

Neues Geld für Kraftwerke?



Der Bau neuer konventioneller Kraftwerke in Deutschland lohnt sich derzeit nicht. Sie werden aber auf mittlere Sicht benötigt. Braucht Deutschland deshalb einen Kapazitätsmarkt? Auf Einladung der Agora Energiewende und von Energie & Management debattierten diese Frage fünf führende Experten am 24. August in Berlin. VON TIMM KRÄGENOW

Frage 1: Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt?

Die Leitfrage für den ersten Teil unserer Diskussion ist: Brauchen wir einen Kapazitätsmarkt? Meine Herren, Sie haben das Wort.

Contra: Warum wir keinen Kapazitätsmarkt brauchen

Maurer: Der gegenwärtige Energy-Only-Markt, an dem Kilowattstunden bezahlt werden, hat eine sehr wertvolle Koordinierungsfunktion. Schon deshalb sollten wir uns nicht überstürzt davon verabschieden, bevor wir uns sicher sind, dass wir eine funktionierende Alternative haben. Es gibt bisher keinen Beweis, dass dieser Markt nicht in der Lage ist, Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Ich gebe zu, dass es auf der anderen Seite auch keinen Beweis dafür gibt, dass er in der Lage ist, das langfristig zu tun.

Im Energy-Only-Markt muss man bereit sein, gewisse Prämissen zu akzeptieren. Eine ist, dass er nur dann langfristig Versorgungssicherheit gewährleisten kann, wenn dort Knappheitspreise entstehen können. Wenn wir nicht bereit sind, gelegentliche Preisspitzen an Großhandelsmärkten zu akzeptieren,

dann werden wir mit diesem Marktdesign nicht hinkommen. Zweitens muss man akzeptieren, dass ein europäischer Energy-Only-Markt nicht in der Lage ist, regionale Kapazitäten oder eine bestimmte Menge gesicherter Kapazität in Deutschland bereitzustellen.

Ich persönlich habe wenig Probleme, diese Prämissen zu akzeptieren. Deswegen halte ich einen Wechsel des Marktdesigns nicht für zwangsläufig. Ich würde ihn aber auch nicht ausschließen.

Bei der Diskussion über Alternativen wie einen Kapazitätsmarkt denken wir über extrem komplexe Modelle nach, die gegebenenfalls das Marktdesign stark gefährden und deren Funktionieren aus meiner Sicht überhaupt nicht sichergestellt ist. Auch international gibt es keine Modelle, die eine Erfolgsgeschichte versprechen.

Müsgens: Wir haben einen liquiden Großhandelsmarkt, der über den Stromausgleich und die Marktkopplung in den europäischen Kontext eingebettet ist. Dieser Markt ist nicht perfekt im Sinne einer Lehrbuchtheorie. In der Realität gibt es keinen perfekten Markt. Auf anderen Märkten folgen daraus aber nicht zusätzliche Mechanismen und weitere Eingriffe. Zur Begründung weiterer Eingriffe wären deshalb drei zentrale Fragen zu beantworten: Welche spezifischen Probleme sehen wir im Energy-Only-Markt? Werden sie durch

die Einführung von Kapazitätsmärkten behoben? Und welche Nachteile entstehen dadurch an anderer Stelle?

Es werden drei grundsätzliche Kategorien von Argumenten genannt. Die erste Kategorie sind grundsätzliche ökonomische Probleme im Energy-Only-Markt. Die zweite Kategorie ist der Ausbau der erneuerbaren Energien. Da wird gesagt, wenn die Volllaststunden konventioneller Kraftwerke zurückgehen, kann der Energy-Only-Markt nicht funktionieren. Dies ist jedoch keineswegs zwingend der Fall. Das dritte Argument sind innerdeutsche Netzengpässe. Für diesen Punkt gibt es allerdings alternative Lösungswege, nämlich den Netzausbau.

Eine Abwägung aller bisher bekannten Konzepte für einen Kapazitätsmarkt legt nahe, dass sich derzeit keine Notwendigkeit für eine Einführung ergibt, da die Nachteile die Vorteile übersteigen. Das verbleibende Argument für Kapazitätsmärkte wäre der politische Wunsch nach nationaler Autarkie, denn die kann das Energy-Only-Marktdesign eingebettet in einen europäischen Kontext nicht garantieren. Im Energy-Only-Markt bestimmt der Markt die vorgehaltenen Kapazitäten, und dabei können durchaus auch Kapazitäten in Holland oder in Frankreich zur Versorgungssicherheit in Deutschland beitragen. Dies war im übrigen auch ein Ziel der Schaffung eines EU-Binnenmarktes

für Elektrizität. Wenn sich die Politik hier anders positionieren möchte, brauchen wir Kapazitätsmechanismen. In diesem Fall würde ich als Ergänzung zum Energy-Only-Markt eine strategische Reserve empfehlen.

Erdmann: Meine Position ist, dass wir keinen Kapazitätsmarkt für konventionelle Kraftwerkskapazitäten brauchen. Die klassische Argumentation, warum wir den brauchen, beruht immer auf den Überlegungen im Spot-Markt. Die Versorger kaufen aber ihren Strom nicht am Spot-Markt, sondern zu 95 Prozent am Termin-Markt. Derzeit wird die Erzeugung von Kraftwerksstrom durch den Ausbau der erneuerbaren Energien zurückgedrängt, weil am Spot-Markt die erneuerbaren Energien vorrangig sind. Das führt dazu, dass wir im Termin-Markt in Grunde genommen short sind und am Spot-Markt long. Und das Ergebnis davon wiederum ist, dass der Termin-Markt strukturell teurer sein wird als der Spot-Markt.

Wie gehen Kraftwerksbetreiber in dieser Situation vor? Sie verkaufen 95 oder 100 Prozent ihrer Kapazität am Termin-Markt. Wenn es dann zum Spot-Markt kommt, kann ich den Strom, den ich schon verkauft habe und den ich eigentlich in meinen eigenen Kraftwerken erzeugen kann, am Spot-Markt wieder zurückkaufen. Das heißt, Kraftwerksbetreiber verdienen zwei Mal: am Termin-Markt und am Spot-Markt. Alle

Berechnungen, die nur den Spot-Markt berücksichtigen und dort ein Missing-Money-Problem feststellen, sind falsch. Nur wer die Realloption Kraftwerk hat, kann solche Geschäfte eingehen und hat eine gute Position, um hier Geld zu verdienen. Das Motiv für den Kraftwerksbau ist, Realloptionen zu erhalten, um an beiden Märkten spielen zu können. Und ich sehe keinen Grund, warum das in Zukunft nicht so weitergehen soll.

Pro: Warum wir einen Kapazitätsmarkt brauchen

Schlemmermeier: Warum ist der Bau von neuen Kraftwerken derzeit nicht wirtschaftlich? Der Großhandelsmarkt hat sich in den vergangenen Jahren in zwei Punkten grundsätzlich verändert: Die Strompreise bei hoher residualer Last im Netz sind deutlich zurückgegangen. Wir haben in diesen Bereichen neuerdings einen intensiven, an den Grenzkosten orientierten Preiswettbewerb. Dieser Effekt ist völlig unabhängig vom Ausbau der erneuerbaren Energien. Gleichzeitig haben wir eine signifikant geringere Zahl von Stunden, an dem diese höhere Residuallast überhaupt auftritt. Die Ursache dafür ist die Einspeisung erneuerbarer Energien. Wir haben es also mit gleich zwei strukturellen Problemen zu tun. ➤



Christoph Maurer
(Consentec, Aachen):
„Warum soll es ein Problem sein, wenn der Strom in 50 bis 100 Stunden im Jahr 1 000 Euro kostet?“



Prof. Felix Müsgens
(Universität Cottbus):
„Ein selektiver Kapazitätsmechanismus verbaut den Weg für andere technische Optionen“



Prof. Georg Erdmann
(TU Berlin):
„Wer nicht investiert, fliegt aus dem Markt - wer mitspielen will, muss Kraftwerke bauen“



Ben Schlemmermeier
(LBD, Berlin):
„Ohne Kapazitätsmarkt muss das Preisniveau um 10 bis 15 Milliarden Euro steigen“



Felix Matthes
(Öko-Institut, Berlin):
„Die strategische Reserve verzögert nur eine Debatte, die wir jetzt führen müssen“

➤ Die Folge ist, dass die Kraftwerke auch ihre operativen Fixkosten nicht mehr verdienen können, ganz zu schweigen von den Kapitalkosten. Dadurch sind bis zu 13 000 MW von der Stilllegung bedroht. Die Prognose für 2022 zeigt, dass sich dieser Effekt fortsetzen wird und ein großer Teil der benötigten Kraftwerkskapazität nicht mehr rentabel bereitgestellt werden kann. Bei intensivem Wettbewerb ist der Energy-Only-Markt nicht in der Lage, dieses Problem zu lösen. Er setzt keine Preissignale, weil er keine Liquidität über die Amortisationsdauer der Kraftwerke hat, sondern nur für die nächsten zwei oder drei Jahre. Wenn im Energy-Only-Markt investiert wird, sinkt dadurch der Großhandelspreis und Investitionsvorhaben werden unrentabel. Der Energy-Only-Markt kannibalisiert das Preissignal. Er ist nicht in der Lage, für genügend Kapazität zu sorgen.

Matthes: Der Energy-Only Markt ist da, er wird bleiben und er wird in vielen Bereichen eine noch größere Rolle spielen, auch für die erneuerbaren Energien. Er steht aber vor Herausforderungen: Was ist der mögliche Finanzierungsbeitrag für konventionelle bestehende und auch neue Kraftwerke zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit? Und es gibt einen Bereich, in dem der Energy-Only-Markt überhaupt keinen Beitrag leisten kann. In Deutschland werden rund sieben Gigawatt für den Fall vorgehalten, dass größere Betriebsmittel ausfallen und sofort ersetzt werden müssen. Weil diese Reservekapazität praktisch niemals gebraucht wird, fließt für sie über den Energy-Only-Markt auch kein Geld. Von daher kann der Markt diese Kapazitäten gar nicht schaffen. Wer weiter eine Reserve will, wird sie gesondert finanzieren müssen.

Mit Blick auf den Rest des Kraftwerksparks muss man die theoretische und die realweltliche Perspektive unterscheiden. Die theoretische Debatte, ob der Energy-Only-Markt für ausreichende Kraftwerkskapazität sorgt, ist komplex und kommt zu äußerst konträren Ergebnissen.

Zur realweltlichen Lage: Hier stelle ich dem Publikum gerne drei Fragen.

Erstens: Glauben Sie, dass wir über fünf bis zehn Jahre in jährlich 50 bis 100 Stunden einen Börsenpreis von 1 000 Euro je Megawattstunde sehen werden, was ja den Bau von neuen Kraftwerken wirtschaftlich machen könnte? Zweitens: Glauben Sie, dass daraufhin der Regulierer nicht eingreifen wird? Drittens: Würden Sie unter

Beachtung der Antworten auf die Fragen eins und zwei eine größere Investition tätigen? Spätestens hier meldet sich im Regelfall niemand mehr.

Es gibt noch einen zweiten realweltlichen Test: In fast allen Strommärkten der Welt, die schon länger liberalisiert sind, wird über Kapazitätsmechanismen nachgedacht oder es sind schon welche eingeführt worden. Es scheint also einen realen Handlungsdruck zu geben.

Diskussion

Herr Professor Erdmann, sinngemäß sagen Sie, wenn die Preise steigen, werden schon neue Kraftwerke gebaut. Herr Schlemmermeier und Herr Matthes warnen, dass das schon zeitlich gar nicht funktionieren wird, weil nicht genug Vorlauf da ist.

Erdmann: Wer im Strommarkt mit Kraftwerksinvestitionen tätig ist, weiß, dass wir besonders langfristige Investitionszyklen haben. Wer damit nicht umgehen kann, soll lieber Brötchen verkaufen. Jeder weiß, dass es fünf Jahre dauert, ein neues Kraftwerk zu bauen, wir jedoch nur Preissignale für die nächsten drei Jahre haben. Aber wenn jemand ein neues Kraftwerk baut, denkt er natürlich ein bisschen weiter. Auch eine Schuhfabrik weiß nicht, wer in fünf Jahren ihre Schuhe kauft. Aber deswegen gibt es noch lange keinen Kapazitätsmarkt für Schuhfabriken.

Matthes: Die Antwort darauf ist ziemlich einfach: Schuhe kann man lagern. Und es ist kein Problem, wenn die Produktion mal ein Vierteljahr ausfällt.

Entwicklung der Kapazitäten

Wenn man sich die Pläne für Kraftwerksbauten und Kraftwerksstilllegungen anschaut, ergibt sich bis 2022 ein Minus von 8,5 Gigawatt. Angesichts dieser Zahlen ist es schwierig, sich vorzustellen, wie da in Deutschland noch Versorgungssicherheit gewährleistet werden kann.

Maurer: Wenn wir uns ganz bewusst dafür entscheiden, dass wir auch in Zukunft national Versorgungssicherheit gewährleisten wollen, werden wir das nicht ohne einen Kapazitätsmecha-

nismus hinbekommen. Derzeit ist die überwiegende Zahl der Experten und Wissenschaftler der Meinung, dass wir bis 2020, 2022 kein überragendes Kapazitätsproblem in Deutschland haben werden. Die aktuellen Probleme bei der Versorgungssicherheit sind durch Netzengpässe bedingt.

Matthes: Kurzfristig werden Kapazitätsengpässe vor allem regional auftreten. 2020 schätze ich das Defizit in der Größenordnung von fünf Gigawatt. Ab 2025 bis 2030 brauchen wir etwa zehn bis zwanzig Gigawatt zusätzlich.

Entwicklung der Preise

Schlemmermeier: Wenn man sich die Termin-Marktpreise mal anschaut, dann hätte es nur in fünf Prozent der Monate der vergangenen fünf Jahre eine Chance gegeben, für das kommende Jahr einen Kontrakt zu schließen, der ein Kohlekraftwerk zu Vollkosten absichert. Wer heute ein neues Kohlekraftwerk hat – und vor diesem Problem stehen Eon, RWE und Vattenfall – hat einen Wertberichtigungsbedarf der Investitionen gegen die langfristigen Erzeugermargen von gut 1 000 Euro pro kW. Das heißt, das neue Kohlekraftwerk von Vattenfall in Hamburg Moorburg hat einen Wertberichtigungsbedarf von mehr oder weniger 1,6 Milliarden Euro. Mit dieser Erfahrung werden Investoren bei künftigen Entscheidungen über Kraftwerksneubauten sehr vorsichtig sein.

Erdmann: Es ist klar, dass es im liberalisierten Markt noch fast keinen Monat gegeben hat, in dem der Spot-Marktpreis ausgereicht hätte, um ein neues Gaskraftwerk zu finanzieren. Das heißt, die Investitionsentscheidungen, die wir bisher hatten, beruhten alle darauf, dass man eben ein Kraftwerk als Realloption braucht, damit man im Markt mitspielen kann. Wer nicht investiert, fliegt aus dem Markt. Und da ich davon ausgehe, dass immer wieder jemand in diesem Markt mitspielen will, bleibt dem gar nichts anderes übrig, als Kraftwerke zu bauen.

Schlemmermeier: Das ist systematisch falsch. Wenn ich in der Lage bin, mit einem Gas- und Dampfkraftwerk die Megawattstunde für 90 Euro zu erzeugen, kann ich mit diesem Kraftwerk kein Base-Produkt mit 45 oder 48 Euro pro MWh verkaufen.

Voraussetzungen für Investitionen

Müsgens: Es sind sich sicherlich alle einig, dass die Preise, die wir heute



Das Thema

Im derzeitigen Strommarkt werden Kohle- und Gaskraftwerke nur bezahlt, wenn sie tatsächlich laufen und Kilowattstunden an einen Kunden verkaufen (Energy-Only-Markt). Im Moment sinken die Großhandelspreise für Kilowattstunden stark. Wegen der Einspeisung erneuerbarer Energien geht gleichzeitig die Zahl der Benutzungsstunden zurück. Neue Kraftwerke, die neben ihren Betriebskosten (Brennstoffe, CO₂-Lizenzen) auch ihre Kapitalkosten (Zinsen, Abschreibung) verdienen müssen, sind derzeit zum größten Teil unwirtschaftlich. Sogar Bestandsanlagen, die nur ihre Betriebskosten decken müssen, rutschen in die Unwirtschaftlichkeit.

In Stunden, wenn Sonne und Wind keinen Strom produzieren, beispielsweise an windstillen Winterabenden, wird auch in Zukunft nahezu die komplette Stromversorgung von konventionellen Kraftwerken geleistet werden müssen. Die Frage ist, ob es für das Bereithalten von Kraftwerkskapazitäten künftig zusätzliche Zahlungen geben muss (Kapazitätsmarkt).

Eine Variante des Kapazitätsmarktes ist die strategische Reserve. Hier würden Reservekraftwerke vorgehalten, sie dürften aber nicht regulär am Strommarkt teilnehmen. Sie würden nur in extremen Knappheitssituationen einspringen, beispielsweise wenn der Strompreis die Grenze von 1 000 oder 3 000 Euro pro MWh überspringt.

Das Fachgespräch wurde von Rainer Baake, Direktor der Agora Energiewende, und E&M Chefredakteur Timm Krägenow moderiert. Für die Veröffentlichung wurde es redaktionell bearbeitet.

und auch für das nächste Jahr im Markt sehen, nicht ausreichen, um die Vollkosten von Kraftwerken zu decken. Aber ist das ein Problem für das Funktionieren des Marktes? Es gibt Gründe für die niedrigen Preise: Der CO₂-Preis ist stark gefallen, wir sind in einer europäischen Wirtschaftskrise, die erneuerbaren Energien setzen den Preis unter Druck. Kurzfristig werden aber eben auch – über die bereits im Bau befindlichen Anlagen hinaus – keine weiteren Kraftwerke benötigt. Wenn wir neue Kraftwerke planen, sind diese in drei oder fünf Jahren einsatzbereit. Wenn die Investoren mittelfristig wieder höhere Preise erwarten, beispielsweise weil alte Kraftwerke stillgelegt werden, dann wird auch wieder investiert.

Schlemmermeier: Was wäre die Konsequenz? Um aus dem Energy-Only-Markt heraus die Vollkosten von neuen Kraftwerken zu finanzieren, müsste das Preisniveau im Großhandelsmarkt bei gleichen Brennstoffkosten und CO₂-Preisen um gut zehn bis 15 Milliarden Euro steigen. Die Kraftwerke, die hinzukommen sollen, müssen ja nicht nur ihre operativen Kosten, sondern auch ihre Kapitalkosten verdienen. Und weil alle Kraftwerke am Energy-Only-Markt gleichbehandelt werden, werden die Bestandskraftwerke das gleiche Geld bekommen wie ein Neubaukraftwerk. Das wäre natürlich ein riesiger Geldsegen. Es gibt weltweit keinen liberalisierten Markt, wo in einem sehr intensiven Wettbewerb neue Kraftwerke gebaut werden, ohne dass es Kapazitätsmechanismen gibt: nicht in Brasilien, nicht in Kolumbien, nicht in den Bundesstaaten der USA. Wenn man das nicht will, muss man dem Verbraucher sagen, dass das zehn bis 15 Milliarden Euro kostet.

Maurer: Diese Zahl habe ich noch in keiner nachvollziehbaren Berechnung bestätigt gefunden. Wir können natürlich nicht erwarten, dass auf absehbare Zeit der Energy-Only-Markt ein Preisniveau liefert, das neue GuD-Kraftwerke oder ähnliches finanziert. Die Auslastung von Mittellastkraftwerken sinkt, wir haben vielleicht ein Spitzenlastproblem nur in wenigen Stunden. Da ist es logisch, Spitzenlastkraftwerke zu bauen, wie Gasturbinen, vielleicht auch Schiffsdiesel oder Notstromaggregate, die einen deutlich geringeren Kapitalrücklauf benötigen. Es scheint mir nicht ausgeschlossen, dass sich solche Spitzenlastkraftwerke am Energy-Only-Markt refinanzieren. Aber das bedeutet: Wir müssen Knappheitspreise zulassen. Warum soll es denn ein Problem sein, wenn wir in 50 bis 100 Stunden des Jahres einen Großhandelspreis von 1 000 Euro haben?

Regulierungsversagen

Matthes: Die Frage ist, ob wir einen solchen nennenswerten hohen Strompreis über eine nennenswerte Zahl von Stunden über eine nennenswerte Zahl von Jahren bekommen werden. Jeder Investor wird sich fragen, ob diese Knappheitsprämien auch Bestand haben werden, auch wenn mal die erste Investition passiert ist. Wird ein Investor aufgrund einer solchen Erwartung ein Kraftwerk bauen? Ich glaube es nicht. Hinzu kommt ein weiterer Aspekt: Internationale Untersuchungen zeigen, dass Regulatoren sehr schnell eingreifen, wenn der Strompreis die Größenordnung von 1 000 Euro überschreitet.

Erdmann: Herr Matthes bringt die Sache auf den Punkt. Wir haben ein Regulierungsversagen, und deshalb brauchen wir einen Kapazitätsmarkt. Es spricht einiges dafür, dass der Regulator auch hier versagt. Ich habe den Eindruck, dass einige meinen, die Energiewende besteht darin, wer am besten Fördermittel und politische Renten



Iquaspic aborro cus pro te incient Bea et, cuptraersp magnis magnis magnis alibusdandis



Iquaspic aborro cus pro te incient Bea et, cuptaersp magnis magnis magnis alibusdandis

einsammeln kann. Dann droht das System in der Tat unbezahlbar zu werden. Warum lassen wir den Markt nicht mal probieren? Ich halte die deutschen Unternehmen für genügend seriös und robust, dass sie sich dieser Verantwortung stellen.

Müsgens: Ich teile die Einschätzung, dass 50 oder 100 Stunden mit hohen Preisen kein Problem für die Verbraucher sind. Die jährlichen Stromrechnungen von privaten Haushalten wird dieses nur marginal beeinflussen. Mindestens die gleichen Kosten würden sie durch Zahlung von Kapazitätspreisen aufbringen müssen. Industriekunden können sich in diesen Preisspitzen dagegen entscheiden, zahlen sie diesen Preis oder reduzieren sie in diesen Perioden ihren Verbrauch. Diese Preiselastizität der Nachfrage wird benötigt. Sie ist insbesondere ein zentraler Schlüssel für eine effiziente Integration der erneuerbaren Energien. Zusammengefasst: Preisspitzen werden gebraucht, weil sie ein wichtiges Signal beispielsweise für die Steuerung der Nachfrage und für die Investitionen in Speicher sind. Wenn sie wegfallen, wird das System weniger effizient.

Schlemmermeier: Effizienz ist genau das Stichwort. Und mit Ihrem Beispiel kommen wir den Milliardenbeträgen näher, um die es hier geht. Nehmen wir mal die 1 000 Euro über 100 Stunden bei 60 000 MW Last. Das heißt, dass die Käufer in diesen 100 Stunden sechs Milliarden Euro zahlen müssten. Wir sind uns also einig darüber, dass wir signifikant Geld im Großhandelsmarkt brauchen, damit er Investitionsanreize gibt. Die Frage ist: Wie bringen wir dieses Geld in den Markt? Gezielt über einen Kapazitätsmechanismus, und zwar für die Kapazitäten, die wir brauchen, also für Speicher, steuerbare Lasten und konventionelle Kraftwerke? Oder blasen wir den Großhandelsmarkt auf? Sie sagen, 1 000 Euro die Megawattstunde müssen wir aushalten können. Ich sage: Das ist nicht effizient.

Frage 2: Wie sollte ein Kapazitätsmarkt ausgestaltet werden?

Die Leitfrage des zweiten Teils ist: Wie sollte ein Kapazitätsmarkt ausgestaltet werden, wenn sich die Politik dafür entscheidet? Wir beginnen mit dem Modell der strategischen Reserve.

Maurer: Wir tun sehr gut daran, die positiven Aspekte des Energy-Only-Marktes zu erhalten, auch wenn das Thema Kapazität wichtig ist. Bisher gibt es auch international kein restlos

überzeugendes Modell für einen Kapazitätsmarkt. Wir werden das Problem auch nicht innerhalb der nächsten zwölf Monate lösen. Diese Einsicht bestimmt auch meine Meinung, welchen Mechanismus man anstreben sollte.

Ich sehe im wesentlichen drei mögliche Mechanismen. Erstens selektive Mechanismen, die ausschließlich auf Neuanlagen zielen oder ausschließlich auf Demand-Side-Management, oder auf Speicher. So etwas ist zwangsweise ineffizient, weil es die anderen Lösungen von vornherein ausschließt. Die zweite Möglichkeit sind umfassende Kapazitätsmärkte, in denen sämtliche Kapazitäten gefördert werden. Darüber haben sich viele renommierte Wissenschaftler Gedanken gemacht. Dies lehne ich nicht rundweg ab. Das Problem ist aber, dass der Praxisnachweis der Funktionalität überall in der Welt noch aussteht. Bevor ein solcher Mechanismus eingesetzt wird, müssen noch erhebliche Anstrengungen unternommen werden, ihn an die hiesigen Anforderungen anzupassen.

Präsentation strategische Reserve

Es bleibt also am Ende die Idee einer strategischen Reserve. Hier werden Kapazitäten vorgehalten und bezahlt, die nur in Knappheitssituationen eingesetzt werden und ansonsten dem Strommarkt nicht zur Verfügung stehen. Eine Knappheitssituation liegt vor, wenn eine Markträumung ohne Rationierung der Nachfrage nicht möglich ist. Die strategische Reserve ist keine dauerhafte Lösung. Sie ist eine Brückenlösung, um noch ein wenig Zeit zu kaufen, indem wir das Szenario, dass Bestandskraftwerke außer Betrieb gehen und damit die Versorgungssicherheit gefährden, noch eine Weile zumindest aufschieben. Das wäre ein minimalinvasiver und aus meiner Sicht auch vollständig reversibler Eingriff in den Energy-Only-Markt. Damit hätten wir eine Brücke, um in aller Ruhe und mit der gebotenen Tiefe über die langfristige Ausgestaltung des Marktdesigns diskutieren zu können.

Müsgens: Für mich ist die Grundfrage: Wie soll entschieden werden, was wann und wie viel wo gebraucht wird. Auch in den beteiligten Ministerien sehen die Mitarbeiter die Schwierigkeiten, einzelne Maßnahmen auszuwählen und vorzugeben. Genau das aber würden wir mit selektiven Kapazitätsmechanismen tun. Wir sagen einseitig: Wir verlängern den Betrieb thermischer Kraftwerke. Aber was ist mit der Nachfrage, was mit den verschiedenen Speicheroptionen? Da werden dann weitere Mechanismen kommen. In dem Moment, da wir selektiv eine Option fördern, beispielsweise Kraftwerke länger im Markt halten, halten wir auch die Preise niedriger und verbauen den Weg für andere Optionen.

Der Kapazitätsmarkt sollte das Preissignal des Energy-Only-Marktes möglichst weit erhalten. Der Eingriff sollte also so minimalinvasiv wie möglich sein. Weil es noch viel Klärungsbedarf gibt, sollten wir über Brückenlösungen nachdenken und nicht etwas festschreiben, was nicht rückgängig gemacht werden kann. Unter diesen Bedingungen sehe auch ich Vorteile bei der Einführung einer strategischen Reserve.

Präsentation Bilanzkreismodell

Erdmann: Beim Nachdenken über einen Kapazitätsmarkt sollte man als erstes fragen: Wer soll der Nachfrager sein? Da gibt es verschiedene Ideen: Die Bundesnetzagentur, ein Independent System Operator oder die Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber. Das sind

alles Institutionen, die nicht geschaffen worden sind, um am Markt aktiv teilzunehmen. Wenn man also den Markt einen Markt sein lassen will, dann muss man Marktakteure zu Nachfragern nach Kapazität machen: und das wären die Bilanzkreismanager. Wenn ich heute als Bilanzkreismanager Strom einkaufe für drei Jahre oder darüber hinaus, dann habe ich damit gesicherte Kapazitäten, um meine Kunden zu versorgen.

Allerdings spielen die erneuerbaren Energien in diesem Markt im Moment nicht mit. Wenn man eine Nachfrage nach Kapazität schaffen will, muss man die regenerative Energie in die Bilanzkreise reinzwingen. Der Paragraph 8 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, der die Netzbetreiber verpflichtet, erneuerbaren Strom abzunehmen, gehört abgeschafft. Die Betreiber von regenerativen Anlagen müssten dann Verträge mit Bilanzkreismanagern abschließen und so ihren Strom vermarkten. Das kann der Manager nur, wenn er sich Back-Up-Kapazitäten einkauft. Die vielen Manager der vielen Bilanzkreise

brauchen, schreiben wir ein Produkt für neue Kapazitäten aus. Wenn wir Bestandskapazitäten brauchen, schreiben wir ein Produkt für Bestandskapazitäten aus. Beteiligen können sich Kraftwerke, Speicher und abschaltbare Lasten. Die Zukunftsaufgabe ist, das Angebot an erneuerbaren Energien, das vom Wind und von der Sonne abhängt, mit der Nachfrage nach Strom zu synchronisieren. Um das zu erreichen, brauchen wir disponible Kraftwerke, Speicher und steuerbare Lasten. Welche dieser Kapazitäten den effizientesten Beitrag leistet, soll in unserem Modell der Wettbewerb entscheiden. Alle, die Kapazitätsprämien erhalten, nehmen weiterhin am Energy-Only-Markt teil. Damit wird es beim gegenwärtigen Preisniveau auf dem Großhandelsmarkt bleiben. Die Kosten für unseren Mechanismus werden etwa drei bis vier Milliarden Euro pro Jahr betragen. Im Energy-Only-Markt plus strategischer Reserve müsste dagegen das Preisniveau um zehn bis 15 Milliarden Euro steigen, um neue Kraftwerke rentabel zu machen.

bewerblich organisierten strategischen Reserve. Ein umfassender Kapazitätsmarkt würde inklusive der Preisdämpfung am Großhandelsmarkt mindestens 2,2 Milliarden Euro im Jahr kosten. Die Kosten der strategischen Reserve werden so um die 300 oder 400 Millionen Euro liegen. Im fokussierten Kapazitätsmarkt werden die reinen Systemkosten für das Bestandssegment vielleicht ein bisschen größer sein. Berücksichtigt man aber, dass auch in unserem System der Strompreis im Energy-Only-Markt leicht gedämpft würde, sinken die Nettokosten auf geschätzt 100 Millionen Euro pro Jahr oder sogar auf Null oder darunter. Das sind die Größenordnungen, über die wir reden.

Diskussion strategische Reserve

Bei der Diskussion der verschiedenen Konzepte haben jeweils die Kritiker das erste Wort. Wir beginnen mit der strategischen Reserve.



Iquaspic aborro cus pro te incient Bea et, cuptaersp magnis magnis magnis alibusdandis

werden innovative Lösungen suchen. Dadurch wird ein Innovationsprozess in Gang gebracht, der das Ganze billiger machen wird. Der Erfolg der optionalen Marktpremie zeigt, dass das möglich ist. Das wäre eine Lösung, die die Erzeuger von erneuerbarer Energie an der Lösung beteiligt.

Präsentation Kapazitätsmarkt

Schlemmermeier: Das ordnungspolitische Dilemma ist, dass die Kraftwerksbetreiber machen können, was sie wollen. Sie wollen Geld verdienen und schalten Kraftwerke ab, wenn sie kein Geld mehr verdienen. Versorgungssicherheit ist nicht ihre Sache. Versorgungssicherheit und Systemsicherheit sind Aufgaben des Netzbetreibers. Dem fehlt aber ein Instrumentarium, die nötigen Kapazitäten auf dem Erzeugermarkt zu beschaffen.

Wie funktioniert unser Mechanismus? Der Netzentwicklungsplan muss um einen Mindestkapazitätsplan ergänzt werden. Dieser stellt fest, was wir für die Versorgungssicherheit brauchen. In dem Moment, in dem es weniger Kraftwerke und andere Kapazitäten gibt als das Soll, wird Kapazität über einen Auktionsprozess beschafft und über Netzentgelte amortisiert. Warum sprechen wir vom „gezielten“ Kapazitätsmarkt? Wenn wir neue Kapazitäten

Matthes: Das primäre Ziel ist die Versorgungssicherheit. Die sekundären Ziele sind: Begrenzung der Kosten für die Verbraucher, ein Beitrag zum effizienten Umbau des Stromsystems, Lernfähigkeit und Fehlertoleranz, und schließlich müssen wir auch für die erneuerbaren Energien eine Perspektive schaffen, sich am Markt zu finanzieren.

Unser Vorschlag ist deshalb ein fokussierter Kapazitätsmarkt. Die Idee ist, zwei getrennte wettbewerbliche Kapazitätsmärkte zu schaffen mit separaten, zentralen Auktionen. Erstens einen Teilmarkt für stilllegungsgefährdete konventionelle Kraftwerke. In diesem Teilmarkt könnten auch Gebote aus dem Nachfrage-Management zugelassen werden. Damit kann man gleichzeitig für Liquidität in diesem Marktsegment sorgen. Hier könnte es ein Produkt mit Kapazitätszahlungen für ein Jahr und eines mit Zahlungen für vier Jahre geben. Und zweitens würden wir einen Teilmarkt für konventionelle Neubaukraftwerke vorsehen, wo längerfristige Kapazitätszahlungen stattfinden. Wichtig ist: Die Kapazitäten aus beiden Teilmärkten dürfen ganz normal am Energy-Only-Markt teilnehmen, sie sorgen dort für Liquidität und Flexibilität. Und es müssen letztlich nahezu die gleichen Entscheidungen getroffen und Verfahren umgesetzt werden wie bei einer wett-

Schlemmermeier: Ich mache die Polemik und Herr Matthes das Seriöse. Der Eon-Vorstand hat sich 2003 verabredet, die Marktpreise nach oben zu manipulieren, in dem er Kapazitäten aus dem Markt herausnimmt. Letztendlich ist die strategische Reserve das Gleiche, nur in legal. Es wird versucht, Kapazitäten aus dem Markt zu nehmen und den Großhandelspreis am Energy-Only-Markt nach oben zu bringen, damit bitteschön neue Kapazitäten gebaut werden. Und weil wir große Sorge vor einem Blackout haben, brauchen wir einen Schattenmarkt mit der strategischen Reserve, die aber nicht am Energy-Only-Markt teilnehmen darf. Das halte ich für dramatisch falsch. Eine strategische Reserve ist kein Instrument, um 15 000 oder 20 000 MW Kapazität im Markt zu halten. Die Reserve ist nicht effizient, weil sie für den Verbraucher zu teuer ist. Sie gibt Bestandskraftwerken Neubaumar-

Matthes: Die Idee der strategischen Reserve ist, wir kaufen ein paar bestehende Kraftwerkskapazitäten und vielleicht ein paar neue Kraftwerkskapazitäten als Versicherungslösung. Und dann hoffen wir darauf, dass der Energy-Only-Markt das Problem vielleicht doch noch irgendwie löst. Wenn er im Jahr 2020 nicht funkti-

➤ oniert, werden wir Gutachten bekommen, dass es aber 2030 klappen könnte. Wir verzögern also nur eine Debatte, die wir jetzt beginnen sollten.

Das Ziel der strategischen Reserve ist, das Preisniveau für Spitzenlast am Großhandelsmarkt nach oben zu treiben. Ich bin überzeugt, dass das nicht zu Investitionen führen wird. Das höhere Preisniveau ist so nur eine unnötige Belastung der Verbraucher und schafft Mitnahmeeffekte. Man kann dieses System nicht endlos weiterführen. Man kann keinen Markt haben, wo 50 Prozent der Kapazitäten in der strategischen Reserve stecken. Irgendwann wird es zu einem richtigen Kapazitätsmarkt kommen müssen. Und dann wird man, weil die Debatte jetzt nicht geführt wird, sehr schnell unerprobte Modelle übers Knie brechen müssen. Märkte muss man in Ruhe entwickeln. Aus einer Versicherungslösung lernt man nichts.

Müsgens: Ein entscheidende Punkt ist, dass man sich mit der strategischen Reserve zu der Frage, ob der Energy-Only-Markt funktioniert, nicht zwingend positionieren muss. Selbst wenn man nicht an ein vollständiges Funktionieren des Marktes glaubt, würde die strategische Reserve helfen, dieses Problem zu beheben. Die strategische Reserve ist eine Versicherung. Es werden – falls die Kritiker des Energy-Only-Markts richtig lägen – einige hundert MW fehlen. Und dann springt die strategische Reserve ein. Gleichzeitig senden die hohen Preise beim Einsatz ein Investitionssignal.

Maurer: Ich habe mit dem Begriff Versicherungslösung überhaupt kein Problem. Der strompreistreibende Effekt, vor dem Sie hier warnen, kommt nicht durch die strategische Reserve. Die Kraftwerke würden auch ohne strategische Reserve stillgelegt. Steigende Großhandelspreise sind nicht das vordergründige Ziel der strategischen Reserve. Sie schafft uns Zeit, gründlich über ein neues Marktdesign nachzudenken, das an die Verhältnisse in Europa und in Deutschland angepasst ist.

Diskussion Kapazitätsmarkt

Maurer: Bei selektiven Kapazitätsmechanismen, die ganz bestimmte Kapazitäten vielleicht noch regional fo-

kussiert oder technologisch fokussiert fördern, sehe ich zwei Kritikpunkte. Erstens sind sie wegen ihrer selektiven Ausrichtung im Grundsatz ineffizient. Zweitens: Wenn wir über einen selektiven Mechanismus eine bestimmte Menge von GuD-Kraftwerken in den Markt hineinfördern und die dann am Energy-Only-Markt teilnehmen lassen, bekommen wir als Reaktion darauf möglicherweise eine leistungsmäßig höhere Stilllegung von Bestandskraftwerken. In der Summe kann der Kapazitätseffekt aus dieser Maßnahme sogar negativ sein. Und dann muss ich wieder etwas für Bestandskraftwerke und für andere Kapazitäten machen. Das schaukelt sich dann zu einem immer komplizierteren System hoch.

Matthes: Wir streiten uns ja in vielen Punkten. Aber wir sind uns einig, dass in allen hier vorgestellten Mechanismen wir sowohl bei Bestands- als auch bei Neubaukraftwerken etwas tun würden.

Müsgens: Vielleicht reduziert sich die Diskussion um die Einführung von partiellen Kapazitätsmärkten am Ende auf die Frage Staat oder Markt. Wir stehen vor der Frage: Wer soll die Koordination machen? Eine Institution, also ein zentraler Planer, oder der Markt? Theoretisch kann beides funktionieren. Wir haben uns jedoch mit der Liberalisierung des Energiesektors aus guten Gründen für den Markt entschieden.

Schlemmermeier: Ich habe einen sehnlichen Wunsch, nämlich die Differenzierung zwischen Markt und Marktdesign. Es wird gesagt, wir haben einen funktionierenden Markt, und jetzt wird dort staatlich eingegriffen. Tatsächlich ist aber der Energy-Only-Markt ein mögliches Marktdesign von vielen. Dieses spezielle Marktdesign ist in den 80er Jahren in den USA entwickelt worden, als in Monopolmärkten in der Übergangszeit ausreichend Kapazität da war und es nur darum ging, die vorhandenen Kraftwerke in einen Wettbewerb zueinander zu bringen. Da hat sich kein Mensch Gedanken über Versorgungssicherheit gemacht. Wir kommen um das Thema Planung nicht herum. Wir erwarten heute ungefähr 5 000 MW Regelernergie und strukturieren die auf 17 unterschiedliche Produkte. Wir müssen auch Versorgungssicherheit planen, und das ist gar nicht so schwer. Wenn Sie sagen, wir brauchen eine strategische Reserve von 3 000 MW, dann muss die auch geplant und im Wettbewerb beschafft werden. Der Umfang ist viel-



Iquaspic aborro cus pro te incient Bea et, cuptaerspi magnis Bea et, cuptaerspi magnis alibusdandis

leicht kleiner, aber die Planungsintensität ist genau dieselbe.

Diskussion Bilanzkreismodell

Matthes: Meine Frage an Herrn Erdmann ist, wie er in seinem Modell die notwendige Reservekapazität finanzieren will. Dafür gibt es im Energy-Only-Markt keine Zahlungsströme.

Erdmann: Ich kann doch erwarten, dass es diese Nachfrage gibt. Früher haben die Stadtwerke auf 20 Jahre im voraus Strom gekauft. Das lassen wir dann wieder zu.

Matthes: Herr Erdmann, das ist ja genau die Antwort. Ihr System funktioniert in dem Moment, wo wir den Retail-Handel abschaffen und zum Single-Buyer-Modell übergehen.

Schlemmermeier: Bilanzkreismanager kaufen heute schon einen Teil der erneuerbaren Energien ein und strukturieren sie zu Produkten. Sie kaufen dafür aber nicht sehr langfristig konventionelle Kapazitäten, wie es für das Finanzieren von neuen Kraftwerken notwendig wäre. Die Betreiber konventioneller Kraftwerke brauchen eine Aussicht auf Cashflow über die nächsten 15 Jahre. Aber jeder Händler wird

Die Agora Energiewende

Mit dem Fachgespräch „Kapazitätsmarkt“ hat sich die Agora Energiewende erstmals einer größeren Öffentlichkeit präsentiert. Die neue Plattform unter der Leitung des früheren Staatssekretärs Rainer Baake will den Boden dafür bereiten, dass die Energiewende gelingt. Dazu will die Agora mit Akteuren aus Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Zivilgesellschaft ein gemeinsames Verständnis der Herausforderungen schaffen und politische Alternativen diskutieren. Im Rat der Agora kommen mehrmals im Jahr wichtige energiepolitische Akteure wie die beiden Staatssekretäre Jürgen Becker (BMU) und Stefan Kapferer (BMWi), BDEW-Chefin Hildegard Müller, SPD-Fraktionsvize Ulrich Kelber oder die Energieminister Thüringens, Hessens und Baden-Württembergs zusammen. Ebenso gehören Vertreter von Unternehmen, Gewerkschaften, Umwelt- und Verbraucherverbänden zu dem Kreis. Gefördert wird die Agora Energiewende von der Stiftung Mercator und der European Climate Foundation. www.agora-energiewende.de

sagen: 15 Jahre kann ich nicht machen. Und wer ist der stabile Vertragspartner, der hinter dem Bilanzkreismanager steht, so dass der Kraftwerksbetreiber nicht fürchten muss, dass sein Vertragspartner Insolvenz erleidet? Wenn ich möchte, dass jemand langfristig in der Lage ist, das Counterpart-Risiko zu tragen, dann muss dies entweder ein unabhängiger Systembetreiber sein, der das über Netzentgelte amortisiert. Das wäre ziemlich nah an unserem Vorschlag. Oder ich schaffe den Retail-Markt ab und ersetze ihn durch einen Vertrieb mit Gebietsmonopolen, der ein langfristig verlässlicher Nachfrager nach Kapazität sein kann. Dieses Modell beendet aber den Wettbewerb auf den Endkundenmärkten.

Erdmann: Jeder, der heute ein Kraftwerk baut, weiß, dass er auf dem Markt nur dreijährige Verträge abschließen kann. Allerdings weiß er auch, dass es in Zukunft Nachfrage nach Strom geben wird. Da sind wir wieder bei dem Beispiel der Schuhfabrik: Auch in 30 Jahren werden die Leute Schuhe kaufen wollen. Das ist die Dynamik des Marktes. Wir sollten den Markt die effizientesten Lösungen entdecken lassen. Die vielen Bilanzkreismanager werden neue Auswege entwickeln, wie man Kunden zu flexiblen Lasten bewegen kann oder sie bauen selbst Kraftwerke oder Speicher. Weil im Markt viele Akteure nachdenken, wird das Ergebnis wahrscheinlich besser sein, als wenn nur ein Systembetreiber darüber nachdenkt. **E & M**

Iquaspic aborro cus pro te incient Bea et, cuptaerspi magnis magnis magnis alibusdandis Iquaspic aborro cus pro te incient Bea et, cuptaerspi magnis magnis magnis alibusdandis

