktpreis wird nicht beschränkt, sodass die kurzfristige Allokation der Erzeugung effizient, gemäß den Preissignalen im Markt, erfolgt. Die Stromerzeuger haben insbesondere in Knappheitssituationen die richtigen Anreize, Strom anzubieten.
- Da die Stromerzeuger Verfügbarkeitsoptionen zeichnen, haben sie einen stark reduzierten Anreiz, den Spotmarktpreis künstlich hochzutreiben. Damit wird die in Knappheitssituationen unvermeidbare Marktmacht reduziert.
- Die Stromlieferanten erhalten Versorgungssicherheit und sind durch die Verfügbarkeitsoptionen gegen Preisspitzen abgesichert. Sie zahlen für Strom nicht mehr als den in der Option festgeschriebenen Ausübungspreis.
- Die Einnahmen der Stromerzeuger aus dem Gütermarkt und die Beschaffungskosten der Stromlieferanten sind geringeren Schwankungen unterworfen. Dadurch reduziert sich bei Stromerzeugern und bei Stromlieferanten das Preisrisiko.

Zehn Fragen und Antworten zum fokussierten Kapazitätsmarkt

Dr. Felix Christian Matthes*

Das Modell des fokussierten Kapazitätsmarkts im Überblick

Das Modell des fokussierten Kapazitätsmarkts¹ (Abbildung 1) beschreibt eine Ausgestaltungsvariante für einen Kapazitätsmechanismus, die in ihren Grundzügen durch folgende Merkmale gekennzeichnet ist:

Grundlage des fokussierten Kapazitätsmarkts ist ein im Zweijahresrhythmus erstellter beziehungsweise aktualisierter Versorgungssicherheitsbericht, der auch verfahrensmäßig an den jeweiligen Netzentwicklungsplan angebunden ist. In diesem Versorgungssicherheitsbericht wird beziehungsweise werden für einen Prognosehorizont von jeweils fünf bis sieben Jahren

- das angestrebte Niveau der Versorgungssicherheit definiert, das durch Kraftwerkskapazitäten beziehungsweise lastseitige Maßnahmen gewährleistet werden soll;
- die entsprechenden Beiträge des grenzüberschreitenden Stromaustauschs, erneuerbarer und dezentraler Erzeugungsoptionen auf aggregierter Ebene spezifiziert und einbezogen;
- der zu erwartende Bedarf an flexiblen Neubaukraftwerken abgeschätzt;
- die Gesamtkapazität der unter den jeweils absehbaren Rahmenbedingungen aus wirtschaftlichen Gründen stilllegungsgefährdeten Bestandskraftwerke und die entsprechenden Abgrenzungskriterien eingegrenzt.

* Öko-Institut

1 Vgl. Öko-Institut, LBD Beratungsgesellschaft, Raue LLP (2012): *Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland.*
www.oeko.de/oekodoc/1586/2012-442-de.pdf

Der fokussierte Kapazitätsmarkt wird durch zwei separate und zentral organisierte Kapazitätsauktionen, eine für flexible Neubaukraftwerke und eine für stilllegungsgefährdete Bestandskraftwerke, umgesetzt. Beide Auktionen erfolgen nach dem *Descending-clock*-Verfahren.

Die Kapazitätsauktion für stilllegungsgefährdete konventionelle Kraftwerke ist durch folgende Merkmale gekennzeichnet:

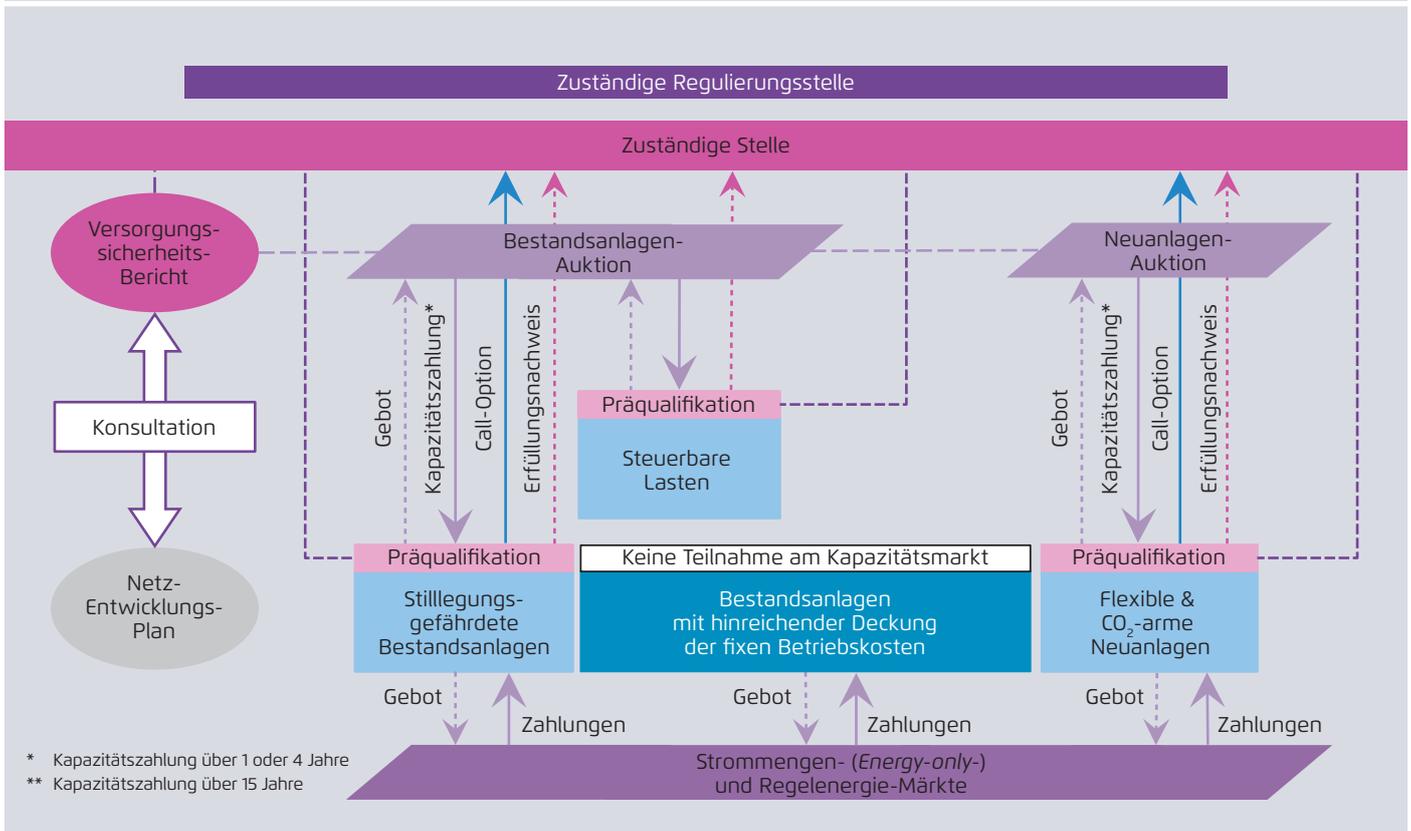
- Die sich für diesen Teilmarkt qualifizierenden Bestandskraftwerke werden pragmatisch abgegrenzt (zum Beispiel durch eine bestimmte Höchstauslastung in einer rollierenden Basisperiode).
- Für dieses Marktsegment sind auch nachfrageseitige Lastmanagement-Maßnahmen zugelassen, die bestimmte Anforderungen erfüllen.
- Versteigert werden Kapazitätzahlungen für einen Zeitraum von einem Jahr oder von vier Jahren.
- Die in diesem Marktsegment erfolgreichen Bestandskraftwerke werden keinen Teilnahmebeschränkungen für den *Energy-only*-Markt oder für die Regelenenergiemärkte unterworfen.

Die Kapazitätsauktion für flexible Neubaukraftwerke ist durch folgende Merkmale gekennzeichnet:

- Für die Teilnahme an diesen Auktionen qualifizieren sich Neubauprojekte, die bestimmte Flexibilitäts- und Emissionsanforderungen erfüllen.
- Gegebenenfalls können übergangsweise Regionalisierungsaspekte für Neubaukraftwerke berücksichtigt werden (Beschränkung der Ausschreibung auf bestimmte Netzengpass-Regionen).

Ausgestaltung des Konzepts eines fokussierten Kapazitätsmarktes

Abbildung 1



Quelle: Öko-Institut, LBD Beratungsgesellschaft, Raue LLP

- Produkt dieses Marktsegments sind längerfristige Kapazitätszahlungen für 15 Jahre ab Inbetriebnahme, die spätestens fünf Jahre nach der Auktion erfolgen muss.
- Die in diesem Marktsegment erfolgreichen Neubaukraftwerke werden keinen Teilnahmebeschränkungen für den *Energy-only*-Markt oder für die Regelergiemärkte unterworfen.

Das Modell des fokussierten Kapazitätsmarktes wird im Folgenden im Lichte der Leitfragen dieses Readers vorgestellt.

1 Aufgabenzuweisung: Welche Akteure haben im Modell des fokussierten Kapazitätsmarkts wofür die Verantwortung?

Die Verantwortung für das öffentliche Gut Versorgungssicherheit (Abdeckung der Höchstlastnachfrage sowie Absicherung der für ein hohes Maß an Versorgungs- und

Systemsicherheit notwendigen – zusätzlichen – Reservekraftwerke) ist eindeutig definiert und liegt bei der zuständigen Stelle, derzeit wären dies beispielsweise die Übertragungsnetzbetreiber, perspektivisch käme aber beispielsweise auch ein *Independent System Operator* (ISO) infrage. Diese unterliegen der Aufsicht durch die zuständige Regulierungsstelle, derzeit wäre dies beispielsweise die Bundesnetzagentur.

Die Grundlage für die Aktivitäten der zuständigen Stelle bildet der regelmäßig aktualisierte und damit den aktuellen Wissensstand hinreichend reflektierende Versorgungssicherheitsbericht, der durch einen breiten Konsultationsprozess für Annahmen, Methoden und Ergebnisse fundiert wird. Der Versorgungssicherheitsbericht gewährleistet die notwendige Vorausschau für einen (mittelfristigen) Zeitraum von fünf bis sieben Jahren.

Die zuständige Stelle bereitet die Kapazitätsauktionen vor, führt diese durch, verantwortet die Kapazitätzahlungen und überwacht die Einhaltung der Leistungserbringung durch die in den Kapazitätsauktionen erfolgreichen Bieter. Die Kapazitätsauktionen sind für jegliche Erzeugungsanlagen oder nachfrageseitige Projekte offen, die die jeweiligen Präqualifikationskriterien erfüllen.

2 Wettbewerb: Wie entsteht ein wettbewerblicher Markt für Versorgungssicherheit?

Ein wettbewerblicher und transparenter Markt für Versorgungssicherheit entsteht vor allem als Resultat dreier Ausgestaltungsmerkmale. Erstens ergeben sich mit einem Vorlauf von fünf bis sieben Jahren transparente Mengenziele für die Kapazitätsauktionen. Die Ableitung dieser Mengenziele auf Grundlage eines *top down* ermittelten (und regelmäßig aktualisierten) Niveaus für die anzustrebende Versorgungssicherheit gewährleistet hinreichend robust die Berücksichtigung von Überlagerungs- und Gleichzeitigkeitseffekten auf der Nachfrageseite sowie der Beiträge des grenzüberschreitenden Stromaustauschs, erneuerbarer und dezentraler Erzeugungsoptionen. Zweitens gewährleisten zentral organisierte Kapazitätsauktionen eine hohe Transparenz und Wettbewerbsintensität (vgl. dazu den Entwurf der Europäischen Kommission für die Anforderungen an Kapazitätsmechanismen in der Anlage). Drittens sichert die Einbeziehung transparenter Produkte für nachfrageseitige Maßnahmen eine hohe Liquidität des Marktes. Vor dem Hintergrund dieser Ausgestaltungsmerkmale entsteht im Modell des fokussierten Kapazitätsmarkts ein sehr wettbewerblicher Kapazitätsmarkt, für den aber auch eine vergleichsweise begrenzte Preisvolatilität erwartet werden kann.

3 Rollenverteilung: Was passiert in einer Situation, in der ein Versorgungsengpass droht? Wer unternimmt dann konkret welche Schritte, um ihn abzuwenden?

Ein konstituierendes Element des Modells des fokussierten Kapazitätsmarktes ist zunächst, dass solche Situationen durch ausreichenden Vorlauf der Kapazitätsauktionen und

durch die Einbeziehung von Reservekraftwerkskapazitäten, die ein sehr hohes Niveau von Versorgungssicherheit absichern, grundsätzlich vermieden werden.

Sollte es dennoch zu Versorgungsengpässen kommen, können die Übertragungsnetzbetreiber Rationierungen für bestimmte Teilnetze (*Rolling blackouts*) vornehmen, die vor allem auf die für diesen Fall mit hoher Wahrscheinlichkeit bestehenden, spezifischen Netz- und Funktionalitätsrestriktionen abstellen. Die Notwendigkeit einer Beschränkung der Rationierungen auf bestimmte Kundengruppen, die nicht notwendigerweise (oder allenfalls zufällig) im Bereich der im Engpassfall zu erwartenden spezifischen Netz- und Funktionalitätsrestriktionen zu verorten sind, besteht nicht.

4 Flexibilität: Die Flexibilität des Gesamtsystems wird bei hohen Anteilen von Wind- und Solarenergie immer wichtiger, um Blackouts zu vermeiden. Wie wird die benötigte Flexibilität gewährleistet? Bewertet der fokussierte Kapazitätsmarkt inflexible Kapazitäten anders als flexible?

Das Modell des fokussierten Kapazitätsmarkts adressiert zusätzliche Flexibilitäten für das System zunächst durch die Kapazitätsauktion für Neubaukraftwerke, die bestimmte Mindest-Flexibilitätskriterien für die Präqualifikation explizit erfüllen müssen. Es entstehen also zusätzliche Anreize für Flexibilität, die über die des Strommengen- (*Energy only*-)Marktes hinausgehen. Darüber hinaus können die Anforderungen für nachfrageseitige Maßnahmen, die für die Bestandsanlagen-Kapazitätsauktion zugelassen sind, so ausgestaltet werden, dass auch hier zusätzliche Flexibilitätspotenziale erschlossen werden können. Flexibilitätsanforderungen für Kraftwerkskapazitäten, die in die Bestandsanlagen-Auktion bieten (dürfen), sind bisher nicht vorgesehen und bis auf Weiteres auch wenig sinnvoll.

5 Kraftwerksneubau: Wie wird sichergestellt, dass ausreichend neue Kraftwerkskapazitäten in den Markt kommen?

Durch eine eigene Neuanlagen-Auktion, die auf der Basis eines robust abgesicherten Versorgungssicherheitsbereich-

tes parametrisiert wird, werden neue Kraftwerkskapazitäten explizit adressiert. Durch die Versteigerung von längerfristigen Kapazitätzahlungen für Neubaukraftwerke (15 Jahre) in dieser Auktion wird das Risiko für Neuinvestitionen hinreichend begrenzt. Die Vergabe von länger laufenden Kapazitätzahlungen für Neubaukraftwerke minimiert auch die Vertrauensschutzprobleme, die sich bei Anpassungen oder gegebenenfalls auch bei der Abschaffung des Kapazitätsmarktinstrumentes ergeben könnten. Dies ist vor allem im Lichte der EU-Anforderungen an Kapazitätsmechanismen von erheblicher Bedeutung (vgl. dazu den Entwurf der Europäischen Kommission für die Anforderungen an Kapazitätsmechanismen in der Anlage).

6 Demand Response und Lastmanagement: Wie werden die Stromnachfrager in den fokussierten Kapazitätsmarkt einbezogen?

Im Modell des fokussierten Kapazitätsmarkts werden nachfrageseitige Projekte auf Basis transparenter und standardisierter Anforderungen beziehungsweise Produkte explizit zugelassen. Die Integration solcher Projekte in die Kapazitätsauktion für Bestandsanlagen sichert eine Laufzeit von Kapazitätzahlungen für solche Projekte (ein oder vier Jahre) ab, die die spezifischen Rahmenbedingungen für solche Projekte angemessen reflektiert.

7 Kosten: Welche Kosten kommen auf die Verbraucher zu?

Die Kostenbewertung von Kapazitätsmechanismen ist eine komplexe Fragestellung, die nur unter Einbeziehung der unterschiedlichen Kostendimensionen zu sinnvollen (Netto-) Ergebnissen führt. Auf qualitativer beziehungsweise halbquantitativer Basis können die Kosten für das Modell des fokussierten Kapazitätsmarktes wie folgt eingeordnet werden:

→ Kosten über die Effekte im Strommengenmarkt: Im Vergleich zu einer Situation ohne weitere Maßnahmen (wie auch im Vergleich zu parallelen Absicherungsmechanismen wie der strategischen Reserve) bauen alle Kapazitätsmarktmodelle knappheitsbedingte Preisspitzen

(*Price peaks* oder *Super price peaks*) ab, die ohne Kapazitätsmärkte – bei hypothetisch gleicher Effektivität mit Blick auf die Gewährleistung der Versorgungssicherheit – zur Sicherung von Kraftwerkskapazitäten notwendig würden. Über den Strommengenmarkt entstehen also bei allen Kapazitätsmarktmodellen (sehr ähnliche) kostensenkende Effekte für die Verbraucher.

→ Umfang der Kapazitätsbepreisung: Im Modell des fokussierten Kapazitätsmarkts wird über einen längeren Zeitraum nur ein Teil der Kraftwerkskapazitäten bepreist (circa ein Viertel bis ein Drittel des Kraftwerksparks oder äquivalenter nachfrageseitiger Maßnahmen). Im Vergleich zu umfassenden Kapazitätsmärkten (unabhängig davon, ob zentral oder dezentral organisiert) entsteht also kostenseitig ein deutlich geringerer Kapazitätsmengen-effekt.

→ Kapazitätspreiseffekt: Die Höhe der in den Auktionen beziehungsweise Märkten entstehenden spezifischen Kapazitätspreise beziehungsweise deren Unterschiede zwischen den verschiedenen Kapazitätsmarktmodellen sind nur schwer abzuschätzen. Die Segmentierung des Kapazitätsmarkts im Modell des fokussierten Kapazitätsmarkts könnte im Vergleich zu umfassenden Kapazitätsmärkten zu (leicht höheren) Kapazitätspreisen führen, ohne dass dies ex ante robust oder auch nur richtungssicher bestimmt werden kann, da ein Einheitspreis mit seinen effizienzerhöhenden Effekten auch den inframarginalen Renten für die Gesamtflotte gegenübersteht, die bei einer Segmentierung des Kapazitätsmarkts mit hoher Wahrscheinlichkeit deutlich geringer ausfallen.

→ Transaktionskosten: Die Transaktionskosten sind in zentral organisierten Kapazitätsmärkten mit hoher Wahrscheinlichkeit höher als in dezentral organisierten Kapazitätsmärkten.

In der Zusammenschau dieser vier zentralen Einflussgrößen auf die Nettokosten für die Verbraucher ergibt sich also folgende Situation:

→ Wenn die über den Strommengenmarkt entstehenden (potenziell kostensenkenden) Effekte für alle Kapazitätsmarktmodelle etwa gleich sind und

- die Transaktionskosten eher von untergeordneter Bedeutung wären,
- würde das Modell des fokussierten Kapazitätsmarkts im Vergleich zu den umfassenden (zentral oder dezentral organisierten) Kapazitätsmärkten – und bei gleicher Effektivität sowie für einen längeren Zeitraum – so lange zu niedrigeren Kosten für die Verbraucher führen,
- wie die im Wettbewerb ermittelten spezifischen Kapazitätspreise für die umfassenden Kapazitätsmärkte nicht um *mindestens* den Faktor drei beziehungsweise vier *unter* den Preisen liegen, die sich im fokussierten Kapazitätsmarkt ergeben.

Vorteile bei den spezifischen Kapazitätspreisen um mehr als den Faktor drei oder vier, die aus der Vollbepreisung des gesamten Kraftwerksparks in den umfassenden Kapazitätsmarktmodellen (durchaus auch unter Einbeziehung dynamischer Effekte) entstehen, sind jedoch eher sehr unwahrscheinlich. Unbeschadet der notwendigen Detailuntersuchungen für die Nettokosteneffekte auf Verbraucherseite kann also aus einer orientierenden Überschlagsrechnung die Schlussfolgerung gezogen werden, dass das Modell des fokussierten Kapazitätsmarkts tendenziell zu (deutlich) geringeren Kosten für die Verbraucher führt als umfassende Kapazitätsmarktmodelle.

8 Regulierung: Was muss regulatorisch geregelt werden, damit der fokussierte Kapazitätsmarkt in der Praxis umgesetzt werden kann? Wer kontrolliert was?

Die regulatorischen Regelungen im Modell des fokussierten Kapazitätsmarkts sind im Wesentlichen für sieben Bereiche relevant und betreffen die zuständige Stelle (zum Beispiel die Übertragungsnetzbetreiber, in der Perspektive vielleicht ein *Independent System Operator*) sowie die zuständige Regulierungsstelle (derzeit gegebenenfalls die Bundesnetzagentur):

- Erstellung des Versorgungssicherheitsberichts mit den oben genannten Inhalten und dem oben genannten prozeduralen Ansatz durch die zuständige Stelle und Genehmigung durch die zuständige Regulierungsstelle;

- Betrieb des Kapazitätsregisters durch die zuständige Stelle;
- Definition der Mengenvorgaben für die beiden Kapazitätsauktionen sowie die Präqualifikationsbedingungen durch die zuständige Stelle und Genehmigung durch die zuständige Regulierungsstelle;
- Durchführung der (zentral organisierten) Kapazitätsauktionen durch die zuständige Stelle oder im Auftrag der zuständigen Stelle;
- Zahlung der ersteigerten Kapazitätsprämien an die Anlagenbetreiber durch die zuständige Stelle;
- Überwachung der Leistungserfüllung (physische Verfügbarkeit, Gebote in den Strommarkt in den definierten Zeiträumen, Abruf steuerbarer Lasten) sowie gegebenenfalls Ausübung der im Zuge der Kapazitätszahlungen aus gegebenen Call-Optionen durch die zuständige Stelle;
- Umlage der Kosten für die Deckungslücke des Kapazitätsmarktes (Differenz zwischen den Ausgaben für Kapazitätszahlungen und den Betrieb des Systems und den Erlösen aus den von den Anlagenbetreibern auszugebenden Call-Optionen) durch die zuständige Stelle oder im Auftrag der zuständigen Stelle, Genehmigung durch die zuständige Regulierungsstelle.

9 Europa: Welche Effekte ergeben sich durch das vom EU-Binnenmarkt vorgegebene *Market Coupling* mit unseren Nachbarn?

Der Strommengenmarkt – und damit das *Market coupling* – ist von (allen) Kapazitätsmarktmodellen nur insofern betroffen, dass knappheitsbedingte Preisspitzen (*Price peaks* oder *Super price peaks*) weitgehend vermieden werden. Die Einbeziehung ausländischer Kraftwerke in den Kapazitätsmarkt ist nur für integrierte Marktgebiete ohne Infrastrukturengpässe möglich. Eine Kooperation zwischen den Staaten im Regionalmarkt CWE (*Central and Western Europe*) ist zumindest für folgende Bereiche sinnvoll und geboten:

- Abstimmung der Mengenziele für die Kapazitätsauktionen (auch die grenzüberschreitenden Versorgungsbeiträge);

- Spezifikation der Teilnahme beziehungsweise der entsprechenden Bedingungen an ausländischen Kapazitätsmechanismen;
- Vermeidung von Doppelvergütungen in unterschiedlichen Kapazitätsmechanismen;
- (schrittweise) Annäherung der Strukturen der möglicherweise unterschiedlich aufgesetzten Kapazitätsmechanismen mit dem mittelfristigen Ziel eines *Capacity market coupling*.

10 Gesamtwürdigung: Warum sollte die Politik das Modell des fokussierten Kapazitätsmarkts umsetzen? Was sind die zentralen Vorteile?

Als zentrale Vorteile des Modells des fokussierten Kapazitätsmarktes für den bevorstehenden Transformationsprozess des Strommarktdesigns sind vor allem die folgenden Punkte anzusehen:

- begrenzte Kosten für die Verbraucher (zumindest für einen längeren Übergangszeitraum von einer Dekade oder mehr) durch die Beschränkung der Kapazitätsbepreisung auf diejenige Segmente des Systems, die momentan mit erheblichen Herausforderungen konfrontiert sind (flexible Neubaukraftwerke und stilllegungsgefährdete Bestandsanlagen);
- zielgerichtete Imprägnierung des Stromversorgungssystems mit zusätzlicher Flexibilität (Anforderungen für Kraftwerke im Neubausegment, gezielte Integration der Nachfrageseite);
- Schaffung eines (zentral organisierten) hochtransparenten und wettbewerblichen Marktes für Kapazitäten, der Überlagerungs- und Gleichzeitigkeitseffekte, Beiträge des Stromaustauschs mit dem Ausland sowie dezentraler und erneuerbarer Erzeugungsoptionen mit einem mittelfristigen Vorlauf robust berücksichtigt und zu vergleichsweise wenig volatilen Kapazitätspreisen führen wird;
- Schaffung berechenbarer Investitionsbedingungen für Neubaukraftwerke (hinreichender Vorlaufhorizont von fünf bis sieben Jahren und längerfristige Kapazitätsszahlungen) in einem hochdynamischen energiewirtschaftlichen Umfeld;
- schnelle Umsetzbarkeit und Wirksamkeit für stilllegungsgefährdete Bestandsanlagen und steuerbare Lasten;
- gute Anpassbarkeit des Systems (einschließlich Reversibilität und Europäisierung) und Lernfähigkeit über einen modularen Ansatz, transparente und prozedural breit abgesicherte Verfahren (durchkonsultierter Versorgungssicherheitsbericht, keine Schaffung von kritischen Vertrauensschutzbeständen).

Darüber hinaus erfüllt das Konzept des fokussierten Kapazitätsmarkts sehr weitgehend die bisher von der Europäischen Kommission vorgeschlagenen Kriterien für die Einführung von Kapazitätsmechanismen.

Diese Vorteile würden eine Entscheidung zugunsten des fokussierten Kapazitätsmarkts auch unter Berücksichtigung einiger – unbestrittener – Nachteile des Modells rechtfertigen:

- Effizienzverluste durch die Segmentierung des Marktes (keine Einheitsbepreisung aller Kapazitäten und dadurch möglicherweise Auslassung einiger (weniger) Kapazitätspotenziale;
- Verteilungseffekte zuungunsten nicht stilllegungsgefährdeter Bestandsanlagen, die nicht an Kapazitätsauktionen teilnehmen können und daher auch keine Kapazitätsszahlungen erhalten können, solange sie sich nicht (auf Basis regelmäßig aktualisierter Kriterien) als stilllegungsgefährdete Bestandsanlagen präqualifizieren;
- (statische) Effizienzverluste durch Präqualifikationskriterien, die gegebenenfalls das Entscheidungskalkül für einige Anlagen beim Anlagenbetrieb verändern, wenn die (allerdings in regelmäßigen Abständen aktualisierten) Präqualifikationsbedingungen auf betriebsabhängige Parameter zurückgreifen;
- Eingrenzung der Integration lastseitiger Maßnahmen durch (notwendige) Standardisierung, die für die Integration in die Kapazitätsauktionen notwendig wird.

Zehn Fragen und Antworten zum dezentralen Leistungsmarkt

Dr. Nicolai Herrmann*

1 Aufgabenzuweisung: Welche Akteure haben im Modell des dezentralen Leistungsmarkts wofür die Verantwortung?

Der Leistungsmarkt im integrierten Energiemarktdesign (iEMD) des Verbandes kommunaler Unternehmen (VKU) ist als umfassender Kapazitätsmarkt mit dezentraler Nachfrage ausgestaltet. Ziel ist es – wie in jedem Kapazitätsmechanismus –, ein adäquates Niveau von Leistung im System vorzuhalten und zu vergüten. Dies erfolgt im Leistungsmarkt jedoch nicht durch eine staatliche Vorgabe der Höhe und Qualität der Leistungsvorhaltung, sondern durch die Einführung eines Marktes für Leistungszertifikate. Die Rollenverteilung und Verantwortung der Akteure orientiert sich dabei an den Grundsätzen der Verursachergerechtigkeit („Jeder bezahlt, was er an Kosten verursacht“) und der Leistungsgerechtigkeit („Jeder erlöst den Wert seines Systembeitrages“).

Stromverbraucher beziehungsweise ihre Vertriebe agieren als Nachfrager von gesicherter Leistung am Leistungsmarkt und sind daher für eine angemessene Beschaffungsstrategie verantwortlich. Die Nachfrage nach gesicherter Leistung und damit die Definition des gewünschten Kapazitätsniveaus gehen daher nachfrageseitig von den Marktakteuren aus. Anbieter von Leistungszertifikaten (in der Regel planbar einsetzbare Kraftwerke) erzielen Erlöse am Leistungsmarkt und sind im Gegenzug dafür verantwortlich, ihre vertraglichen Pflichten zu erfüllen, das heißt, insbesondere in Knappheitszeiten ihre Leistung am Strommarkt anzubieten. In allen diskutierten Kapazitätsmechanismen teilen sich Marktakteure und zentrale/regulierte Akteure die Verantwortung für die Versorgungssicherheit des Systems. Wenngleich der dezentrale Leistungsmarkt hier einen deutlichen Schwerpunkt auf die Verantwortung der Marktakteure legt,

so ist auch in diesem System eine flankierende Reservevorhaltung mit einem im Vergleich zum Gesamtmarkt kleinen Leistungsumfang (zum Beispiel weniger als fünf Prozent der Spitzenlast) für den Ausgleich von Prognosefehlern der Marktakteure vorgesehen. Die Beschaffungsentscheidungen für diese Reservevorhaltung liegen in der Verantwortung regulierter Akteure (zum Beispiel der Übertragungsnetzbetreiber). Diese sind verantwortlich für den Ausgleich von Abweichungen und für die Abwicklungen von damit verbundenen Ausgleichszahlungen und Pönalen.

2 Wettbewerb: Wie entsteht ein wettbewerblicher Markt für Versorgungssicherheit?

Das System des Leistungsmarktes führt eine Produktdifferenzierung in eine gesicherte und eine unterbrechbare Belieferung von Strom ein. Im Leistungsmarkt stehen dafür alle Optionen zur Bereitstellung von gesicherter Leistung und zur nachfrageseitigen Flexibilisierung miteinander im Wettbewerb. Diese Ausgestaltung hebt den Leistungsmarkt von anderen Vorschlägen ab, die insbesondere nachfrageseitige Optionen nicht explizit beinhalten oder nur in separaten Preissegmenten bewirtschaften. Es ist davon auszugehen, dass die Differenzierung nach gesicherter beziehungsweise unterbrechbarer Belieferung auch in Endkundenprodukten umgesetzt wird. Auf diese Weise werden die Kosten der Leistungsvorhaltung individuell preiswirksam und die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager für eine gesicherte Belieferung mit Strom wird offengelegt. Es obliegt den Nachfragern, zu entscheiden, ob sie eine gesicherte Belieferung buchen und bezahlen oder aber unter Nutzung einer technischen Einrichtung (zum Beispiel *Smart Meter*) einen kostengünstigeren unterbrechbaren Belieferungsvertrag abschließen. Dies führt auf der Nachfrageseite zu einem umfassenden Wettbewerb der Vertriebe um neue Produkte und technische Innovationen zur Optimierung ihres Ver-

* Enervis Energy Advisors

triebsportfolios. Auf der Anbieterseite entsteht ebenfalls ein umfassender Wettbewerb um die kosteneffiziente Bereitstellung der nachgefragten Kapazität. Durch die Ausgestaltung als umfassender Kapazitätsmarkt und durch die explizite Einbindung auch atypischer und kleinteiliger (das heißt nicht standardisierbarer) lastseitiger Maßnahmen stehen alle Optionen der Leistungsvorhaltung im direkten Wettbewerb. Ist es beispielsweise kostengünstiger, ein bestehendes Kraftwerk am Netz zu halten, als ein neues zu bauen, so wird der Leistungsmarkt dieses Ergebnis wählen. Genauso erfolgt eine wettbewerbliche Abwägung zwischen den Kosten lastseitiger Maßnahmen (also Leistungsreduktion) gegenüber dem gesamten Portfolio der Leistungsbereitstellung (Bestand, Retro-fit, Neubau). Damit ist sichergestellt, dass das Portfolio der Leistungsbereitstellung – insbesondere über längere Zeiträume (das heißt dynamisch) – erstens nur so groß dimensioniert wird, wie es kosteneffizient ist und den Präferenzen der Nachfrager entspricht (Leistungseffizienz des Systems), und dass zweitens als Optionen für die Leistungsvorhaltung die kostengünstigsten gewählt werden (Kosteneffizienz des Portfolios).

3 Rollenverteilung: Was passiert in einer Situation, in der ein Versorgungsengpass droht? Wer unternimmt dann konkret welche Schritte, um ihn abzuwenden?

Im heutigen Strommarktdesign führt Knappheit (das heißt eine Situation, in der an der Börse kurzfristig keine Markträumung möglich ist) zu einer indifferenten Rationierung aller Nachfrager. Das System der Leistungszertifikate ermöglicht im Gegensatz dazu eine differenzierte und damit verursachungsgerechte Aktivierung von Nachfrageflexibilität, die den Verbrauchern/Vertrieben, welche Leistungszertifikate erworben haben, eine vorrangige Versorgung mit Strom garantiert. Die zur Beseitigung der Knappheit notwendige Reduktion der Nachfrage betrifft damit nur Bilanzkreise, die nicht oder nur anteilig Leistungszertifikate beschafft haben. Sie haben damit zugesichert, dass sie in der Lage sind, im Knappheitsfall ihren Strombezug kontrolliert anzupassen. Das Signal für die Reduktion der Nachfrage kommt aus dem Strommarkt (heute *day-ahead*, zukünftig gegebenenfalls *intra-day*), die Umsetzung der Reduktion des

Strombezugs einzelner Verbraucher ist Aufgabe der jeweiligen Vertriebe, die diese Verbraucher bündeln. Die kontrollierte Flexibilisierung betrifft nur Nachfrager, die keine Leistungszertifikate beschafft haben und entspricht daher ihrer ökonomischen Präferenz. Weiterhin wird so eine Bewirtschaftung von gesicherter Leistung mit längerer Vorlaufzeit ermöglicht.

4 Flexibilität: Die Flexibilität des Gesamtsystems wird bei hohen Anteilen von Wind- und Solarenergie immer wichtiger, um Blackouts zu vermeiden. Wie wird die benötigte Flexibilität gewährleistet? Bewertet der dezentrale Leistungsmarkt inflexible Kapazitäten anders als flexible?

Bereits das aktuelle Marktdesign beinhaltet wirksame Anreizmechanismen für Flexibilität. So erzielen flexible Kraftwerke Mehrerlöse an den Spot- und insbesondere *Intra-day*-Märkten gegenüber inflexiblen Kraftwerken, darüber hinaus stellen auch die Regelleistungsmärkte separate Marktsegmente für die Vermarktung von Flexibilitäten dar. Diese gezielt wirksamen Marktmechanismen sorgen dafür, dass die Flexibilitätsanforderungen des Systems in ökonomische Anreize für die Marktakteure transformiert werden. Die explizite Bewertung von Flexibilität als anreizwirksames Element eines Kapazitätsmechanismus birgt hingegen die Gefahr, die bereits vorhandenen (Markt-)Mechanismen zu schwächen und eventuell in der integrierten Wirkung der verschiedenen Marktsegmente Fehlanreize zu generieren. Explizite Flexibilitätsanforderungen bestehen daher im dezentralen Leistungsmarkt nicht, vielmehr werden die aktuell bereits wirksamen Anreizstrukturen für Flexibilität im System des Leistungsmarkts erhalten und gestärkt. So setzen sich auch im Leistungsmarkt flexible Erzeugungseinheiten durch, sofern Flexibilität im Strommarkt und in den Regelleistungsegmenten einen ökonomischen Wert hat. Perspektivisch führt dieser Mehrwert von Flexibilität dazu, dass – teilweise finanziert durch den Leistungsmarkt – vorwiegend flexible Kraftwerke zugebaut werden. Zusätzlich gestützt wird diese Entwicklung durch die abnehmenden Einsatzstunden der konventionellen Erzeugung im Strommarkt, was den Zubau von weniger kapitalintensiven An-

lagen bedingt. Dies sind im Wesentlichen Gasturbinen und Gas- und -Dampf-Kombikraftwerke (GuD), die sich durch hohe technische Flexibilität auszeichnen.

5 Kraftwerksneubau: Wie wird sichergestellt, dass ausreichend neue Kraftwerkskapazitäten in den Markt kommen?

Der Leistungsmarkt sorgt über seine Anreizstrukturen für den Zubau neuer Kraftwerke in einem energiewirtschaftlich effizienten Umfang. Die Dimensionierung der vorzuhaltenden Kapazitäten ergibt sich dabei aus den aggregierten Verbraucherpräferenzen bezüglich des gesicherten Leistungsbezuges. Die Nachfrage eines Vertriebes nach gesicherter Leistung basiert auf dem Beitrag seiner nicht unterbrechbaren Verbraucher zur Jahreshöchstlast. Für diese Situation wird ein Vertrieb Leistung im Voraus beschaffen und sich dafür auch mittelfristig absichern. Es ist daher zu erwarten, dass sich ein Preissignal für Leistungszertifikate auch für eine Terminfrist von mehreren Jahren einstellt. Internationale Beispiele zeigen, dass eine solche Terminfrist ausreicht, um zusätzliche Kapazitäten zu aktivieren – insbesondere auch durch die Flexibilisierung der Nachfrage. Wird für die Deckung der aggregierten Leistungsnachfrage der Bau von neuen Kraftwerken erforderlich, so stellt sich ein entsprechend hohes Preisniveau am Leistungsmarkt ein, da die erforderlichen Deckungsbeiträge von neuen Kraftwerken dann im Leistungsmarkt preissetzend sind. Im hier vorgeschlagenen Leistungsmarkt gibt es jedoch im Gegensatz zu zentralen Mechanismen keinen staatlich garantierten Kapazitätspreis für lange Zeiträume (zum Beispiel 15 Jahre). Vielmehr wird den Marktakteuren zugetraut, eine Investitionsentscheidung auf Basis einer Risikoabwägung und ihrer Markterwartungen zu treffen. Den Investoren bietet der Leistungsmarkt stabile Rahmenbedingungen durch den weitgehenden Verzicht auf regulatorische Eingriffe und das damit verbundene Risiko von kurzfristigen Veränderungen.

6 Demand Response und Lastmanagement: Wie werden die Stromnachfrager in den dezentralen Leistungsmarkt einbezogen?

Zentrale Kapazitätsmechanismen schließen implizit oder explizit durch Standardisierung, zentral festgelegte Ausschreibungsbedingungen und (lange) Fristigkeiten dezentrale Nachfragepotenziale aus dem gesamten Mechanismus oder mindestens aus einzelnen Marktsegmenten aus. Sie sind tendenziell auf zentrale (Groß-)Kraftwerke zugeschnitten und bewirtschaften nachfrageseitige Potenziale nur nachrangig, beispielweise in niedrigpreisigen Marktsegmenten. Der dezentrale Leistungsmarkt hingegen setzt direkt bei den Marktakteuren selbst an: Der Leistungspreis etabliert für alle Verbraucher einen wirksamen ökonomischen Anreizrahmen, um vor Ort ihre Potenziale für Lastflexibilisierung zu erschließen und dem Markt zur Verfügung zu stellen. Dadurch könnten insbesondere atypische und dezentral vorhandene Potenziale gehoben werden, da die Vielzahl dezentraler Marktakteure einen strukturellen Know-how-Vorteil gegenüber einem zentralen Koordinator hat. Nachfrageseitige Potenziale stehen daher direkt und vollumfänglich mit angebotsseitiger Leistungsvorhaltung im Wettbewerb und werden vorgezogen, sofern sie kosteneffizienter sind. Ein dezentraler Leistungsmarkt wird daher ein deutlich höheres Maß an *Demand Response* und Lastmanagement aktivieren können als ein zentraler Kapazitätsmechanismus. Abschätzungen ergeben, dass in Deutschland heute bereits etwa ein Drittel (circa 30 GW) der Spitzenlast Flexibilisierungspotenzial aufweist.² Es kann erwartet werden, dass dieser Anteil aufgrund von technischen Innovationen und einer Kostendegression der entsprechenden Technologien zukünftig weiter zunimmt, sodass die Aktivierung von Nachfrageflexibilität im Interesse der Kosteneffizienz eine zentrale Rolle in der Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten spielen sollte.

7 Kosten: Welche Kosten kommen auf die Verbraucher zu?

Ausschlaggebend für die Beurteilung eines Kapazitätsmechanismus ist insbesondere die ökonomische Effizienz und daneben das von den Verbrauchern zu tragende Wälzungs-

² Vgl. Peek/Müsgens (2011): *Sind Kapazitätsmärkte in Deutschland erforderlich? Eine kritische Analyse*. <http://www.r2b-energy.eu/uploads/pdf/publikationen/CottbusSlidesCapacityMarkets.pdf>

volumen. Die Gruppe der umfassenden Kapazitätsmechanismen weist grundsätzlich ein vergleichbares Wälzungsvolumen auf. Dieses lässt sich auf eine Größenordnung von jährlich circa drei bis sechs Milliarden Euro abschätzen, was umgelegt auf den deutschen Stromverbrauch (circa 570 TWh/a) rund 0,5 bis 1,1 Cent/kWh (circa zwei bis fünf Prozent des Endkundenpreises) entspricht. Dem wirkt jedoch die erwartbare Reduktion der Strompreise bei Einführung des Leistungsmarktes entgegen. Wenn der dezentrale Leistungsmarkt, insbesondere wegen der umfassenden Einbindung von Lastflexibilität, ein kosteneffizienteres Maßnahmenportfolio erschließt als ein umfassender zentraler Kapazitätsmechanismus, so ergäbe sich für den dezentralen Leistungsmarkt ein tendenziell geringeres Wälzungsvolumen. Selektive Mechanismen zeigen im Vergleich zu umfassenden Mechanismen kurzfristig ein geringeres Wälzungsvolumen, bergen jedoch das Risiko dynamischer Ineffizienzen. Es ist daher abzuwägen, ob die Reduktion des Wälzungsvolumens zur Begrenzung von Verteilungseffekten den unbestrittenen Effizienzverlust eines selektiven Mechanismus aufwiegt. Aus der Perspektive der Autoren des iEMD-Gutachtens sollten im Rahmen langfristiger Entwicklungen („Energiewende 2050“) dynamische Effizienzen höher oder zumindest gleichrangig zu Verteilungseffekten gewichtet werden.

8 Regulierung: Was muss regulatorisch geregelt werden, damit der dezentrale Leistungsmarkt in der Praxis umgesetzt werden kann? Wer kontrolliert was?

Der dezentrale Leistungsmarkt kommt weitgehend ohne regulatorische Eingriffe aus. Erforderlich ist lediglich die Schaffung eines verlässlichen regulatorischen Rahmens in welchem sich ein wettbewerblicher Markt für Leistungszertifikate entwickeln kann, der voraussichtlich als börslicher Handel organisiert sein wird. Für die Angebotsseite ist eine Stelle zur Plausibilisierung und Zertifizierung gesicherter Leistung zu schaffen; diese legt jedoch explizit nicht fest, in welcher Höhe oder Qualität Leistung vorzuhalten ist. Die Angebotsseite erhält ebenfalls keine regulatorischen Vorgaben (keine Kapazitätsverpflichtung). Darüber hinaus ist eine Organisation für die Beschaffung der Sicherheitsre-

serve zu etablieren und die Marktregeln zur Abrechnung von Ausgleichszahlungen zur Unterbindung von nicht bestimmungsgemäßen Verhalten von Marktakteuren sind weiterzuentwickeln (Pönalisierung).

9 Europa: Welche Effekte ergeben sich durch das vom EU-Binnenmarkt vorgegebene Market Coupling mit unseren Nachbarn?

Unbestritten stellt die Einführung eines Kapazitätsmechanismus eine tief greifende und langfristig wirkende Anpassung des Marktdesigns mit Rückwirkungen für den europäischen Energiebinnenmarkt dar. Die EU-Kommission hat dies erkannt und fordert daher, dass solche Mechanismen transparent und nicht diskriminierend ausgestaltet sein müssen.³ Diese Eigenschaften können für den dezentralen Leistungsmarkt – zumindest in ähnlichem Umfang wie für andere Kapazitätsmechanismen – in Anspruch genommen werden. Hierfür ist insbesondere sicherzustellen, dass ausländische Akteure in den Wettbewerb um die Kapazitätsbereitstellung in Deutschland ungehindert eintreten können. Sollen Kapazitäten im Ausland am deutschen Leistungsmarkt teilnehmen, so ist sicherzustellen, dass diese auch im Knappheitsfall in das deutsche Versorgungssystem eingebunden sind. Dies stellt eine Herausforderung dar, der alle regionalen Kapazitätsmechanismen unabhängig von ihrer Ausgestaltung gegenüberstehen. Abgesehen davon kann das bestehende *Market Coupling* aber grundsätzlich beibehalten werden. Aufgrund der Wechselwirkungen zwischen Kapazitätsmechanismen und dem *Energy-only*-Markt sollte jedoch zumindest innerhalb einheitlicher Preiszonen (zum Beispiel Deutschland-Österreich) eine gewisse Harmonisierung angestrebt werden. Eine solche Harmonisierung ist keine notwendige Bedingung für die Einführung eines (dezentralen) Kapazitätsmarkts, hat jedoch das Potenzial, durch die Erweiterung des erzeugungs- und lastseitigen Optionsraumes die Effizienz zu verbessern und „Trittbrettfahren“ zu vermeiden.

³ Vgl. European Commission (2012): *Consultation Paper on generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity*. http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/consultations/doc/20130207_generation_adequacy_consultation_document.pdf

10 Gesamtwürdigung: Warum sollte die Politik das Modell des dezentralen Leistungsmarkts umsetzen? Was sind die zentralen Vorteile?

Der dezentrale Leistungsmarkt ist Bestandteil eines integrierten Energiemarktdesigns, das die zentralen Herausforderungen der Energiewende – ausreichende Vorhaltung und Vergütung von gesicherter Leistung, gesteuerter und kosteneffizienter Ausbau Erneuerbarer Energien und intelligenter Netzausbau – zielgerichtet adressiert. Das iEMD ist modular und kann an veränderte Anforderungen angepasst werden (Robustheit). Der Leistungsmarkt reduziert daher bewusst staatliche Interventionen auf das notwendige Maß (das heißt das Setzen eines verlässlichen Marktrahmens). Vermieden werden hingegen regulatorische Vorgaben zur Höhe der Leistungsvorhaltung sowie zur Zusammensetzung des Technologieportfolios.

Die Vorteile und Ergebnisse hiervon sind:

- **Verursachungs- und Leistungsgerechtigkeit** durch die Offenlegung der individuellen Präferenzen der Nachfrageseite. Es entstehen marktbasierende Anreize zur optimierten Bewirtschaftung von Leistung und zur Erhöhung der Leistungseffizienz.
- **Dynamische Effizienzvorteile** durch die möglichst umfassende Einbindung der Nachfrageseite, insbesondere von dezentralen und atypischen Optionen. Damit wird ein möglichst großer Optionsraum für energiewirtschaftlichen Wettbewerb geöffnet.
- **Beteiligung möglichst vieler Marktakteure**, dies reizt Innovationen an und erschließt Lösungen, die einem zentralen Akteur in diesem Umfang nicht bekannt sein können.

Fazit: Mit der Ausgestaltung des dezentralen Leistungsmarktes überlässt der Staat die zentralen Aufgaben einem tatsächlichen Wettbewerb der Marktakteure, die diese Aufgaben aus unserer Sicht besser beziehungsweise effizienter lösen können als ein zentraler Regulierer. So wird aus einem Kapazitätsmechanismus tatsächlich ein Kapazitätsmarkt.

4. Kapazitätsmarkt-Regelungen der EU-Strom-Binnenmarktrichtlinie

Auszug aus der Richtlinie 2009/72/EG vom 13. Juli 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt¹

Artikel 7: Genehmigungsverfahren für neue Kapazitäten

- (1) Für den Bau neuer Erzeugungsanlagen beschließen die Mitgliedstaaten ein Genehmigungsverfahren, das nach objektiven, transparenten und nichtdiskriminierenden Kriterien anzuwenden ist.
- (2) Die Mitgliedstaaten legen die Kriterien für die Erteilung von Genehmigungen zum Bau von Erzeugungsanlagen in ihrem Hoheitsgebiet fest. Bei der Festlegung geeigneter Kriterien tragen die Mitgliedstaaten folgenden Aspekten Rechnung:
 - a) Sicherheit und Sicherung des elektrischen Netzes der Anlagen und zugehörigen Ausrüstungen,
 - b) Schutz der Gesundheit der Bevölkerung und der öffentlichen Sicherheit,
 - c) Umweltschutz,
 - d) Flächennutzung und Standortwahl,
 - e) Gebrauch von öffentlichem Grund und Boden,
 - f) Energieeffizienz,
 - g) Art der Primärenergieträger,
 - h) spezifische Merkmale des Antragstellers, wie technische, wirtschaftliche und finanzielle Leistungsfähigkeit,
 - i) Einhaltung der nach Artikel 3 getroffenen Maßnahmen,
 - j) Beitrag der Erzeugungskapazitäten zum Erreichen des in Artikel 3 Absatz 1 der Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen genannten gemeinschaftlichen

Ziels, bis 2020 mindestens 20 % des Bruttoendenergieverbrauchs der Gemeinschaft durch Energie aus erneuerbaren Quellen zu decken, und
k) Beitrag von Erzeugungskapazitäten zur Verringerung der Emissionen.

- (3) Die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass für kleine dezentrale und/oder an das Verteilernetz angeschlossene Erzeugungsanlagen besondere Genehmigungsverfahren gelten, die der begrenzten Größe und der möglichen Auswirkung dieser Anlagen Rechnung tragen.

Die Mitgliedstaaten können für dieses konkrete Genehmigungsverfahren Leitlinien festlegen. Die nationalen Regulierungsbehörden oder sonstige zuständige nationale Behördeneinschließlich der für die Planung zuständigen Stellen überprüfen diese Leitlinien und können Änderungen empfehlen.

Wo die Mitgliedstaaten gesonderte Genehmigungsverfahren für die Flächennutzung eingeführt haben, die für neue Großprojekte im Bereich Infrastruktur bei Erzeugungskapazitäten gelten, wenden die Mitgliedstaaten diese Verfahren gegebenenfalls auch auf die Errichtung neuer Erzeugungskapazitäten an, wobei die Verfahren diskriminierungsfrei und in einem angemessenen Zeitraum Anwendung finden müssen.

- (4) Die Genehmigungsverfahren und die Kriterien werden öffentlich bekannt gemacht. Die Gründe für die Verweigerung einer Genehmigung sind dem Antragsteller mitzuteilen. Diese Gründe müssen objektiv, nichtdiskriminierend, stichhaltig und hinreichend belegt sein. Dem Antragsteller müssen Rechtsmittel zur Verfügung stehen.

¹ Verfügbar unter <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:211:0055:0093:DE:PDF>

Artikel 8: Ausschreibung neuer Kapazitäten

- (1) Die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass neue Kapazitäten oder Energieeffizienz-/Nachfragesteuerungsmaßnahmen im Interesse der Versorgungssicherheit über ein Ausschreibungsverfahren oder ein hinsichtlich Transparenz und Nichtdiskriminierung gleichwertiges Verfahren auf der Grundlage veröffentlichter Kriterien bereitgestellt bzw. getroffen werden können. Diese Verfahren kommen jedoch nur in Betracht, wenn die Versorgungssicherheit durch die im Wege des Genehmigungsverfahrens geschaffenen Erzeugungskapazitäten bzw. die getroffenen Energieeffizienz-/Nachfragesteuerungsmaßnahmen allein nicht gewährleistet ist.
 - (2) Die Mitgliedstaaten können im Interesse des Umweltschutzes und der Förderung neuer Technologien, die sich in einem frühen Entwicklungsstadium befinden, die Möglichkeit dafür schaffen, dass neue Kapazitäten auf der Grundlage veröffentlichter Kriterien ausgeschrieben werden. Diese Ausschreibung kann sich sowohl auf neue Kapazitäten als auch auf Energieeffizienz-/Nachfragesteuerungsmaßnahmen erstrecken. Ein Ausschreibungsverfahren kommt jedoch nur in Betracht, wenn die Erreichung der betreffenden Ziele durch die im Wege des Genehmigungsverfahrens geschaffenen Erzeugungskapazitäten bzw. die getroffenen Maßnahmen allein nicht gewährleistet ist.
 - (3) Die Einzelheiten des Ausschreibungsverfahrens für Erzeugungskapazitäten und Energieeffizienz-/Nachfragesteuerungsmaßnahmen werden mindestens sechs Monate vor Ablauf der Ausschreibungsfrist im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht.
- Spezifikationen des Auftrags und des von den Bietern einzuhaltenden Verfahrens sowie eine vollständige Liste der Kriterien für die Auswahl der Bewerber und die Auftragsvergabe, einschließlich der von der Ausschreibung erfassten Anreize wie z. B. Beihilfen. Die Spezifikationen können sich auch auf die in Artikel 7 Absatz 2 genannten Aspekte erstrecken.
- (4) Im Falle einer Ausschreibung für benötigte Produktionskapazitäten müssen auch Angebote für langfristige garantierte Lieferungen von Elektrizität aus bestehenden Produktionseinheiten in Betracht gezogen werden, sofern damit eine Deckung des zusätzlichen Bedarfs möglich ist.
 - (5) Die Mitgliedstaaten benennen eine Behörde oder eine von der Erzeugung, Übertragung und Verteilung von Elektrizität sowie von der Elektrizitätsversorgung unabhängige öffentliche oder private Stelle, bei der es sich um eine Regulierungsbehörde gemäß Artikel 35 handeln kann und die für die Durchführung, Beobachtung und Kontrolle des in den Absätzen 1 bis 4 dieses Artikels beschriebenen Ausschreibungsverfahrens zuständig ist. Ist ein Übertragungsnetzbetreiber in seinen Eigentumsverhältnissen völlig unabhängig von anderen, nicht mit dem Übertragungsnetz zusammenhängenden Tätigkeitsbereichen, kann der Übertragungsnetzbetreiber als für die Durchführung, Beobachtung und Kontrolle des Ausschreibungsverfahrens zuständige Stelle benannt werden. Diese Behörde oder Stelle trifft alle erforderlichen Maßnahmen, um die Vertraulichkeit der in den Angeboten gemachten Angaben zu gewährleisten.

Die Ausschreibungsbedingungen werden jedem interessierten Unternehmen, das seinen Sitz im Gebiet eines Mitgliedstaats hat, rechtzeitig zur Verfügung gestellt, damit es auf die Ausschreibung antworten kann.

Zur Gewährleistung eines transparenten und nichtdiskriminierenden Verfahrens enthalten die Ausschreibungsbedingungen eine genaue Beschreibung der

Entwurf eines Kriterienkatalogs der Europäischen Kommission für Kapazitätsmechanismen in der Europäischen Union

Auszug aus dem Konsultationspapier der EU-Kommission zu Kapazitätsmechanismen¹

It is clear that the common aim of internal market and competition rules is to avoid distortive schemes at national level. Our view is that a coherent approach can and should be developed to ensure market interventions to deliver on clearly defined security of supply purposes, and ensuring that measures comply with the requirements of both, energy policy and competition policy. Our initial view is that the criteria set below should be considered.

Potential detailed criteria to apply to capacity mechanisms

- (1) The necessity for a capacity mechanism should be clearly established in the context of:
 - a. The potential of the identified needs being met in the normal operation of the internal energy market, in particular:
 - increased interconnection and in particular the completion of identified projects of Common interest.
 - steps to encourage effective competition by addressing the position of dominant undertakings.
 - b. Alternative, less distortionary measures which could be taken, for example steps to improve energy efficiency or reduce electricity demand.
 - c. Removing barriers to the effective participation of demand in the electricity market.
- (2) The effectiveness of the capacity mechanism addressing the identified market failure should be demonstrated and

that it is additional to what would have occurred under normal market rules.

- (3) The duration of the application of the capacity mechanism should be clearly limited and clearly specified,
 - a. the impact on the market of the introduction of capacity mechanisms should not make it difficult to reverse that decision in the future.
 - b. the necessity of retaining reinstating a capacity mechanism should be subject to review.
- (4) Any capacity mechanism should be open to electricity undertakings operating in other Member States, to the extent they are able to make the electricity available in markets to which the capacity mechanism is established.
- (5) Any capacity mechanism should not act as a barrier to cross border trade or competition in the internal market by
 - a. artificially altering trade flows or the location of production, in particular by:
 - restricting the ability of electricity undertakings in the Member State to sell their electricity to customers elsewhere in the internal market, (i.e. capacity physically located in a Member State should not be reserved for that Member State).
 - distorting the commercial behaviour of generators in the day ahead and intraday markets.
 - distorting investment signals in the internal market leading to inefficient locational choices.
 - distorting investment signals in the internal market leading to the displacement of new investment from one Member State to another.
 - b. distorting dynamic incentives/crowding out;

1 Vgl. European Commission (2012): *Consultation Paper on generation adequacy, capacity mechanisms and the internal market in electricity*, S. 12-14. http://ec.europa.eu/energy/gas_electricity/consultations/doc/20130207_generation_adequacy_consultation_document.pdf

- The incentive on consumers or generators to respond to high prices at periods of scarce capacity should not be diminished.
 - The mechanism should not undermine incentives on the electricity market to deploy new techniques for demand reduction or electricity storage and generation.
 - c. Creating market power or exclusionary practices;
 - The mechanism should not strengthen or maintain the market power of incumbent firms.
 - The mechanism should not act to maintain inefficient market structures or undertakings, acting to deter new entry.
- (6) To be non-discriminatory a capacity mechanisms should
- a. be allocated after an open competitive bidding process.
 - b. allow demand response and energy efficiency solutions to bid into capacity markets on an equal basis to generation.
- (7) Not be confined to any particular generation technology, i.e. being tech. neutral (insofar as the mechanism is directed towards security of supply concerns – this may not apply if other objectives are also being pursued).
- (8) Capacity mechanism should be at least cost:
- a. The direct costs imposed on suppliers or others electricity undertakings must be kept to the minimum necessary.
 - b. Persons providing capacity under the obligation must not be overcompensated.
 - c. Any selection process in the mechanism should be conducted in a transparent, open and non-discriminatory way which is market based.
 - d. The duration of any compensation to generators under the mechanism should be clearly justified.
- (9) Costs associated with capacity mechanisms should be allocated to the beneficiaries of secure energy supply with different classes of consumers being treated in a non-discriminatory way.
-

Publikationen von Agora Energiewende

12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt
(Lang- und Kurzfassung, erstere auch auf Englisch verfügbar)

Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am
24. August 2012 in Berlin

Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am
13. Februar 2013 in Berlin

Erneuerbare Energien und Stromnachfrage im Jahr 2022

Illustration der anstehenden Herausforderungen der Energiewende in Deutschland.
Analyse auf Basis von Berechnungen von Fraunhofer IWES

Kapazitätsmarkt oder Strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?

Eine Übersicht über die in der Diskussion befindlichen Modelle zur Gewährleistung der
Versorgungssicherheit in Deutschland

Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033

Kritische Würdigung des Netzentwicklungsplanes 2012

Kurzstudie des Büros für Energiewirtschaft und technische Planung (BET)

Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland

Zusammenfassung der Zwischenergebnisse einer Studie von Fraunhofer ISI und
der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden

Analyse des Deutschen Instituts für Wirtschaftsforschung (DIW)

Zusammenhang von Strombörsen und Endkundenpreisen

Studie von Energy Brainpool

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will den Boden bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.



Agora Energiewende

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49. (0)30. 284 49 01-00

F +49. (0)30. 284 49 01-29

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

