

Flexibel und fair – der Energiemarkt 2020

Die BEE-Positionen zur Weiterentwicklung des Energiemarktdesigns

Stand: 24. Juli 2013



Inhalt

1. Leitfragen für eine auf Erneuerbaren Energien basierende Stromwirtschaft	5
2. Die Erneuerbaren Energien als tragende Säule des künftigen Strommarktes	6
• Einspeisevorrang und Investitionssicherheit erhalten!	7
• Faire Preise in einer fairen Wettbewerbssituation schaffen!	8
• Kosten und Preise verursachungsgerecht zuordnen!	9
• Das Vergütungssystem mit Augenmaß weiter entwickeln!	10
• Die Nachteile von Ausschreibungsmodellen offen legen!	11
• Quotenmodelle gefährden die Ziele der Energiewende!	12
• Mehr Systemverantwortung übernehmen!	13
• Systemische EEG-Kosten reduzieren!	15
3. Die Strategische Reserve zur effizienten Sicherung der Stromversorgung	16
4. Bioenergie zur flexiblen Sicherung der Stromversorgung	17
5. Weitere Ansatzpunkte für mehr Ausgleichsmöglichkeiten	18
6. Eine neue Netzinfrastruktur zugunsten der verbrauchsnahe Erzeugung	21
7. Mehr Interdependenzen mit dem Wärme- und Mobilitätsmarkt nutzen	21
8. Ein möglicher Fahrplan/ Roadmap	22

„Die Energiewende muss als Gemeinschaftswerk für die Zukunft so gestaltet werden, dass Energie sicher, umwelt- und sozialverträglich und zu wettbewerbsfähigen Preisen bereit gestellt wird.“

Ethik-Kommission Sichere Energieversorgung: Abschlussgutachten vom 30. Mai 2011, S. 20

Einleitung

Das deutsche Energieversorgungssystem kann und muss nachhaltig, klimafreundlich, kosteneffizient und versorgungssicher gestaltet werden. Hierüber bestand Mitte des Jahres 2011 größtmögliche Einigkeit aller gesellschaftlichen, politischen und wirtschaftlichen Gruppen, wie sich auch im Abschlussgutachten der Ethik-Kommission sowie an den Beschlüssen von Bundestag und Bundesrat zum Atomausstieg sowie zur Bestätigung der national und international bereits zugesagten Klimaschutzziele zeigte. Nach wie vor befürworten ca. 90 % der Bevölkerung diese Entscheidungen. Der Ersatz der durch den Atomausstieg wegfallenden Strommenge kann mit einem ambitionierten Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung und solchen Technologien, die die schwankende Einspeisung von Wind und Photovoltaik ausgleichen, bis 2022 erreicht werden. Der darüber hinausgehende Umbau soll in den folgenden Jahrzehnten bis ca. 2050 geschehen.

Das Ziel der Energiewende besteht darin, durch einen schnellstmöglichen vollständigen Ersatz schädlicher fossil-atomarer Energieerzeugung mit umwelt- und klimafreundlichen Erneuerbaren Energien (EE) die Lebensgrundlage der Menschen zu erhalten. Schon für unsere Generation müssen wir saubere Luft, sauberes Wasser und saubere Böden sichern. Dies gilt umso mehr für unsere Kinder und Enkelkinder. Die Energiewende soll in der Stromversorgung in den nächsten zwei bis drei Jahrzehnten, im Wärme- und Mobilitätsbereich in drei bis vier Jahrzehnten umgesetzt werden. Über die ökologischen Gründe hinaus sprechen folgende ökonomische und soziale Argumente für den beabsichtigten Umbau der Energiewirtschaft:

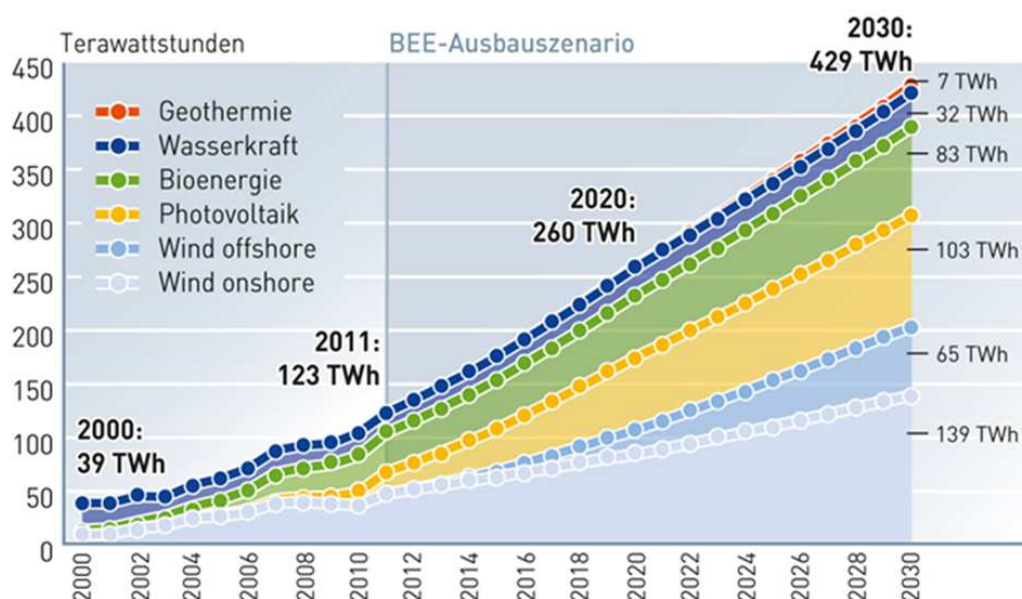
- Stärkung der **nationalen und regionalen Wertschöpfung**, insbesondere auch im Bereich der kleinen und mittelständischen Unternehmen mit mehr als 380.000 Arbeitsplätzen und dem Sozialkapital der ehrenamtlich engagierten Bürgerinnen und Bürger
- Erhalt und Ausbau der **Technologieführerschaft der deutschen Wirtschaft** sowie Erschließung von **Exportmärkten** zur Sicherung des derzeitigen 10 %igen Marktanteils europa- und weltweit
- Langfristiges und über die Landesgrenzen hinaus wirkendes **Konjunktur- und Wachstumsprogramm**
- **Vermeidung von fossilen Energieimporten** und damit wachsende Unabhängigkeit und Vermeidung von Kapitalabfluss
- Beitrag zur **Befriedung von Konflikten** um die endlichen fossilen Rohstoffe weltweit
- **Vorbildwirkung und Ansporn** für andere, insbesondere industrialisierte Staaten, ihre Energiewirtschaft ebenfalls umzugestalten

Kurzfristig stellen sich Fragen nach der Akzeptanz von Energiepreissteigerungen, die zu einem (kleineren) Teil auch dem heute bestehenden Finanzierungsrahmen von EE-Anlagen zugerechnet werden können. In *langfristiger* Perspektive besteht Einigkeit unter Wissenschaftlern, dass eine vollständige Versorgung mit Erneuerbaren Energien kostengünstiger ist, als die Fortsetzung des alten Systems. Daher muss es jetzt in *mittelfristiger* Perspektive der nächsten 5 Jahre darum gehen, die Energiewende konsequent weiter umzusetzen und in diesem Zuge Wettbewerbsverzerrungen, die insbesondere dadurch entstehen, dass die Folgekosten der fossil-atomaren Energieversorgung auf die Gesellschaft abgewälzt werden, abzubauen, damit die Märkte funktionieren können.

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) steht für das Ziel, die Energie für die Bereiche Strom, Wärme und Verkehr zu 100 Prozent aus erneuerbaren Quellen sicher zu stellen. Für die dazu notwendigen Rahmenbedingungen machen wir uns stark. Wir setzen bei der Steuerung der Energiewende auf ökonomische Anreize. Wir befürworten funktionierende Märkte und Preisehrlichkeit im Vergleich der erneuerbaren mit den fossil-atomaren Energieträger. Planwirtschaftliche Ansätze wie Quoten- und Ausschreibungsmodelle, die vorab Mengen festlegen, sowie Ausbaukorridore, die den Ausbau begrenzen sollen, lehnen wir hingegen ab.

Mit der BEE Plattform Systemtransformation bringen wir Wissenschaft, Politik und Praxis zusammen, um in einem ganzheitlichen Ansatz die notwendige Weiterentwicklung des Strom-, Wärme- und Mobilitätsbereichs zu gestalten und voran zu bringen. Ausgangspunkt sind die von der Branche entwickelten Szenarien, die prognostizieren, welche Mengen die EE kurzfristig bis 2020 und mittelfristig bis 2030 liefern können: in 2020 können knapp 50% und in 2030 an die 80% der Stromversorgung in Deutschland mit EE gedeckt werden. Neben dem Ausbau der Erneuerbaren Energien werden hier auch die Flexibilitätsoptionen eine wichtige Rolle spielen. Hierzu haben wir im April 2013 eine umfassende wissenschaftliche Untersuchung vorgelegt, die von BET Aachen erarbeitet worden ist.

Abb. 1: Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung bis 2030 im BEE-Szenario



1. Leitfragen für eine auf Erneuerbaren Energien basierende Stromwirtschaft

Für die Erreichung hoher Anteile Erneuerbarer Energien müssen die folgenden zentralen Fragen beantwortet und die entsprechenden Weichenstellungen in der nächsten Legislaturperiode gestellt werden:

- Wie können die EE zur tragenden Säule der künftigen Stromversorgung werden? Wie kann ein System mit fairen Wettbewerbsbedingungen für fluktuierende Erneuerbare und für steuerbare regenerative und konventionelle Residualenergien geschaffen werden? Wie kann die Energiewende möglichst kosteneffizient und verteilungsgerecht unter Wahrung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie ausgestaltet werden?

siehe Kapitel 2

- Wie können wir das Potential der unendlichen Energien für eine wirtschaftlich effiziente Versorgungssicherheit nutzen? Wie können die Rahmenbedingungen für die Entwicklung der notwendigen Ausgleichsmöglichkeiten für eine bedarfsgerechte Energieversorgung und die entsprechende Netzinfrastruktur verbessert werden?

siehe Kapitel 3 bis 5

- Welche Chancen bieten Netzinfrastruktur sowie Wärme- und Mobilitätsmarkt zur Optimierung unseres Stromsystemdesigns?

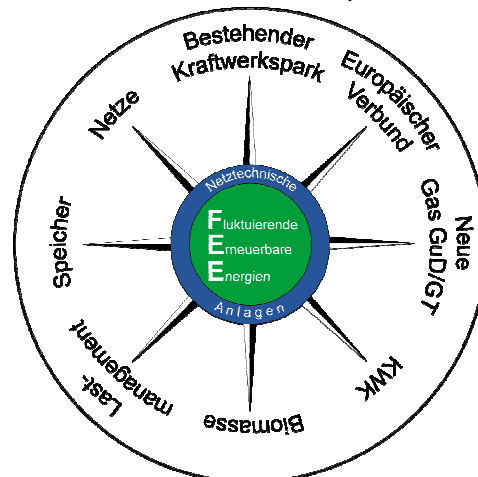
siehe Kapitel 6 bis 7

2. Die Erneuerbaren Energien als tragende Säule des künftigen Strommarktes

Mit dem Szenario „Stromversorgung 2030“ haben wir aufgezeigt, dass zeitnah ein hoher Anteil von EE-Strom an der Versorgung technisch und wirtschaftlich möglich ist. Dabei bieten die nicht brennstoffbasierten Stromerzeugungstechnologien (vor allem Windkraft und Photovoltaik) diverse Vorteile: Sie sind emissionsarm, weisen kaum laufende oder externe Kosten auf und genießen eine hohe gesellschaftliche Akzeptanz.

Diese Fluktuierenden EE (FEE) gehören deshalb in das Zentrum eines künftigen Energiesystems, an dem sich die Ausgleichs- bzw. Flexibilitätsoptionen ausrichten müssen. Die vom Institut für ZukunftsEnergieSysteme (IZES) Ende 2012 für die *BEE-Kompassstudie Marktde-sign* erarbeitete Kompassrose stellt dies graphisch dar:

Abb. 2: Das künftige Stromsystem aus technischer Perspektive



Ein Spezifikum der fluktuierenden EE sind die relativ hohen Investitions- und Kapitalkosten bei zugleich extrem niedrigen variablen Kosten, weshalb auch künftig verlässliche Refinanzierungsinstrumente für eine weitere Entwicklung notwendig sind. **Das EEG stellt das effizienteste, transparenteste und kostengünstigste Förderinstrument für Investitionen in erneuerbare Erzeugungskapazitäten mit einer breiten Bürgerbeteiligung dar.** Angesichts der stabilen gesetzlichen Rahmenbedingungen waren bislang die Risikoaufschläge der Fremd- und Eigenkapitalgeber vergleichsweise gering. Die Folge waren relativ niedrige Kapitalkosten und eine hohe Aktivierung von privatem Kapital. Das Prinzip einer degressiv ausgestalteten Vergütung für eingespeiste Arbeit über einen vorab festgelegten Zeitraum zur Deckung der Fixkosten von EE-Anlagen unterstützte diese Entwicklung, da auf diese Weise die Investitionssicherheit und Planbarkeit von Geschäftsmodellen verbessert worden ist.

Dank des EEG sind die Unternehmen der EE-Wirtschaft zu einer wichtigen volkswirtschaftlichen Säule geworden. In vielen Regionen Deutschlands läuft ein relevanter Teil der Wertschöpfung über die EE. Mehr als 50 % des hierfür notwendigen Kapitals wird von Bürgern bereitgestellt – eine Bürgerbeteiligung im doppelten Sinne.

Gleichzeitig ist dem BEE und seinen Mitgliedern bewusst, dass die Energieversorgung in Teilbereichen durch steigende Preise geprägt sein kann und jedes Instrument genau dahin analysiert werden muss, ob es die gewünschten Ziele effizient erreicht.

Mit dem EEG wurden zugleich mit den auf S. 3 genannten Ziele auch erreicht, dass

- der Erzeugung von sauberer Energie ein vollständiger und ehrlicher Preis im Sinne der Einspeisetarife zugeordnet wird, der von den Stromverbrauchern getragen wird und
- eine größere Akteursvielfalt und damit mehr Wettbewerb geschaffen wurde.

Zukünftig muss die Refinanzierung der EE einerseits noch stärker auf die Spezifika der einzelnen Technologie zugeschnitten werden. Zudem muss andererseits die derzeit bestehende Wettbewerbsverzerrung gegenüber der fossil-atomaren Energieerzeugung aufgehoben werden, deren externe Kosten der heutige und vor allem der künftige Steuerzahler und eben nicht der Stromverbraucher trägt. Beispiele für den unvollständigen Kostenansatz sind die Umwelt- und Gesundheitsschäden aus der Atom- und Kohlestromerzeugung und die Kosten aus der sicheren Verwahrung der nuklearen Abfälle, die unsere Nachfahren noch über Jahrhunderte nach dem Ende der Nutzung werden tragen müssen.

Wir vertreten zur Weiterentwicklung des EEG folgende Positionen:

- **Einspeisevorrang und Investitionssicherheit erhalten!**

Für die Planungs- und Investitionssicherheit ist der Einspeisevorrang für Strom aus EE als ein Kern des EEG essentiell. Er ist Voraussetzung für eine ausreichende Refinanzierung der Investitionen. Kostensenkungspotenziale können nur bei verlässlichen Rahmenbedingungen gehoben werden.

Die Abschaffung würde weder Kosten senken noch Probleme beim Netzausbau lösen, gleichwohl aber die Investitionssicherheit für neue, bislang immer kostengünstigere erneuerbare Erzeugungsanlagen gefährden. Ein anstelle des Einspeisevorrangs erweitertes Einspeisemanagement ist weniger effizient, ausgesprochen verwaltungsintensiv und daher abzulehnen.

Jegliche Diskussionen über die Abschaffung des Einspeisevorrangs bewirken eine hohe Verunsicherung bei den Investoren – zumal es keine sinnvollen Alternativvorschläge gibt. Es ist ökologisch nicht verantwortbar, EE abzuregeln, während Braunkohlekraftwerke – selbst jene ohne Must-Run-Funktion – weiter laufen und dabei große Mengen CO₂ und andere Schadstoffe ausstoßen. Die Bundesnetzagentur sollte hier weitergehende Kontrollmöglichkeiten erhalten und nutzen.

Die große Planungssicherheit, die Festvergütungen im Vergleich zu anderen Refinanzierungsmodellen bieten, tragen mittels niedriger Zinsen erheblich zur Kosteneffizienz bei. Unsicherheiten führen hingegen zu Risikoprämien und höheren Kosten. Zugleich haben sich Investitionen in EE für die Bevölkerung, aber auch für konservativ anlegende institutionellen Investoren, wie Versicherungen, Stiftungen und Altersvorsorge-Einrichtungen, in

Zeiten der Finanzkrise als vertrauenswürdige Anlagemöglichkeit erwiesen. Dies ist ein Faktor, der heutzutage kaum hoch genug geschätzt werden kann.

Zugleich hat das Festpreisvergütungsmodell in Kombination mit den darin vorgesehenen Degressionen insbesondere bei der Fotovoltaik in großem Maße zur Kostendegression bei den EE geführt. Die spezifischen Kosten für Solarstrom betragen nur noch einen Bruchteil der Kosten vor einigen Jahren.

- **Faire Preise in einer fairen Wettbewerbssituation schaffen!**

Die EEG-Vergütung bildet einen Finanzierungsrahmen, der die Kosten der Stromerzeugung ehrlich und vollständig abbildet und sie gegenüber den Stromverbrauchern offen legt. Dies unterscheidet das EEG-System positiv und fundamental vom Preisregime der fossil-atomaren Stromerzeugung, bei dem zahlreiche Kostenbestandteile der Allgemeinheit, also den Steuerzahlern, diffus und unkalkulierbar auferlegt werden, insbesondere die externen Kosten für Atommüllendlager, für Umwelt- und Gesundheitsschäden etc. Zudem werden Kosten auf zukünftige Generationen verlagert, was ebenfalls dem Gebot von Generationengerechtigkeit und Fairness widerspricht.

Grundlage der EEG-Vergütung ist seit Einführung des Gesetzes im Jahr 2000 das Prinzip der kostendeckenden Vergütung, wonach der Anlagenbetreiber seine Kosten refinanzieren und einen angemessenen Gewinn erhalten soll. Über- und Untervergütung sollen möglichst ausgeschlossen sein. In einer ähnlichen Systematik sind die Netzentgelte für die Netzbetreiber-Preise reguliert – übrigens mit einer garantierten Rendite von 9,3 % p.a., die vom Gesetzgeber als angemessen akzeptiert worden ist und die damit als Referenzwert für energiewirtschaftliche Investitionen gelten kann.

Wer fordert, die EE müssten sich am Markt bewähren, muss zunächst faire Marktbedingungen herstellen, sei es über eine vollständige Internalisierung (Anrechnung) der externen Kosten oder über einen Ausgleich für die Umweltdifferenzkosten.

Damit die EE faire Wettbewerbschancen haben, müssen sie entweder einen Ausgleich für die Marktverzerrungen erhalten, oder es müssen umgekehrt die fossil-atomaren Energieträger mit ihren wahren Kosten belastet werden. Mit Subventionen hat das EEG-System daher nichts zu tun. Grundlegend für funktionierende Märkte ist es, die bestehenden Marktverzerrungen zugunsten der konventionellen Energien abzubauen.

Zudem wurde inzwischen der Emissionshandel eingeführt, dessen Aufgabe es sein soll, die negativen Effekte des CO₂-Ausstoßes zu internalisieren. Tatsächlich liegt der Emissionshandel am Boden und in seinem Gefolge werden durch die zu niedrigen Zertifikatspreise die Spotmarkt-Börsenpreise gedrückt.

Wie weit Kosten und Einpreisung beim Kohlendioxidausstoß auseinander liegen, zeigen die aktuellen Zahlen:

- Ein CO₂-Zertifikat ist bereits für 3-4 Euro pro Tonne zu haben.

- Die wahren CO₂-Kosten betragen laut Bundesumweltministerium (BMU) und Umweltbundesamt (UBA) 80 Euro je Tonne.

Neben den Treibhausgasdifferenzkosten gibt es noch weitere Umweltkosten – darunter die Luftschadstoffe, die zu den CO₂-Differenzkosten hinzu gerechnet werden müssen. Daraus ergeben sich Umweltdifferenzkosten, die auf den Marktwert des EE-Stroms addiert werden müssen, um einen fairen Wettbewerb zwischen EE und schmutzigen Energieträgern zu ermöglichen. Nach Ansicht des BEE ist es eine wichtige Aufgabe der europäischen Klimapolitik, neben den Fördersystemen für Erneuerbare Energien auch die Klimaschutzwirkung des Emissionshandels durch angemessene Zertifikatspreise zu heben.

Vor dem Hintergrund, dass die Preise bei den fossil-atomaren Energien nicht die Wahrheit sprechen, ist der Vorwurf gegenüber den Erneuerbaren Energien falsch und bewusst irreführend, dass diese Subventionen erhielten. De facto handelt es sich bei den Vergütungszahlungen für Erneuerbare Energien um einen Ausgleich für Wettbewerbsverzerrungen und um einen stabilen Refinanzierungsrahmen für Investitionen. Letzteres wird auch von den Betreiber der fossil befeuerten Kraftwerke eingefordert.

Die Betrachtung der Wirtschaftlichkeit von Technologien darf nicht nur kurzfristig geschehen, wie dies auf Börsenplätzen der Fall ist. Die Endlichkeit der fossil-atomaren Ressourcen führt die Energieversorgung der Menschheit in eine Sackgasse. Die Verknappung der endlichen Energieressourcen wird zu stark steigenden Preisen und weiteren Konflikten führen. Weiteres Wachstum wird in Zukunft nur mit nicht-endlichen Energien möglich sein. Unser Wohlstand ist daher vom Gelingen der Energiewende abhängig. Es kann keinen Weg zurück geben. Wer beim Ausbau der Erneuerbaren Energien auf die Bremse tritt, gefährdet unseren Wohlstand.

- **Kosten und Preise verursachungsgerecht zuordnen!**

Das EEG ist in den letzten Jahren wegen der im selben Zeitraum steigenden Energiepreise kritisiert worden. Dabei wird übersehen, dass die Kostendarstellung meist Äpfel mit Birnen vergleicht:

- Dass die Marktpreise nicht die Kostenwahrheit abbilden, ist bereits dargestellt worden. Weiterhin wird der Müll der fossilen Kraftwerke in Form von CO₂ in der Atmosphäre abgeladen und der Abfall der Atomkraftwerke den nachfolgenden Generationen zur Bewachung überlassen, ohne dass die dafür verantwortlichen Kraftwerksbetreiber die Kosten übernehmen.
- Die EE müssen per Gesetz ihren Strom auf dem Spotmarkt verramschen. Der Spotmarktpreis ist aber nicht das richtige Maß für die Wertigkeit des Stroms – auf diesem Markt werden vielmehr die Abweichungen aus dem Terminmarkt ausgeglichen. Die Betreiber der konventionellen Kraftwerke können im Gegensatz zu den Betreibern von EE-Anlagen ihren Strom höherwertig auf dem Terminmarkt und OTC-Markt verkaufen und ihre Portfolios zusätzlich am Spotmarkt gewinnträchtig zu Lasten der Stromkunden op-

timieren. Hierdurch sind insbesondere die steuerbaren Regenerativkraftwerke im Nachteil.

- Die Kosten der EE werden als Vollkosten im Vergütungssystem abgebildet. Der übrige Strom am Energy-Only-Strommarkt spiegelt hingegen lediglich vor allem die Grenzkosten der Erzeugung aus abgeschriebenen Kraftwerken wider. Der Energy-Only-Strommarkt ermöglicht im Übrigen derzeit auch nicht die Refinanzierung von Investitionen in neue Kraftwerke, egal ob auf fossiler, atomarer oder regenerativer Basis.
 - Die Vollkosten von neuen EE werden mit einem konventionellen Anlagenpark verglichen, der überwiegend aus abgeschriebenen Altanlagen besteht, die ihre Refinanzierung wiederum zu einem relevanten Teil bereits zu Zeiten des Strommonopols realisiert haben.
 - Keine einzige Neuanlage – egal ob auf Basis sauberer oder schmutziger Energieträger – kann sich heute am Spotmarkt refinanzieren. Dies beweist die Ineffizienz dieses Marktplatzes und entlarvt gleichzeitig, dass die Forderung nach einer (Spot-) Marktintegration der Erneuerbaren Anlagen eine bewusste Irreführung der Energiewendegegner ist.
- **Das Vergütungssystem mit Augenmaß weiter entwickeln!**

Das Vergütungssystem des EEG hat sich grundsätzlich bewährt. Aufgrund der aktuellen Entwicklung des EE-Ausbaus und mit den über 20 Jahre gesammelten Erfahrungen aus der Rechtspraxis zum Stromeinspeisungsgesetz und zum EEG gilt es, das Vergütungssystem weiterzuentwickeln. Dabei sind die Spezifika der einzelnen Technologien ebenso zu beachten, wie die neuen Problemstellungen. Dazu gehören vor allem Anreize, die Erzeugung bedarfsgerecht auszurichten, wo dies technologisch und ökonomisch Sinn macht.

Zugleich darf es keine Diskriminierung der EE im Wettbewerb mit konventionellen Energien, beispielsweise bei der Erbringung von Systemdienstleistungen geben.

Bei der Weiterentwicklung des Vergütungssystems müssen eine Reihe von Faktoren berücksichtigt werden. Wichtig sind u.a. Effektivität (d.h. ein schneller umfassender Ausbau der EE), Kosteneffizienz und Akteursvielfalt als elementare Voraussetzungen für die Akzeptanz, Ausrichtung der flexiblen Erneuerbaren Energien auf die Abdeckung der Residuallast- und Erhöhung der Systemdienstleistungsfähigkeit der Erneuerbaren Energien.

Die Weiterentwicklung des Vergütungssystems ist zugleich eine Möglichkeit den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu steuern. Die hat das Referenzertragsmodell bereits bewiesen, das zu einem Ausbau der Windenergie auch im Binnenland geführt hat. Die allseits gewünschte Flexibilisierung der Bioenergie wird nur mit einer Neuausrichtung des Vergütungssystems möglich sein.

Von großer Bedeutung wird es sein, die Akteursvielfalt aufrecht zu erhalten. Die Vielfalt der Unternehmen und die breite Partizipation der Bürger an dem Ausbau der Erneuerba-

ren Energien war und ist ein entscheidender Faktor für das Gelingen der Energiewende. Alles spricht dafür, dass diese Akteursvielfalt auch bei der Weiterentwicklung des EEG erhalten bleiben sollte.

Vorschläge zu den technologiespezifischen Tarifsystemen werden wir und die von uns vertretenen Spartenverbände zum gegebenen Zeitpunkt vorlegen.

- **Die Nachteile von Ausschreibungsmodellen offen legen!**

Eine Mengensteuerung aufgrund von öffentlichen Ausschreibungen kann keine Alternative zum bestehenden EEG-System sein. Folgende Gründe sprechen gegen Ausschreibungsmodelle:

- Entgegen allen Bekundungen sind Ausschreibungen keine Garantie dafür, dass die Ausbauziele erreicht werden. Im Gegenteil: Der tatsächliche Ausbau bleibt regelmäßig hinter den Zielen zurück. So wurden in Großbritannien nur 30% der Onshore-Windenergieanlagen installiert, die bei Ausschreibungen den Zuschlag bekamen. Häufig erwerben Unternehmen Ausschreibungszuschläge auf Vorrat.
- Um den Bau der ausgeschriebenen Kraftwerke zu erzwingen, müsste man Pönalen einführen. Pönalen müssten wiederum teuer besichert werden, wodurch kleine und mittelständische Akteure gegenüber großen, finanzstarken Konzernen benachteiligt würden. Besicherungskosten entstehen typischerweise bei Bankbürgschaften, für die man gute Ratings benötigt und die die Liquidität belasten. Je kleiner der Akteur, desto größer die (relative) Belastung.
- Ausschreibungen sind nicht kosteneffizienter als ein gut austariertes Vergütungsmodell. Ausschreibungen provozieren zum einen im Vergleich zu Festvergütungen hohe Transaktionskosten und ebenso das Risiko, dass Vorinvestitionen für den Fall abgeschrieben werden müssen, dass das Projekt nicht den Zuschlag erhält. Zum anderen ist es auch möglich, dass bei Ausschreibungen höhere Zahlungen heraus kommen als bei Festvergütungen. Die Gefahr ist umso größer, je geringer die Akteursvielfalt in der jeweiligen Region ist. Und je detaillierter die Ausschreibungen werden (Technologien, Regionen, Einsatzstoffe), desto größer wird der Verwaltungsaufwand.
- Zu den Transaktionskosten gehören auch die über Gebühren umzulegenden Kosten der Verwaltung, insbesondere die Kosten der amtlichen Verwaltungsstelle, die die Ausschreibungen verantwortet und kontrolliert, z.B. im Zusammenhang mit der Bundesnetzagentur (BNetzA) oder bei den Bundesländern.
- Die Energiewende lebt auch von ihrer Akzeptanz. Die Erfahrung mit Ausschreibungen in anderen Ländern zeigt, dass die Akteursvielfalt deutlich niedriger ist als in Deutschland. Statt regionaler Bürgerwind- und Solarparks stellen sich für Bürger nur anonyme (Groß-) Projekte überregionaler Unternehmen dar. Statt Bürgerbeteiligung gibt es dann örtlichen Widerstand. Ausschreibungsmodelle erschweren die Teilnahme von kleinen und mittelständischen Firmen an der Förderung, weil Projekte in finanzieller Vorleistung bis zur „Ausschreibungsreife“ entwickelt werden müssen. Dies können nur finanzstarke Unternehmen leisten.
- Die Umstellung auf Ausschreibungen würde über den gesamten Umstellungszeitraum für Verunsicherung sorgen. Für einen gewissen Zeitraum würden sogar zwei

Modelle parallel existieren. Dies kann sowohl zu ungewünschten zeitweiligen Beschleunigungsprozessen als auch zu ebenfalls ungewünschten Stop-Prozessen führen. Alleine die (politischen) länder- und technologiespezifischen Aushandlungsprozesse dürften viel Zeit in Anspruch nehmen. Dabei ist auch denkbar, dass die Anlagenbetreiber zwischen Vergütungs- und Ausschreibungszahlungen optieren. Dann würden zunächst die guten Standorte über Vergütungen refinanziert werden und die dann verbliebenen schlechteren Standorte über Ausschreibungszahlungen zu entsprechend höheren Werten.

- Leistungsausschreibungen wie bei dem Modell des Verbandes Kommunalen Unternehmen (VKU) führen zu weiteren negativen Folgen. Zum einen besteht durch die Ausschreibung der Generatorleistung ein Anreiz, bei der Windenergie auf möglichst große Generatoren hin zu optimieren, das Gegenteil dessen, was unter Netzgesichtspunkten nötig ist. Zum anderen gibt es einen Anreiz, auf Billigtechnologien statt Qualitätsware zu setzen. Damit würde Industriepolitik für andere Länder und zum Schaden der eigenen Industrie betrieben. Die Umsetzung im Bereich der kleinteiligen Photovoltaik würde zu enormen Transaktionskosten führen. Kleinere private oder gewerbliche Investoren würden gezwungen, an Ausschreibungen teilzunehmen, um ihre Haus- und Dachanlagen zu realisieren oder müssten sich Handelsakteure suchen, die dies übernehmen. Das würde das bestehende Bürgerengagement deutlich ausbremsen. Oder es würde das Geschäft vollständig in die Hand lokaler Versorger legen, die Zuschläge auf Vorrat ersteigern und diese dann meistbietend weiterreichen.
- Bioenergieanlagen, die Energiepflanzen einsetzen, können beim derzeitigen Preisniveau – genauso wie Erdgaskraftwerke – am Strommarkt nicht einmal die variablen Betriebskosten, also in erster Linie die Brennstoffkosten, refinanzieren. Das bedeutet, dass sie bei Leistungsausschreibungen nach dem VKU-Modell Leistungspreise anbieten müssten, die höher sind als die Investitionskosten. Solche Anlagen würden dann aber am meisten verdienen, wenn sie möglichst wenig bzw. gar nicht betrieben würden. Dieser Sachverhalt eröffnet dem Missbrauch Tür und Tor.

- **Quotenmodelle gefährden die Ziele der Energiewende!**

Der BEE hat in einer umfassenden Stellungnahme die vielfältigen Nachteile von Quotenmodellen aufgezeigt, die im Folgenden nur stichwortartig aufgeführt werden. Für eine detaillierte Darstellung der einzelnen Punkte sei auf die BEE-Stellungnahme und zugrundeliegende Gutachten verwiesen.

Quotenmodelle haben in der Praxis häufig ihre vorgegebenen Ziele nicht erreicht. Sie leiden daher unter geringer Effektivität. Aufgrund von hohen Risikozuschlägen, Mitnahmeeffekten und Transaktionskosten haben sie eine niedrige Kosteneffizienz. Damit sind sie nachweislich teurer als effiziente Einspeisesysteme. Die den Quotenmodellen zugeschriebene (theoretische) Kosteneffizienz liegt an der Technologieneutralität, da die kostengünstigsten Technologien vorrangig erschlossen werden. Dies wird auch von einem vom BMU geförderten Forschungsvorhaben bestätigt, das in der AG 1 der Plattform EE vorgestellt wurde. Dadurch sind sie innovationsfeindlich und führen zu einer technologischen Mono-

kultur, wenn eine technologieübergreifende Quote festgelegt wird. Das Wuppertal-Institut hat zudem aufgezeigt, dass Quotensysteme, selbst wenn sie kurzfristig günstige Technologien erschließen, dann aber nach Ausschöpfung dieser Potenziale durchaus sprunghaft höhere Kosten aufweisen, um die nächstgelegenen Technologien zu erschließen. Werden technologiespezifische Quoten eingeführt, verschwindet der theoretische Effizienzvorteil und die Risikoaufschläge überwiegen. Wie die FDP in ihrem Positionspapier zum EEG eingeräumt hat, führen Quotensysteme zudem zu einer Monopolisierung der Erzeugerstruktur.

- **Mehr Systemverantwortung übernehmen!**

Mit einem zunehmenden Anteil EE an der Stromversorgung und der Ausrichtung des Stromsystems auf ihre Belange, wird es immer existentieller, dass diese Anlagen auch ihren Beitrag zur Systemstabilität und Versorgungssicherheit leisten. Hierzu gehört insbesondere die Bereitstellung von Systemdienstleistungen, die der Frequenz- und Spannungshaltung dienen. In der vom IZES erarbeiteten *BEE-Kompassstudie Marktdesign* wird darauf hingewiesen, dass die EE bereits zahlreiche Beiträge liefern und künftig schrittweise die Aufgaben der konventionellen Energietechnologien übernehmen können und wollen.

Viele Anforderungen für die Erbringung von Systemdienstleistungen durch EE sind bereits im derzeitigen Regelwerk verankert: Mit der Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen, der in Kraft getretenen VDE-Anwendungsregel für PV-Anlagen sowie der Mittelspannungsrichtlinie inklusive ihrer Ergänzungen und der 50,2 Hz-Regelung sind erste Schritte erfolgt, von den fluktuierenden EE (FEE) mehr Verantwortung einzufordern. Der BEE unterstützt diesen Wechsel zum „operate-and-serve“ ausdrücklich.

Seit dem Inkrafttreten des EEG 2012 können auch EEG-Anlagen Regelenergie anbieten. Diese Möglichkeit wird von Betreibern von Bioenergie- und anderen steuerbaren EEG-Anlagen zunehmend genutzt. Innerhalb kurzer Zeit sind mehrere Betreiber von virtuellen Kraftwerken entstanden, die Bioenergieanlagen zu virtuellen Regelkraftwerken bündeln und in den Märkten für Minutenreserve- und Sekundärregelleistung mit der gleichen Zuverlässigkeit wie konventionelle Kraftwerke aktiv sind, auch bundesweit.

Künftig werden noch mehr sogenannte Must-Run-Funktionen zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität sukzessive von den EE übernommen werden müssen, um den Sockel an konventionellen Kraftwerken zu reduzieren. In Bezug auf Einsatzmöglichkeiten der FEE (mittels Leistungselektronik, etc.) bei den netztechnischen Must-Run-Funktionen (n-1-Stabilität, Kurzschlussleistung, Spannungshaltung, Regelleistung und Sicherung der Systembilanz) ist ihr Einsatz stets mit einzubeziehen und bei der Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen zu berücksichtigen. Insbesondere Photovoltaikanlagen verfügen schon heute über wertvolle Kraftwerkseigenschaften, mit denen man in der Lage ist, klassische Must-Run-Funktionen konventioneller Kraftwerke zu ersetzen. So beteiligen sich PV-Anlagen an der Spannungshaltung im Netz, indem sie sogenannte Blindleistung einspeisen und tragen durch eine frequenzabhängige Wirkleistungsreduktion zur Frequenzhaltung des Europäischen Verbundnetzes bei. In Hoch- und Mittelspannungsnetzen können

PV-Anlagen durch eine vollständige „dynamische Netzstützung“ mithelfen, kurzzeitige Spannungseinbrüche sicher zu durchfahren, die Netzstabilität zu stützen und Stromausfälle zu verhindern. Ihre große Stärke besteht aber darin, dass große Photovoltaik-Anlagen Tag und Nacht über die Blindleistungseinspeisung auf Abruf Spannungsschwankungen kompensieren können.

Perspektivisch können PV-Großanlagen am Regelenergiemarkt die Eigenschaften bisheriger konventioneller Großkraftwerke substituieren. Durch die Bereitstellung von Wirkleistung in einem definierten Zeitraum (Primär-, Sekundär- und Minutenreserve) könnten Photovoltaik-Großanlagen z.B. in virtuelle Kraftwerke eingebunden werden und liefern bei Bedarf unter Einsatz von angepassten Speichern erweiterte Beiträge zur Frequenzhaltung über die Erbringung von Regelleistung. Im Verbund mit geeigneten Speichern können so alle Eigenschaften konventioneller Kraftwerke nachgebildet werden.

Für den BEE erscheint es zwingend notwendig, dass künftig die Regelenergiemärkte für die Bereitstellung von positiver und negativer Regelenergie deutlich flexibler ausgestaltet werden, um sie stärker für EE-Anlagen zu öffnen. Dabei geht es in erster Linie darum, steuerbaren EE-Anlagen den Zugang zur Sekundärregelleistung zu erleichtern und zur Primärregelung zu ermöglichen. Darüber hinaus können aber auch die FEE in die Regelenergieerbringung einbezogen werden, indem beispielsweise Abrufe über einen zusätzlichen Intradaymarkt erfolgen. Weitere Beiträge zur Systemstabilität können EE-Anlagen in den Bereichen Redispatch und Bereitstellung von Reservekapazitäten erbringen.

Um das technische Potenzial der Must-Run Funktionen durch EE zu nutzen und Synergien spannungsebenübergreifend zu realisieren, ist es essentiell, dass der Datenaustausch zwischen Verteil- und Übertragungsnetzbetreibern erweitert wird (Ist-Wert-Erfassung Netzzustand). Die Rolle der Verteilnetzbetreiber ist durch die Systemtransformation ebenfalls im Wandel begriffen hin zu proaktiven Marktakteuren, die Systemdienstleistungen abrufen.

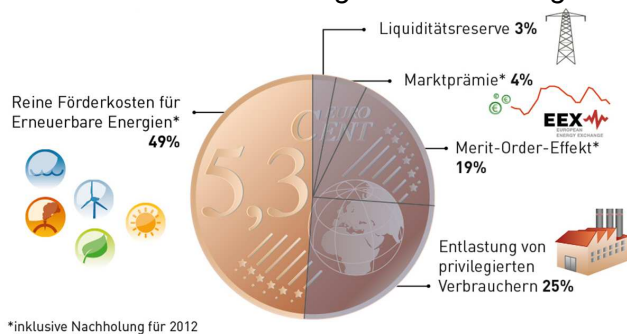
Wichtig bei der Definition künftiger technischer Mindestanforderungen ist die Möglichkeit der Schaffung von Systemdienstleistungsmärkten. Die Mindestanforderungen sollten stets transparent nachvollziehbar und unter Einbeziehung aller relevanten Stakeholder formuliert werden. Die Erbringung von Systemdienstleistungen über diese Mindestanforderungen hinaus kann über neue Märkte geschehen, deren Ausgestaltung die besonderen Charakteristika der EE miteinbezieht. Dies ist auch bei der Entwicklung der europäischen Network Codes zu beachten.

Um die Dispatchmärkte an die Gegebenheiten des zukünftigen Stromsektors (mit FEE als Grundpfeiler und den flankierenden Ausgleichsmöglichkeiten bzw. Flexibilitätsoptionen) anzupassen, sollte auch relativ zeitnah an den Fristigkeiten der Märkte gearbeitet werden, um die zeitnah notwendigen Flexibilitäten optimal einsetzen zu können.

- **Systemische EEG-Kosten reduzieren!**

Die EEG-Umlage ist weder ein Indikator für die Kosten der Energiewende noch für die Kosten der EE. Vor allem Privathaushalte sowie der deutsche Mittelstand tragen aktuell die finanziellen Lasten für den Umbau der Energieversorgung. Großverbraucher sind dagegen weitgehend von der EEG-Umlage befreit und profitieren auch an anderer Stelle vom derzeitigen Verteilungsmechanismus.

Abb. 3: Zusammensetzung der EEG-Umlage 2013



Die EE selbst wollen mit gutem Beispiel voran gehen und ihren Ausbau möglichst kosteneffizient gestalten. Dazu gehören auch Anpassungen der Vergütungen und deren Degression, wo sich in Folge von Kostensenkungen Spielräume ergeben. Entscheidend für die Entwicklung der EEG-Umlage ist aber, dass dem Strom aus EE insgesamt der höhere Wert zugemessen wird, den er hat. Dieser Ansatz senkt auch die Kosten der Altanlagen. Da für Altanlagen Vertrauensschutz besteht, ist dies der einzig gangbare Weg, bei Altanlagen umlagesenkend einzuwirken.

Der Bundesumweltminister hat zu Recht das Problem angesprochen, dass fallende Spotmarktpreise zu einer höheren EEG-Umlage führen, ohne jedoch einen umsetzbaren und zielführenden Gegenvorschlag zu machen. Für fallende Spotmarktpreise gibt es vor allem zwei Gründe: der Verfall der Emissionshandelspreise sowie der Merit-Order-Effekt der EE. Der Emissionshandel könnte über eine Verknappung der Zertifikatspreise wieder belebt werden. Die realen CO₂-Kosten betragen 80 Euro je Tonne. Davon ist aktuell nur ein Bruchteil eingepreist (Zertifikatspreis Mitte Juli 2013: ca. 4 Euro). Nur bei einer vollständigen Einpreisung der CO₂-Kosten und sonstigen externen Kosten würden faire Wettbewerbsbedingungen zwischen den EE und den fossilen Energien bestehen. Die EEG-Umlage würde drastisch sinken. Ein deutlicher Rückgang wäre allerdings auch schon bei einer deutlich niedrigeren Einpreisung der externen Kosten in Höhe von 30 Euro pro Tonne CO₂ zu verzeichnen, einem Wert, der ursprünglich seitens der Politik anvisiert wurde.

Der Ausgleichsmechanismus muss so geändert werden, dass die Erneuerbaren Energien nicht mehr am Spotmarkt der Strombörse zu Niedrigstpreisen verkauft werden müssen, sondern möglichst hochwertig verkauft werden. Eine Möglichkeit hierzu ist die Vermarktung über die Vertriebe gekoppelt mit einer Rückkehr zu einer physikalischen Wälzung (wie es bis 2009 der Fall war). Allerdings muss der Ausgleichsmecha-

nismus auf die Erfordernisse des Marktes angepasst werden, dazu gehören vor allem zeitlich kurze Bänder, die das aktuelle Marktgeschehen abbilden. Ein weiterer Ansatz ist die Optimierung der Direktvermarktung, die einen hochpreisigen Verkauf ermöglicht und damit die Differenzkosten verringert. Hierzu werden derzeit Gestaltungsoptionen geprüft und ein Konzept gemeinsam mit den markterfahrenen Unternehmen erarbeitet.

Daneben muss das sog. EEG-Paradoxon aufgelöst werden. Der Merit-Order-Effekt, das heißt die Senkung des Börsenstrompreises durch eine starke Einspeisung von Strom aus FEE und die damit einhergehende Erhöhung der EEG-Umlage, lässt sich über einen **Merit-Order-Ausgleich** einpreisen. In Höhe des berechneten Merit-Order-Effektes würden die Preise für konventionellen Strom beaufschlagt. Die Differenzkosten zwischen EEG-Strom und dem Börsenstrompreis würden sinken. Folglich ergibt sich ein doppelter Entlastungseffekt für das EEG-Konto: Die Einnahmen aus der Beaufschlagung würden zur Entlastung des EEG-Kontos verwendet werden und die Höhe der Vergleichspreise steigen lassen.

Der Strompreis wäre dann wieder in der gleichen Höhe, wie ohne das sog. Merit-Order-Paradoxon. Die vorhandene Verzerrung zu Gunsten der wenigen Käufer am Spotmarkt und zu Lasten der großen Masse der Endverbraucher wäre beseitigt. Die EEG-Umlage würde deutlich sinken, wovon sowohl Privatverbraucher als auch der Großteil der Wirtschaft durch niedrigere Strompreise profitieren würde.

Ein steuerlicher Ansatz wäre die **Umwandlung der Stromsteuer in eine CO₂-Steuer** in Höhe des Merit-Order-Effektes. Auch darüber ließe sich die Merit-Order internalisieren, allerdings ohne Doppeleffekt.

Eine verpflichtende Direktvermarktung lehnt der BEE hingegen ab. Dies käme der Abschaffung des bisherigen effizienten Vergütungssystems gleich. Die Betreiber von EE-Anlagen müssten einen Teil ihrer Einnahmen an Stromhändler weitergeben. Letztlich würden die Vergütungen gekürzt, ohne dass ein Effekt beim Stromkunden ankäme. Bekämen die Betreiber dafür keinen Ausgleich, würde weniger zugebaut und damit die Energiewende abgebremst; gäbe es hingegen einen Ausgleich, würde dies die EEG-Umlage erhöhen. Insbesondere bei privaten und gewerblichen Kleininvestoren, etwa im Bereich der Photovoltaik, würde eine verpflichtende Direktvermarktung zu hohen Transaktionskosten durch notwendige Handelsintermediäre führen und insgesamt eher investitions hinderlich wirken. Die Direktvermarktung sollte stattdessen auf der Basis der Freiwilligkeit weiterentwickelt werden.

3. Die Strategische Reserve zur effizienten Sicherung der Stromversorgung

Die EE rücken immer mehr in das Zentrum der Energieversorgung. Die fossilen Kraftwerke haben künftig nur noch eine dienende Funktion als Ergänzungs- und Hilfsenergien zum Ausgleich der Nachfrage, die durch EE noch nicht abgedeckt werden kann.

Der Energy-Only-Markt bietet derzeit keine ausreichende Basis für Investitionen in neue, hochflexible Backup-Kapazitäten. Um sicherzustellen, dass auch in Zukunft genügend Back-

up-Kapazitäten zur Verfügung stehen, ist die einfachste sowie marktkonformste Lösung, die bisherige Kaltreserve zu einer Strategischen Reserve weiterzuentwickeln. Zu dieser sollten auch neue Anlagen gehören, die vor allem in Süddeutschland die Versorgungssicherheit gewährleisten. Die Kosten der strategischen Reserve sind letztlich „Versicherungskosten“, die z.B. über die Netzentgelte umgelegt werden könnten – vergleichbar den aktuellen Kosten bei der Kaltreserve. Die Strategische Reserve sollte in Anlehnung an die ENTSO-E fünf Prozent der Jahreshöchstlast betragen. Sie wird von den ÜNB ausgeschrieben. Sie sollte sowohl als Reserve am Strommarkt als auch als Netzreserve durch die ÜNB eingesetzt werden.

Kriterium	Kapazitätsmechanismus Markteingriff	mit	Strategische Reserve
Einsatz	ständig		nur als Sicherheitsnetz
Reversibilität	nein		ja
Komplexität	mittel bis hoch		niedrig
Marktkompatibilität	?		ja
EU-Kompatibilität	?		ja
Integration EE	?		Flexibilisierungsanreize Erzeugung + Nachfrage
Zusätzliche Kosten	?		gering
BEE Position	ggf. später		ja

4. Bioenergie zur flexiblen Sicherung der Stromversorgung

Bioenergie erzeugt bis heute vor allem Grundlaststrom. Die Grundlaststromerzeugung wird in einem System mit hohem Anteil fluktuierender Energieträger schon sehr bald nicht mehr notwendig sein. Neben fester Biomasse und Pflanzenöl sind Biogas und zu Biomethan aufbereitetes Biogas kurz- und mittelfristig die einzigen, zu moderaten Kosten speicherbaren Energieträger, die erneuerbar sind sowie aus heimischen Quellen stammen.

Im Fall von Biogas kann die Speicherung dezentral am Ort der Biogasanlage in Folienspeichern erfolgen und der Strom nach dem Tageslastgang bedarfsgerecht ins Stromnetz eingespeist werden. Dabei spielt auch das Energiepflanzensilo als Langzeitspeicher eine wichtige Rolle, um auf saisonale Schwankungen (Sommer/Winter) des Strombedarfs reagieren zu können. Mit dem Erdgasnetz steht für Biomethan nicht nur ein gut ausgebautes zweites Transportnetz, sondern ein riesiger (mind. 10 TWh Kapazität nur im Rohrleitungssystem) und heute bereits vollständig vorhandener Langzeitspeicher (bis ein Jahr Speicherdauer) zur Verfügung. Mit der Biomethaneinspeisung werden die Stromleitungen in ländlichen Regionen entlastet, da das Gasnetz als Transportsystem dient. Über die Speicherung des Biomethans im Gasnetz sind vor allem saisonale Schwankungen der fluktuierenden Erneuerbaren Energien abzufangen. Anlagen zur Nutzung fester Biomasse verfügen wie Kohlekraftwerke zwar über eine geringere Flexibilität als gasbefeuerte Anlagen, können aber dennoch zur Flexibili-

sierung (z.B. saisonaler Lastgang) und vor allem zur Systemstabilität (Ersatz konventioneller Must-Run-Anlagen) beitragen. Pflanzenöl-BHKW, deren Betrieb wegen Preissteigerungen des Brennstoffs unwirtschaftlich geworden ist, können für Redispatch-Maßnahmen sowie als Reservekraftwerke eingesetzt werden.

Daher spielen Bioenergieanlagen eine entscheidende Rolle, um in den kommenden Jahren über Speicherung, Regelenergiebereitstellung und bedarfsgerechte Stromeinspeisung einen Beitrag zum Ausgleich der fluktuierenden Stromerzeugung aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen zu leisten. Daneben kann mit flexiblen Blockheizkraftwerken der Bedarf an konventionellen must-run-Kapazitäten deutlich reduziert und damit das Stromnetz für eine höhere EE-Einspeisung frei gemacht werden.

Die Leistung der Bioenergieerzeugung in Deutschland kann durch die Flexibilisierung vervielfacht werden. Hinzu kommen die bereits erzielten und künftigen Fortschritte in der Anlageneffizienz. So ist der elektrische Wirkungsgrad der Biogas-Blockheizkraftwerke in den vergangenen zehn Jahren von 35 auf 45 % gestiegen. Beim Energiepflanzenanbau kommen immer mehr Alternativen zum Mais in die praktische Anwendung, so zum Beispiel Zuckerrüben, durchwachsene Silphie, Szarvasi Gras und Wildpflanzenmischungen.

5. Weitere Ansatzpunkte für mehr Ausgleichsmöglichkeiten

In einem Stromsystem mit einem hohen Anteil FEE wird eine Reihe von flexiblen Ausgleichsmöglichkeiten benötigt, die bei einer Flaute oder fehlender Sonneneinstrahlung bereit stehen, den nachgefragten Strom zur Verfügung zu stellen. In der *BEE-Studie Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus erneuerbaren Energien* des Ingenieurberatungsunternehmens BET Aachen vom März 2013 wurden die folgenden, technisch bereits vorhandenen Ausgleichsmöglichkeiten identifiziert und ihr Potential für einen kurz-, mittel- und langfristigen Ausgleich analysiert:

- Demand-Side-Management in der Industrie und in privaten Haushalten z.B. durch die Nutzung der Potenziale der Wärmepumpe
- Überschussstrom zu Wärme
- das Einspeisemanagement Wind & PV zur Kappung extremer Einspeisespitzen
- der strombedarfsorientierte Einsatz Biogas und fester Biomasse
- der strombedarfsorientierte Einsatz Biomethan
- der stromgeführter Einsatz von KWK
- die Nutzung bestehender Kraftwerke
- das Retrofit bestehender Kraftwerke
- der Neubau flexibler Back-Up Kapazitäten
- die Nutzung von Netzersatzanlagen
- die Pumpspeicher in Deutschland
- die Druckluftspeicher („CAES“)
- Batteriespeicher und
- Power to Gas.

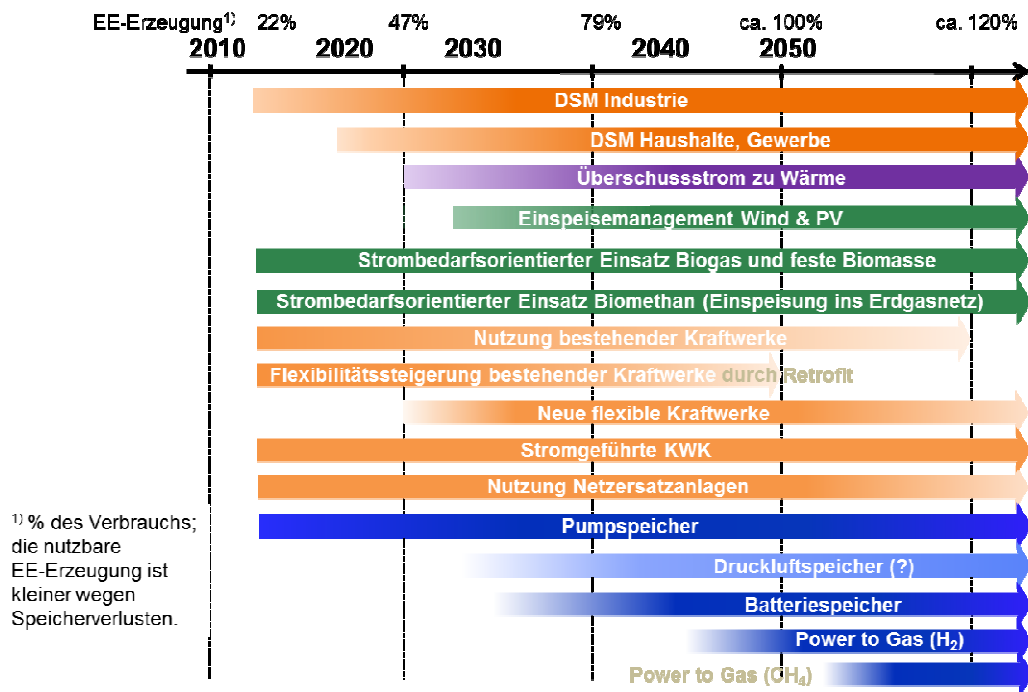
Es wurde festgestellt, dass ausreichend Möglichkeiten vorhanden sind, die Versorgungssicherheit in Deutschland zu erhalten, auch wenn das Ausbauszenario des BEE realisiert wird. Insofern decken sich die Ergebnisse der vom BEE in Auftrag gegebenen Studie mit den Ergebnissen der AG 3 der Plattform Erneuerbare Energien des BMU.

Dabei ist es nicht so, dass zum Ausgleich der schwankenden Einspeisung EE parallel ein weiterer konventioneller Kraftwerkspark zur Verfügung gestellt oder lediglich teure Batterien genutzt werden müssen. Im Gegenteil: Eine wesentliche Aufgabe der Politik in der nächsten Legislaturperiode wird es sein, die Rahmenbedingungen für das Aufblühen dieses bunten Straußes an Flexibilitätsoptionen zu gewährleisten. Erste Ansatzpunkte wurden in der Ergebniszusammenfassung der genannten BEE-Studie aufgeführt:

- Stärkere Förderung einer am Strombedarf orientierten Fahrweise von Biogasanlage, Biomasse und KWK-Anlagen
- Erschließung kostengünstiger Lastmanagementpotenziale in der Industrie
- Einsatz von bedarfs- oder netzengpassbedingtem Überschussstrom zur Wärmegewinnung
- Einbeziehung von elektrischen Wärmepumpen in das Lastmanagement
- Einbeziehung elektrischer Wärmepumpen in den Smart Meter Rollout
- Überprüfung der Umweltauflagen in den wasserrechtlichen Vorschriften im Hinblick auf die Nutzung der vorhandenen Wasserkraftpotenziale und die tatsächlichen ökologischen Folgen eingeschränkt wechselnder Wasserstände
- Beseitigung bestehender Hemmnisse, die in besonderem Maße die Umsetzung der Maßnahmen behindern wie die bislang geltenden
 - Befreiung von Netzentgelten bei hohem Verbrauch und hohen Vollbenutzungsstunden (NetzentgeltVO §19)
 - Belastung von Stromverbrauchern, die Überschussstrom nutzen oder speichern, mit Netzentgelten und Umlagen
 - Mangelnde Zugangsmöglichkeiten für Erneuerbare Energien und Lastmanagementmaßnahmen zum Regelenergiemarkt (um Must run Leistung zu reduzieren)
- Intensive Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich der Speichertechnologien
- Marktanreizprogramme für Technologien, die mittelfristig eine wichtige Rolle übernehmen müssen.

Die Studie zeigt anhand einer qualitativen Einschätzung der Experten von BET Aachen ebenfalls einen Zeitplan auf, ab wann welche Technologien zur Verfügung stehen müssen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass als Grundlage ein ausgebautes Netzsystem angenommen wurde. Unter realistischen Annahmen werden allerdings vereinzelt Netzengpasssituationen (insbesondere regional) auftreten, weshalb diverse Flexibilitätstechnologien schon früher einsatzbereit sein müssen. Eine entsprechende Entwicklung ist also zu unterstützen.

Abb. 4: Einsatz der Flexibilitätsoptionen auf der Zeitschiene nach den Kriterien Bedarf und Kosteneffizienz (ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen)



Aus Sicht des BEE haben die Ausgleichsmöglichkeiten künftig eine „dienende Funktion“. Sie springen ein, wenn die FEE den Strom nicht umweltschonend und mit niedrigen zusätzlichen Kosten erzeugen können. Es wird also kostenoptimal und ökologisch sein, ihren Einsatz möglichst zu minimieren. Deswegen werden sie davon abhängig sein, sich in den wenigen Volllaststunden zu refinanzieren, in denen sie eingesetzt werden bzw. durch die Vergütung ihrer Bereitschaft die Kosten und eine entsprechende Rendite zu erwirtschaften. **Hierfür müssen künftig auch negative Preise am Energiemarkt zugelassen werden, die lediglich ausdrücken, dass zum aktuellen Zeitpunkt ein Überschuss an Strom da ist, der erst durch seine zeitliche Verlagerung an Wert gewinnt.**

Für die Absicherung einer ausreichenden Finanzierung werden zusätzliche Kapazitätsmechanismen notwendig sein, wobei wie bereits dargestellt, dem BEE für die kurz- bis mittelfristige Perspektive jedoch die Implementierung einer Strategischen Reserve einerseits sowie die gezielte Förderung anderer Flexibilitätsoptionen (bspw. Flexibilitätsprämie für Biogasanlagen) andererseits als das geeignete Mittel erscheint.

Die künftige Back Up-Stromerzeugung wird mit der jetzigen Kraftwerksstruktur nicht mehr viel zu tun haben. Die Kapazitäten werden deutlich vielfältiger, flexibler und dezentraler sein. Kapazitäten mit hohen Fixkosten werden schrittweise durch Kapazitäten mit niedrigen Fixkosten oder solche, die weitere Aufgaben erfüllen (z.B. KWK-Anlagen), ersetzt werden. Bei den Betriebsstoffen werden fossile Energieträger schrittweise Erneuerbaren Energiequellen weichen.

6. Eine neue Netzinfrastruktur zugunsten der verbrauchsnahe Erzeugung

Zur Umsetzung der Energiewende ist auch bei der Auslegung der Stromnetze der eingeleitete Paradigmenwechsel konsequent weiter zu beachten : Die Stromnetze müssen von uni- zu bidirektionalen Netzen mit Verknüpfung zusätzlicher Kommunikations- und Steuerungsleistungen für Anlagen und Verbraucher zu „intelligenten Netzen“ aus- und umgebaut werden. Der Netzausbau ist eine wichtige Flexibilitätsoption für den großräumigen Austausch zwischen Verbrauch und Erzeugung. Dennoch ist ein verzögerter Netzausbau kein Grund dafür, den Ausbau der EE zu verlangsamen (vgl. Studien von Agora und DIW). Die Arbeiten zum Netzentwicklungsplan und zur Bundesbedarfsplanung gehen grundsätzlich in die richtige Richtung, auch wenn dem Gebot, unnötigen Netzausbau zu vermeiden, durch eine Planung mit mehr Sensitivitätsanalysen, mit der Einbeziehung wahrscheinlich eintretender Reduktionsmaßnahmen sowie mit effizienzsteigerndem Netzmonitoring mehr gedient werden kann. Diesbezüglich müssten die Vorgaben zur Erstellung des Netzentwicklungsplans in § 12b Energiewirtschaftsgesetz entsprechend ergänzt werden.

Eine weitere wichtige Aufgabe sieht der BEE in der Weiterentwicklung der Verteilnetze, in die die größten Mengen an EE-Strom eingespeist werden. Hier muss die Regulierung angepasst werden, um die notwendigen Investitionen, z.B. in dynamisch regelbare Ortsnetztrafos, anzureizen und ein entstehendes Hemmnis für die Energiewende aufzulösen.

7. Mehr Interdependenzen mit dem Wärme- und Mobilitätsmarkt nutzen

Mit zunehmendem Anteil EE wird der Strommarkt auch mehr Einfluss auf die Bereitstellung von Wärme und Mobilität nehmen. Auch wenn es gegenwärtig noch nicht immer effizient ist, den hochwertigen Strom für die Bereitstellung von Wärme und den Antrieb von Kraftfahrzeugen einzusetzen, wird es immer wichtiger, die hierfür notwendigen Strukturen vorzubereiten und diese durch entsprechenden Rahmenbedingungen anzureizen.

Erste Ideen gerade auch zum Einsatz von überschüssigen EE-Strommengen im Wärmemarkt und in der Kombination mit den Fernwärmenetzen und KWK-Anlagen wurden in der angesprochenen BEE-Studie von BET Aachen schon aufgezeigt. Sie werden aktuell in einem gemeinsamen Studienprojekt mit der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme (AGFW) vom Bremer Energie Institut näher analysiert. Bei Netzengpässen und/oder in Situationen mit sehr hoher Erzeugung aus Wind und Sonne sollte dieser EE-Strom dazu genutzt werden, möglichst effizient Wärme (z.B. per Tauchsieder) zu produzieren und über bereits existierende und auszubauende Wärmenetze oder in hocheffizienten Wärmepumpen einzusetzen. Grundsätzlich gilt allerdings, Strom vorrangig für Anwendungen zu nutzen, die nicht durch exergetisch effizientere Technologien bedient werden können. Nur Überschüsse, die andernfalls abgeregelt werden müssten, sollten tatsächlich im Wärmesektor zum Einsatz kommen.

Als wirtschaftlich unnötig und ökologisch unsinnig betrachtet der BEE die „Laufzeitverlängerung“ für Nachtspeicherheizungen. Nachtspeicherheizungen erhöhen die Last deutlich und

haben nur sehr geringe Potenziale zur zeitlichen Verschiebung. Zudem sind sie sehr ineffizient.

Im Mobilitätsbereich muss die Infrastruktur der sich entwickelnden Elektromobilität bewusst als Flexibilitätsoption genutzt werden. In den nächsten Jahren darf mit einem steigenden Anteil von Elektroautos nicht die Jahreshöchstlast über ein notwendiges Maß hinaus gesteigert werden. Hierzu wird es wichtig sein, in „Notsituationen“ in die Ladevorgänge der Elektroautos eingreifen zu können. Förderungen müssen diesen Aspekt berücksichtigen.

8. Ein möglicher Fahrplan/ Roadmap

Abhängig von der Umsetzung der oben beschriebenen Maßnahmen schlägt der BEE den in der folgenden Grafik dargestellten Fahrplan für die Erarbeitung der in der nächsten Legislaturperiode relevanten Weichenstellungen für das Vorankommen der Energiewende vor:

Abb. 5: Fahrplan für die zentralen politischen Maßnahmen



Grundsätzliches Prinzip bleibt eine sorgfältige und Investitionssicherheit schaffende Vorbereitung von energiepolitischen und rechtlichen Eingriffen in das Marktgeschehen. Änderungen dürfen nicht kurzfristig auf dem Rücken einer Branche durchgepeitscht werden, die z.B. für Windkraftprojekte mit einer Realisierungszeit von 3 bis 5 Jahren und im Geothermiebereich sogar noch länger rechnet und die für derartige Projekte regelmäßig jeweils einige Millionen Euro an Eigen- und Fremdkapital sammeln muss.

Kurzfristig in Kraft tretende Richtungswechsel und Schnellschüsse bei der Tarifabsenkung sind aus Sicht des BEE unbedingt zu vermeiden. Deswegen haben wir unsere Roadmap bewusst an den vom Gesetzgeber selbst im bestehenden EEG und anderswo vorgegebenen Monitoringprozessen angelehnt.

Kontakt

Bundesverband Erneuerbare Energie (BEE)
Reinhardtstr. 18
10117 Berlin

Dr. Hermann Falk
Geschäftsführer
030 / 275 81 70-10
hermann.falk@bee-ev.de

Carsten Pfeiffer
Leiter Strategie und Politik
030 / 275 81 70-21
carsten.pfeiffer@bee-ev.de