Ausbau nach Maß

Nach der Atomkatastrophe von Fukushima entschied sich Deutschland, in Zukunft vor allem auf Wind, Sonne und Biomasse zu setzen. Die erneuerbaren Energien werden mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert. Jetzt plant die Bundesregierung, das EEG zu reformieren. Worum geht es in der Diskussion und welche Maßnahmen sind nötig, um der Energiewende neuen Schwung zu geben? Hier lesen Sie sechs Antworten der Deutschen Energie-Agentur (dena) auf die wichtigsten Fragen zur Zukunft der Energieversorgung in Deutschland und ganz Europa.

1

Wie funktioniert das EEG derzeit?

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat in Deutschland Entwicklungen angestoßen und Erfolge erzielt, die keiner für möglich gehalten hätte.
Fast 25 Prozent haben regenerative Erzeugungsanlagen im Jahr 2013 zum Strommix beigetragen. Finanziert wird der Ausbau der erneuerbaren Energien über die EEG-Umlage, die von den Stromverbrauchern getragen wird. Wer beispielweise eine Photovoltaikanlage baut, bekommt 20 Jahre lang eine festgeschriebene Vergütung für den eingespeisten Strom, für den eine Abnahmegarantie gesetzlich festgeschrieben ist. Die Netzbetreiber verkaufen die Ökoenergie an den Strombörsen. Die Differenz zwischen dem Verkaufserlös und der Vergütung, die die Anlagenbesitzer erhalten, wird über die EEG-Umlage von den Verbrauchern bezahlt.
Die EEG-Umlage macht derzeit gut ein Fünftel des Haushaltsstrompreises aus. Sie ist 2014 auf 6,24 Cent je Kilowattstunde gestiegen. Nachdem die Förderkosten 2013 noch 20,4 Milliarden Euro betrugen, könnten sie sich nach Zahlen des Branchenverbands BDEW 2014 auf 23,6 Milliarden Euro belaufen. Nach diesen Berechnungen würden Haushalte 2014 über die Ökostrom-Umlage 8,3 Milliarden Euro, die Industrie 7,4 Milliarden tragen. Die Solarvergütungen machen dabei fast die Hälfte aus. Bei einem Jahresverbrauch von 4.000 Kilowattstunden sind rund 250 Euro zu zahlen.

2

Welche Fehlentwicklung gab es und was muss korrigiert werden?

Da immer mehr „grüner“ Strom aufgrund des EEG eingespeist wird, sind die Börsenpreise in den letzten Jahren stark gesunken. Grund: Der Börsenpreis richtet sich nach den Kosten der Kraftwerke, die zuletzt zugeschaltet werden, um den jeweiligen Strombedarf zu decken. Je mehr Wind- oder Solarstrom erzeugt wird, desto weniger Energie müssen die konventionellen Gaskraftwerke bereitstellen – der Strom an der Börse wird billiger. Das klingt zunächst einmal gut – hat aber drei negative Folgen. Aufgrund sinkender oder sogar negativer Börsenpreise kann von den Netzbetreibern für den Ökostrom weniger Geld am Markt erlöst werden, was zur steigenden EEG-Umlage führt. Zum Zweiten wird es für Kraftwerksbetreiber immer unattraktiver, Gaskraftwerke zu betreiben oder gar neu zu bauen. Solche Anlagen sind aber auch künftig dringend nötig, um die schwankenden Erträge von Windkraft- und Solaranlagen auszugleichen und Versorgungssicherheit zu garantieren. Stattdessen wird derzeit immer mehr Braun- und Steinkohle verstromt, was zu steigenden CO_2-Emissionen führt. Drittes Problem: Auch ausländische Versorger und Kunden profitieren von den niedrigen Börsenpreisen. Die Kosten aber tragen die deutschen Stromkunden über die EEG-Umlage. Für Deutschland ist es ein schlechtes Exportmodell, wenn Strom unter den Erzeugungskosten verkauft wird.
Ziel der Energiewende ist eine bezahlbare, effiziente und CO_2-arme Energieversorgung, die gleichzeitig eine hohe Versorgungssicherheit für den Industriestandort Deutschland garantiert. Das EEG war für viele Jahre ein gutes Instrument zum Ausbau der Erneuerbaren. Nun muss das Gesetz an die neuen Verhältnisse angepasst werden.

3

Ist der Ausbau der Erneuerbaren gefährdet?

Nein. Aber der Ausbau muss strukturiert und effizient erfolgen. Zwar ist die Stromerzeugung aus Wind- und Sonnenenergie sowie Biomasse in Deutschland in den letzten 20 Jahren kontinuierlich angestiegen, aber um die erneuerbaren Energien künftig besser in das Stromnetz und in den Markt zu integrieren, bedarf es einer umfangreichen Anpassung des heutigen Energiesystems.
Deshalb ist es notwendig, ein neues Modell zu entwickeln, das den weiteren Ausbau der regenerativen Stromerzeugung auf Basis eines Auktionsmodells mit Direktvermarktung strukturiert. Dieses Modell hat den Vorteil, dass nur so viele regenerative Anlagen gebaut werden, wie auch sinnvoll ins System integriert werden können. Dieses Modell ist effizienter, weil die Förderhöhe über den Markt ermittelt wird. Dadurch können die zukünftigen Kosten für den Stromkunden reduziert werden. Mit diesem Modell kann auch der Ausbau von regenerativen Erzeugungsanlagen sehr gut mit der vorhandenen Netzinfrastruktur und dem geplanten Netzausbau nach dem Netzentwicklungsplan synchronisiert werden. Daran müssten sich die Erzeuger regenerativer Energien orientieren. Zukünftig sollten sie nur dann ihre Kapazitäten ausbauen dürfen, wenn genügend „Platz“ für weiteren Ökostrom im System vorhanden ist.

Fotos: acilo/istockphoto, kgerakis/istockphoto, R. Zorin/Fotex

4

Wie kann ein neues Strommarktmodell aussehen?

Um die Versorgungssicherheit auch zukünftig zu erhalten, muss immer ausreichend gesicherte Kraftwerksleistung vorhanden sein. Dies sind vorwiegend konventionelle Kraftwerke, die aber im heutigen System oftmals nicht mehr rentabel betrieben werden können. Deshalb sollen immer mehr Kraftwerke stillgelegt werden und es werden keine neuen gebaut. Deshalb plädiert die dena für einen sogenannten Kapazitätsmarkt. Darin würden Kraftwerksbetreiber nicht nur für den gelieferten Strom bezahlt werden, sondern auch dafür, dass ihre Kraftwerke immer dann zur Verfügung stehen, wenn Wind- oder Sonnenkraftwerke nicht ausreichend Strom erzeugen. Über europaweite Ausschreibungen sollte ermittelt werden, wer diese Leistung am kostengünstigsten erbringen kann. Die Ausschreibung muss technologieoffen sein, aber CO_2-Obergrenzen für Kraftwerke festlegen. In diesem neuen Strommarktmodell sollten aber nicht nur Kraftwerke berücksichtigt werden, sondern auch Speichertechnologien oder Industriebetriebe, die ihren Stromverbrauch zur Stabilisierung des Stromsystems gezielt herunterfahren.

6

Was muss passieren, damit Strom in Europa grenzüberschreitend fließen und gehandelt werden kann?

Wir bewegen uns längst in einem europäischen Energiemarkt. Es ist das zentrale energiepolitische Ziel, einen gemeinsamen Binnenmarkt für Strom in Europa zu schaffen. Noch 2014 sollte die Kopplung der Märkte abgeschlossen werden. Damit ein europäischer Kapazitätsmarkt (siehe Punkt 4) funktionieren kann, muss aber noch einiges geschehen. Denn die Stromimporte oder -exporte können in den jeweiligen Grenzregionen zu Leistungsungleichgewichten führen, die durch einen Ausbau der Netze ausgeglichen werden müssen. Nur so lassen sich technische Handelsengpässe reduzieren, und der Austausch der fluktuierenden erneuerbaren Energien kann grenzüberschreitend realisiert werden. Deshalb sollen bis 2020 insgesamt rund 26.000 Kilometer neue Netztrassen im europäischen Übertragungsnetz gebaut werden. Damit lassen sich auch vorhandene Speicherkapazitäten weiträumiger nutzen als bisher. Das sind dringend erforderliche Investitionen, mit denen wir eine höhere Netzstabilität erreichen und längerfristig eine bezahlbare und möglichst CO_2-arme Stromversorgung ermöglichen.

5

Wie funktioniert das Zusammenspiel zwischen regenerativen Energieerzeugern und konventionellen Kraftwerken?

Die Einspeisung von Wind- und Solarenergie ins Stromnetz ist stark von den Wetterbedingungen sowie der Tages- und Jahreszeit abhängig. Dementsprechend treten immer wieder Situationen mit sehr starker und mit sehr geringer Stromerzeugung auf. Im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken ist eine Regelung dieser Anlagen prinzipiell nur bei guten Witterungsbedingungen über eine Drosselung möglich. Energie wird so vergeudet. Längerfristig ist außerdem damit zu rechnen, dass das Überangebot an Strom aus erneuerbaren Energiequellen nicht nur regional auftritt, sondern deutschlandweit – es wird also mehr produziert als verbraucht. Um die Netzstabilität zu sichern, muss dann Strom in die Nachbarländer exportiert oder gespeichert werden. Dies setzt wiederum voraus, dass entweder genügend Energiespeicher oder entsprechende Stromleitungskapazitäten ins Ausland vorhanden sind.

Dem gegenüber stehen die Stunden mit ungünstigen Bedingungen, in denen sowohl die Stromerzeugung aus Wind- als auch aus Solarenergie sehr gering ist. Dies ist beispielsweise bei Windflauten oder nachts der Fall. Konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke, die vorher im Überschuss produzierten Strom bei Bedarf abgeben können, müssen dann einspringen, damit es nicht zu Engpässen kommt. In „Warteposition“ können diese Kraftwerke aber nicht gewinnbringend betrieben werden. Das muss einkalkuliert werden, damit sie nicht aus dem Markt gedrängt werden.

Ein Thema wird somit in unserem Stromsystem immer wertvoller: Flexibilität, also die Anpassung des Verbrauchs an die Schwankungen im Stromsystem, auch Lastmanagement genannt. Neben dem weiteren Ausbau von Pumpspeicherkraftwerken sind in der Industrie interessante Potenziale für Lastmanagement verfügbar. So gibt es in Industrie und Gewerbe viele elektrische Prozesse, bei denen der Zeitpunkt der Stromaufnahme variiert werden kann. Möglich wäre dies zum Beispiel bei der Bereitstellung von Wärme in Öfen oder Kälte in Kühlhäusern, beim Einsatz von Schreddern, Pumpen oder Mühlen, bei der Elektrolyse von Metallen oder der Klimatisierung von Räumen. Diese sogenannten flexiblen Lasten könnten die Unternehmen gewinnbringend vermarkten.

Hier tun sich drei Handlungsfelder auf: erstens Informationen für Unternehmen, damit sie mithilfe eines intelligenten Energiemanagements ihren Verbrauch an das aktuelle Stromangebot anpassen können; zweitens Branchenstandards für Dienstleister, die die flexiblen Lasten gebündelt vermarkten, und drittens eine Anpassung der Entgelte für die Nutzung der Stromnetze.

Erneuerbare in den Markt integrieren

Bezahlbarer Strom, Versorgungssicherheit, Netzausbau oder Klimaschutz? LUX hat drei Vertreter der Energiebranche befragt, was sie sich von der Neuausrichtung der Energiewende erhoffen.

→ Sven Becker
Geschäftsführer der Trianel-Gruppe

Seit letztem Dezember ist das neue Trianel-Kohlekraftwerk in Lünen im Dauerbetrieb – und wird für eine noch nicht absehbare Zeit Verluste einfahren. Werden Kohlekraftwerke gar nicht mehr gebraucht?

Moderne und hocheffiziente Kraftwerke, die jetzt oder in den letzten Jahren ans Netz gegangen sind, werden noch einige Jahrzehnte das Rückgrat der Versorgungssicherheit bilden. Sie garantieren die Energieversorgung in windstillen und sonnenarmen Zeiten. Den Klimaschutz als wesentliches Ziel der Energiewende dürfen wir dabei allerdings nicht aus den Augen verlieren. Insofern ist es wichtig, dass wir den Kraftwerkspark in Deutschland weiter modernisieren. Das Kohlekraftwerk in Lünen ist mit einem Wirkungsgrad von 45,95 Prozent derzeit das effizienteste und sauberste Kohlekraftwerk Europas. Durch den Einsatz modernster Technik verbraucht das Kraftwerk für die Stromproduktion rund 20 Prozent weniger Steinkohle als der Durchschnitt der europäischen Kohlekraftwerke (Wirkungsgrad 36 Prozent) und spart damit jährlich bis zu einer Million Tonnen CO_2 ein.

Gleichzeitig setzen Sie mit Windparks auf regenerative Energiequellen. Doch momentan herrscht große Unsicherheit, in neue Windparks zu investieren. Wie sollte das EEG reformiert werden, damit es wieder Planungssicherheit gibt?

Unsere Investitionen in regenerative Energiequellen sind ebenso Teil der Energiewende wie unsere Investitionen in moderne Kraftwerksprojekte. Die von der großen Koalition angestrebte zügige Reform des EEG begrüßen wir. Verlässliche Rahmenbedingungen und Vertrauensschutz bilden hier auch in Zukunft die Basis für Investitionen.

Die angekündigte Stärkung der Direktvermarktung ist ein guter Weg, um die erneuerbaren Energien näher an den Markt heranzuführen. Wünschenswert wäre allerdings eine Regelung, die bereits ab dem kommenden Jahr alle EE-Neuanlagen in die Direktvermarktung integriert.

Die Verlängerung des Stauchungsmodells bis zum 9. Dezember 2019 für Offshore-Windkraft bildet eine wesentliche Voraussetzung für eine zweite Ausbauwelle auf hoher See. Mit der Anpassung der Ausbauziele Offshore beweist die große Koalition Realitätssinn.

Was muss die Bundesregierung tun, damit Strom aus erneuerbaren Quellen besser in den Stromhandel integriert werden kann?

Mit dem Bekenntnis zur Direktvermarktung hat die neue Bundesregierung bereits einen wesentlichen Hebel für die Integration der erneuerbaren Energien erkannt. Aus Marktsicht ist es wesentlich, dass sich alle Energiequellen im Wettbewerb behaupten können. Mit der Direktvermarktung liegt bereits ein System vor, mit dem die Erneuerbaren einerseits gefördert und andererseits an den Markt herangeführt werden und somit Systemverantwortung übernehmen.

→ Johannes Kempmann
Mitglied der Geschäftsführung Städtische Werke Magdeburg GmbH & Co. KG

Die Preise an den Strombörsen sind gesunken. Warum wird es für den privaten Endverbraucher trotzdem immer teurer?

Circa 50 Prozent des Strompreises für Haushaltskunden machen staatliche Umlagen und Steuern aus, circa 25 Prozent die Netzentgelte, und nur etwa 25 Prozent werden durch den Energiepreis sowie die Kosten für die Zähler und die Abrechnung bestimmt. Die sinkenden Börsenpreise werden derzeit durch die Erhöhungen der staatlichen Abgaben, insbesondere der Umlage für Strom aus erneuerbaren Quellen, aufgefressen. Dazu kommt in Regionen mit hohen Anteilen sogenannter EEG-Anlagen eine deutliche Erhöhung der Netzentgelte. Ursache dafür sind die Kosten für den notwendigen Netzausbau. Andere Faktoren, wie zum Beispiel immer höhere Kosten durch die sogenannten vermiedenen Netzentgelte, die die Betreiber von Kraftwerken erhalten, die in untergelagerte Spannungsebenen einspeisen, kommen dazu. Alle Bemühungen der Politik, diesem Trend mit der „Strompreisbremse“ entgegenzuwirken, müssen derzeit als gescheitert angesehen werden. Zusätzlich werden in den nächs-

Fotos: Alex Grimm/Reuters, Willi Zell/panthermedia, Trianel, Städtische Werke Magdeburg

ten Jahren höhere Kosten für konventionelle Kraftwerke auf uns zukommen. Deren jährliche Laufzeit wird durch das Stromangebot aus EEG-Anlagen deutlich reduziert, sie werden aber für die Versorgungs- und Systemsicherheit dringend gebraucht. Und natürlich muss überlegt werden, ob jedes Privileg von energieintensiven Unternehmen wirklich gerechtfertigt ist. Meine Prognose ist, dass sich dieser Trend weiter fortsetzen wird, wir müssen uns, regional unterschiedlich, auf weitere deutliche Strompreiserhöhungen einstellen.

Bestandteil des Strompreises sind auch die Kosten für den Netzausbau. Wie sollte der in Zukunft finanziert werden?

Der Netzausbau ist notwendig, um Strom, der an Stellen in die Netze eingespeist wird, wo er nicht gebraucht wird, zu den Verbrauchern zu transportieren, die an ganz anderen Orten in der Republik sind. Die Kosten für den Netzausbau, gerade der Verteilnetze, müssen aber die Kunden vor Ort schultern. Das kann so nicht bleiben. Es gibt auch immer mehr Kunden, die sich mittels einer eigenen Stromerzeugung und Pufferbatterien von der Solidargemeinschaft der Netzkunden finanziell abkoppeln, aber natürlich weiterhin alle notwendigen Systemdienstleistungen wie zum Beispiel die Frequenzhaltung aus dem Netz in Anspruch nehmen. Mein Vorschlag, diesen Trends entgegenzuwirken: Der Leistungspreisanteil an den Netzentgelten muss deutlich erhöht werden, der Anteil des Arbeitspreises kann dann sinken, und gleichzeitig müssen auch einspeisende Kraftwerke ihren Anteil an den Netzkosten übernehmen. Damit würden für die Verbraucher die Netzentgelte und damit der Strompreis sinken. Im Endeffekt würden diejenigen, die mit ihren – insbesondere dezentralen – Kraftwerken die Netzkosten erhöhen, auch zu deren Finanzierung herangezogen. Allerdings, bei all diesen Vorschlägen geht es nur um eine Umverteilung der Kosten, nicht um eine Senkung, die ist wegen der politischen Rahmenbedingungen nicht zu erwarten.

Warum ist es so schwer, den Anteil der Regenerativen am Strommix weiter zu erhöhen?

Ich kann nicht erkennen, dass es gegenwärtig schwer ist, deren Anteil zu erhöhen. Im letzten Jahr hat er mit circa 25 Prozent einen neuen Rekord im bundesweiten Strommix erreicht. In Sachsen-Anhalt liegt der Anteil der Regenerativen am Netto-Stromverbrauch bei über 70 Prozent. Sowohl beim Zubau von Windkraftanlagen als auch bei PV-Anlagen ist keine Trendumkehr erkennbar, es wird munter weitergebaut. Meine Prognose ist, dass wir die Ziele bezüglich des Anteils der Regenerativen am Strommix viel schneller erreichen werden, als das in allen möglichen Energieprogrammen von Bund und Ländern vorgesehen ist. Ob damit im gleichen Maße auch eine Reduzierung der CO_2-Emissionen verbunden ist, steht auf einem ganz anderen Blatt. Der Verdrängungswettbewerb von Strom aus EEG-Anlagen gegenüber konventionellen Kraftwerken führt dazu, dass nur noch die preiswertesten konventionellen Kraftwerke am Netz sind, und das sind insbesondere ältere Kohlekraftwerke mit hohen CO_2-Emissionen und nicht neue effiziente Gaskraftwerke.

→ Leonhard Birnbaum
Vorstandsmitglied bei E.ON, Bereich Märkte, Dienstleistungen

E.ON ist einer der am breitesten aufgestellten Energiekonzerne. Neben konventionellen Kraftwerken setzt E.ON auch auf regenerative Energien. Welche Prioritäten sollte die künftige Politik aus Ihrer Sicht setzen?

Entscheidend aus unserer Sicht ist, dass die überfällige Reform des EEG jetzt entschlossen angepackt und eine weitere Explosion der Kosten zulasten aller Verbraucher verhindert wird. Und weil unsere Versorgungssicherheit weiter von Anlagen abhängig ist, die heute kaum mehr wirtschaftlich zu betreiben sind, müssen auch Lösungen gefunden werden, die eine drohende Abschaltwelle bei konventionellen Kraftwerken verhindern. Beides muss ein elementarer Bestandteil des von Wirtschafts- und Energieminister Sigmar Gabriel angekündigten Neustarts bei der Energiewende sein.

Versorgungssicherheit auch bei Windflaute und Dunkelheit ist ein wesentlicher Punkt für den Industriestandort Deutschland. Kohle- und Gaskraftwerke sind derzeit die Garanten dafür. Bedeutet dies, dass Wind- und Solarstrom nur bis zu einem bestimmten Teil ausgebaut werden kann?

Nein, aber die Erneuerbaren müssen zügig in den Markt integriert werden und für das System Verantwortung übernehmen. Dazu gehört, dass sich die Betreiber Kunden für ihr Produkt suchen, Prognosen und Fahrpläne abgeben und ihre Erzeugung so berechenbar machen. Und dazu gehört auch, dass die von konventionellen Kraftwerken bereitgestellte Leistung – nämlich die Versorgungssicherheit – entsprechend vergütet wird.

Daneben wird die Bezahlbarkeit von Strom für Endverbraucher gefordert. Doch die bereits jetzt dringend erforderlichen neuen Speichertechniken und der Ausbau des Stromnetzes kosten Geld. Müssen sich Verbraucher in den nächsten Jahren auf weitere Strompreiserhöhungen gefasst machen?

Die letzten Jahre haben gezeigt, dass die Energiewende ihren Preis hat. Niemand kann vorhersagen, wie sich die Strompreise in den nächsten Jahren entwickeln. Ein Generationenprojekt wie die Energiewende wird aber auch in Zukunft Geld kosten. Das sollte die Politik den Bürgern ehrlich sagen.

Damit die Belastungen erträglich bleiben, müssen die Strompreise wieder viel stärker vom Markt und weniger von politischen Entscheidungen beeinflusst werden. Denn es geht auch um die Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland, die leidet, wenn zu hohe Strompreise die Unternehmen belasten.

Foto: E.on