

## Aspekte der Energiewende

*Rede des Präsidenten der Bundesnetzagentur Matthias Kurth bei der Veranstaltung „Eineinhalb Jahre EEG-Strom an der Börse“ am 12. Juli 2011 in Berlin:*

Als der Termin für die heutige Veranstaltung festgelegt wurde, konnte noch niemand vorhersehen, wie nah wir damit an ein energiepolitisch entscheidendes Ereignis kommen würden: Vor nur vier Tagen hat der Bundesrat beschlossen, das umfangreiche Gesetzespaket für den Energiemarkt weitestgehend ohne Anrufung des Vermittlungsausschusses passieren zu lassen.

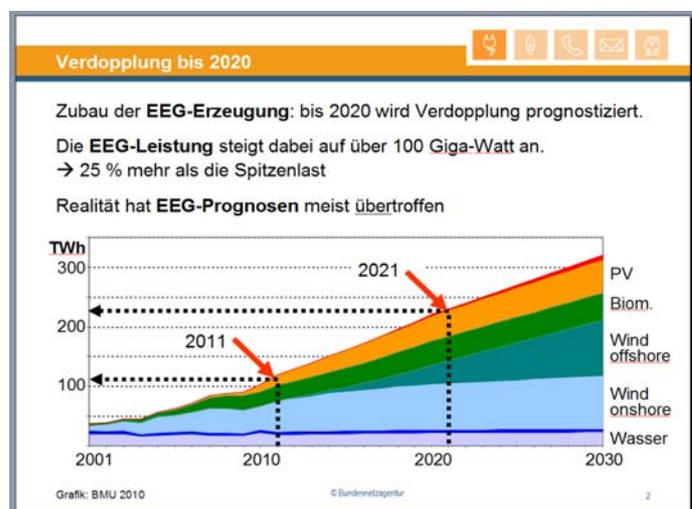
In der öffentlichen Diskussion werden vor allem die neuen Laufzeiten der Kernkraftwerke beachtet, aber daneben gibt es, wie Sie sicherlich alle wissen, für die Beschleunigung des Netzausbaus und eine gleichzeitig verbesserte Beteiligung der Öffentlichkeit neue Regelungen und einige Veränderungen der Regeln des EEG. Bemerkenswert ist der große Zeitdruck, unter dem die neuen Gesetze entstanden sind. Viele hundert Seiten wurden in wenigen Monaten erarbeitet, diskutiert, verändert und letztlich verabschiedet. Jetzt beginnt die Umsetzung dieser gewaltigen „Hausaufgabe“ und da fügt es sich gut, dass wir heute sozusagen direkt damit beginnen.

### **Verdopplung des EEG-Stroms bis 2020**

Der größte Teil der neuen gesetzlichen Regeln dient der Umsetzung der Energiewende. Es ist ein politischer und gesellschaftlicher Konsens, dass Deutschland weiterhin ein Vorreiter bei der Nutzung erneuerbarer Energien sein will und sich binnen Kurzem weitestgehend aus diesen Energiequellen selbst versorgen will. Das gerade verabschiedete EEG spricht von 35 % Stromversorgung aus erneuerbaren Quellen bis 2020. Neun Jahre haben wir also Zeit, den Anteil der Erneuerbaren nahezu zu verdoppeln. Wenn wir das bisherige Ausbautempo beibehalten, kann das zu schaffen sein. *(Prognose-Grafik vom BMU von 2010)*

Erste Stimmen weisen darauf hin, dass einige Bundesländer heute schon Flächen für Windenergieanlagen ausgewiesen haben, die auch ein noch deutlich höheres Wachstum ermöglichen könnten. Vielleicht haben wir 2020 nicht „nur“ 35 % sondern sogar 50 % erneuerbaren Strom im Netz. In der Vergangenheit hat das Ausbautempo der Erneuerbaren fast immer die optimistischsten Prognosen übertroffen. Es wäre kurzsichtig, dies in der Zukunft nicht jedenfalls für möglich zu halten. Übrigens sind es erneut die Länder im Norden, die ihr Flächenangebot ausgeweitet haben. Die mittlere Transportentfernung des Stroms steigt immer weiter an.

Dafür müssen die Rahmenbedingungen weiterentwickelt werden. Das Gesetzespaket enthält an vielen Stellen tragfähige und entwicklungsfähige Ansätze dafür, dass diese Rahmenbedingungen auch tatsächlich geschaffen werden können und an vielen Stellen hat die Politik der Bundesnetzagentur wichtige Funktionen zugeordnet, die wir gern und zügig aber auch mit einer gehörigen Portion Ehrfurcht vor der Größe der Aufgabe angehen werden. Nicht mit allen Ent-



scheidungen, die wir künftig zu treffen haben werden, werden wir uns überall Freunde machen, aber das betrachten wir als Teil der Herausforderung.

### **Kernkraftwerk in Reserve**

Dies gilt beispielhaft für die erste Entscheidung, die von uns erwartet wird: Wir werden in den kommenden Wochen zu entscheiden haben, ob wir in den nächsten Wintern für einen stabilen und sicheren Netzbetrieb eines der abgeschalteten Kernkraftwerke in Süddeutschland benötigen oder ob dies entbehrlich ist. Die Zahlen, die uns bislang vorliegen, sprechen eher dafür, dass wir eines dieser Kernkraftwerke benötigen werden, denn die viel beschworene fossile Kaltreserve hat sich bislang nicht als tragfähige Option entpuppt. Teilweise sind die Kraftwerke wie in Pleinting in Bayern seit 10 Jahren abgeschaltet und haben Rost angesetzt – selbst wenn man sie wieder anfahren könnte, würde dies für den kommenden Winter wohl kaum noch helfen.

Aktuell analysieren wir die Netzsituation, suchen weiter nach konventionellen Kraftwerken, die uns über den Winter helfen könnten und überlegen gleichzeitig, nach welchen Regeln ein geeignetes Kernkraftwerk ausgewählt werden könnte, wenn sich dies denn als unumgänglich erweisen sollte.

### **Investitionen in fossile Kraftwerke**

Der Neubau von Kraftwerken entspannt die Situation künftig. Zahlreiche Kraftwerksprojekte sind auf der Zielgeraden und können hoffentlich dafür sorgen, dass jedenfalls in einer deutschlandweiten Betrachtung wieder eine etwas beruhigendere Reserveleistung verfügbar sein könnte. Aber wir zählen neue Kraftwerke erst zur „gesicherten Leistung“ wenn sie ihren Probetrieb erfolgreich hinter sich haben. Bedauerlicherweise ist dies gerade in den neuen, effizienten Kohlekraftwerken mitunter ein Problem. Zudem gibt es in diesem Bereich auch noch andere Gründe, etwas besorgt zu sein: Zum Teil wird geplant, neue Kraftwerke nur ans Netz zu lassen, wenn gleichzeitig ein altes Kraftwerk vom Netz genommen wird. In einem Fall soll das alte Kraftwerk sogar fahrplangemäß vom Netz genommen werden, obwohl das neue Kraftwerk nicht fahrplangemäß fertig gestellt werden kann. Dieses Vorgehen verschlechtert die Versorgungssicherheit und muss dringend hinterfragt werden. Eine ähnliche Situation beim Kraftwerksneubau Staudinger in Hessen wurde dort gerade aktiv gelöst.

Die Beispiele zeigen: Einerseits ist es unerlässlich, dass zahlreiche Akteure in ihrer jeweiligen Position Verantwortung für die Energiewende übernehmen. Zugleich müssen sich die vielen verschiedenen Akteure gemeinsam ständig auf neue Gegebenheiten einstellen. Niemand hat das Moratorium und den schnellen Ausstieg aus der Kernkraft vorhergesehen. Die Rahmenbedingungen haben sich geändert. Darauf müssen die Verantwortlichen reagieren und sicherstellen, dass zuverlässig genug Strom verfügbar ist.

Auch wenn wir derzeit eine nennenswerte Zahl von Neubauprojekten beobachten können, die entweder im Bau, oder in der Planung sind, sollten wir nicht die Augen davor verschließen, dass die Investitionsentscheidungen immer schwieriger werden. Auf den Börsen ist zu beobachten, dass der Preisunterschied zwischen „Peak“ und „Base“ also zwischen Grundlast und Spitzenlast immer kleiner wird. Ich bin sehr gespannt, dies nachher im Detail von den Fachleuten der EPEX SPOT zu hören. Wenn diese Tendenz wirklich mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien zusammenhängt, zum Beispiel weil die Photovoltaik vor allem in der Mittagszeit Strom produziert, wenn die Industrie und Haushalte den höchsten Verbrauch haben, dann können wir erwarten, dass die Preisunterschiede bei steigendem EEG-Strom-Anteil noch kleiner werden.

Für die Investitionen in konventionelle Kraftwerke wird es darum immer enger. Die Kraftwerke dürfen immer weniger Stunden im Jahr laufen und können diese Einbuße nicht durch höhere Preise ausgleichen, weil auch im kurzfristigen Handel die Höhe und Häufigkeit von Preisspitzen abnimmt.

Außerdem sinken die Preise für Regelenergie, weil der Markt – nicht zuletzt durch Zutun der Bundesnetzagentur – sich endlich geöffnet hat und mit der steigenden Zahl der Anbieter die Preise sinken; wie gewünscht.

Alles zusammengenommen wird die Rentabilität von Kraftwerksinvestitionen vom Markt vermutlich nicht immer ausreichend gesichert sein. Einen Mechanismus zu finden, wie die für die nächsten Jahrzehnte zweifellos erforderlichen konventionellen Kraftwerke möglichst am richtigen Standort gebaut werden, wird für die Versorgungssicherheit essentiell sein. Das gleiche gilt übrigens für Speicher in genau der gleichen Weise. Auch ein teurer Speicher lohnt sich möglicherweise nicht, wenn er nur an wenigen hundert Stunden im Jahr ausspeichern kann und dann nur „normale“ Preise nehmen kann.

Hierzu enthält das Energiewirtschaftsgesetz eine Regelung, die übrigens nicht erst mit der Novelle dort eingeführt wurde: Die Bundesregierung kann durch Verordnung die Ausschreibung von Erzeugungskapazitäten ermöglichen, also einen „Kapazitätsmarkt“ einrichten. Dieses Instrument könnte in der nächsten Zukunft von Bedeutung sein: Investitionen in die Kraftwerke, die wir für die Netzsicherheit benötigen werden, rechnen sich bei wachsendem Anteil von Wind- und Solarstrom nicht mehr wie bisher. Wenn wir insbesondere in Süddeutschland Gaskraftwerke haben wollen, kommen wir vermutlich um den Einsatz von Investitionslenkungsmaßnahmen nicht herum. Die Diskussion um die besten Verfahren für derlei Maßnahmen hat gerade erst begonnen, wir dürfen aber keine Zeit verlieren, denn auch ein Gaskraftwerk kann nicht von heute auf morgen gebaut werden.

**Rentabilitätsfragen für Kraftwerke**

Damit sich Kraftwerks-Investitionen rentieren, müssen sie...

- viele Stunden im Jahr laufen *oder*
- hohe Spitzenpreise erzielen

**Problem 1:**  
Die Grafik zeigt die **EEX-Terminpreise Frontjahr**.  
Der **Base-Peak-Spread nimmt ab**.  
(orange Kurve)

© Bundesnetzagentur 3

**Rentabilitätsfragen für Kraftwerke**

Damit sich Kraftwerks-Investitionen rentieren, müssen sie...

- viele Stunden im Jahr laufen *oder*
- hohe Spitzenpreise erzielen

**Problem 2:**  
Die Grafik zeigt **EEX/EPEX-Spotpreise (stündlich & Tages-Base)**.  
Die **Preisspitzen nehmen ab**.

© Bundesnetzagentur 4

**Rentabilitätsfragen für Kraftwerke**

Damit sich Kraftwerks-Investitionen rentieren, müssen sie...

- viele Stunden im Jahr laufen *oder*
- hohe Spitzenpreise erzielen

**Problem 3:**  
Die Grafik zeigt die **Leistungspreise der Minutenreserve**.  
Die **Preise und die Preisspitzen nehmen ab**.

**Fazit Folie 3 bis 5:**  
Vermag der Markt die Rentabilität neuer Kraftwerke zu sichern?

© Bundesnetzagentur 5

## Investitionen und Entflechtung

Damit ist zugleich angesprochen, dass wir riesige Investitionen in die Energieversorgung benötigen: sowohl im konventionellen und im erneuerbaren Erzeugungsmarkt als auch in den Netzen sind viele Milliarden notwendig. Lassen Sie mich an dieser Stelle auf einen gesetzlichen Konflikt eingehen, der geeignet ist, die Investitionsfähigkeit der insbesondere der Netzwirtschaft in Frage zu stellen. Das Problem resultiert aus der Umsetzung der Vorschriften des Dritten Binnenmarkt-Paketes in nationales Recht.

Im Dritten Binnenmarkt-Paket sind vor allem die neuen scharfen Entflechtungsregeln bemerkenswert. Wer bestimmenden Einfluss auf die Netze ausübt, darf nicht an der Erzeugung beteiligt sein. Die Europäische Kommission erwartet, dass mit dieser scharfen Entflechtung der Wettbewerb in den Netzen unverzerrt und dadurch effizient werden würde. Für Investoren aber bedeutet die Trennung ein echtes Problem: Wer in Netze investieren will, darf nirgends auf der Welt in Energieerzeugung investieren – auch in der Zukunft nicht.

Viele Investoren nehmen diese Beschränkung nur ungern oder gar nicht in Kauf und stellen ihr Geld dem Netzausbau nicht zur Verfügung. Für dieses Investitionshemmnis benötigen wir eine Lösung.

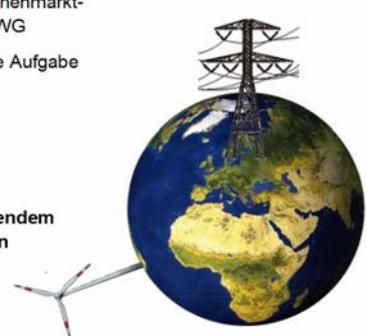
### Investitionen und Entflechtung

**Strikte Entflechtung sichert Diskriminierungsfreiheit**

- Umsetzung des 3. EU-Binnenmarktpaketes im novellierten EnWG
- u.a. Zertifizierung als neue Aufgabe der Regulierung
- Strikte Trennung auch bei Investoren geboten

**Konsequenz**

- Investoren mit bestimmendem Einfluss auf Netze dürfen auch künftig nirgends Energie erzeugen



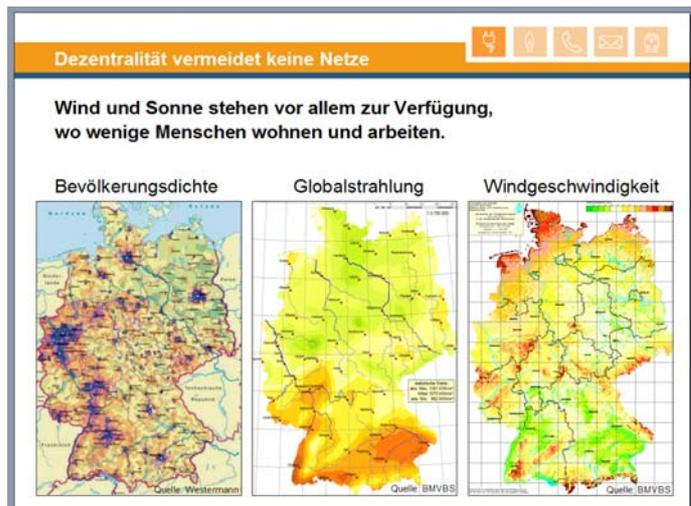
© Bundesnetzagentur

## Beschleunigter Netzausbau

Aus technischer Sicht gibt es ein anderes drängendes Problem: Der Netzausbau hält mit dem Tempo der Energiewende nicht Schritt. Dafür enthält das am vergangenen Freitag beschlossene NABEG einen neuen Lösungsansatz: Damit es bei der Planung von neuen Stromleitungen quer durch die Republik nicht mehr zu vermeidbaren Verzögerungen kommt, soll nun die Bundesnetzagentur die Genehmigung in der Raumordnung und – nach entsprechender Zuweisung durch Verordnung – ggf. auch in der Planfeststellung übernehmen. Wir gehen davon aus, dass eine Konzentrierung der Verfahren und eine einheitliche Abwicklung gegenüber dem Bisherigen eine Beschleunigung um einen Faktor zwei bringen wird. Dabei sei darauf hingewiesen, dass wir in dieser Zeit nicht nur die Genehmigung erteilen sondern vorher überhaupt die energiewirtschaftliche Erforderlichkeit ermitteln und dem Bundestag einen Netzentwicklungsplan vorlegen. Sie alle können sich schon ab der nächsten Woche an dem ersten Schritt beteiligen: Dann nämlich sollen die Szenarien zur Konsultation stehen, auf deren Basis die Netzbetreiber den konkreten Ausbaubedarf errechnen werden.

Eine Erkenntnis ist mir aus vielen Diskussionen schon jetzt deutlich geworden: Der Zubau erneuerbarer Energie bewirkt einen steigenden Bedarf an Netzen. Die vielbeschworene Dezentralität ist kein Mechanismus, mit dem man den Netzausbau verringern kann. Die großen Potenziale für Onshore-Windstrom gibt es an den Küsten, auf den Rücken der Mittelgebirge und am Alpenrand. Die höchste Sonneneinstrahlung weisen Bayern und Baden-Württemberg auf. Die Energie für die Industriegesellschaft kann nur bereitgestellt werden, wenn diese Potenziale – und natürlich das Potenzial des Offshore-Winds – genutzt werden.

In Berlin, in Köln oder Bonn und im Ruhrgebiet steht kaum ein Windrad, weil die vorgeschriebenen Abstände nicht eingehalten werden können. EEG-Erzeugung im großen Stil braucht große Anlagen und viele Anlagen. Und die stehen nicht neben den Fabriken und in den Städten. Und selbst wenn: Die volatile Erzeugung macht es erforderlich, dass der Strom wenn nötig über weite Strecken transportiert wird. Von Nord nach Süd, von Ost nach West – und manchmal auch aus dem Allgäu nach Hessen; überzähligen Strom liefern wir ins Ausland und je nach Marktpreis importieren wir günstigen Strom aus ganz Europa. Kreuz und Quer durch die Republik und über die Grenzen, je nachdem, wo gerade der Wind weht und die Sonne scheint. Ohne einen zügigen Netzausbau droht die Energiewende zu misslingen.



### Marktintegration Erneuerbarer Energien

Bisher habe ich als Einleitung zu dieser Veranstaltung, die sich mit den Erneuerbaren Energien beschäftigt, fast nur über konventionelle Energien und über Stromleitungen gesprochen. Das ist natürlich kein Fehler, denn diese beiden müssen ihren Beitrag leisten, damit die Energiewende gelingen kann. Solange es nicht im ausreichendem Umfang Stromspeicher gibt, wird die Frage von zunehmender Brisanz sein, was passieren soll, wenn Sonne und Wind mehr Strom anbieten, als die Nachfrager nachfragen und als die Netze aufnehmen können.

Das EnWG enthält hierzu schon lange eine Regelung, die einen sehr harten Anreiz vorsieht: Wer Strom erzeugt, den keiner braucht, wird entschädigungslos abgeschaltet. Bisher gab es diese Fälle noch nicht, da bisher die wenigen Abschaltung von EEG-Anlagen stets auf Netzprobleme zurückgegangen sind, weshalb eine Vergütung der nicht eingespeisten Strommengen erfolgte. Wenn die Abschaltung aber nicht auf Netzprobleme zurückgeht, erfolgt nach den derzeit geltenden Regelungen auch keine Vergütung. Nur wenn die Abschaltung auf Netzprobleme zurückgeht, gibt es eine Zahlung.

Wenn demnächst 35 % unseres Stroms im Jahresmittel aus volatiler und wetterabhängiger Erzeugung stammen, bedeutet das ja auch, dass es zu einigen Zeiten auch wesentlich mehr sein können. Dann kann so etwas häufig eintreten.

Daher muss sich im Bereich der Erneuerbaren Energien etwas verändern. Die bislang risikolose Einspeisevergütung muss weiterentwickelt werden, denn auch bei sinkender Einspeisevergütung beteiligen sich die EEG-Strom-Produzenten noch nicht am Preis- und Mengenrisiko. Aktuell sind die Vergütungen ja auch nicht gesunken: Möglicherweise liegt es daran, dass die Italiener so viele Module gekauft haben, dass in Deutschland der Ausbau der Photovoltaik unter den Senkungsvorgaben blieb. Wie gesagt: Es reicht nicht mehr aus, einfach jeden



Windhauch einzufangen und jeden Sonnenstrahl. Das vor vier Tagen beschlossene Gesetzespaket enthält bereits eine Vielzahl von Instrumenten, mit denen die Betreiber von Wind- und Solarkraftwerken in die Pflicht genommen werden:

Ab 2012 müssen auch Photovoltaikanlagen wie Windkraftanlagen und Biomassekraftwerke in der Lage sein, sich am Einspeisemanagement zu beteiligen. Gerade kürzlich haben die europäischen Netzbetreiber darauf aufmerksam gemacht, dass die vielen tausend kleinen Wechselrichter an Photovoltaikanlagen so eingestellt sind, dass sie bei einem Anstieg der Netzfrequenz auf 50,2 Hertz die Einspeisung einstellen. Man stelle sich vor, was an einem sonnigen Tag passieren würde: Über fünf Gigawatt Einspeisung, mehr als drei große Kernkraftwerke, würden praktisch gleichzeitig vom Netz gehen. Das hält die stärkste Primärregelung nicht aus.

Sie sehen, es ist unabdingbar, dass in die Strommärkte eingegriffen wird. Kapazitätsmärkte und technische Vorgaben habe ich genannt. Regeln für die Märkte für Regelenergie und für Redispatchmaßnahmen gehören auch in diese Kategorie. Nicht genannt habe ich den größten und am schnellsten wachsenden Eingriff in die Energiemärkte: Die Einspeisevergütung. Über 13 Milliarden Euro werden die Stromkunden in diesem Jahr aufbringen, um die Erzeugung und Einspeisung erneuerbaren Stroms zu fördern. Mit diesen Zahlungen sind die Erneuerbaren Energien in Deutschland groß geworden und längst aus der Nische herausgetreten – aber sie spüren nichts vom Konkurrenzdruck, der im sonstigen Energiemarkt längst herrscht. Nun müssen die Erneuerbaren Zug um Zug in den Markt integriert werden, damit wir die Eingriffe in den Markt zumindest langfristig wieder reduzieren können.

Bei der Marktintegration der Erneuerbaren fangen wir nicht bei Null an. Die Vermarktung des EEG-Stroms an der Börse gibt es seit Januar 2010, also seit gut eineinhalb Jahren. Davon leitet sich der etwas sperrige Titel der heutigen Veranstaltung ab. Aus Sicht des Marktes war dies ein entscheidender Fortschritt. Wie man weitere Fortschritte erreichen kann, wird heute das wesentliche Thema sein. Für eine echte Integration der erneuerbaren Erzeugung in den Stromhandelsmarkt fehlt aber noch, dass der EEG-Produzent selbst das Mengen- und Preisrisiko übernimmt. Dies erfolgt bei der Direktvermarktung, die durch das Grünstromprivileg gefördert wird.

Das neue EEG sieht eine weitere neue Maßnahme für dieses Ziel vor: die „gleitende Marktprämie“. Diese ist schon seit einiger Zeit in der Diskussion. Der Betreiber einer EEG-Anlage kann sich dafür entscheiden, auf einen konstanten Vergütungssatz zu verzichten, und stattdessen einen Aufschlag auf den Marktpreis erhalten. Außerdem ist eine Absenkung des „Grünstromprivilegs“ vorgesehen, wodurch sich die Anreize zum Einstieg in eine Direktvermarktung verändern werden.

Dies ist ein guter und unverzichtbarer Anfang, aber die Diskussion ist damit keineswegs am Ende, die Einbindung der Erneuerbaren Erzeugung in den Strommarkt muss immer intensiver und effizienter werden. Hinzutreten müssen geeignete Anreize für Kraftwerksinvestitionen, für Standortentscheidungen, die auf die Netznotwendigkeiten Rücksicht nehmen und – nicht zuletzt – für Anlagen zur Stromspeicherung.

Zusammengefasst lässt sich sagen: Wir suchen nach tragfähigen Wegen, wie wir die Effizienz und die Akzeptanz des gesamten EEG-Systems erhöhen und gleichzeitig seine Komplexität des Systems verringern können. Die entsprechende Diskussion wollen wir ebenfalls marktnah ausgestalten und deshalb sind wir heute hier.