

System- oder Marktdesign – was braucht die Energiewende?





Beide sind sich einig in der Frage, dass der Energiesektor ein neues Design braucht – ihre Lösungsansätze unterscheiden sich deutlich. Der bne hat Dr. Felix Christian Matthes, Forschungskordinator für Energie- und Klimapolitik am Öko-Institut e. V. und Prof. Dr. Uwe Leprich, wissenschaftlicher Leiter des Instituts für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) gefragt, was es mit ihren Modellen auf sich hat und wie es um einen Kompromiss bestellt ist.

bne: Herr Dr. Matthes, Sie sprechen sich für ein neues Marktdesign mit einem fokussierten, wettbewerblichen Kapazitätsmarkt aus. Was bedeutet das?

Dr. Felix Christian Matthes: Ein neues Design für den Strommarkt ist eine der wichtigsten Herausforderungen für die Energiewende. Denn Marktprozesse, richtig verstanden und ohne Scheuklappen betrachtet, sind aus meiner Sicht der einzige Mechanismus, mit dem wir das zukünftig deutlich vielfältigere und vor allem von einer sehr großen und heterogenen Zahl neuer Akteure betriebene Stromsystem effektiv und effizient betreiben können.

Also soll sich der Staat völlig raushalten?

Matthes: Wichtig ist mir dabei, ein grandioses Missverständnis vieler Diskussionen zu diesem Thema zu vermeiden. Markt ist ein Mechanismus, der die Koordination zwischen Angebot und Nachfrage über eine wettbewerbliche Preisbildung ermöglicht. Das hat

Dr. Felix Chr. Matthes: „Marktprozesse sind der einzige Mechanismus, mit dem wir das zukünftig deutlich vielfältigere und heterogene Stromsystem effektiv und effizient betreiben können.“

nichts, aber auch gar nichts zu tun mit dem weit verbreiteten Mythos, dass sich ein Marktsystem dadurch auszeichnet, dass die Nachfrage „freiwillig“ oder „aus dem Markt heraus“ entstehen müsse. Ein Marktsystem kann auch durch eine Nachfrage geprägt sein, die von der Allgemeinheit oder einem Regulator (wie beim CO₂-Handel oder bei Kapazitätsmärkten) vorgegeben wird. Die Marktfrage stellt sich bei der zukünftigen Gestaltung des Stromsystems vor allem bei der Frage, ob und wie weit wir wettbewerbliche Preissignale für die Koordination des Systems nutzen wollen. Aus meiner Sicht werden wir den heutigen Strommarkt um Preissignale für die Bereitstellung von Kapazitäten ergänzen müssen, aber auch das heutige Festpreissystem für erneuerbare Energien schrittweise in ein Marktmodell überführen, das auf wettbewerblich gebildeten Preissignalen für den Wert des erzeugten Stroms, den Wert gesicherter Kapazität und den Wert CO₂-freier Produktionskapazität basiert. Für diesen Transformationsprozess haben wir das Konzept des fokussierten Kapazitätsmarktes für konventionelle Kraftwerkskapazitäten, flexible Nachfrage und Speicher vorgeschlagen. Für die erneuerbaren Energien wollen wir das EEG nach dem Konzept der Stromwertoptimierung reformieren. Die Schwerpunkte liegen also präzise auf „Markt“ und „Design“.

Sie wollen, dass auch von Stilllegung bedrohte Kraftwerke mit in das Vergütungssystem einbezogen werden. Wie würden Sie die definieren?

Matthes: Unser Modell des fokussierten Kapazitätsmarktes basiert auf getrennten Kapazitätsauktionen für die zwei Segmente, bei denen wir heute vor relevanten Herausforderungen stehen. Beim ersten Segment für Neubaukraftwerke, die vor allem speziellen Flexibilitäts- und Umweltauflagen entsprechen müssen, stehen wir doch vor der Situation, dass wir mit sich abzeichnenden Kapazitäts- und Flexibilitätsdefiziten umgehen müssen. Das zweite Segment zielt auf den Teil der Kraftwerksflotte, der seine fixen Betriebskosten nicht mehr decken kann und ohne weitere Erträge aus der Kapazitätsbereitstellung zu schnell abschmilzt. In diese Auktionen wollen wir auch Maßnahmen zur Lastflexibilisierung einbeziehen, so dass wir einen marktlichen Klärungsprozess darüber initiieren, welche Altkapazitäten über den Kapazitätsmarkt im System gehalten werden sollen. Als Präqualifikationskriterium für die Bestandsanlagenauktion haben wir eine Höchstausslastung von 2000 Stunden in einer rollierenden Basisperiode vorgesehen. Für beide Segmente definiert der Regulierer die zu auktionierenden Mengen. Diese sollen in einem mit dem Netzentwicklungsplan verknüpften

Verfahren transparent und mit umfangreichen Konsultationen eingegrenzt werden. In diesem Prozess sollen auch die Präqualifikationsbedingungen ständig überprüft werden – um strategisches Verhalten der Kraftwerksbetreiber zu minimieren.

Und was ist mit den Erneuerbaren? Die können doch teilweise auch gesicherte Leistung bereithalten. Dürfen die mitbieten?

Matthes: Wenn Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien nicht mehr im Rahmen einer Garantiepreisförderung betrieben werden, können sie ihre gesicherte Leistung im fokussierten Kapazitätsmarkt anbieten. Das wird einer der vier Einkommensströme, aus denen sich erneuerbare Energien zukünftig finanzieren sollen. Der Rest der Betriebs- und Investitionskosten muss über die Strombörse, den Markt für CO₂-freie Leistung (für den wir in der nächsten Reformstufe erst einmal bei Preisregelungen bleiben wollen) und dem Regelenergiemarkt erwirtschaftet werden.

Herr Professor Leprich, was halten Sie davon?

Prof. Dr. Uwe Leprich: Mir ist das ein bisschen zu viel akademisches Reißbrett und zu wenig realweltlicher Inkrementalismus. Abgesehen davon, dass die Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland noch überhaupt nicht in Sicht-



weite ist und zudem angesichts seines Pervertierungspotenzials sehr wasserdicht ausgestaltet werden muss, sollte man völlig unterschiedliche Sachverhalte wie Versorgungssicherheit als öffentliches Gut und die Finanzierung fluktuierender erneuerbarer Energien (FEE) wie Wind und Solar rein konzeptionell nicht in einen Topf rühren. Zudem ist mir Felix Matthes dann doch etwas zu marktgläubig, wenn er meint, dass die für den optimalen Einsatz bestehender fossiler und nuklearer Kraftwerke konzipierte Strombörse einen substantziellen Beitrag zur Refinanzierung der FEE-Anlagen leisten könne. Es ist ja nicht einmal klar, ob die Strombörse überhaupt sinnvolle Preissignale für den Einsatz bestehender Wind- und PV-Anlagen liefern kann, wenn man beispielsweise bedenkt, dass ein simultanes Abschalten der Wind- und PV-Anlagen bei negativen Preisen die Preise automatisch ins Positive drehen würde und die fossilen Kraftwerksbetreiber sich ins Fäustchen lachen würden.

Ihr Modell nennen Sie ein neues „Systemdesign“. Was darf man sich darunter vorstellen?

Leprich: Die Bezeichnung „Systemdesign“ statt „Marktdesign“ ist weit mehr als Semantik – sie respektiert die Komplexität des Stromsektors und bestreitet die Existenz einfacher Lösungen. Niemand wird ernst-

lich Märkte für Stromnetze verlangen, niemand wird die netztechnischen Systemdienstleistungen in Gänze über Märkte beschaffen wollen, und immer mehr Ökonomen gelangen zu der Erkenntnis, dass das öffentliche Gut Versorgungssicherheit nicht quasi nebenbei über die bestehenden Teilmärkte bereit gestellt werden kann, sondern explizit nachgefragt werden muss. Angesichts dieser Aspekte ist es nachgerade grob fahrlässig, weiterhin von „dem Strommarkt“ zu sprechen.

Unser Systemdesign geht davon aus, dass wir für einen heute nicht absehbar langen Zeitraum einen separaten Finanzierungsmechanismus für die FEE wie Wind und Solar benötigen, dass sich die Dispatchmärkte – also die Großhandels- und Regelenergiemärkte – stärker an die Charakteristika der FEE anpassen und beispielsweise die Handelszeiten weiter verkürzen müssen. Außerdem liegt unserem Systemdesign die Annahme zugrunde, dass die Systemdienstleistungen immer stärker von den Erneuerbaren erbracht und über die Netzentgelte refinanziert werden müssen und dass die Versorgungssicherheit zusätzlicher Kapazitätsmechanismen zur Honorierung von Leistungsvorhaltung bedarf. Zwischen diesen vier Segmenten des Stromsystems bestehen freilich Interdependenzen, die es gründlich zu analysieren gilt; aus

heutiger Sicht halte ich aber keines der Segmente für entbehrlich.

Sie sprechen sich für die Wiedereinführung einer angepassten physikalischen Wälzung der EE-Mengen aus. Ist das angesichts der hohen installierten Leistungen von EE-Anlagen eine langfristig tragfähige Lösung?

Leprich: Ich habe zunächst einmal ein Stromsystem vor Augen, in dem die Erneuerbaren bis zur Hälfte der gesamten Stromerzeugung beitragen, insbesondere natürlich Wind- und Solaranlagen. Bei gut ausgebauten Stromnetzen kommen wir hier noch ohne signifikanten Speicherzubau aus. Und regenerativer Überschussstrom spielt eine sehr untergeordnete Rolle. Die benötigten Flexibilitäten gibt das heutige System weitgehend her, sie müssen nur systematisch erschlossen werden. Und da halte ich die Lieferanten als erfahrene Marktakteure einfach für am besten geeignet, diese Flexibilitäten zu erschließen und damit ihre eigene Residuallast so kostengünstig wie möglich abzudecken. Und last but not least ist der erneuerbare Strom wieder da, wo er eigentlich hingehört: in den Bilanzkreisen.

Ob dieser Vorschlag auch langfristig tragfähig ist, wenn wir also in Richtung 100 Prozent erneuerbare Stromerzeugung marschieren, ist sehr schwer abzuschätzen, weil noch nicht klar ist, welche erneuerbaren Energien und welche Techniken für diese

Prof. Dr. Uwe Leprich: „Man würde sich verheben, heute bereits einen Masterplan für das Design des Stromsystems über den gesamten Zeitraum der Transformation präsentieren zu wollen.“

zweite Hälfte des Weges entscheidend sein werden. Insgesamt würde man sich meiner Ansicht nach ohnehin verheben, heute bereits einen Masterplan für das Design des Stromsystems über den gesamten Zeitraum der Systemtransformation präsentieren zu wollen.

Die finanzielle Wälzung hat die Kosten der Erneuerbaren-Förderung sehr transparent gemacht. Wie wollen Sie diese Transparenz mit ihrem Modell sicherstellen?

Leprich: Die EEG-Umlage spiegelt ja nun gerade nicht die Kosten der Erneuerbaren-Förderung wider, sondern lediglich die Differenz zwischen der durchschnittlichen Vergütung der EEG-Anlagen und den Brennstoffkosten des Grenzkraftwerks. Hier werden leider regelmäßig Äpfel mit Birnen verglichen. Selbst wenn man die durchschnittliche EEG-Vergütung mit den Vollkosten eines neuen fossilen Kraftwerks vergleichen würde, wäre das ein Äpfel-Birnen-Vergleich, da nur eine Gegenüberstellung der durchschnittlichen Systemkosten der beiden unterschiedlichen Systeme aussagekräftig wäre. So viel zum Thema Transparenz durch die EEG-Umlage.

Ihrer Abschaffung wäre daher keine Träne nachzuweinen, und ob die Lieferanten die Beschaffungskosten ihres EEG-Profiles separat in der Stromrechnung ausweisen, würde ich zunächst einmal nicht reglementieren wollen.

Der Gesamtbetrag der bundesdeutschen EEG-Vergütung wäre weiterhin einer breiten Öffentlichkeit bekannt, die Interpretation dieser Summe obliegt dann den Wissenschaftlern, Politikern und Medien im Meinungsgettstreit.

Ginge es nach Ihnen, würde statt den Netzbetreibern nun den Händlern die Last der Abpufferung der Erneuerbaren-Fluktuation zugewiesen. Müssten nicht auch die EE-Erzeuger einen Beitrag leisten?

Leprich: Frei nach Radio Eriwan würde ich hier antworten: Im Prinzip ja, wenn sie die Wind- und solaren Einstrahlungsverhältnisse beeinflussen können, und wenn sie trotz einer solchen Auflage weiter investieren würden. Letztlich also ein klares Nein, wenn es um skurrile Vorschläge geht, wie die Finanzierung von Backup-Kapazitäten und/oder Netzverstärkungen durch Wind- und Solaranlagenbetreiber. Entscheidend ist für mich, dass weiter in diese Anlagen investiert wird und dass die Renditen die relativ geringen Risiken widerspiegeln, also bescheiden bleiben. Wenn mit „Beitrag“ ein Beitrag zu den Systemdienstleistungen gemeint ist, ein klares Ja, solange er kosteneffizient ist.

Herr Dr. Matthes, wie bewerten Sie diese Vorschläge und worin besteht der Hauptunterschied zu Ihrem Modell?

Matthes: Sagen wir's doch ganz offen: Im Kern laufen die Vorschläge

des IZES auf die weitgehend unveränderte Beibehaltung des heutigen Fördersystems mit Garantiepreisen hinaus. Und das halte ich bei massiv zuwachsenden Anteilen erneuerbarer Energien strategisch für nicht zukunftsfähig und für politisch naiv. Ich gehe davon aus, dass damit sowohl bei Betriebs- als auch bei Investitionsentscheidungen wichtige Optimierungspotenziale verschenkt werden, die wir dringend erschließen müssen. Mit diesem Lernprozess sollten wir sehr schnell beginnen. Das gilt auch für Wind- und Solarenergie, bei denen es ja durchaus verschiedene Auslegungsvarianten gibt, die man jenseits der Preissignale nur über Feinsteuerungen im EEG adressieren könnte. Gerade in der Kombination mit der physikalischen Wälzung kann ich mir schließlich nicht vorstellen, wie dieses System jenseits eines Produktionsanteils von 30 Prozent noch kompatibel zum Binnenmarkt gehalten werden kann. Letztlich ist das Ganze eine Frage der Prämissen: Geht man davon aus, dass man Optimierungspotenziale langfristig über Preissignale erschließen sollte und ob dies ein gewisses Mehr an Risiko für die Anlagenbetreiber rechtfertigt? Will man damit frühzeitig und in Schritten beginnen? Und: glaubt man, dass das derzeitige System längerfristig in den europäischen Binnenmarkt und die euro-



päischen Rahmensetzungen passt? Mit diesen Prämissen kann und muss man sich klar und transparent auseinandersetzen, um die am Ende notwendige politische Entscheidung hinreichend zu flankieren – damit man zu längerfristig robusten Modellen kommen kann.

Herr Dr. Matthes, Herr Professor Leprich: Nach erfolgreich vollzogener Energiewende sollten Erneuerbare im Mittelpunkt eines wettbewerblichen Energiemarktes stehen. Könnte die verpflichtende Direktvermarktung ein effizienter Weg sein, Erneuerbare in diesen Markt zu integrieren?

Leprich: Insgesamt fußt die Direktvermarktung auf dem Glauben, der grenzkostenbasierte Spotmarkt könnte grenzkostenfreien dargebotsabhängigen Anlagen grundsätzlich die richtigen systemischen Signale vermitteln. Dafür wurde dieser Markt jedoch nie „designed“, und deshalb erscheint mir dieses Ziel auch nicht erreichbar. Die einzige Möglichkeit der dargebotsabhängigen Anlagen, auf das

Preissignal der Börse zu reagieren, ist die Abschaltung, die in der Regel sowohl volkswirtschaftlich als auch ökologisch unsinnig ist. Lediglich bei stark negativen Preisen, die durch systeminkompatible inflexible Großkraftwerke temporär verursacht werden, kann es an wenigen Stunden im Jahr Sinn machen, Windanlagen aus dem Wind zu drehen. Und selbst in diesen Stunden muss man genau hinschauen, wie die negativen Preise zustande gekommen sind und wer die Zeche für die negativen Preise tatsächlich zahlt. Kurzum: die Direktvermarktung insbesondere deshalb zu propagieren, um die Abschaltung von FEE-Anlagen an wenigen Stunden im Jahr anzureizen, sind die berühmten Kanonen, die auf Spatzen schießen, und suggerieren eine Marktintegration der FEE-Anlagen, ohne die fundamentale Veränderung dieses Marktes durch die FEE-Anlagen („Merit Order Effekt“) überhaupt zur Kenntnis zu nehmen. Letztlich werden sich die Märkte an die

Rationalität der FEE-Anlagen anpassen müssen und nicht umgekehrt.

Matthes: Die verpflichtende Direktvermarktung im heutigen Strommarktdesign und mit der Rückfallsicherung einer Festvergütung ist ganz sicher ein Holzweg. Nur wenn das konventionelle und das erneuerbare Segment des Stromsystems, zusammen mit Nachfrageflexibilisierung und Speichern in einen Konvergenzprozess geführt werden, hin zu Einkommensströmen für Kilowattstunden, gesicherter Leistung, CO₂-freier Leistung und Systemdienstleistungen, kann Direktvermarktung effizient funktionieren. Denn eines ist auch klar: Am Ende wird auch Strom aus erneuerbaren Energien im Wettbewerb vermarktet werden müssen. Denn schon sehr bald ist ja zumindest zeitweise keine konventionelle Stromerzeugung mehr da, die man noch verdrängen könnte.

Die Fragen stellte Kerstin Maria Rippel