

Braucht ein neues Design: der Strommarkt der Zukunft

Die Zukunft des Strommarkts wird im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) derzeit diskutiert, im Sommer will Wirtschaftsminister Sigmar Gabriel mit der Vorlage eines Weißbuchs die Weichen für den Gesetzgebungsprozess Ende des Jahres stellen. Kann nur ein Kapazitätsmarkt Versorgungssicherheit gewährleisten oder vermag das auch ein „Energy-only-Market 2.0“ mit ergänzenden Maßnahmen? Wie können die richtigen Signale gesetzt werden, damit Deutschland seine Ziele beim Senken des Kohlendioxidausstoßes erreicht? Matthias Reeg, Energiesystemanalytiker im DLR-Institut für Technische Thermodynamik, hat das Projekt „Kapazitätsmechanismen als Rettungsschirm der Energiewende?“ im DLR geleitet und beschreibt im Interview mit DLR-Energieredakteurin Dorothee Bürkle, welche Möglichkeiten es gibt, um den Strommarkt der Zukunft zu gestalten.

Energy-Trans-Studie zur Gestaltung des Energiemarkts

Der Ausstieg aus der Kernenergienutzung und die „Energiewende“ sind schon vor einigen Jahren beschlossen worden. Warum wird jetzt über den Strommarkt diskutiert?

Die Diskussion begann vor gut drei Jahren, als durch den starken Zubau von Fotovoltaik- und auch Windenergieanlagen die Marktanteile der konventionellen Kraftwerksbetreiber zu schwinden begannen. Neu gebaute Kraftwerke, vor allem Gaskraftwerke, galten bis dahin immer als die flexiblen Kraftwerke, die bei einer Stromversorgung aus vorwiegend erneuerbaren Energien benötigt werden, um das System stabilisieren zu können. Zu diesem Zeitpunkt wurde dann klar, dass diese Kraftwerke im derzeitigen Strommarkt nicht mehr ausgelastet sind und sich damit nicht mehr wirtschaftlich betreiben lassen. Unser Strommarkt ist derzeit ein Energy-only-Market, in dem Kraftwerksbetreiber nur die Strommengen vergütet bekommen, die sie auch tatsächlich ins Netz einspeisen. Und zwar zu dem Preis, der die kurzfristigen Grenzkosten des letzten nötigen Kraftwerks deckt. In einem System mit einem hohen Anteil fluktuierender erneuerbarer Energien wie Wind- und Sonnenenergie, die keine Brennstoff- und Kohlendioxid-Kosten und damit auch keine Grenzkosten haben, ist natürlich die Frage, ob ein Energy-only-Market in seiner heutigen Ausgestaltung das zukünftige Stromsystem refinanzieren kann.

Wie kommt es, dass die flexiblen Gaskraftwerke verdrängt werden?

Die Gaskraftwerke kommen aufgrund des Merit-Order-Prinzips nicht mehr zum Zuge. Demnach sollen diejenigen Kraftwerke Strom ins Netz einspeisen, die den Strom zu den geringsten kurzfristigen Grenzkosten generieren. Damit sind die Anbieter erneuerbarer Energien die ersten, die einspeisen sollten. Denn der Wind weht gratis, es muss kein Energieträger wie etwa Gas gekauft werden. Relativ niedrige Grenzkosten haben auch Braunkohle- oder Kernkraftwerke im Vergleich zu Gaskraftwerken. Außerdem sind die Großhandelspreise für Strom in den letzten Jahren aus verschiedenen Gründen stark gesunken. Gaskraftwerke sind daher unwirtschaftlich geworden, Betreiber nehmen sie vom Netz und planen keine neuen. Damit haben wir das grundsätzliche Problem: Wenn ausschließlich die gelieferte Arbeit bezahlt wird, fehlt der Anreiz zum Aufbau und zum Halten von Reservekapazitäten, für die nur eine geringe



Diplom-Wirtschaftsingenieur Matthias Reeg vom DLR-Institut für Technische Thermodynamik leitet die Studie zum Energiekapazitätsmarkt

Allianz ENERGY-TRANS

Das DLR hat in Kooperation mit dem Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung (UFZ) und dem Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW) sowie der Freien Universität Berlin, der Universität Münster und der Universität Stuttgart untersucht, ob die Einführung eines Kapazitätsmarkts zum jetzigen Zeitpunkt sinnvoll ist. Die unabhängige Studie wurde im Rahmen der Forschungsallianz ENERGY-TRANS der Helmholtz-Gemeinschaft erstellt.

Immer mehr Wind- und Sonnenstrom fließen ins Netz: Wie muss der Strommarkt aussehen, um uns sicher, bezahlbar und umweltfreundlich mit Energie zu versorgen?

Auslastung zu Buche schlägt, die aber bei niedriger Einspeisung erneuerbarer Energien die Versorgung sicherstellen können.

Kann ein Kapazitätsmarkt das ändern?

In einem Kapazitätsmarkt bekommen Kraftwerksbetreiber schon das Bereithalten von Kraftwerkskapazitäten vergütet, egal ob diese eingesetzt werden oder nicht.

Damit lässt sich das Problem der Versorgungssicherheit doch lösen ...

Wenn man allein die Versorgungssicherheit betrachtet, dann ja. Und das ist auch der Grund, weshalb Kapazitätsmärkte in vielen Ländern, zuletzt in England und Frankreich oder schon seit Längerem in Nord- und Südamerika, eingeführt wurden. Das Problem ist nur: Einmal gewährte zusätzliche Zahlungen für Akteure lassen sich nur schwer wieder zurücknehmen. In den Ländern mit Kapazitätsmarkt hat sich gezeigt, dass die korrekte Parametrisierung für einen gut funktionierenden Kapazitätsmarkt eine hochkomplexe Aufgabe ist und die ursprünglichen Anreize und Zahlungsströme nicht zu dem gewünschten Ergebnis geführt haben; die Regeln dafür mussten mehrfach nachgebessert werden. In Deutschland können wir noch gar nicht absehen, ob und wann es überhaupt zu Versorgungslücken kommen wird. Mit einem Kapazitätsmarkt würde sich die Politik jetzt auf Zahlungen festlegen, die unter Umständen gar nicht notwendig werden und würde so möglicherweise falsche Anreize schaffen.

Als wir mit unserer Studie begannen, ist uns aufgefallen, dass sich die öffentliche und politische Diskussion von Anfang an darum drehte, wie ein Kapazitätsmarkt am besten ausgestaltet werden kann, anstatt die Frage zu stellen, ob ein Kapazitätsmarkt überhaupt die beste Lösung ist. Bis auf wenige Ausnahmen gab es dazu nur Auftragsstudien, unter anderem für die großen Energieversorger EnBW, RWE, aber auch für das BMWi oder den World Wide Fund For Nature (WWF) und den Bundesverband Neue Energiewirtschaft (BnE).

Wir sind der Meinung, dass das vorschnell war, und sind in unserer Studie einen Schritt zurückgegangen. Wir haben untersucht, ob es nicht ganz andere Ursachen für mögliche Engpässe in der Stromversorgung gibt und haben dann Vorschläge erarbeitet, wie man diesen direkt entgegenwirken kann, statt nur die Symptome scheinbar zu niedriger Großhandelspreise zu „bekämpfen“. Zudem haben wir die Konsequenzen eines Kapazitätsmarkts mit anderen Optionen abgewogen.



Gaskraftwerk Irsching: Die effizienten Blöcke 4 und 5 des Gaskraftwerks gingen ab 2010 ans Netz, kamen aber aufgrund ihrer hohen Grenzkosten kaum zum Einsatz.

Bietet der Energy-only-Market denn eine Alternative?

Genau das haben wir untersucht: Kann man, bevor man ein so komplexes neues System wie den Kapazitätsmarkt einführt, den derzeitigen Markt anders gestalten? Nehmen wir folgenden Fall: Wenn Überkapazitäten abgebaut werden, weil Kraftwerke alters- oder betriebswirtschaftlich bedingt vom Netz gehen, sollte in einem freien Markt, bei dem sich der Preis nach Angebot und Nachfrage richtet, auch der Preis wieder steigen. Dann könnten aus 30 bis 40 Euro, mit denen die Megawattstunde an der Strombörse derzeit gehandelt wird, auch wieder 50 Euro und mehr werden. In Situationen stärkerer Knappheit richtet sich die Preisbildung außerdem nicht mehr nach den Grenzkosten der Erzeugung, sondern nach der Zahlungsbereitschaft der Kunden, sodass auch Preise von 200 oder 2.000 Euro entstehen können. Wenn solche Knappheitspreise erzielt werden, ist der Weiterbetrieb oder der Neubau von Kraftwerkskapazitäten eventuell wieder rentabel. Allerdings wird der Strommarkt nicht allein von Angebot und Nachfrage gesteuert: Damit Strom beispielsweise für die Endkunden nicht zu teuer wird, sind Preisspitzen in vielen Ländern gesetzlich gedeckelt. In Deutschland gibt es bisher aber nur eine technische Preisober- beziehungsweise -untergrenze von minus 3.000 beziehungsweise plus 3.000 Euro pro Megawattstunde, die der Börsenbetreiber selbst definiert hat. Solche extremen Preise hat es in Deutschland seit der Einführung des Stromhandels allerdings noch nicht gegeben. Unsere Studie zeigt aber auch die Gefahren des Energy-only-Markets, beispielsweise große Unsicherheiten über zukünftige Preisentwicklungen. Diese lassen sich schwer abschätzen: Investitionen im Energiesektor sind aber immer sehr langfristig, und (neue) Kraftwerke sind unter Umständen bei auftretenden Engpässen nicht rechtzeitig am Netz.

Ein Risiko, das die Politik sicherlich nicht eingehen wird?

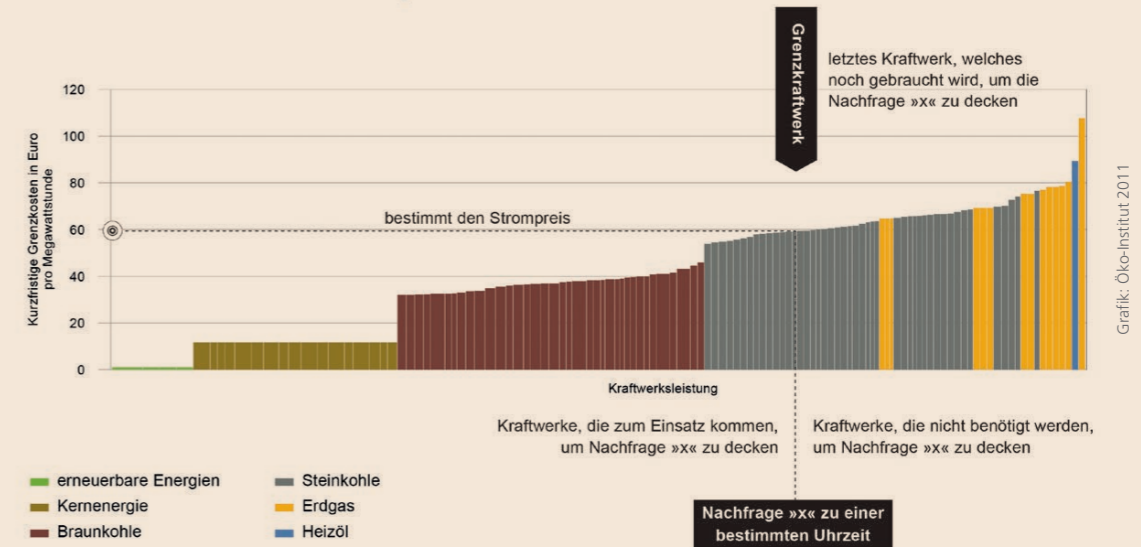
Wenn der Politik ein reiner Energy-only-Market zu riskant ist, dann gibt es noch die Möglichkeit, das System durch eine strategische Reserve abzusichern. Die Kapazitäten dieser Reserve werden ausschließlich in Erzeugungseingängen eingesetzt, die Kraftwerke sind ansonsten nicht am Strommarkt beteiligt, sodass die strategische Reserve zu keiner grundlegenden Veränderung der Preisbildung beziehungsweise des Marktdesigns führt.

Das allein würde genügen?

Nein, natürlich nicht. Es gibt noch eine ganze Reihe von Maßnahmen, den jetzigen Strommarkt weiterzuentwickeln. Regelbaren Strom können auch Biomasseanlagen liefern und



Blick in Block 4 des Kraftwerks Irsching: Die Kraftwerksbetreiber wollen die effizienten und leistungsstarken Turbinen im April 2016 mangels Auslastung vom Netz nehmen.



Merit-Order-Prinzip: Wer darf Strom wann einspeisen?

Je nach Stromnachfrage wird eine bestimmte Kraftwerksleistung zu einem bestimmten Zeitpunkt gebraucht. Zuerst speisen diejenigen Anlagen Strom ins Netz ein, die ihn zu den geringsten Grenzkosten generieren können. Als Grenzkosten gelten jene Kosten, die benötigt werden, um mit bereits vorhandenen Anlagen die nächste Kilowattstunde zu produzieren. Weitere Kosten wie Investitionen und fixe Betriebskosten spielen keine Rolle. Erneuerbare Energien haben die geringsten, gegen null gehenden Grenzkosten, da sie zur Stromerzeugung keine Rohstoffe brauchen. Als nächstes folgen Kernkraftwerke, dann Braunkohle-, Steinkohle- und zuletzt Gaskraftwerke. Letztere haben aufgrund des hohen Gaspreises relativ hohe Grenzkosten. Gaskraftwerke kommen daher nur selten zu Spitzenlastzeiten zum Einsatz. Der aktuelle Strompreis, mit dem die Kilowattstunde an der Strombörse in Leipzig gehandelt wird, leitet sich ebenfalls aus dem Merit-Order-Prinzip ab: Alle Kraftwerksbetreiber, die einspeisen, erhalten den Preis, den es kostet, um die Kilowattstunde des teuersten Kraftwerks herzustellen (dabei geht man wiederum von den Grenzkosten aus). Der Preis, den die Stromanbieter erhalten, ist damit direkt an die Stromnachfrage gebunden.

damit das Netz stabilisieren. Erst langsam erkennen die Betreiber der Anlagen, dass sie hier Chancen haben, ihren Strom gewinnbringend zu vermarkten. Nach aktuellen Untersuchungen könnten Biomasseanlagen bis zum Jahr 2020 bis zu 15 Gigawatt flexiblen Strom bereitstellen, das entspricht knapp einem Viertel der durchschnittlichen Stromnachfrage. Damit sich die Einspeisung aus Fotovoltaikanlagen besser über den Tag verteilt, kann man auch nach Osten und Westen ausgerichtete Anlagen fördern, die nicht wie nach Süden ausgerichtete Anlagen mittags ihren höchsten Ertrag haben. Möglichkeiten gibt es auch beim Lastmanagement, das heißt, man könnte den Stromverbrauch besser an das zunehmend fluktuierende Angebot anpassen. In der Zukunft werden auch Speicher eine wichtige Rolle spielen, die gegenwärtig häufig noch zu teuer sind. Hier liegen aber große Forschungs- und Entwicklungspotenziale. Wenn wir langfristig an einen Strommarkt mit 80 Prozent erneuerbaren Energien denken, brauchen wir ein System, das hochflexibel ist.

Zu welchem Ergebnis kommen Sie dazu in ihrer Studie?

Zum jetzigen Zeitpunkt spricht vieles gegen die Einführung eines Kapazitätsmarkts. Es empfiehlt sich nicht, zusätzliche Zahlungsströme einzuführen, um die identifizierten Schwächen des Energy-only-Strommarkts auszugleichen. Wir sind dafür, dass im jetzigen Strommarkt primär die Ursachen bekämpft werden, die zu Versorgungslücken führen können, also dass beispielsweise die Netzengpässe behoben werden. Eventuell ist es sinnvoll, eine strategische Reserve zur Absicherung aufzubauen. Darüber hinaus ist es schwierig, zu sagen, wie die Welt im Jahr 2030 aussieht. Niemand weiß, wie sich der Preis zum Beispiel für Kohle, Gas oder für Kohlendioxid-Zertifikate entwickeln wird oder welche Technologien dann zu welchen Preisen zur Verfügung stehen werden, um die Versorgung mit Strom zu gewährleisten. Ich will einen Kapazitätsmarkt oder zusätzliche Zahlungen in welcher Form auch immer nicht für alle Zeit ausschließen. Es kann sein,

dass das in einigen Jahren sinnvoll ist, dann muss das neu diskutiert werden. Aber zum jetzigen Zeitpunkt mit einem Überangebot an Erzeugungskapazitäten im System könnte ein neues, komplexes Marktsegment, dessen Interaktion mit den anderen Stromteilmärkten (Energy-only- und Regelenergiemarkt) noch nicht im Detail erfasst werden kann, falsche Anreize und Investitionssignale an die Marktteilnehmer senden und den nötigen Transformationsprozess im Kraftwerkssektor behindern.

Wie sind Sie in ihrer Studie vorgegangen?

Ziel der Studie ist ein transparenter und ergebnisoffener Diskussionsprozess über das „Ob“ und „Wie“ kapazitätssichernder Maßnahmen unter Einbeziehung aller betroffenen Akteure. Ausgegangen sind wir vom energiepolitischen Zieldreieck mit den Eckpunkten: Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit. Diese haben wir zusätzlich mit den Energiezielen – also Ausbau der erneuerbaren Energien, Kernkraftausstieg und Kohlendioxid-Reduktion – abgeglichen und ergänzt. So haben wir einen Kriterienkatalog erstellt, in dem unter anderem auch die politische Durchsetzbarkeit einer Maßnahme geprüft wird.

Was meinen Sie, wie wird sich Wirtschaftsminister Gabriel entscheiden?

Nachdem es bisher in vielen Studien nur noch um die Ausgestaltung des Kapazitätsmarkts ging, war ich überrascht, dass Gabriel im Januar neue Zahlungsströme für die konventionellen Kraftwerke sehr deutlich abgelehnt hat. Dabei hat er sich wahrscheinlich auf drei Studien im Auftrag des BMWi vom letzten Sommer berufen, die zu ähnlichen Ergebnissen kamen wie unsere unabhängige Studie. Sehr spannend finden wir nun, was im Sommer im Einzelnen verabschiedet wird und wie der Energiemarkt und seine Akteure darauf reagieren werden. ●