

Deutschland braucht ein Marktmodell Energiewende

- Ein Masterplan zur Energiewende, vorgelegt vom WVW -

Inhalt

I.	DEUTSCHLAND BRAUCHT EINEN MASTERPLAN FÜR DIE ENERGIEWENDE	2
II.	DAS MARKTMODELL ENERGIEWENDE – ERNEUERBARER STROM INTELLIGENT VERMARKTET	4
	1. Direktverteilung in Echtzeit: Umbau des EE-Ausgleichsmechanismus	6
	2. Direktvermarktung als echtes Marktinstrument weiterentwickeln	10
	3. Vorrang für Erneuerbare Energien beibehalten und weiterdenken	14
	4. Abschließende Bewertung Marktmodell Energiewende	15
III.	ERNEUERBARE ENERGIEN ALS SYSTEMDIENSTLEISTER EINBINDEN	17
IV.	BINNENLAND-MODELL FÜR ONSHORE-WINDENERGIE	19
V.	VERLÄSSLICHE AUSBAUBEDINGUNGEN FÜR DIE OFFSHORE-WINDENERGIE	22
VI.	BÜRGER AN DER ENERGIEWENDE BETEILIGEN UND FINANZIERUNGSMÖGLICHKEITEN NUTZEN	24
VII.	FOSSILER KRAFTWERKSPARK MUSS SICH AN ERNEUERBAREN ORIENTIEREN	26
VIII.	AUSBAU VON NETZEN UND SPEICHERN ZUR INTEGRATION DER ERNEUERBAREN ENERGIEN	26

In dem vorliegenden Konzeptpapier möchte der WVW einen Beitrag zur Weiterentwicklung der energierechtlichen Rahmenbedingungen leisten. Die Bundesregierung hat sich dazu bekannt, den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bis 2020 auf mindestens 35 Prozent, bis 2030 auf mindestens 50 und bis 2050 auf über 80 Prozent auszubauen. In der Regierungserklärung von Bundeskanzlerin Merkel zum Ausstieg aus der Atomenergie hieß es: „Zentrale Säule der zukünftigen Energieversorgung sollen die Erneuerbaren Energien werden. Wir wollen das Zeitalter der Erneuerbaren Energien erreichen.“

Diese Zielsetzung beruht auf einem breiten wirtschaftlichen und politischen Konsens. Die Grundausrichtung wird von allen Parteien getragen. Gleichzeitig besteht Konsens darüber, dass die weiteren energiepolitischen Leitzielsetzungen, nämlich die Versorgungssicherheit und die Preisgünstigkeit der Energieversorgung, beachtet werden müssen. Vor diesem Hintergrund ist es notwendig, energierechtliche Weichenstellungen vorzunehmen, die sicherstellen, dass der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien als das Rückgrat der künftigen Energieversorgung in den

nächsten Jahren möglichst effizient erfolgt. Die Fortentwicklung der Rahmenbedingungen ist so vorzunehmen, dass sie der langfristigen Zielsetzung eines Systemdesigns der Stromversorgung, die nahezu vollständig auf Basis der Erneuerbaren Energiequellen durchgeführt wird, Rechnung trägt. In den nächsten Jahren werden Anpassungen und Übergangslösungen unvermeidbar sein, die jedoch so ausgestaltet werden müssen, dass sie der übergeordneten Zielsetzung dienlich sind. Es besteht die Gefahr, dass ohne eine wirtschaftliche und rechtliche Folgenabschätzung im Sinne einer Gesamtbetrachtung Einzelregelungen getroffen werden, die die eigentliche Zielsetzung behindern.

Mit dem Ziel eines konstruktiven Diskussionsbeitrages legt der WVV hier Vorschläge vor, die sich entsprechend der Expertise des Verbandes und seiner Mitglieder vorwiegend damit befassen, wie in den nächsten Jahren ein sachgerechter und kosteneffizienter Ausbau der Windenergie als Energiequelle erreicht wird. Das hier vorgeschlagene Marktmodell Energiewende wird darüber hinaus Strom aus allen Erneuerbaren Energien im gleitenden Übergang in die Direktvermarktung bringen und den für die Energiewende erforderlichen Umbau des Kraftwerksparks vorantreiben. Dabei möchte der WVV betonen, dass diese Überlegungen nach Überzeugung des WVV sinnvoller Bestandteil im Sinne der übergeordneten Zielsetzung sind. Die Überlegungen des WVV berücksichtigen einerseits das Ausschöpfen nationaler Spielräume entsprechend der energiepolitischen Zuweisung des Lissabon-Vertrages, andererseits bekennt sich der WVV zum europäischen Binnenmarkt und zu einer europäischen Rechtsvereinheitlichung, soweit dies im Sinne der übergeordneten Zielsetzung sachgerecht ist. Der WVV erkennt an, dass neben dem Ausbau der Erzeugung aus Erneuerbaren Energien der sachgerechte Ausbau der Übertragungs- und Verteilnetze zentraler Baustein für das Gelingen der Energiewende ist. Weitere Schlüsselemente des künftigen Energiesystems müssen die integrierte Betrachtung des Strom- und Wärmemarktes und der Ausbau der Energieeffizienz sein. Der WVV lädt alle Akteure ein, seine Vorschläge zu diskutieren und ist gerne bereit, Themen weiterzuentwickeln.

Die Weichenstellungen der nächsten Jahre werden für die deutsche Energiepolitik von entscheidender Bedeutung sein. Es ist daher von höchstem volkswirtschaftlichem Interesse, zu tragfähigen Lösungen zu kommen.

I. Deutschland braucht einen Masterplan für die Energiewende

Ausgangslage: Die derzeitige Diskussion um die Weiterentwicklung des EEG – gerade auch die vorerst gescheiterten Vorschläge der „Strompreisbremse“ – schafft Unsicherheit für alle Beteiligten. Das Investitionsklima in die Erneuerbaren Energien hat sich spürbar verschlechtert. Deutschland muss einen kosteneffizienten Weg zur Umsetzung der Energiewende im Interesse der Verbraucher und der Industrie suchen. Dabei dürfen aber nicht die Ziele der Energiewende infrage gestellt werden, zu denen ein gesamtgesellschaftlicher Konsens besteht. Viele andere Staaten schauen auf Deutschland und unsere Bemühungen zur klimafreundlichen Energieerzeugung. Ein Scheitern der Energiewende wäre nicht nur international ein fatales Signal, sondern würde auch die Position der deutschen Unternehmen im Markt für grüne Energien weiter schwächen.

Zielsetzung: Deutschland braucht einen umfassenden Masterplan für die Energiewende mit einer Perspektive bis 2050. Bis dahin sollte als Mindestziel 80 Prozent des erzeugten und verbrauchten Stroms in Deutschland aus Erneuerbaren Energien (EE) kommen. Dies erfordert vor allem eine Umstrukturierung der Erzeugungskapazitäten hin zur dezentralen Erzeugung aus EE und dezentraler KWK und zur Reduzierung und Umstrukturierung des Verbrauchs. Es müssen im

Energiewirtschaftsgesetz Mindestziele für EE-Stromverkauf und -verbrauch verbindlich festgelegt werden. Gleichzeitig muss für die EE die Frage eines funktionierenden EE-Strommarktes geklärt werden.

Dabei muss Ehrlichkeit herrschen: Eine „Null-Kosten“-Alternative zum Ausbau der Erneuerbaren Energien gibt es nicht. Die Kernkraftwerke und fossilen Kraftwerke aus dem letzten Jahrhundert müssten – in einem Alternativszenario ohne Erneuerbare Energien – ebenfalls erneuert oder ausgetauscht werden, mit den entsprechenden immensen Kosten. Diese Alternative ist nicht günstiger als die Umstellung auf Erneuerbare Energien, schon gar nicht, wenn man die Umweltkosten der fossilen Energieerzeugung und die weltweit steigenden Brennstoffkosten aufgrund der Ressourcenverknappung einbezieht. Deutschland ist daher gut beraten, weiter mit Nachdruck auf Erneuerbare Energien zu setzen – aber ihre Einführung lässt sich mehr oder weniger kosteneffizient gestalten.

Die EE-Ausbauziele des Energiekonzeptes sind bevorzugt in ein Gesetz einzubringen, welches ein klares Bekenntnis zur Energiewende enthält und nachhaltige Strukturen für deren Gelingen schafft. Das Energiewendegesetz muss daher folgende zentrale Elemente beinhalten:

- Eine „**Selbstverpflichtung**“ Deutschlands in gesetzlicher Form zu Mindestzielen für Erneuerbare Energien in den Bereichen Strom, Wärme und Kraftstoff. Die Mindestziele sind entsprechend des Energiekonzeptes der Bundesregierung gesetzlich festzulegen.
- Ein klares Bekenntnis zur **Systemintegration** der Erneuerbaren Energien im Strombereich durch Netzausbau sowie durch Schaffung weiterer Flexibilitäten (flexible Kraftwerke, Verbrauchsmanagement, Speicher).
- **Eckpunkte für ein neues Marktdesign** für die Energiemärkte – hin zu einem Markt, an dem auch Erneuerbare Energien mit ihren Besonderheiten der grenzkostenfreien Stromerzeugung bei Wind- und Sonnenenergie sinnvoll teilnehmen können.
- Ein umfassendes **Kosten-Monitoring der Energiewende**. Im Rahmen dieses Kosten-Monitorings sind die Gesamtkosten zu ermitteln, welche für einzelne Möglichkeiten der Energieerzeugung sowie des Transports und der Versorgung anfallen. Das Monitoring darf sich nicht nur auf die Erneuerbaren Energien beschränken, sondern es müssen ebenfalls die Kosten der fossilen Energieerzeugung ermittelt werden – wobei hierzu auch deren langfristige Kosten durch Emissionen und Ressourcenabbau gehören. Die Erneuerbaren müssen und können sich einer Kostendiskussion stellen. Dabei müssen die wahren Kosten der Energieträger und die steigenden Rohstoffkosten aufgrund der weltweiten Ressourcenknappheit betrachtet werden.

- Das Energiewendegesetz muss den übergeordneten Rahmen für den Umbau aller Sektoren – **Strom, Gas, Wärme und Kraftstoff** – auf die Nutzung Erneuerbarer Energien vorgeben. Synergien müssen genutzt und Querbeziehungen zwischen den Sektoren herausgearbeitet werden.
- Im Energiewendegesetz muss sich Deutschland zu ambitionierten Zielen für die **Energieeffizienz** und die Umsetzung der Energieeffizienz-Richtlinie bekennen.
- Der **Emissionshandel** kann und muss ein zusätzliches Instrument sein, die fossilen Energieträger ihren wahren Kosten näher zu bringen. Dazu sind die Zertifikatspreise aber zu niedrig. Bislang erfüllt der Emissionshandel seine Aufgabe daher praktisch nicht und kann ohnehin die Förderung der Erneuerbaren Energien nicht ersetzen, aber die Ablösung der fossilen Energieträger vorantreiben. Deutschland sollte sich dafür einsetzen, den Emissionshandel wiederzubeleben und seiner gedachten Funktion näherzubringen.
- Das Energiewendegesetz sollte eine klare Zielsetzung vorsehen, wie die Energiewende im Rahmen des **europäischen Binnenmarktes** verwirklicht werden kann und wie eine stärkere Verzahnung mit den europäischen Nachbarn möglich ist, so dass bestehende Synergien gehoben werden können. Bausteine hierfür wären Aussagen zum „market coupling“ insbesondere durch Ausbau von Interkonnektoren und zum grenzüberschreitenden Stromhandel.

Umsetzung: Ein Masterplan für die Energiewende muss entwickelt und im Deutschen Bundestag beschlossen werden. Notwendig ist ein integrierter Ansatz, anstatt lediglich einzelne Stellschrauben in einzelnen Gesetzen zu verändern. Entscheidende gesetzliche Grundlage für die Energiewende muss eine grundlegende Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes hin zu einem **Energiewendegesetz** sein. Dieses neue Energiewirtschaftsgesetz/Energiewendegesetz muss den Vorrang der EE in der Stromerzeugung und im Stromverbrauch aus dem EEG übernehmen und die Zielsetzung einer Energieversorgung zu 100 Prozent EE enthalten. Außerdem sollten im Energiewendegesetz die Mindestziele des Anteils Erneuerbarer Energien für 2020, 2030, 2040 und 2050 festgelegt werden – mindestens in der Höhe, auf die sich Deutschland bereits verbindlich in § 1 Abs. 2 EEG verständigt hat.

II. Das Marktmodell Energiewende – Erneuerbarer Strom intelligent vermarktet

Ausgangslage: Der dynamische Ausbau der EE in Deutschland wurde auf Grund des EEG erreicht. Die Mindestpreisregelungen in Verbindung mit dem Vorrang der Einspeisung haben vor allem dezentrale Stromerzeugung aus EE ermöglicht – gegen Jahrzehnte andauernden Widerstand und Behinderung durch die Elektrizitätswirtschaft. Träger und Investoren der dezentralen Erneuerbaren Energien sind der Mittelstand, die Kommunen und Bürger vor Ort (Bürgerwind-

parks). Das EEG hat über die zeitlich begrenzten Mindesteinspeisevergütungen Investitionssicherheit für den Aufbau des dezentralen Kraftwerksparks gegeben und die hohen Anfangsinvestitionen ermöglicht. Das EEG ist nie als Dauersubventionsgesetz gedacht gewesen und ist auch nicht dazu geworden. Durch die Justierung der Mindestpreise wurde ein hochwirksames Steuerungsinstrument geschaffen, das die Erzeugungskosten schon enorm gesenkt hat und die Technologie weiter entwickelt hat. Mit dem EEG 2012 ist das EEG bereits in Richtung der Marktintegration der Erneuerbaren Energien weiterentwickelt worden. Dieser Weg muss konsequent weitergegangen werden. Die neu eingeführte Marktprämie muss dabei in ihrer Steuerungswirkung überdacht werden.

Zielsetzung: Der WWV schlägt für die anstehende EEG-Novelle ein Modell aus zwei Komponenten vor:

1. Erstens ist der bisherige, 2010 eingeführte finanzielle Wälzungsmechanismus über die Strombörse hin zu einer „**Direktverteilung in Echtzeit**“ (**proportionale Direktverteilung der EE-Strommengen in Echtzeit auf die Elektrizitätsversorgungsunternehmen/Stromvertriebe, Echtzeitwälzung**) zu verändern. Durch die Einstellung des Stroms aus Erneuerbaren Energien in die Bilanzkreise der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) in Echtzeit ergeben sich nicht nur signifikante Kostenvorteile gegenüber der bisherigen ineffizienten Wälzung über den Spotmarkt der Strombörse. Außerdem ergibt sich für die EVU/Stromvertriebe automatisch auch die Notwendigkeit, flexible Kapazitäten zu sichern, um ihre Bilanzkreise ausgeglichen zu halten. Hiermit kann das EEG einen Beitrag zur Schaffung der benötigten Ausgleichskapazitäten leisten.

2. Als zweite Komponente ist die derzeitige Form der **Direktvermarktung von EE-Strommengen** so weiterzuentwickeln, dass sie mittel- und langfristig das zentrale Instrument für eine echte Marktintegration der Erneuerbaren Energien wird. Zu diesem Zweck ist über die Direktverteilung zu den EVU in Echtzeit folgender marktgetriebener Mechanismus einzuführen: Die EVU können ihrer Pflicht zur „Echtzeitabnahme“ von EE-Strom über den neuen Ausgleichsmechanismus des EEG entgehen, wenn sie einen Anteil von Strom aus Erneuerbaren Energien über den freien Markt eingekauft haben. Hieraus ergibt sich für die EVU ein erheblicher Anreiz zum Einkauf von kostengünstigen, aber auch von planbaren Strommengen aus Erneuerbaren Energien und auch ein erheblicher Anreiz, selber einen gewissen Anteil Strom aus Erneuerbaren Energien zu erzeugen – eine Nachfrage nach EE-Strom wird entstehen. Aus diesem Anreiz heraus wird ein Wettbewerb um EE-Strom entstehen und die EVU werden, um der Direktverteilung in Echtzeit zu entgehen, zur Zahlung höherer Marktpreise bereit sein. Auf die Marktprämie kann dann (spätestens nach einem Übergangszeitraum) ganz verzichtet werden. Insgesamt werden den Unternehmen durch die Alternativität zwischen Direktverteilung in Echtzeit und der Direktvermarktung von EE-

Strom Handlungsspielräume eingeräumt, die sie selbst für eine möglichst intelligente Einbindung der EE-Strommengen frei nutzen können und sollen.

Während langfristig eine noch weitergehende Umgestaltung des Strommarktdesigns notwendig sein wird, leistet das hier vorgeschlagene Modell den notwendigen Zwischenschritt in Richtung Direktvermarktung von EE-Strom.

1. Direktverteilung in Echtzeit: Umbau des EE-Ausgleichsmechanismus

Ausgangslage: Die Umstellung des EE-Ausgleichsmechanismus in 2010 auf eine Wälzung sämtlicher EE-Strommengen an den Spotmarkt der Strombörse hat sich als Fehler erwiesen. Für hohe Anteile grünen Stroms im System ist diese Wälzung nicht geeignet – sie treibt die volkswirtschaftlichen Kosten der Integration der EE-Strommengen unnötig in die Höhe. Die über dieses System gebildete EEG-Umlage ist eine fiktive Größe, die keinesfalls allein die Kosten für den Ausbau der Erneuerbaren Energien widerspiegelt. Die Berechnung der EEG-Umlage orientiert sich an angeblichen Marktpreisen am Spotmarkt der Strombörse und gleichzeitig führt die Art der kaufmännischen Einbindung der Einspeisung aus EE zu einer Reduzierung der Strompreise an der Börse, was wiederum die EEG-Umlage erhöht. Die EEG-Umlage bildet hingegen nicht die erheblichen Kostensenkungen des Spotmarktpreises ab, welche die Erneuerbaren Energien herbeigeführt haben. Mit dem bisherigen System der Vermarktung am Spotmarkt der Börse werden sogar große Stromverbraucher und -erzeuger unterstützt, die von den sinkenden Börsenpreisen profitieren. Zudem ergibt sich die Höhe der EEG-Umlage auch aus den Befreiungen für energieintensive Betriebe (obwohl diese zusätzlich von den niedrigen Preisen an der Börse gerade profitieren).

Zu den Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien macht die EEG-Umlage als Differenz zwischen den gesamten Vergütungen für nach dem EEG geförderten Strom und den Erlösen für diesen Strom an der Strombörse EEX keine belastbaren Angaben. Es wird nicht berücksichtigt, dass die Strompreise an der Börse inzwischen so niedrig sind, dass Neubauten fossiler Kraftwerke und teilweise sogar bestehende Gaskraftwerke allein mit den Börsenpreisen schwerlich wirtschaftlich betrieben werden können. Diskutiert werden daher sogar für konventionelle Kraftwerke zusätzliche Einnahmequellen (z.B. aus einem Kapazitätsmarkt). Es muss unbedingt vermieden werden, dass die Preise für Strom aus klimafreundlichen EE-Neuanlagen mit den Preisen für Strom aus abgeschriebenen, subventionierten und klimaschädlichen konventionellen (Kohle-)Kraftwerken verglichen und daran gemessen werden.

Eine ehrliche Kostendiskussion muss daher einen anderen Gradmesser als die EEG-Umlage verwenden – die EEG-Umlage stellt aus den genannten Gründen gerade nicht die Differenzkosten zwischen einer ökologischen oder einer konventionellen Erneuerung des Energieversorgungssystems dar. In der Kostendebatte müssen vielmehr auch sämtliche Vorteile der Erneuer-

baren Energien (bis hin zur klimafreundlichen Entsorgung von Abfällen, Gülle und Klärschlamm) und Nachteile der fossilen Energieträger einbezogen werden.

Die Wälzung sämtlicher EE-Strommengen über den Spotmarkt der Strombörse ist auch deshalb für zunehmende Anteile von Strom aus Erneuerbaren Energien und das Gelingen der Energiewende ungeeignet, weil ohnehin nur um die 20 Prozent der Strommengen insgesamt am Spotmarkt der Strombörse gehandelt werden. Um die 80 Prozent des Handels findet hingegen über die Terminmärkte statt. Der EE-Strom muss zur Integration in das Energieversorgungssystem die moderne Grundlast werden, die mit „Terminmarktcharakter“ direkt in die Bilanzkreise der Energievertriebe geleitet und an die Stromkunden weiterverkauft wird.

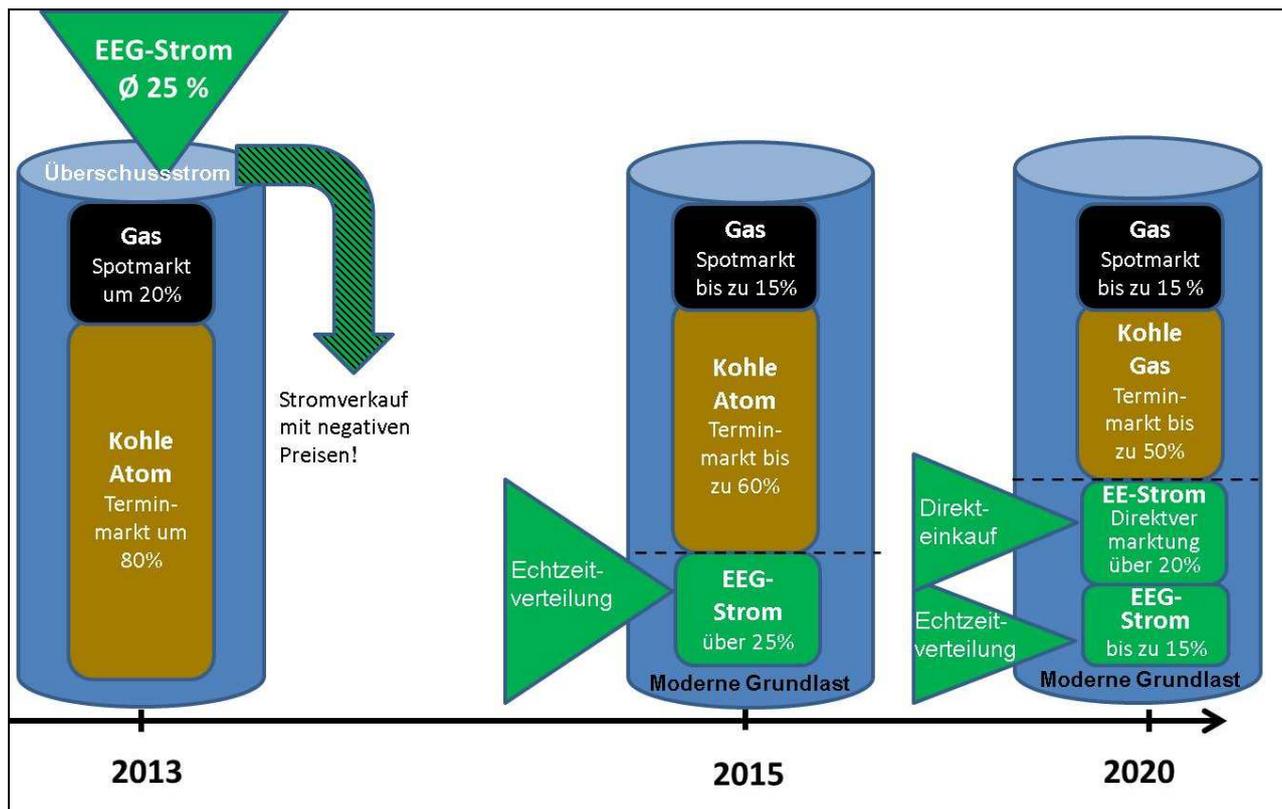


Abbildung 1: Neuer Strommarkt: Statt Spotmarktverkauf des EE-Stroms Direktverteilung in Echtzeit und Direktvermarktung an EVU

Zielsetzung: Der EEG-Ausgleichsmechanismus ist so zu gestalten, dass die Integration der EE-Strommengen so effizient und kostengünstig wie möglich gestaltet wird. Dies leistet eine Direktverteilung der EE-Strommengen in Echtzeit nach dem folgenden Ablauf:

1. Die EE-Strommengen werden wie bisher von den Netzbetreibern aufgenommen und an die Übertragungsnetzbetreiber weitergegeben (jeweils gegen Zahlung der Mindesteinspeisevergütungen). Der **Fortbestand eines Systems mit Mindesteinspeisevergütungen** ist für die weitere Finanzierbarkeit der Energiewende von zentraler Bedeutung. Die Einspeisevergütungen des EEG ermöglichen überhaupt erst die Realisierung von EE-Projekten, weil sie mit der Mindestvergütung

das Risiko auf ein vertragliches Maß begrenzen. Die Risikoaufschläge der Banken sind daher bislang noch gering. Eine Abschaffung der Mindesteinspeisevergütungen zum jetzigen Zeitpunkt würde zumindest zu erheblich höheren Kosten für die Projekte und damit für die Energiewende und unsere Volkswirtschaft insgesamt führen. Darüber hinaus stände zu erwarten, dass die Investitionssicherheit nicht mehr gegeben ist und EE-Projekte nicht mehr realisiert werden. Kostensenkungen sind bei der Förderung der Erneuerbaren nicht durch eine Abschaffung der Einspeisevergütungen, sondern insbesondere durch die nachfolgend beschriebene intelligente Weiterentwicklung des Ausgleichsmechanismus und degressive Weiterentwicklungen der Vergütungsregelungen des EEG zu erreichen.

2. Anstelle der Einstellung der Strommengen an den Spotmarkt der Börse wird der EE-Strom zukünftig von den ÜNB **anteilmäßig in Echtzeit** auf sämtliche Energieversorgungsunternehmen in Deutschland weitergeleitet (Direktverteilung in Echtzeit). Hierzu wird von den ÜNB die Gesamtmenge an Strom aus Erneuerbaren Energien erfasst, die in einer Viertelstunde eingespeist wurde. Zudem berechnen die ÜNB den Anteil jedes EVU an der Belieferung von Letztverbrauchern in Deutschland (entweder ebenfalls in Echtzeit oder anhand von Zahlen, die laufend aktualisiert werden). Damit ist sichergestellt, dass jedes EVU einen Anteil an dem Gesamtaufkommen des in den Ausgleichsmechanismus eingestellten EE-Stroms abnehmen muss, wie es seinem Anteil an der Stromlieferung an Letztverbraucher in Deutschland entspricht.

3. Die EVU müssen die in Echtzeit gelieferten EE-Strommengen in ihren **Bilanzkreis und in ihr Portfolio integrieren**. Anhand historischer Einspeisedaten sowie von Prognosen über Windstärke und Sonneneinstrahlung können die EVU die zu erwartenden EE-Strommengen in einem gewissen Rahmen abschätzen.

4. Da sich die direkt verteilten EE-Strommengen aber nicht exakt vorherbestimmen lassen, ergibt sich für die EVU die **Notwendigkeit zum Ausgleich**. Sie müssen sich flexible Stromerzeugungskapazitäten und Speicher sichern, um ihren Bilanzkreis möglichst ausgeglichen halten zu können. Auf diese Weise wird mit einer einfachen Änderung im Rahmen des EEG bereits ein erheblicher Anreiz für die EVU gesetzt, Kapazitäten bereitzuhalten. Die Einführung eines gesonderten (und nicht nur europarechtlich problematischen) Kapazitätsmarktes kann auf diese Weise womöglich sogar ganz vermieden werden.

5. Die EVU können die Kosten, welche ihnen aus der Einbindung der EE-Strommengen aus der Direktverteilung entstehen, **gegenüber den Letztverbrauchern ausweisen**. Auf diese Weise werden – anders als bei der systemfremden EEG-Umlage – die *tatsächlichen* Kosten der Förderung der Erneuerbaren Energien sichtbar. Hier wird sich zeigen, dass die echten Kosten der Erneuerbaren zukünftig noch immer weiter zurückgehen werden. Ob die EVU die Kosten zutreffend ausweisen, haben die Regulierungsbehörden zu überprüfen. Außerdem können die Verbraucher

über den Vergleich der EE-Kostenanteile bei verschiedenen Versorgern direkt miteinander vergleichen, wer die Erneuerbaren Energien intelligent einbindet – und wer nicht.

6. Durch die Umstellung des Ausgleichsmechanismus auf eine Direktverteilung der Strommengen in Echtzeit werden die derzeitigen Missstände infolge der Vermarktung der EE-Strommengen allein über den Spotmarkt der Strombörse ausgeräumt. Insbesondere werden Windfall Profits von EVU dadurch, dass sie den Anstieg in der EEG-Umlage gegenüber den Letztverbrauchern weitergeben, aber zugleich von günstigeren Strombezugskosten an der Strombörse infolge der preissenkenden Effekte der Erneuerbaren profitieren, vermieden. Die Direktverteilung der EE-Strommengen führt damit zu Preissenkungen für den Verbraucher.

7. Innerhalb des neuen Ausgleichsmechanismus sind die **Privilegierungstatbestände** für Unternehmen des produzierenden Gewerbes auf die Unternehmen zurückzufahren, die wirklich im internationalen Wettbewerb stehen. Der Status der **konventionellen Eigenstromerzeugung** muss ebenfalls im Zusammenhang mit der Direktverteilung in Echtzeit geprüft werden. Zu klären und zu regeln ist dabei, wie die Eigenstromerzeugung einzubeziehen ist.

Das vorgeschlagene Modell hat damit einen ähnlichen Ansatz wie der EEG-Ausgleichsmechanismus vor 2010. Durch das Element der Direktverteilung in Echtzeit wird dieser aber so weiterentwickelt, dass zum einen Strommengen systemgerecht über die EVU in Echtzeit verteilt werden und sich daraus zum anderen automatisch eine Notwendigkeit zu einem (marktgetriebenen) Ausgleich ergibt.

Umsetzung: Änderung der Regelungen zur EEG-Umlage in § 37 Abs. 1 und 2 EEG und in der AusglMechV. Kernaussage: Übertragungsnetzbetreiber liefern den nach den §§ 16 und 35 Abs. 1 EEG abgenommenen Strom in Echtzeit zu einem solchen Anteil an Elektrizitätsversorgungsunternehmen weiter, die dessen Anteil an der Stromversorgung von Letztverbrauchern im Gebiet der Bundesrepublik Deutschland entspricht.

Beschränkung der besonderen Ausgleichsregelung in §§ 40 ff. EEG auf Unternehmen des produzierenden Gewerbes, die tatsächlich im internationalen Wettbewerb stehen.

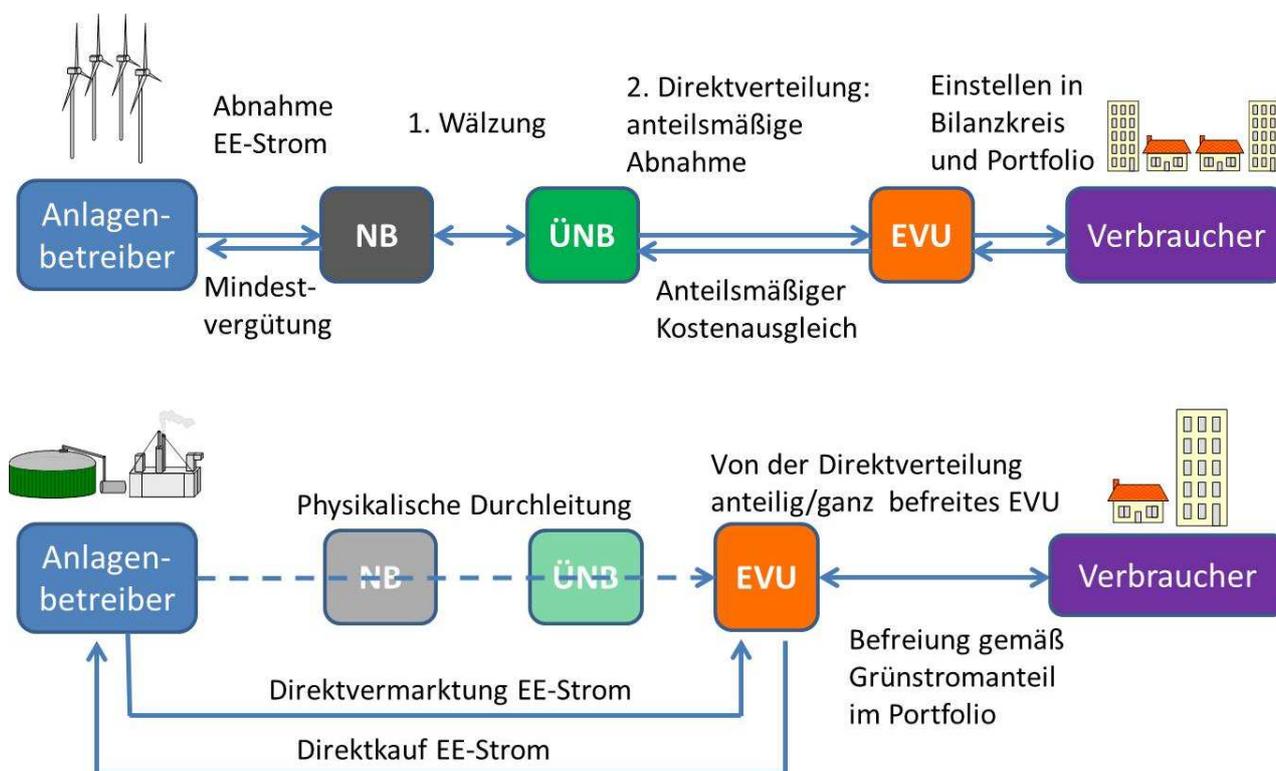


Abbildung 2: Marktmodell Energiewende des WVV

2. Direktvermarktung als echtes Marktinstrument weiterentwickeln

Ausgangslage: Mit dem EEG 2012 wurden erste Schritte in Richtung der Marktintegration der Erneuerbaren Energien gegangen. Der Ansatz ist richtig, aber die Ausgestaltung muss verbessert werden. Eine Schwierigkeit bei der bisherigen Direktvermarktung ist insbesondere, dass sie auf einem allein durch den Arbeitspreis dominierten Strommarkt aufbaut und versucht, dass die Erneuerbaren Energien durch die Gewährung von Marktprämien auf diesem Markt überhaupt eine Chance haben. Hier muss aber von der anderen Seite gedacht werden: Der Rahmen des Strommarktes muss für die möglichen Käufer (EVU) so gestaltet werden, dass die Erneuerbaren hier eine Chance haben. Die Marktprämie hat bisher teilweise zu Zusatzgewinnen geführt, ohne dass die Marktintegration allein mit der Prämie bereits erreicht wäre.

Zielsetzung: Auf den schon geschaffenen Regelungen aufbauend muss die Direktvermarktung im EEG zu einem echten Marktinstrument umgebaut werden. Nach dem Vorschlag des WVV kann die Marktprämie dann schrittweise reduziert oder sogar abgeschafft werden.

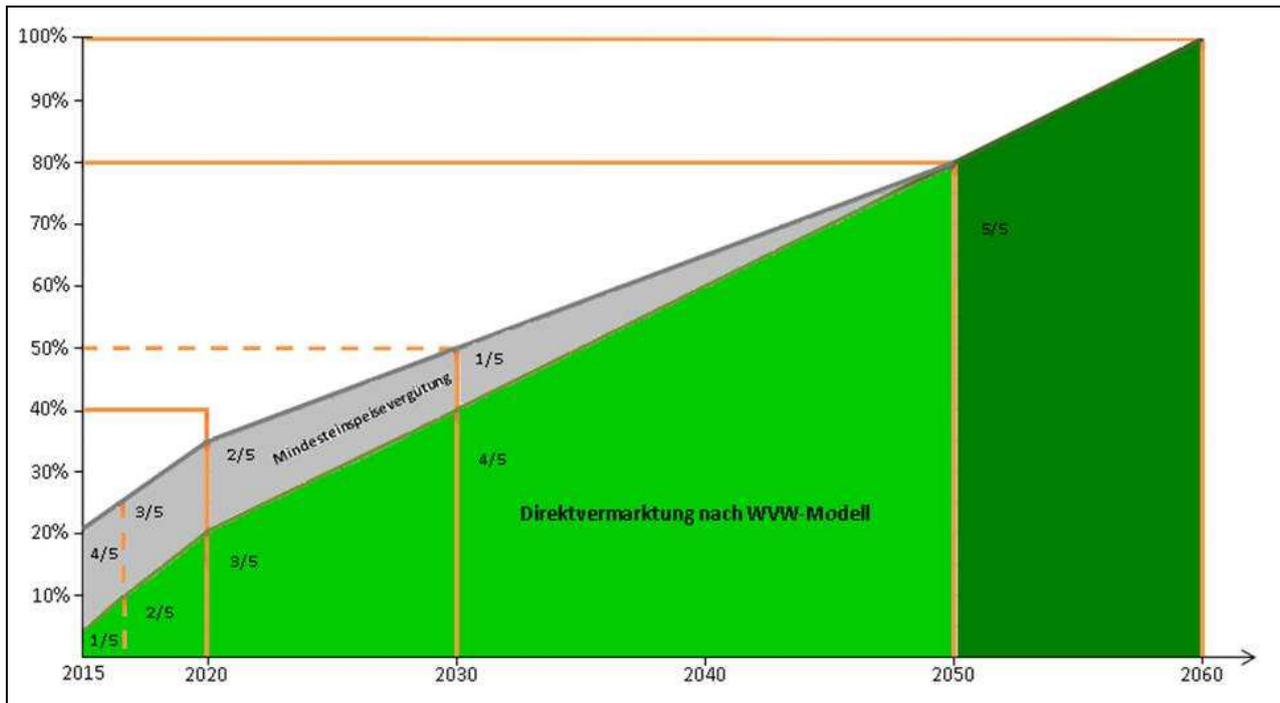


Abbildung 3: Prinzipielle Entwicklung Einspeisevergütung zu EE-Direktvermarktung im WWV-Marktmodell

Die Grundlage für die Weiterentwicklung der Direktvermarktung bildet die oben unter 1. beschriebene Direktverteilung in Echtzeit. Diese ist für das hier vorgeschlagene Konzept der Direktvermarktung *unverzichtbar*. Denn es ist gerade die Alternative zwischen der Einspeisevergütung mit Direktverteilung in Echtzeit auf der einen Seite und der Direktvermarktung auf der anderen Seite, welche für sämtliche Marktbeteiligten die Handlungsoptionen schafft, unter denen sich ein Wettbewerb um den EE-Strom entwickelt.

1. Die Weitergabe der EE-Strommengen im Wege der **Direktverteilung in Echtzeit** ist für alle EVU zunächst **gleichermaßen verpflichtend**. Denn sie müssen in ihr Portfolio eine Strommenge aus Erneuerbaren Energien integrieren, deren Umfang sie erst zu einem späten Zeitpunkt exakt erfahren. Die erste Handlungsoption der EVU ist gleichwohl, diese Strommengen abzunehmen und auf der anderen Seite Kapazitäten zu sichern, mit denen sie für einen Ausgleich sorgen können. Mit dieser Regelung wird damit bereits eine Dynamik der dezentralen Energieerzeugung aus EE und der Schaffung von Flexibilitäten durch Mittelstand, Bürger und örtliche Investoren erzielt.

2. Die **Direktvermarktung von EE-Strom ist als zweite Handlungsoption** für die EVU auszugestalten. Wenn die EVU einen Anteil an Grünstrom in ihr Portfolio aufnehmen, dann werden sie von der Abnahme der EE-Strommengen im Wege der Direktverteilung in Echtzeit vollständig oder anteilig befreit. Hieraus ergibt sich für die EVU ein erheblicher Anreiz dahin, möglichst günstige EE-Stromerzeugungsanlagen im Wege der Direktvermarktung an sich zu binden. Indes ist der Preis hier schon deshalb nicht allein entscheidend, weil die EE-Strommengen zur angemessenen

Berücksichtigung der unterschiedlichen Erneuerbaren Energien gewichtet werden (siehe sogleich 4.). Außerdem besteht gerade auch ein Anreiz, für einen Anteil Grünstrom im Portfolio zu sorgen, der bedarfsgerecht angeboten werden kann. Darüber hinaus erhalten insbesondere die kommunalen EVU die Chance, in eigener Regie EE-Stromerzeugungsanlagen zu bauen und zu betreiben, um zu versuchen, den EE-Strom günstiger zu produzieren, also unterhalb der bei der Direktverteilung zu zahlenden EEG-Vergütung.

3. Um den Grünstrom entsteht auf diese Weise **Wettbewerb**. Anders als das Grünstromprivileg in seiner heutigen Form wird die Direktvermarktung auf diese Weise eine echte Alternative für die Anlagenbetreiber sowie für die EVU. Anlagenbetreiber werden durch den Markt dazu angehalten, Verkaufsverbände zu gründen und Strommengen bedarfsgerecht anzubieten. Die Direktvermarktung wird durch die Alternative der Direktverteilung in Echtzeit zumindest mittelfristig sogar ohne Marktprämie interessant, so dass diese schrittweise zurückgefahren und abgeschafft werden kann.

Jedes EVU kann in diesem System schon lange im Voraus seinen EE-Strommix von Anlagenbetreibern oder Händlern zu einem individuellen Preis kaufen. Wenn das EVU z.B. zunächst Onshore-Windstrom ordern möchte, aber die im kommenden Jahr prognostizierten Mengen bereits verkauft sind, muss es eben Photovoltaik-Strom zu höheren Preisen kaufen oder auf dem freien Markt z.B. Wasserkraftwerken höhere Preise bieten als die Mindesteinspeisevergütung.

Es entsteht auf diese Weise wirklich ein **Markt, der die kostengünstigsten Erneuerbaren Energieträger belohnt**. Gleichzeitig wird durch das fortbestehende EEG mit Mindesteinspeisevergütungen sichergestellt, dass alle Erneuerbaren Energien eine weitere Entwicklungschance haben und der gewünschte gemischte dezentrale Kraftwerkspark entstehen kann. Damit ist ein System möglich, in dem Markt und Mindesteinspeisevergütung keine Gegensätze mehr sind, sondern tatsächlich das EEG seine enorme Bedeutung behält *und* der freie Markt von EE-Strom an Fahrt aufnimmt.

4. Alle EVU/Stromvertriebe erhalten die **Möglichkeit der vollständigen oder anteiligen Befreiung** von der verpflichtenden Direktverteilung in Echtzeit. Die Unternehmen können der Direktverteilung in Echtzeit also entgehen, wenn sie einen relevanten Anteil von EE-Erzeugungsanlagen vertraglich an sich binden oder selbst betreiben. Das vorgeschlagene Marktmodell Energiewende entwickelt das EEG daher so weiter, dass auf Seiten der EVU/Stromvertriebe eine starke Nachfrage nach EE-Strom entsteht, damit sie mit dem Anteil direkt eingekauften Stroms der für sie schwerer kalkulierbaren Direktverteilung in Echtzeit entgehen können. Damit sich möglichst viele EVU/Stromvertriebe für den Einkauf oder die Erzeugung ihrer EE-Strommengen im Wege der Direktvermarktung entscheiden, muss die Direktvermarktung unbürokratisch ausgestaltet werden – die Hürden für die Teilnahme an der Direktvermarktung müssen gering sein. Hierzu gehört ins-

besondere, dass bereits bei einer anteiligen Direktvermarktung auch eine anteilige Befreiung von der Direktverteilung in Echtzeit möglich ist. Wenn EVU beispielsweise eigene Wind- oder Solarparks betreiben, können sie diesen Strom entsprechend anrechnen lassen und damit anteilig von der Abnahme von EE-Strom in Echtzeit befreit werden.

Um die (anteilige oder vollständige) Befreiung von der Direktverteilung zu erreichen, müssen die EE-Strommengen dabei so **gewichtet** werden, dass die unterschiedlichen Vergütungsniveaus der Erneuerbaren Energieträger berücksichtigt werden. Durch die Gewichtung der Strommengen muss erreicht werden, dass es grundsätzlich bei allen Erneuerbaren Energieträgern attraktiv sein kann, diese in die Direktvermarktung zu übernehmen. Die genauen Parameter müssen nach weiteren energiewirtschaftlichen Prüfungen festgelegt werden. Dabei gelten die grundsätzlichen Anforderungen, dass die Bedingungen für die Befreiung von der Direktverteilung in Echtzeit einerseits Wettbewerb um die EE-Strommengen erzeugen und andererseits aber ein (ungerechtfertigtes) „Rosinenpicken“ vermeiden müssen. Gerade in der Anfangszeit ist durch eine unbürokratische Ausgestaltung dafür zu sorgen, dass die Direktvermarktung sogleich in Schwung gebracht wird. Auf einem später erreichten Stand der Marktentwicklung sind dann die Bedingungen entsprechend zu überprüfen und anzupassen.

5. Die EEG-Anlagenbetreiber erhalten einen **echten Marktpreis**, wenn sie sich mit einem EVU auf die Lieferung des EE-Stroms einigen. Als Alternative hierzu muss es den Anlagenbetreibern aber möglich sein, das System der festen Mindesteinspeisevergütung (und Direktverteilung in Echtzeit) in Anspruch zu nehmen.

6. Im Rahmen dieses Systems können die EVU den **Grünstrom gegenüber den Letztverbrauchern ausweisen**. Auf diese Weise kann ein zusätzlicher Kostenvorteil dadurch generiert werden, dass Letztverbraucher für einen hohen Grünstromanteil in ihrem Stromprodukt zur Zahlung höherer Strompreise bereit sind. Die Möglichkeit der Ausweisung als Grünstrom sollte auch dann bestehen, falls in einer Anfangszeit noch eine gewisse Marktprämie gewährt wird, damit die Direktvermarktungsvariante ausreichend attraktiv wird. Das **Doppelvermarktungsverbot** des EEG sollte daher **abgeschafft** werden. Auf diese Weise lassen sich zusätzliche Kostensenkungspotenziale durch die Vermarktung als Grünstrom erschließen.

7. Während der Erhalt einer Mindesteinspeisevergütung aus diesen Gründen weiter möglich sein muss, ist die Direktvermarktung gleichwohl zunehmend attraktiver (und die feste Einspeisevergütung unattraktiver) zu gestalten. Hierfür bietet das vorgeschlagene System mit seinen zwei Komponenten den richtigen Weg. **Langfristig** sind die Erneuerbaren Energien ausschließlich an den Markt zu bringen – hierfür ist aber ein neues Strommarktdesign notwendig, welches sich erst mit erheblichen Übergangszeiten schaffen lässt.

Umsetzung: Überarbeitung der Regelungen zur Direktvermarktung in §§ 33a ff. EEG. Einführung einer Direktvermarktung als Alternative zur Direktverteilung in Echtzeit.

3. Vorrang für Erneuerbare Energien beibehalten und weiterdenken

Ausgangslage: Der Vorrang für Strom aus Erneuerbaren Energien ist eine der tragenden Säulen für deren erfolgreichen Ausbau. Er muss beibehalten und weiterentwickelt werden: Strom aus Wind- und Solarenergie liefert die moderne Grundlast (fluktuierend) für die Stromversorgung. Da Wind- und Solarenergieanlagen nahezu grenzkostenfrei Strom erzeugen können, müssen sie aus volkswirtschaftlichen Gründen so lange wie möglich am Netz bleiben. Auch europarechtlich ist dieser Zusammenhang erkannt und wurden Regelungen mit dem Ziel eines vorrangigen oder garantierten Netzzugangs für Strom aus Erneuerbaren Energien festgelegt (Artikel 16 Abs. 2 Richtlinie 2009/28/EG).

Zielsetzung: Der Vorrang für Erneuerbare Energien muss als zentraler Baustein des EEG erhalten bleiben. Das Lastmanagement der Stromerzeugung ist grundsätzlich auf die Erzeugung aus EE auszurichten. Dazu ist das Lastmanagement der Kraftwerke um ein erheblich verbessertes Lastmanagement der Verbraucher zu ergänzen. Das Lastmanagementgebot von Verbrauchern, der Eigenverbrauch vor Ort und die möglichst großen Sparanreize müssen sich grundsätzlich in den Stromtarifen und Abrechnungsarten widerspiegeln (z. B. keine Mengenrabatte sondern Minderrabatte, im privaten Verbrauch statt Grund- und Arbeitspreis nur Arbeitspreis).

Bei Beachtung der Netzstabilität und Versorgungssicherheit müssen die EE absoluten Vorrang haben. Als Grundsatz muss zuallererst gelten: Dezentral erzeugen und dezentral verbrauchen – hierdurch lässt sich der Netzausbau auf das erforderliche Mindestmaß begrenzen (dazu unter VIII.). Daraus ergibt sich bei Vorrang der EE eine neue Definition von Grundlast, Mittellast und Spitzenlast, die in der Wertigkeit wie folgt lauten könnte:

Moderne Grundlast:

1. Dezentrale und zentrale Windenergie, Photovoltaik und Laufwasserkraft sowie andere nicht steuerbare Stromerzeugung aus EE
2. Fossile Kraftwerke mit KWK
3. Fossile Kraftwerke ohne KWK

Komplementäre Mittellast:

1. Biomasse, Biogas, Geothermie
2. Dezentrale KWK-Kraftwerke
3. Fossile Kraftwerke mit KWK oder ohne

Residuale Spitzenlast:

1. Pumpspeicher, Stauseewasserkraft, Biogasspeicher, Batteriespeicher
2. Dezentrale Gaskraftwerke und Zusatzaggregate (Gas oder Diesel)
3. Zentrale Gaskraftwerke

Umsetzung: Diese Energieträger mit ihren unterschiedlichen technischen und wirtschaftlichen Eigenschaften sowie Umweltauswirkungen müssen in den Energiemärkten und rechtlichen Regelungen so berücksichtigt werden, dass sich ein Mix für eine zuverlässige Stromversorgung aus ihnen ergeben kann und langfristig die Erneuerbaren die fossilen Energiequellen ablösen werden. Auf diese Weise werden die Rollen definiert, welche den einzelnen Energieträgern im zukünftigen Energieversorgungssystem zukommen. Der Vorrang der Erneuerbaren Energien und die in §§ 13, 14 EnWG und § 11 EEG festgelegte Abschaltreihenfolge bleiben hiervon unberührt.

Der Vorrang Erneuerbarer Energien wird im Energiewirtschaftsgesetz / Energiewendegesetz verankert.

4. Abschließende Bewertung Marktmodell Energiewende

Das Marktmodell Energiewende macht vor allem die Energieversorger und die Betreiber von EE-Anlagen zu Hauptakteuren der Energiewende. Gerade auch regional aufgestellte Unternehmen und die dezentrale Energieversorgung werden gestärkt. Durch die Direktverteilung auf der einen Seite und die Direktvermarktung von EE-Strom auf der anderen Seite, die auch von Bürgerenergiegesellschaften (Windparks, Photovoltaikanlagen) und anderen EE-Anlagenbetreibern Onshore und Offshore genutzt werden kann, wird unter Beibehaltung der noch erforderlichen Zentralität die vor allem notwendige Dezentralität der Energiewende mit der so wichtigen Akzeptanz der Bevölkerung gelingen. Das Marktmodell Energiewende ist gleichermaßen vorteilhaft für die Stromkunden, indem der ineffiziente bisherige EEG-Wälzungsmechanismus hin zu einer intelligenteren und kosteneffizienteren Integration der EE-Strommengen umgestellt wird.

Für die **Stromkunden** handelt es sich bei dem Marktmodell Energiewende um die kostengünstigste Variante der Energiewende, weil

- die Stromkunden durch den Wettbewerb der Stromvertriebe untereinander günstigere Stromangebote bekommen werden (bei steigendem nachweisbarem Grünstromanteil),
- durch den Wettbewerb der EE-Stromproduzenten untereinander (private Investoren, EVU etc.) ein Anreiz besteht, die EE-Strompreise bei den Investitions- und Betriebskosten zu optimieren,

- durch das Marktmodell Energiewende der Anteil des EE-Stroms, der ohne Brennstoffkosten auskommt, zügig steigen und den Strompreis mittelfristig fallen lassen wird,
- die Kunden durch das Marktmodell Energiewende die Möglichkeit erhalten, dezentral erzeugten EE-Strom vom örtlichen EVU zu kaufen.

Für die **Betreiber von (dezentralen) EE-Stromerzeugungsanlagen** bietet das Marktmodell Energiewende eine verlässliche Geschäftsgrundlage, weil

- ein EE-Strommarkt entsteht, auf dem außerhalb des EEG EE-Strom direktvermarktet werden kann,
- durch die neu gestaltete Direktvermarktung neue Optionen entstehen, die Stromqualität durch differenzierten Betrieb, Regeltechnik und Speicher zu erhöhen, auch um bessere Preise zu erzielen,
- durch die Beibehaltung von zeitlich definierten Mindesteinspeisevergütungen als Untergrenze für EE-Anlagen verlässliche Finanzierungsbedingungen mit vertretbaren Kosten und geringen Risikoaufschlägen (mit positiven Effekten für die Volkswirtschaft) gesichert sind,
- es durch die Mindesteinspeisevergütungen insbesondere für die dezentralen Investoren wie z.B. Bürgerenergiegesellschaften erst möglich wird, die Energiewende mit zu gestalten.

Für **EVU/Stromvertriebe** bietet das Marktmodell Energiewende ein positives Umfeld zur Umsetzung der Energiewende, weil

- die EVU/Stromvertriebe den EEG-Strom durch die Direktverteilung in Echtzeit in ihre Bilanzkreise integrieren müssen und so bei ihnen wirtschaftliche Anreize und Optionen entstehen, den EE-Strom kostenoptimal an ihre Stromkunden weiter zu vermarkten (statt sich auf die von ihnen unbeeinflussbare EEG-Umlage einstellen zu müssen),
- die EVU/Stromvertriebe mit der modernen Grundlast EE-Strom im Bilanzkreis die ergänzenden Strommengen und Spitzenlastversorgung zielgerichtet einkaufen, produzieren oder durch Speicher sichern können,
- sich die EVU/Stromvertriebe durch Direkteinkauf bei EE-Stromproduzenten oder Eigenerzeugung von EE-Strom von der Direktverteilung befreien lassen und (Kosten-)Optimierungspotentiale ausloten können,

- die EVU/Stromvertriebe durch Eigenbetrieb von EE-Kraftwerken die Chance wahrnehmen können, bei Befreiung von der Direktverteilung unterhalb des Niveaus der EEG-Mindesteinspeisevergütungen EE-Strom zu erzeugen und dann zu vermarkten.

Das Marktmodell Energiewende wird in der Bevölkerung und in allen Bereichen der Gesellschaft, die aktiv für die Energiewende eintreten, auf Grund der großen Vorteile die höchstmögliche Akzeptanz schaffen, die erforderlich ist, um die Energiewende tatsächlich erfolgreich umzusetzen.

III. Erneuerbare Energien als Systemdienstleister einbinden

Ausgangslage: Für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien ist neben dem Zubau an Erzeugungskapazitäten auch eine Stärkung von Netzen, Speichern und weiteren Flexibilitätsinstrumenten notwendig. Außerdem übernehmen die Erneuerbaren Energien bereits heute Aufgaben zur Gewährleistung der Systemstabilität und Versorgungssicherheit. Zukünftig werden sie als zentrale Energiequelle im Strommix dieser Rolle noch stärker nachkommen müssen.

Zielsetzung: Die Erneuerbaren Energien müssen nicht als Ergänzung zum bestehenden Stromversorgungssystem, sondern als zentrale Systemdienstleister in das Energieversorgungssystem eingebunden werden. Hierfür müssen im EEG sowie im gesamten Energiewirtschaftsrecht die Regelungen dahingehend überarbeitet werden, dass netzdienliches und systemdienliches Verhalten von EE-Erzeugungsanlagen gefördert wird und dieser Zielsetzung widersprechende Anreize abgebaut werden.

Die wichtigste Stellschraube dafür ist die oben beschriebene Direktverteilung in Echtzeit mit der alternativen Möglichkeit einer Direktvermarktung der Strommengen. Systemdienstleistungen werden damit zuvorderst **individuell verhandelbare Elemente im Rahmen der Direktvermarktungsverträge** darstellen. Für die Marktakteure ergibt sich automatisch ein Anreiz dafür, Systemdienstleistungen anzubieten bzw. nachzufragen.

Allerdings ist fraglich, ob die Marktmechanismen in der Übergangszeit allein dafür sorgen, dass das Potential an Systemdienstleistungen durch Erneuerbare Energien voll ausgeschöpft wird. Daher werden zusätzlich die folgenden Maßnahmen vorgeschlagen:

- **Systemdienstleistungs-Bonus:** Mit der Systemdienstleistungsverordnung für Windenergieanlagen wurde bereits ein wichtiger Schritt dahin gegangen, dass Windenergieanlagen Systemdienstleistungen wie Blindleistungsbereitstellung und Frequenzhaltung erbringen müssen. Heute genügen Windenergieanlagen bereits hohen Anforderungen. Nach dem Auslaufen der Befristung des Systemdienstleistungsbonus in 2015 werden Windenergieanlagen diese Anforderungen als zwingend notwendige Mindestanforderungen ohne Zusatzvergütung erfüllen müssen. Jedoch sollte die Idee eines Systemdienstleistungsbonus weitergedacht werden: Dieser sollte zukünftig dann gewährt werden, wenn EE-

Erzeugungsanlagen ein **echtes Mehr an Systemdienstleistungen** gegenüber den Mindestanforderungen erbringen und damit wichtige Funktionen für das Energieversorgungssystem übernehmen. Häufig ergeben sich für das Erfüllen weitergehender Anforderungen höhere Kosten für die Anlagentechnik und/oder Einbußen bei den EEG-Vergütungen, so dass bislang ein wirtschaftlicher Anreiz für noch weitergehende Systemdienstleistungen fehlt.

- **Stetigkeits-Bonus:** Oftmals wurden Windenergieanlagen so konzipiert, dass sie möglichst hohe Nennleistung haben und damit Windspitzen besonders nutzen können, aber niedrigere Vollbenutzungsstunden erzielen. Dadurch werden die Stromnetze unnötig hoch belastet und es können somit weniger Anlagen an das bestehende Netz angeschlossen werden. Hier müssen Regelungen geschaffen werden, mit denen **EE-Erzeugungsanlagen stärker auf das vorhandene Netz abgestimmt** werden. Eine zentrale Systemdienstleistung, welche EE-Anlagen zukünftig in größerem Umfang erbringen müssen, ist dabei – jedenfalls an bestimmten Standorten – eine möglichst stetige Stromerzeugung und -einspeisung. Da diese oft einen insgesamt geringeren Ertrag in kWh erbringt, wird eine stetige Energieerzeugung vom heutigen System nicht angereizt. Hier sollte durch einen Stetigkeitsbonus gefördert werden, wenn insbesondere Windenergieanlagen an Binnenlandstandorten eine hohe Zahl an Benutzungsstunden (im Bereich von über 3.000 Vollbenutzungsstunden) erreichen. Durch Erstellung von Referenzertrags-Windgutachten sollte die jeweils zu erreichende Vollaststundenzahl standortbezogen festgelegt werden, um eine relative Erhöhung der Vollaststundenzahl mit dem Stetigkeitsbonus anzureizen.
- Zur optimalen Nutzung der geeigneten Windenergiestandorte sollte der Anreiz des **Repowering-Bonus** bestehen bleiben, damit veraltete Windkraftanlagen durch leistungstärkere moderne Anlagen ersetzt werden.
- **Weiterentwicklung des Einspeisemanagements:** Die zunehmenden Zeiten, in den bei EE-Anlagen ein Einspeisemanagement durchgeführt werden muss, zeigen die Größe der Aufgabe des Netzausbaus. Die Ursache der Abregelung von EE-Anlagen liegt im bislang aufgrund mangelnder Investitionsanreize nicht hinreichend durchgeführten Netzausbau – die EE-Anlagen selbst sind hierfür nicht verantwortlich. Deshalb ist es richtig, dass Anlagenbetreiber nach § 12 EEG auch dann eine Entschädigung erhalten, wenn die Anlagen im Einspeisemanagement ausnahmsweise abgeregelt werden müssen. Eine Finanzierbarkeit von EE-Anlagen wäre nicht mehr gegeben, wenn die Anlagen für unbestimmte Zeiträume ohne Entschädigung abgeregelt werden könnten. Dies gilt vor allem deshalb, weil Anlagenbetreiber auf die Durchführung des Netzausbaus (als Ursache für das Ein-

speisemanagement) kaum Einfluss nehmen können. Statt einer Abschaffung der Härtefallregelung muss daher überlegt werden, wie Anlagenbetreibern realistische, volkswirtschaftlich sinnvolle alternative Möglichkeiten für den Fall einer notwendigen Regelung von Anlagen aufgezeigt werden können. Hierzu gehören:

- Eine **bedarfsgerechte Einspeisung** aus EE-Erzeugungsanlagen muss angereizt werden, da hierdurch ein Beitrag dazu geleistet werden kann, Netzengpässe möglichst gering zu halten. Hiermit ergäbe sich zugleich eine gezielte Förderung von Kombi-Kraftwerks-Anlagen/virtuellen Kraftwerken.
- Angereizt werden sollte auch, dass EE-Erzeugungsanlagen darüber hinaus im Zusammenwirken mit anderen Anlagen sowie Speichern nach Möglichkeiten suchen, **gezielt Netzengpässen entgegenzuwirken**.
- Die Nutzung von Speichern zur **Abnahme von Überschussstrom** muss ermöglicht werden.
- EE-Erzeugungsanlagen können eine **Regelbarkeit als Dienstleistung** an entsprechenden Regelenenergie-/Systemdienstleistungsmärkten anbieten, wenn hierfür die entsprechenden Märkte geschaffen werden.

Umsetzung: Weiterentwicklung des Systemdienstleistungs-Bonus in § 29 EEG als echten Bonus für dem Energieversorgungssystem nützliche Leistungen, die über die technischen Mindestanforderungen hinausgehen.

Einführung eines Stetigkeitsbonus für (Windenergie)-Anlagen, die hohe Vollbenutzungstunden erreichen.

Überarbeitung der Regelungen zum Einspeisemanagement/Härtefallregelung im Rahmen eines Gesamtkonzeptes, welches die Finanzierbarkeit von Anlagen weiterhin sicherstellt und Möglichkeiten aufzeigt, wie die Abregelung von Anlagen gering gehalten werden kann.

IV. Binnenland-Modell für Onshore-Windenergie

Ausgangslage: Der weitere Ausbau der Onshore-Windenergie ist angesichts ihrer unter den Erneuerbaren Energieträgern günstigen Gestehungskosten sowie des weiterhin bestehenden hohen Erweiterungspotentials für das Gelingen der Energiewende unverzichtbar. Dabei sind die unterschiedlichen Einsatzmöglichkeiten und spezifischen Anforderungen sowie Vor- und Nachteile der Onshore-Windenergie zu bedenken: Es müssen sowohl die ertragsreichen küstennahen Standorte genutzt werden als auch Standorte im Binnenland, die weniger ertragsreich, dafür aber oft näher am Verbrauch sind, erschlossen werden. Statt diese Formen gegeneinander auszuspie-

len ist ein Marktumfeld notwendig, in der all diese Ausgestaltungen des im Strommarkt heute wichtigsten Erneuerbaren Energieträgers genutzt werden können.

Der kosteneffiziente Ausbau der Erneuerbaren ist auch auf **Standorte im Binnenland** zwingend angewiesen. Für Onshore-Windenergieanlagen im Binnenland ergeben sich aber oft keine ausreichenden Anreize aus der EEG-Vergütung, da die Unterschiede der EEG-Vergütung zu den windhöflichen Standorten in der Praxis oft nur gering sind, die Stromausbeute der Anlagen sich aber erheblich unterscheidet. Die Verlängerung der Anfangsvergütung für Strom aus Windenergieanlagen reicht in vielen Fällen nicht aus, um auch Binnenlandstandorte zu erschließen. Denn die Anfangsvergütung würde bei Anlagen im Binnenland rechnerisch oft für einen Zeitraum von deutlich über 20 Jahren zu zahlen sein. Die EEG-Vergütung ist aber auf einen Zeitraum von 20 Jahren (plus Inbetriebnahmejahr) beschränkt (§ 21 Abs. 2 EEG). Eine Verlängerung der Anfangsvergütung wirkt sich also für Windenergieanlagen im Binnenland oft nicht aus und hilft nicht dafür, dass die entsprechenden Projekte realisiert werden können.

Zielsetzung: Bund und Länder müssen sich hinsichtlich der Onshore-Windenergie auf ambitionierte Ziele für den Ausbau im Binnenland verständigen. Diese müssen zum einen die Ziele der Energiewende, zum anderen aber auch ökonomische und ökologische Aspekte des Ausbaus berücksichtigen. Ein stärkerer Ausbau der Onshore-Windenergie im Binnenland lässt sich am besten mit dem nachfolgenden **Binnenland-Modell** erreichen:

Wenn sich anhand der Errechnung der Referenzerträge für Windenergieanlagen an Binnenlandstandorten eine Laufzeit der Anfangsvergütung von über 20 bis weniger als 30 Jahren ergibt, dann findet eine **Stauchung der Vergütungszahlungen** statt. Ein Teil der Vergütungszahlungen, welche sich rechnerisch im Anschluss an den 20-jährigen Vergütungszeitraum ergeben würden, wird auf die ersten Jahre des 20-jährigen Vergütungszeitraums aufgeschlagen. Dies gilt nur für die Differenz zwischen der Anfangsvergütung zu einem Referenzmarktpreis, welcher für den Strom erhältlich wäre. Im Ergebnis findet damit in den ersten Jahren der EEG-Vergütungszahlungen eine leichte Erhöhung der Anfangsvergütung statt, welche die Investition in diese Standorte überhaupt erst ermöglicht. Standorte, bei denen sich rechnerisch anhand des Referenzertrags eine Vergütungszahlung über 30 Jahre und mehr ergeben würde, werden von diesem Modell ausgeschlossen. Auf diese Weise wird sichergestellt, dass nur die vergleichsweise windstärkeren Standorte im Binnenland gefördert werden und nicht solche, an denen der Einsatz der Windenergie volkswirtschaftlich nicht sinnvoll ist.

Eine erhebliche Beeinträchtigung für den Ausbau der Onshore-Windenergie sind Unsicherheiten über die Weiterentwicklung des EEG, die sich während eines konkreten Projektes auswirken können. Denn die Verwirklichung eines Windenergieanlagenprojekts benötigt lange Vorlaufzeiten: Geeignete Flächen müssen aufgespürt, Verträge mit den Flächeneigentümern und Nachbarn

geschlossen werden, natur- und artenschutzrechtlichen Belangen ist ggf. durch umweltfachliche Begleitung Genüge zu tun, Verträge mit den Herstellern müssen abgeschlossen, Fertigungs- und Aufstellungszeiten berücksichtigt werden, die Errichtung und der Betrieb der Anlagen sind zu genehmigen und vieles andere mehr. Eine konkrete Vergütung für Strom aus einer Windenergieanlage wird trotzdem erst in dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage gesichert. Bereits dann, wenn die Baugenehmigung erteilt wird – deutlich früher – steht in den Projekten aber die finale Investitionsentscheidung an. Wenn die Anlagenbetreiber befürchten müssen, dass in dieser langen Planungsphase und noch zwischen der Investitionsentscheidung und der Inbetriebnahme der Anlagen kurzfristig greifende Änderungen am EEG vorgenommen werden, dann wird von diesen Projekten lieber gleich Abstand genommen. Dies hat sich nach Veröffentlichung der Vorschläge zur Strompreisbremse Anfang 2013 gezeigt – die Investitionsbereitschaft ging angesichts der Unsicherheiten gravierend zurück. Richtigerweise muss daher anstatt auf den Zeitpunkt der Inbetriebnahme bereits auf den **Zeitpunkt der Erteilung einer (immissionsschutzrechtlichen) Genehmigung abgestellt** werden, damit eine Vergütung nach dem EEG „gesichert“ wird. Die finale Investitionsentscheidung ist dann schon gefallen, so dass Vertrauensschutz hier eingreifen muss. Zudem kann der Gesetzgeber durch zusätzliche Regelungen – insbesondere eine Anzeige der erteilten Genehmigungen und damit der zu erwartenden Windenergieanlagen – gerade auch zu einem früheren Zeitpunkt die Ausbauplanung kontrollieren.

Die Steuerung über einen atmenden Deckel wie bei der Photovoltaik führt nur zu Marktverwerfungen und ist abzulehnen. Mit den degressiv ausgestalteten Mindestvergütungen und Vorgaben für Systemdienstleistungen und für Standorte kann eine deutlich effizientere Steuerung zum Erreichen der Ziele der Energiewende erfolgen.

Umsetzung: Das Binnenland-Modell für Onshore-Windenergieanlagen ist durch folgende Maßnahmen voranzubringen:

- Einführung eines neuen Absatzes in § 29 EEG mit einem Binnenland-Modell. Grundsatz: Sofern die Berechnung anhand der Referenzerträge eine Dauer der Anfangsvergütung über 20 Jahre und bis 30 Jahre ergibt, erhöht sich die Anfangsvergütung am Anfang des 20-jährigen Vergütungszeitraums um die Differenz der über 20 Jahre hinausgehenden Anfangsvergütung abzüglich eines Referenzmarktpreises.
- Vorverlagerung des Zeitpunkts zur Bestimmung einer Vergütung nach dem EEG auf den Zeitpunkt der Erteilung einer Genehmigung für die konkrete Windenergieanlage, ggf. verbunden mit einer Anzeigepflicht der Projektentwickler zur Registrierung der Genehmigungen bei einer zentralen Stelle.

V. Verlässliche Ausbaubedingungen für die Offshore-Windenergie

Ausgangslage: Die Bundesnetzagentur hat für den Ausbau der Offshore-Windenergie in Nord- und Ostsee im Szenariorahmen 2012 eine installierte Leistung der Offshore-Windenergieanlagen von 14,1 GW im Jahr 2023 als Leitszenario angenommen. Der Bau dieser Anlagen stellt technisch und wirtschaftlich gerade angesichts der langen Planungsvorläufe und der innovativen Technologie eine immense Herausforderung dar. Schon wegen der hohen Volllaststunden, die Offshore-Windenergieanlagen erreichen können, bildet die Offshore-Windenergie aber einen wichtigen Baustein der Energiewende. Ohne die Offshore-Windenergie mit ihrem Beitrag zur Grundlast wären erheblich kostenintensivere Investitionen in andere Erzeugungstechnologien vonnöten. Die Offshore-Windenergie schafft zudem schon heute für die gesamte damit verbundene maritime Industrie eine Vielzahl von Arbeitsplätzen.

Die aktuelle Situation der Offshore-Windenergie, welche in zweifacher Weise „ausgebremst“ wurde, ist daher alarmierend. Zum ersten kam es zu erheblichen Verzögerungen beim Netzananschluss der Offshore-Windenergieanlagen. Diese Schwierigkeiten sind durch die hierauf ausgerichtete Novelle des EnWG Ende 2012 zwar verringert worden. Jedoch zeigt der fehlende Netzananschluss beim Offshore-Windpark „Riffgat“ vor Borkum die weiterbestehenden Probleme und die negativen wirtschaftlichen Folgen des fehlenden Netzanchlusses deutlich. Zum zweiten wurden die Pläne zum Ausbau der Offshore-Windenergie – nur kurz, nachdem die Probleme beim Netzausbau durch die EnWG-Novelle angegangen wurden – durch die Vorschläge zur „Strompreisbremse“ tiefgreifend in Mitleidenschaft gezogen. Denn aus diesen Vorschlägen folgte eine erhebliche Unsicherheit über die Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für Strom aus Offshore-Windenergieanlagen. Angesichts der langen Planungszeiten und der umfangreichen Finanzmittel, welche für die Offshore-Projekte erforderlich sind, hat die Unklarheit über die zukünftigen Regelungen des EEG im Hinblick auf die Offshore-Windenergie diverse Projekte zum Stillstand gebracht. Die Offshore-Windenergie braucht aber – das haben die Erfahrungen gezeigt – mehr statt weniger Zeit für die erforderlichen Lernkurven (siehe die Studie von Prognos und Fichtner im Auftrag der Stiftung Offshore-Windenergie zu Kostensenkungspotenzialen der Offshore-Windenergie).

Zielsetzung: Der angestrebte Ausbau der Offshore-Windenergie benötigt angesichts der erheblichen Investitionsvolumina und des notwendigen langen Planungsvorlaufs der Projekte **verlässliche politische Rahmenbedingungen**. Die derzeitigen EEG-Vergütungsvorschriften für Offshore-Windenergie haben sich grundsätzlich bewährt. Entsprechend sollte das Vergütungsmodell beibehalten und insbesondere das Stauchungsmodell als Wahloption bestehen bleiben. Die langfristig angelegten Investitionsentscheidungen in die Offshore-Windenergie werden nicht erfolgen, wenn beständig kurzfristig greifende Änderungen der Investitionsbedingungen diskutiert werden.

Wie vielfach gutachterlich festgestellt, darf die Entwicklung der Offshore-Windenergie-technologie nicht unterbrochen werden, bevor das Potential dieser Technologie und folglich auch deren Kostensenkungspotentiale komplett ausgeschöpft sind. Wenn die Notwendigkeit eines verlässlichen Rahmens nicht berücksichtigt wird, dann wird der Offshore-Windenergie gar nicht die Möglichkeit gegeben, die hohen technischen Herausforderungen zu meistern und ihren wichtigen Beitrag zum Gelingen der Energiewende zu leisten.

Zu diesen verlässlichen Rahmenbedingungen gehört der **Vertrauensschutz** auf die bestehenden Regelungen für die Anlagenprojekte, die bereits eine Netzanbindungszusage erhalten haben. Für diese Projekte sind in den langen Planungsabläufen bereits erhebliche Investitionen im Vertrauen auf den Fortbestand der Vergütungsregelungen des EEG getroffen worden. Auch diejenigen Projekte, die infolge der erheblichen Verzögerungen beim Netzanschluss erst später als von ihnen geplant und ihrerseits technisch möglich in Betrieb genommen werden, sind angesichts der nicht von ihnen verschuldeten Verzögerungen besonders zu schützen. Bisher gesetzte Fristen wie insbesondere die Beschränkung des Stauchungsmodells zum 31.12.2017 beruhen noch auf den früheren Erwartungen zum Ausbau der Offshore-Windenergie. Nach den Verzögerungen beim Netzanschluss sind diese Fristen zu überprüfen und ggf. zu verlängern. Statt einer zeitlichen Befristung ist auch an eine Kopplung an die Inbetriebnahme von Offshore-Kapazitäten, zum Beispiel an die Inbetriebnahme der ersten 10 GW Leistung zu denken.

Um eine hinreichende Verlässlichkeit zu schaffen, ist außerdem der Zeitpunkt zur Sicherung einer bestimmten EEG-Einspeisevergütung auf den **Zeitpunkt der finalen Investitionsentscheidung vorzuverlagern**. Im Offshore-Bereich könnte alternativ, angesichts teils langer Zeitspannen zwischen Genehmigungserteilung und Inbetriebnahme der Anlage, auf den Zeitpunkt der Zuweisung von Anbindungskapazitäten durch die Bundesnetzagentur abgestellt werden. Das bisherige Anknüpfen an den Zeitpunkt der Inbetriebnahme der einzelnen Offshore-Windenergieanlagen ist angesichts der Besonderheiten der technologischen Herausforderung, des erheblichen Investitionsvolumens und der langen Planungsvorläufe nicht sachgemäß. Indem eine bestimmte EEG-Einspeisevergütung bereits zum Zeitpunkt der finalen Investitionsentscheidung bestimmt wird, würde zum einen die Handlungssicherheit für die Anlagenbetreiber deutlich gestärkt. Gleichwohl verbliebe bei den Anlagenbetreibern selbst ein erhebliches finanzielles Risiko, da bereits die Planung der Offshore-Windenergieanlagen bis hin zum Zeitpunkt einer finalen Investitionsentscheidung bzw. der Kapazitätszuweisung mit einem Zeitraum von etlichen Jahren sehr zeit- und kostenaufwändig ist. Die Anlagenbetreiber sollen lediglich von dem von ihnen nicht zu beeinflussenden Risiko einer Veränderung der EEG-Vergütung bis hin zur Inbetriebnahme der Anlagen entlastet werden. Zum anderen würden aber gerade mit dem Vorverlegen des Zeitraums der Sicherung der EEG-Vergütung auch Handlungsspielräume für die Politik zu einer Änderung der Vergütung für erst später geplante Neuanlagen geschaffen, ohne dass die Investitionen in schon fertig

geplante und in der letzten Realisierungsphase befindliche Projekte gefährdet wären. Die Sicherung eines Einspeisetarifs zum Zeitpunkt der finalen Investitionsentscheidung könnte mit Auflagen für die Anlagenbetreiber verbunden werden, insbesondere der Fertigstellung des Projektes innerhalb eines vorgegebenen Zeitraums. Bei einem verschuldeten Überschreiten der Zeit könnte sich die gesicherte EEG-Vergütung reduzieren – damit könnten die Anlagenbetreiber zu einer schnellen Realisierung ihrer Projekte angehalten werden.

Umsetzung: Die verlässlichen Rahmenbedingungen für den Ausbau der Offshore-Windenergie müssen insbesondere durch folgende Maßnahmen geschaffen werden:

- Klares politisches Bekenntnis zu den Ausbauzielen für die Offshore-Windenergie und Schaffung verlässlicher politischer Rahmenbedingungen für die langfristig angelegten Investitionsentscheidungen in diese innovative Technologie.
- Umfassender Vertrauensschutz für Projekte, die bereits eine Netzanbindungszusage erhalten haben und solche, die infolge der Verzögerungen beim Netzanschluss unverschuldet erst später in Betrieb genommen werden können.
- Sicherung der Vergütungsansprüche des § 31 EEG für Strom aus Offshore-Windenergieanlagen ab dem Zeitpunkt der Kapazitätszuweisung nach § 17d Abs. 5 S. 1 Ziff. 3 EnWG (ggf. mit Pönalisierung falls Projekte anschließend schuldhaft nicht innerhalb eines bestimmten Zeitraums realisiert werden).
- Vorhandene Fristen wie die Beschränkung des Stauchungsmodells in § 31 Abs. 3 EEG bis zum 31.12.2017 müssen überprüft und, wo angesichts der gerade durch die Schwierigkeiten bei der Netzanbindung entstandenen Verzögerungen erforderlich, verlängert werden.

VI. Bürger an der Energiewende beteiligen und Finanzierungsmöglichkeiten nutzen

Ausgangslage: Anders als bei der klassischen Energiewirtschaft sind Investitionen in den Ausbau Erneuerbarer Energien oftmals vom Mittelstand und den Bürgern getragen worden. Die Möglichkeit hierfür bot und bietet im Besonderen das EEG, welches auch kleineren und mittleren Investoren eine Möglichkeit gibt, ihr Kapital in Erneuerbaren Energien anzulegen – zu ihrem eigenen sowie zum volkswirtschaftlichen Nutzen in der Umstellung der Energieerzeugung auf klimafreundliche Energien. Hierdurch hat sich die Struktur des Energiesektors bereits verändert.

Zielsetzung: Die Beteiligungsmöglichkeiten für Bürger an der Umsetzung der Energiewende dürfen nicht eingeschränkt, sondern müssen erhalten und noch gestärkt werden. Bürger und Mittelstand können einen erheblichen Anteil des Kapitals bereitstellen, welches zum Gelingen der Energiewende dringend vonnöten ist. Aber dies ist nicht das einzige Kriterium: Außerdem bietet die Beteiligung vieler Akteure an der Energiewende auch Gelegenheit dazu, ein möglichst großes

kreatives Potential zur Schaffung von Innovationen und zukunftsweisenden Energieerzeugungstechnologien zu nutzen. Schließlich ist keineswegs zu vernachlässigen, dass die Bürger mit großer Motivation und persönlichem Engagement an der Gestaltung der Energiewende mitwirken wollen. Die öffentliche Akzeptanz des Ausbaus von EE steigt, je stärker Bürger an Entscheidungsprozessen, aber auch an der konkreten Umsetzung von Projekten beteiligt werden. Der zu betreibende Projektaufwand, Planungs- und Investitionssicherheit wie auch die Geschwindigkeit des Projektfortschritts hängen immer öfter wesentlich von der Zustimmung oder Ablehnung der lokalen Bevölkerung ab.

Umsetzung: Für eine Stärkung der Bürgerbeteiligung und Mobilisierung des dort vorhandenen (kreativen und finanziellen) Kapitals bieten sich diverse Möglichkeiten:

- Zunächst ist von erheblicher Bedeutung, dass ein Fördermechanismus für Erneuerbare Energien erhalten bleibt, der ein überschaubares Risiko beinhaltet und damit auch für Bürger und Mittelstand gangbar ist.
- Bereichsausnahmen für Genossenschaften, kleine Bürgerprojekte oder selbst betriebene Anlagen, wie sie etwa hinsichtlich des Anlegerschutzes bei der Einführung des Kapitalanlagegesetzbuches im Frühjahr 2013 erreicht wurden, können die Investitionsbereitschaft kleiner und mittlerer Unternehmen entscheidend stärken und sollten daher auch zukünftig unterstützt werden.
- Eine Beteiligung von Bürgern über Energiegenossenschaften ist oft nicht einfach zu organisieren und wird nicht durch entsprechend schlanke Verfahrensvorschriften und erst recht nicht durch finanzielle Vorteile flankiert. Hierzu lassen sich vereinfachte Regelungen zu Genossenschaften erarbeiten und einführen.
- Regionale Ansätze zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energiequellen und zum Stromverbrauch sollten zudem aus dem Aspekt heraus, dass hiermit ein Beitrag zur Minimierung des notwendigen Netzausbaus geleistet werden kann, durch entsprechende Gestaltung der Belastung mit Abgaben und Steuern begünstigt – zumindest aber nicht behindert – werden.
- Eine erhebliche Umstellung wäre die Schaffung einer zentralen Netzgesellschaft für alle Übertragungsnetze anstelle der Organisation durch die bisherigen Übertragungsnetzbetreiber. Gerade für die Organisation der Netzanbindung der Offshore-Windenergieanlagen könnte diese eine zentrale Rolle spielen. Sollte dieser Ansatz weiterverfolgt werden, dann ist insbesondere über eine Beteiligung der Bürger an der Netzgesellschaft und der Nutzung dieser Finanzierungsmöglichkeiten nachzudenken.

VII. Fossiler Kraftwerkspark muss sich an Erneuerbaren orientieren

Ausgangslage: Trotz des erheblichen Zubaus der Erneuerbaren Energien wird der Großteil des Stroms weiterhin in fossilen Stromerzeugungsanlagen gewonnen. Diese sind zum Teil notwendig, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Fossile Kraftwerke – gerade flexible Gaskraftwerke – werden auch im Rahmen einer Energieversorgung durch Erneuerbare Energien zum Ausgleich der natürlichen Schwankungen benötigt. Ein anderer Teil der fossilen Kraftwerkskapazitäten sowie die Atomkraftwerke sind hingegen in einem geordneten Verfahren zu ersetzen.

Zielsetzung: Der komplette zentrale Kraftwerkspark aus atomaren und fossilen Kraftwerken muss Stück für Stück ersetzt werden durch dezentrale Stromerzeugung aus EE als Hauptstütze des zukünftigen Stromsektors. Die zentrale Windkraft (Offshore) und große Wasserkraft sind ebenfalls auszubauen und in den bundesweiten dezentralen Kraftwerksparks zu integrieren. Der Kraftwerkspark mit fossilen Brennstoffen ist soweit zu reduzieren, wie es die EE-Kraftwerke ermöglichen, und umzustrukturieren, wie es erforderlich ist, um die Versorgungssicherheit und Netzstabilität zu erhalten. Bei allem ist die wirtschaftliche Erreichung der Zielsetzung 80 Prozent EE im Jahre 2050 zu beachten. Bei dem Umbau der Energieversorgung muss insgesamt sichergestellt werden, dass sich von den fossilen Kraftwerken diejenigen durchsetzen, die zusammen mit den EE-Anlagen noch benötigt werden, um die Versorgungssicherheit zu garantieren.

Umsetzung: Im Energiewendegesetz muss verlässlich gesetzlich festgeschrieben werden, wie der Umbau der Energieversorgung von fossilen auf erneuerbare Erzeugungskapazitäten geordnet vorstatten gehen soll. Dort muss die Grundlage für einen Markt geschaffen werden, welcher zum einen den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien fördert und zum anderen die dafür notwendigen Flankierungen durch flexible fossile Stromerzeugungskapazitäten, Netze und Speicher schafft (bspw. Kapazitätsmechanismen, siehe dazu auch im Einzelnen Punkte II. und VIII.). Der generelle Ausstieg aus der Kernenergie und der fossilen Energien ist als Staatsziel zu formulieren und sollte in Art. 20a GG im Sinne einer nachhaltigen Energieversorgung festgeschrieben werden. Auch für fossile Kraftwerke können im Energiewendegesetz negative Ausbauziele beschrieben werden.

VIII. Ausbau von Netzen und Speichern zur Integration der Erneuerbaren Energien

Ausgangslage: Der ausbleibende Netzausbau wird immer mehr ein Problemfall für das Gelingen der Energiewende. Dabei geht es nicht nur um den physischen Anschluss der EE-Anlagen, sondern vor allem um eine effiziente Nutzung des Stroms. Wenn Windenergieanlagen grenzkostenfrei Strom erzeugen können, aber wegen fehlendem Netzausbau über lange Zeiträume abgeregelt werden müssen, ist dies volkswirtschaftlich unsinnig und treibt die Kosten für die Energiewende unnötig in die Höhe. Im heutigen Rechtsrahmen fehlen die Anreize dafür, dass sich Netze,

flexible Erzeugungskapazitäten und Speicher an dem Ausbau der Erneuerbaren Energien orientieren können und entsprechend des Bedarfs ausgebaut werden.

Zielsetzung: Die Leitungsnetze zur Verteilung und Versorgung der Wirtschaft und der Bevölkerung mit Strom sind zu ertüchtigen, umzustrukturieren und zu erweitern. Nur so können ein dezentraler Kraftwerkspark, aber auch große Wasserkraftwerke und zentrale Offshore-Windparks so vernetzt werden, dass die Energiewende gelingen kann und Versorgungssicherheit hergestellt wird. Zum Anschluss der zentralen Offshore-Windenergieanlagen ist ein Stufenplan oder sogar ein komplett neues Netzanbindungssystem zu entwickeln. Jedenfalls soll neben dem zügigen Ausbau des Offshore-Netzes zugleich die Anbindung weiterer EE-Anlagen, inklusive der kostengünstigen dezentralen Onshore-Technik, gewährleistet bleiben. Dabei dürfen die unterschiedlichen Technologien nicht gegeneinander ausgespielt werden. Nur durch die Kombination aller zur Verfügung stehender Technologien kann die Energiewende gelingen. Sofern ein neues Netzanbindungssystem entwickelt wird, sollte sichergestellt werden, dass Realisierungsfortschritte der einzelnen Offshore-Windparks und die Kosteneffizienz der Netzanbindung als Kriterien wieder mehr in den Vordergrund rücken, und nicht nur das starre Kriterium der Küstenentfernung zählt. Die Netzausbauplanung und deren Finanzierung sind dabei staatlicherseits zu sichern. Sollte sich herausstellen, dass die privaten Netzgesellschaften den Netzausbau auf absehbare Zeit nicht in dem erforderlichen Umfang vorantreiben, ist auch eine (vorübergehende) Verstaatlichung der Netze zu überlegen. Bürger sollen an der Finanzierung durch Anlagekapital beteiligt werden können. Eine Bundesnetzplanung und entsprechende Gesetzgebung sind sicherzustellen.

Dezentrale und zentrale Speichertechnologie für Strom oder biologische Brennstoffe und Heißwasserspeichertechnologien sind weiter zu entwickeln und anzuwenden. Dazu gehören Biogasspeicher, Biomassespeicher, Wasserspeicherkraftwerkstechnik, Batteriespeicher und weitere Zukunftstechnologien wie Wasserstoffproduktion. Von besonderer Bedeutung ist in der dezentralen KWK (für Gebäude etc.) die Abkopplung der Erzeugung vom Wärmebedarf durch Wärmespeicher, die dann Programmlieferungen für Strom in das Netz ermöglichen.

Insgesamt muss ein verlässlicher Rahmen für den dringend notwendigen Ausbau der Energienetze und die Förderung von Flexibilitätsoptionen wie Energiespeichern geschaffen werden. Über Monate hinweg nicht an das Netz angeschlossene Offshore-Windparks, deren Strom nicht transportiert werden kann, dürfen nicht wieder vorkommen. Hierzu ist im Rahmen eines integrierten Ansatzes für die Energiewende das derzeitige System der **Anreizregulierung** dahingehend zu überarbeiten, dass die erforderlichen Maßnahmen an den Energienetzen vorgenommen werden.

Umsetzung: Überarbeitung der Regelungen zur Anreizregulierung mit dem Ziel, dass notwendige Investitionen in die Energienetze für den Ausbau der Erneuerbaren Energien ermöglicht werden.

Vorgaben zu einer staatlichen Netzgesellschaft mit Bürgerbeteiligung könnten im Energiewendegesetz aufgestellt werden.

Anreize für den Ausbau von Speichern und die Schaffung weiterer Flexibilitäten in dem Umfang, der für den Ausbau der Erneuerbaren Energien notwendig ist. Das zentrale Element ist hierfür bereits die Direktverteilung der EE-Strommengen in Echtzeit, die zur Notwendigkeit eines Ausgleichs führt. Gerade in der Entwicklungsphase von derzeit teuren Speichertechnologien sind aber zusätzliche Instrumente für die Forschung und Technologieentwicklung erforderlich.