

Energiewende im Strommarkt

NABU-Forderungen zur EEG-Reform 2014

Laut Koalitionsvertrag wollen CDU, CSU und SPD bis Ostern 2014 einen Entwurf für die Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vorlegen. Gleichzeitig schafft die EU-Kommission neue Fakten, wie die nationalen Förderinstrumente für den Ausbau erneuerbarer Energien künftig in Einklang mit dem EU-Binnenmarkt zu bringen sind. Obwohl die große Koalition für fast alle Technologien der erneuerbaren Energien Restriktionen oder gar eine absolute Deckelung des weiteren Ausbaus plant, sollen gleichzeitig im Zeitraum bis 2020 die Treibhausgasemissionen in Deutschland um 40 Prozent gegenüber 1990 gesenkt werden. Dieses Ziel lässt sich aber nur erreichen, wenn parallel zum vereinbarten Atomausstieg auch der fossile Kraftwerkspark entsprechend umgebaut, modernisiert und flexibilisiert sowie relevante Einsparungen auch in anderen Sektoren realisiert werden. Bei der Fortsetzung der Energiewende im Strommarkt müssen künftig vor allem die kostengünstige Windenergie an Land und die Photovoltaik im Mittelpunkt stehen. Aufgrund der fluktuierenden Stromeinspeisung durch diese Technologien müssen die Energiemärkte insgesamt so reformiert werden, dass eine ausreichende Flexibilisierung von Erzeugung und Verbrauch ermöglicht wird, die auf die zunehmende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bedarfsgerecht reagiert.

Für eine erfolgreiche Energiewende im Strommarkt kann die jetzt anstehende EEG-Reform daher nur ein erster, wichtiger Schritt sein. In dieser Legislaturperiode besteht darüber hinaus ein erheblicher Anpassungsbedarf mit Blick auf Klimaschutz und Umweltverträglichkeit der Energieversorgung u. a. bei der Reduzierung des Energieverbrauchs, beim Emissionshandel, im Energiewirtschaftsgesetz, beim Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, beim Bundesimmissionsschutzgesetz, bei der Anreizregulierung für Verteilnetze sowie bei der intelligenten Verknüpfung des Stromsektors mit dem Wärme-/ Kälte- und Verkehrsbereich. Bei den in diesem Papier dargelegten Forderungen zur Energiewende im Strommarkt hat der NABU folgende Prämissen zu Grunde gelegt:

- Europäische und nationale Klimaschutzziele erreichen
- Planungs- & Investitionssicherheit durch verlässliche Rahmenbedingungen stärken
- Naturverträglichkeit der Energiewende gewährleisten
- Übernahme von Systemverantwortung durch erneuerbare Energien vorantreiben
- Erzeugung und Verbrauch bedarfsgerecht flexibilisieren
- Kosten und Nutzen der Energiewende fair darstellen und gerecht verteilen
- Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit absichern



Kontakt

NABU-Bundesverband

Carsten Wachholz
Stellv. Fachbereichsleiter
Umweltpolitik und Naturschutz

Tel. +49 (0)30.284 984-1617
Fax +49 (0)30.284 984-3617
Carsten.Wachholz@NABU.de

**Anpassungsbedarf im
Strommarkt geht weit
über das EEG hinaus**

Übersicht

Klimaschutz im Stromsektor	2
Die Neuausrichtung des EEG 2014	3
Pflicht zur Direktvermarktung versus Festvergütungen.....	4
Technologiespezifische Regelungen & ökologische Anforderungen	6
Windenergie an Land	6
Photovoltaik	7
Offshore-Windenergie.....	7
Biomasse.....	7
Geothermie	8
Wasserkraft.....	8
Allokation der EEG-Umlagekosten.....	9
Versorgungssicherheit und Flexibilitätsoptionen.....	10

Klimaschutz im Stromsektor

Trotz des dynamischen Ausbaus der erneuerbaren Energien im Stromsektor steigen die energiebedingten Treibhausgasemissionen in Deutschland in den letzten Jahren wieder an. Dies liegt zum einen an fehlenden Erfolgen vor allem bei der Energieeinsparung in den Sektoren Gebäude und Verkehr, zum anderen aber auch an der zunehmenden Verstromung der besonders klimaschädlichen Braunkohle. Dadurch werden für die Energiewende dringend benötigte Netzkapazitäten blockiert und die Stromexporte aus Deutschland steigen. Ohne neue Rahmenbedingungen für mehr Klimaschutz im Stromsektor, wird der bis 2022 beschlossene Atomausstieg dazu führen, dass der Treibhausgasausstoß ungefähr auf dem heutigen Niveau verbleibt. Neben der konsequenten Hebung der Energieeffizienz-Potenziale sollte daher im EEG 2014 für 2020 ein Ausbauziel von mindestens 40 Prozent erneuerbarer Energien an der Stromversorgung in Deutschland verankert werden. Dies wäre sowohl mit den langfristigen energie- und klimapolitischen Zielen aus dem Energiekonzept der Bundesregierung von 2010 als auch mit dem im Koalitionsvertrag hinterlegten Ausbaupfad vereinbar.

Mit dem EU-Emissionshandelssystem sollte ein marktorientiertes Klimaschutzinstrument eingeführt werden, das ökologisch wirksam Treibhausgasemissionen in der Energiewirtschaft und in der Industrie begrenzt sowie ökonomisch effizient die dafür erforderlichen Investitionen anreizt. Durch eine zu großzügige Vergabe von Emissionsberechtigungen, die Anrechenbarkeit von internationalen CO₂-Zertifikaten mit zweifelhaftem Klimanutzen und die europäische Wirtschaftskrise hat das System in den letzten Jahren einen beispiellosen Preisverfall erfahren. Statt einer konsequenten Internalisierung der Kosten für klimaschädliche Emissionen fehlt nun jegliche Planungssicherheit für die dringend benötigten Investitionen in mehr Klimaschutz. Der NABU fordert daher einen grundlegenden Neustart für den europäischen Emissionshandel, um den CO₂-Preis mittelfristig auf einem Niveau von deutlich über 35 Euro pro Tonne zu stabilisieren. Dies lässt sich aber nur erreichen, wenn dem Markt bereits bis 2020 dauerhaft rund 2 Milliarden überschüssige CO₂-Zertifikate entzogen und ambitionierte Reduktionsziele für den Zeitraum bis 2030 beschlossen werden.

Trotz erneuerbarer Energien mehr Treibhausgasemissionen: Zu viel Braunkohle, zu wenig Energieeinsparung

Europäisches Emissionshandelssystem grundlegend reformieren

Nur wenn es gelingt, die tatsächlichen Folgekosten der Verstromung fossiler Energieträger in den Marktpreisen zumindest teilweise abzubilden, kann ein fairer Wettbewerb zwischen fossilen und erneuerbaren Energien ermöglicht werden. Der zwischen CDU/CSU und SPD beschlossene Koalitionsvertrag sowie die bisherigen Beschlüsse auf EU-Ebene lassen jedoch bislang keine strukturelle Reform des Emissionshandels vor Ablauf der bis 2020 laufenden Handelsperiode erwarten. Daher müssen in der laufenden Legislaturperiode des deutschen Bundestags auch flankierende Maßnahmen zur Stabilisierung des CO₂-Preises geprüft werden. In Großbritannien wurde dazu bereits ein sogenannter „Carbon Tax Floor“ eingeführt. Liegt der Preis für eine Tonne CO₂ im EU-weiten Emissionshandel unter der Marke von 16 Britischen Pfund (das sind knapp 20 Euro), müssen Unternehmen, die fossile Brennstoffe zur Energieerzeugung verbrennen, die Differenz zwischen dem Marktpreis und dem Mindestpreis an die Regierung zahlen. Dadurch sinken die Differenzkosten im Vergleich zu erneuerbaren Energien deutlich und können den notwendigen Strukturwandel hin zu CO₂-armen und flexiblen Technologien im Kraftwerkspark unterstützen.

Als Treiber des technologischen Fortschritts für mehr Umweltschutz haben sich in vielen Bereichen klare ordnungsrechtliche Vorgaben bewährt. Deshalb sollte der EU-Emissionshandel aus NABU-Sicht durch Anforderungen an den Kraftwerkspark im Bundesimmissionsschutzgesetz bzw. im Energiewirtschaftsgesetz ergänzt werden. Dabei ist zu prüfen, welche Kriterien hinsichtlich Flexibilität, CO₂-Ausstoß und/ oder Effizienz (Wirkungsgrad) künftig verbindlich einzuhalten sind. In den USA gelten bereits national einheitliche CO₂-Standards für die Neuerrichtung von Kohle- und Erdgaskraftwerken. 2014 folgen Mindeststandards für bestehende Kraftwerke.

Die Neuausrichtung des EEG 2014

Der dynamische Ausbau erneuerbarer Energien hat dafür gesorgt, dass heute bereits fast ein Viertel der Stromversorgung in Deutschland durch erneuerbare Energien abgedeckt wird. Aus dieser Erfolgsgeschichte ergibt sich aber auch ein erheblicher Reformbedarf. Dabei muss die Planungs- und Investitionssicherheit durch einen verlässlichen gesetzlichen und administrativen Rahmen gewährleistet bleiben. Rechtsunsicherheit wäre fatal für die erfolgreiche Fortführung der Energiewende. Wenn aber mit der jetzt anstehenden EEG-Reform solide und mit dem EU-Recht abgestimmte Weichenstellungen für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 vorgenommen werden, können auch weiterhin eine Vielzahl an privaten Akteuren von der Energiewirtschaft bis hin zu kommunalen Unternehmen und Bürgergenossenschaften die notwendigen Investitionen stemmen. Allerdings müssen Betreiber regenerativer Erzeugungsanlagen, soweit technisch und ökonomisch sinnvoll, künftig mehr Verantwortung für Systemdienstleistungen übernehmen, um wirksam zur Netzstabilität und zur Versorgungssicherheit beitragen zu können.

Eine Umstellung auf so genannte Quotenmodelle, bei denen Energieversorger verpflichtet werden, bestimmte Mindestanteile an Ökostrom bereit zu halten, lehnt der NABU ab. Die bisherigen Erfahrungen aus anderen Ländern zeigen, dass Deutschland mit der Einführung dieses Instruments einen Entwicklungsbruch bei der Energiewende riskieren würde. Quotensysteme sind zudem kostspieliger als eine technologiedifferenzierte Förderung, weil sie in Reinform nicht funktionieren: Erst wenn mit massiven Strafzahlungen, Investitionskosten-Zuschüssen und Steueranreizen nachgebessert wurde, konnten die Vorgaben an die Energieversorger auch erfüllt werden. Auch einige Modelle der Direktvermarktung wie eine fixe Marktprämie oder eine europaweite Auktionierung von Förderkontingenten für erneuerbare Energien schaffen zu hohe

Flankierende Maßnahmen zur Stabilisierung des CO₂-Preises erforderlich

Vorbild USA: Neue CO₂-Mindeststandards für Kraftwerke im Ordnungsrecht etablieren

Planungs- & Investitionssicherheit durch verlässlichen Gesetzesrahmen bis 2020 schaffen

Weiterentwicklung des Fördersystems muss ohne qualitative Brüche erfolgen

Zugangsbarrieren und Risiken für potenzielle Investoren. Sie erhöhen dadurch die Refinanzierungs- und damit die Förderkosten erheblich.

Pflicht zur Direktvermarktung versus Festvergütungen

Mit der EEG-Reform 2014 sollte nach Auffassung des NABU die verpflichtende Direktvermarktung nicht nur für Biomasse-Anlagen, sondern auch für alle anderen Neuanlagen eingeführt werden, deren installierte Leistung 1 MW übersteigt. Zudem müssen diese Anlagen künftig für den Netzbetreiber und den Direktvermarkter (fern-) steuerbar sein, damit ggf. die Stromeinspeisung zur Erhaltung der Systemstabilität oder zur Vermeidung negativer Börsenstrompreise vorübergehend reduziert werden kann. Allerdings sind an die Abregelung klare, überprüfbare Bedingungen zu knüpfen: So ließe sich gesamtwirtschaftlich eine Kostenentlastung erreichen, wenn der Netzausbau z. B. auf 97 Prozent der maximal möglichen Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien bei Beibehaltung einer Entschädigung der Anlagenbetreiber begrenzt würde. Muss mehr als 3 Prozent der jährlichen Stromerzeugung abgeregelt werden, soll der Netzbetreiber die Kosten übernehmen und kann sie nicht mehr wie bisher auf die Stromkunden umlegen. Gleichzeitig müssen Investoren, die erneuerbare Energien in einem bekannten Netzengpass errichten, im Falle des notwendigen Einspeisemanagements auf einen Teil der Entschädigungszahlungen verzichten.

Nahezu die Hälfte der bislang installierten Leistung erneuerbarer Energien gehört Privatpersonen, Landwirten, Energiegenossenschaften oder anderen regionalen Zusammenschlüssen. Damit diese breite Akteursstruktur auch im Hinblick auf die gesellschaftliche Teilhabe und Akzeptanz der Energiewende erhalten bleibt, sollten Kleinanlagen bis maximal 1 MW installierter Leistung auch in Zukunft eine feste Einspeisevergütung erhalten können, die aber weiterhin mit der optionalen Direktvermarktung verbunden werden sollte. Die dadurch minimierten Finanzierungsrisiken sollten sich allerdings auch in degressiv ausgestalteten Fördersätzen mit vergleichsweise geringen Renditen niederschlagen. Wer hingegen mit hohen Renditeerwartungen in einen kommerziellen Windpark investiert, muss künftig auch stärker den Preisrisiken am Strommarkt ausgesetzt sein.

Dazu sollten die seit ihrer Einführung 2012 gesammelten Praxiserfahrungen mit der freiwilligen Direktvermarktung genutzt werden, die mittlerweile für die Hälfte der installierten Anlagenleistung für erneuerbare Energien in Anspruch genommen wird, bei der Windenergie an Land sogar für rund 80 Prozent. Während die Managementprämie künftig entfallen kann, sollte die gleitende Marktprämie zusammen mit den Verkaufserlösen an der Strombörse weiterhin die Möglichkeit bieten, einen höheren Gesamterlös zu erzielen als mit einer reinen Festvergütung. Damit wird auch die Übernahme von Systemverantwortung und Marktrisiken durch die Anlagenbetreiber vergütet. Mit Blick auf die Bestandsanlagen sollte ein Wechsel in die Direktvermarktung unter Gewährung einer abgeschmolzenen Managementprämie ermöglicht werden.

Für die Ermittlung der technologiespezifischen Prämienhöhe empfiehlt der NABU die Einrichtung einer Expertenkommission, die z. B. aus Vertretern des Umweltbundesamtes und der Bundesnetzagentur sowie externen Sachverständigen zusammengesetzt sein könnte. Unter Berücksichtigung der abgeschätzten Erlöse aus der Direktvermarktung über den durchschnittlich mit der jeweiligen Technologie erzielbaren Börsenpreis und der Differenz zu einem wirtschaftlichen Betrieb einer standortspezifischen, virtuellen Referenzanlage muss die Höhe der Marktprämie ermittelt werden. Entsprechend der jeweiligen Markt- und Technologieentwicklung sowie der politisch beschlossenen Ziele für den Ausbau erneuerbarer Energien muss die Ermittlung der Marktprämie und das Vergütungssystem kontinuierlich, mindestens aber einmal jährlich überprüft und

Verpflichtende Direktvermarktung für Neuanlagen ab 1 MW einführen, klare Bedingungen für Regelbarkeit definieren

Bürgerenergieanlagen bis 1 MW erhalten weiterhin Festvergütung mit geringer Rendite

Gleitende Marktprämie weiter entwickeln

Expertenkommission soll Prämienhöhe ermitteln und Vergütungssystem kontinuierlich anpassen

angepasst werden. Ausschreibungsmodelle sind zunächst umfassend in Form von Pilotvorhaben zu testen, bevor sie z. B. im Bereich großer (Offshore-) Wind- und Solarparks eingeführt werden können. Bis auf weiteres sollte daher am System der gleitenden Marktprämie festgehalten werden, die anhand der technologiespezifischen Durchschnittserlöse an der Strombörse monatlich (ex-post) ermittelt wird.

Damit die angestrebte Flexibilität der Erzeugung durch erneuerbare Energien nicht die Wirtschaftlichkeit von Investitionen in Neuanlagen gefährdet, sollte die oben genannte Expertenkommission auch alternative Optionen für die künftige Ausgestaltung der EEG-Förderung prüfen, wie z. B. die Umstellung von einem festen Förderzeitraum (bislang: 20 Jahre) auf ein technologie- und standortspezifisches Strommengenkontingent pro installierter Anlagenleistung – so wie es u. a. der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) und der Bundesverband der deutschen Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) vorgeschlagen haben. Mit einem festen Kilowattstundenkontingent können die Erträge zur Refinanzierung der Investitionskosten auch dann erhalten bleiben, wenn nicht zu jedem Zeitpunkt Strom eingespeist wird. Auch vor dem Hintergrund der derzeitigen Neufassung der EU-Leitlinien für Energiebeihilfen kann es künftig erforderlich werden, die Förderung der erneuerbaren Energien über einen Aufschlag auf den Strompreis auf den Zeitraum zu begrenzen, bis sich die Mehrkosten gegenüber konventionellen Kraftwerken amortisiert haben. Allerdings sollten vorher die Effekte eines festen Kontingents an geförderten kWh auf die jeweilige Technologie- und Marktentwicklung bei den verschiedenen erneuerbaren Energiequellen sorgfältig untersucht werden, bevor ggf. eine solche Umstellung erfolgt.

Künftig müssen verstärkt Anreize geschaffen werden, um die Anlagentechnik qualitativ und wertorientiert weiter zu entwickeln und zunehmend in Form virtueller Kraftwerke miteinander zu vernetzen. Statt unabhängig vom Bedarf so viel Stromerzeugung wie möglich zu fördern, sind künftige die Anlagen so auszulegen, dass dann viel Strom eingespeist wird, wenn die Marktpreise möglichst hoch sind. Beispielsweise ließe sich der Eigenverbrauch in Verbindung mit der Möglichkeit zur Direktvermarktung durch eine Ost- bzw. Westausrichtung von Photovoltaikanlagen optimieren. Gleichzeitig würde das Einspeiseverhalten solcher Anlagen über den Tagesverlauf gleichmäßiger bzw. nachfrageorientierter verteilt und so das Mittagspreistief bei sehr hoher Einspeisung von Solarstrom abgemildert. Windkraftanlagen können mit einem größeren Verhältnis von Rotorfläche zu Nennleistung so ausgelegt werden, dass sie schon bei geringeren Windgeschwindigkeiten Strom produzieren. Damit sind sie in der Lage zu windschwachen Zeiten, wenn auf Starkwind ausgelegte Anlagen noch nicht in Betrieb sind, bereits Strom einzuspeisen. Die oben genannte Expertenkommission sollte daher Vorschläge entwickeln, wie solche qualitativ anspruchsvollen und systemischen Anlagenkonzepte künftig besser gefördert werden können.

Nach den Festlegungen im Koalitionsvertrag und den Einwänden der EU-Kommission soll das Grünstromprivileg im EEG 2014 voraussichtlich gestrichen werden, mit dem bislang Ökostromhändler bei einem Anteil von mehr als 50 Prozent Stromerzeugung aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen in Deutschland die EEG-Umlage um 2 Cent reduzieren durften. Der NABU fordert den Gesetzgeber daher auf festzulegen, unter welchen Bedingungen künftig Ökostrom aus EEG-Anlagen direkt an private oder gewerbliche Endkunden statt als Graustrom über den Spotmarkt an der Börse vermarktet werden kann.

Sorgfältige Prüfung der Effekte eines festen Kontingents an geförderten kWh

Mehr Anreize für wertoptimierte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien schaffen

Neue Regeln für die Vermarktung von Ökostrom erforderlich

Technologiespezifische Regelungen & ökologische Anforderungen

Technologieneutrale Fördersysteme (egal ob in Form von Prämien, Quoten oder Ausschreibungen) würden in Deutschland dazu führen, dass sich der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor fast nur noch auf die besonders kostengünstige Windenergie an Land konzentriert. Sollen auch andere Technologien mit einbezogen werden, sind solche Finanzierungsmodelle nicht mehr kosteneffizient, weil sie aufgrund der fehlenden Differenzierung den günstigsten Erzeugern von Ökostrom oder Anbietern von ausländischen Ökostrom-Zertifikaten automatisch überproportional hohe Gewinne und Mitnahmeeffekte bescheren. Erst das Zusammenspiel mehrerer erneuerbarer Energietechnologien ermöglicht eine ökonomisch wie ökologisch verträgliche Energiewende, die zunehmend Strom aus nuklearen und fossilen Rohstoffen verdrängen bzw. schließlich dauerhaft ersetzen kann.

Die größten Potenziale für mehr Kosteneffizienz im EEG liegen hingegen in einer möglichst zielgenauen Standortdifferenzierung bei der Förderung für Windenergie und der Photovoltaik. So führt nach Übereinstimmung vieler Experten das geltende Referenzertragsmodell in der Tendenz zu einer Überförderung sehr guter Windstandorte (z. B. an der Küste im Vergleich zum Binnenland), wo die Vergütung also höher liegt als ökonomisch notwendig. Auch bei den überdurchschnittlichen Solarstrom-Erträgen in Süddeutschland kommt es nach wie vor zu relevanten Mitnahmeeffekten. Neben der Umsetzung der konkreten Reformvorschläge für das EEG 2014 (siehe unten) sollte die oben genannte Expertenkommission alle notwendigen Schritte in die Wege leiten, dass für eine kosteneffizientere Vergütung von Windstrom ein bundeseinheitlicher Windatlas erstellt wird. Anstelle der Jahresenergieerträge der gebauten Anlage würde dann künftig die Zuordnung zu einer Windhöflichkeitssklasse der objektive Maßstab für die Festlegung der Prämienhöhe. Ob ein analoges oder abgestuftes Vorgehen auch für die Photovoltaik Sinn macht, muss gesondert geprüft werden.

Auch aus Naturschutzsicht haben sich bestimmte, technologiespezifische Regelungen für die Förderung erneuerbarer Energien im EEG bewährt, wie z. B. der Ausschluss von Natura2000-Schutzgebieten für die Offshore-Windenergie, die Kopplung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen an die Aufstellung eines Bebauungsplans mit Umweltverträglichkeitsprüfung oder die Differenzierung der Vergütungssätze für Biomasse aus naturverträglichen Substraten bzw. biogenen Rest- und Abfallstoffen. Im Folgenden erläutert der NABU daher seine Anforderungen an die einzelnen, erneuerbaren Energietechnologien im Hinblick auf den Anpassungsbedarf für einen klima- und naturverträglichen Energiemix im EEG 2014.

Windenergie an Land

- Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells: Umstellung auf eine einstufige, standortbezogene Vergütung mit einer Absenkung der Förderhöhe für gute Standorte und Spreizung der Vergütung für ertragsschwache (aber verbrauchsnahe) Standorte (z. B. in Süddeutschland auf bis zu 60 Prozent des Referenzertrags), ohne dass schlechte Windparkplanungen belohnt werden.
- Ausschluss des Vergütungsanspruchs für Anlagen in Nationalparks, Naturschutzgebieten, Kernzonen von Biosphärenreservaten und EU-Vogelschutzgebieten. Alle weiteren Flächenkategorien und Schutzgüter (insbesondere mit Blick die von der Windenergie besonders betroffenen Vogel- und Fledermausarten) müssen weiterhin über das Planungsrecht der Länder bei der Ausweisung von Eignungsgebieten für die Windenergienutzung sorgfältig geprüft werden.
- Kein Ausbaurridor i.V.m. atmen Deckel: Wenn die vorgenannten Bedingungen erfüllt sind, gibt es weder einen ökonomischen noch einen naturschutzfachlichen Grund, den Ausbau der Windenergie an Land weiter abzubremsen.

Technologieneutrale Förderung weder kosteneffizient noch zielführend

Möglichst zielgenaue Standortdifferenzierung bei Wind und Solar vermeidet Überförderung und Mitnahmeeffekte

Technologiespezifische Anpassungen im EEG 2014 für einen naturverträglichen, erneuerbaren Energiemix notwendig

Keine pauschale Deckelung des Ausbaus im EEG sinnvoll, neues Referenzertragsmodell muss auch naturverträgliche Standorte im Binnenland ermöglichen

Photovoltaik

- Streichung des Förderdeckels in Höhe von 52 GW installierter Gesamtleistung und Einführung einer standortdifferenzierten Vergütung
- Beschränkung des atmenden Deckels auf Photovoltaik-Dachanlagen, Anpassung der Eigenverbrauchsförderung entsprechend der eingesparten Strombezugskosten sowie angemessene Beteiligung an den Netzentgelten. Die Befreiung dieser Anlagen von der EEG-Umlage lässt sich rechtfertigen, solange dies für die Wirtschaftlichkeit erforderlich ist und sie die EEG-Umlage insgesamt per Saldo entlasten.
- Solarparks: Umstellung und Rückführung der Degression auf jährlicher Basis entsprechend der realen Kostenentwicklung. Beschränkung der Inanspruchnahme von Freiflächen durch eine maximal geförderte Anlagengröße und Beibehaltung der Kopplung an die Aufstellung eines Bebauungsplans mit Umweltverträglichkeitsprüfung. Ausschluss des Vergütungsanspruchs für Anlagen in Nationalparks, Kernzonen von Biosphärenreservaten und Naturschutzgebieten.
- Diese Bedingungen sollten auch verbindlich für die im Koalitionsvertrag geplanten Pilotvorhaben zur Ausschreibung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen in einer Größenordnung von insgesamt 400 MW ab 2016 gelten. Bei den hier zugelassenen Vorhaben sollten neben Solarparks in Gewerbegebieten und auf bereits versiegelten Flächen auch Dachanlagen in der gleichen Größenkategorie einbezogen sowie energiewirtschaftliche Systemvorteile der Standortwahl berücksichtigt werden.

Offshore-Windenergie

- Bestandsschutz auf Basis der Regelungen des EEG 2012 mit einer entsprechenden Verlängerung des Stauchungsmodells für alle Anlagen, die bis Ende 2017 in Betrieb gehen
- Rechtlich-verbindliche Verankerung des im Koalitionsvertrag genannten, deutlich reduzierten Ausbaupfads in Höhe von 6,5 GW installierter Leistung bis 2020 und 15 GW bis 2030. Auf dieser Basis sollten ab 2018 jährlich Ausschreibungen für die entsprechenden Kapazitäten in enger Abstimmung mit den zuständigen Behörden (BSH, BNetzA, BfN, Landesbehörden) unter Berücksichtigung von Kosten- und Naturschutzaspekten zeitlich und räumlich gestaffelt werden.

Biomasse

- Zur Vermeidung einer weiteren Vermaisung der Landschaft und zur Stärkung der Naturverträglichkeit von Anbaubiomasse wird die Einsatzstoffvergütungsklasse 1 ersatzlos gestrichen und dafür das Niveau der Vergütungsklasse 2 moderat angehoben. Als neue Vergütungsvoraussetzung für alle Biogasanlagen muss ein Verbot des Umbruchs von Dauergrünland beim Anbau von Energiepflanzen im EEG 2014 eingeführt werden.
- Folgende Pflanzen sollten zusätzlich in Einsatzstoffvergütungsklasse 2 eingestuft werden: Mischkulturen (z.B. Grünroggen/Wicken-Gemisch), Szarvasi-Gras, Sonnenblumen sowie naturverträgliche Energiepflanzen, die bislang nicht gelistet sind (z.B. Wildpflanzen-Blümmischungen). Alle nicht in der Vergütungsklasse 2 gelisteten Substrate haben nur noch Anspruch auf die ggf. angepasste Grundvergütung.
- Um die Biogasnutzung auch für ökologisch wirtschaftende Betriebe zu ermöglichen, sollten Kleegras und Luzerne als Hauptfrucht zugelassen werden.
- Beibehaltung der gezielten Förderung von Reststoffverwertungsanlagen (kleine Gülleanlagen, Abfallvergärungsanlagen), die gemäß Koalitionsvertrag künftig den Hauptanteil des noch stattfindenden Zubaus ausmachen sollen
- Gleichzeitig sollten Konzepte und Anreize für Bestandsanlagen entwickelt werden, um den Einsatz von Mais sukzessive zu reduzieren und alternative Substrate vergären zu können. Neben einmaligen Investitionskosten-Zuschüssen für ggf. erforderliche technische Umrüstungen von ehemaligen NaWaRo-Anlagen gehört dazu auch die Möglichkeit, Zugang zur Einsatzstoffvergütungsklasse 2 nach EEG 2014 zu er-

Nicht mehr gerechtfertigte Beschränkungen des Ausbaus überprüfen, Kosten- und Systemvorteile der dezentralen Solarstromerzeugung gezielt nutzen

Reduzierten Ausbaupfad im EEG festschreiben, benötigte Kapazitäten zeitlich und räumlich gestaffelt ausschreiben

Weitere Vermaisung der Landschaft vermeiden und Zubau auf Reststoffverwertung und naturverträgliche Substrate begrenzen

halten, sofern der Anteil einer Fruchtart höchstens 30 Prozent am gesamten Masseinput beträgt.

- Streichung der Zusatzvergütung für Strom aus Rinde oder aus Waldrestholz in Höhe von 2,5 Cent, um Nutzungskonkurrenzen mit der stofflichen Verwertung und dem Naturschutz zu entschärfen
- Beibehaltung und Stärkung der Flexibilitätsprämie sowie der Direktvermarktung für die bedarfsgerechte Stromerzeugung aus Biomasse auch für Altanlagen

Geothermie

- Nachdem die bisherige EEG-Förderung nicht ausreichend war, um Geothermiekraftwerke in Deutschland wirtschaftlich projektieren und betreiben zu können, bietet sich für die Reform 2014 zunächst ein Moratorium an. Um die vielfältigen (Investitions-) Risiken (hinsichtlich Probebohrungen, Wärmereservoir, Erdbeben, etc.) abzufedern und um den offensichtlich noch nicht ausgereiften Stand der Technik weiter zu entwickeln, sollte sich die Förderung in den nächsten Jahren z. B. in Form von Investitionskosten-Zuschüssen und/ oder Bürgschaften außerhalb des EEG auf Einzelvorhaben beschränken.

Wasserkraft

- Neue Wasserkraftwerke mit weniger als 1 MW installierter Leistung sollten künftig – auch bei vorhandenen Querbauwerken – keine EEG-Förderung mehr erhalten, weil sie der Erhaltung bzw. Wiederherstellung naturnaher Gewässer und Gewässerlandschaften sowie den ökologischen Anforderungen an die Durchgängigkeit von Fließgewässern nach der EU-Wasserrahmenrichtlinie entgegen stehen.
- Vorrangige Aufgabe für die Zukunft ist daher die Modernisierung der bisherigen (Groß-) Anlagen unter Berücksichtigung der gewässerökologischen Anforderungen. Im Rahmen eines Repowerings sollten im EEG Anreize geschaffen werden, mehrere Kleinanlagen im Leistungsbereich unter 1 MW installierter Leistung zu einer großen, leistungstärkeren Anlage an einem ökologisch verträglichen Standort zusammenzufassen, wenn gleichzeitig die alten Anlagen zurück gebaut werden. Prioritäten aus naturschutzfachlicher Sicht könnten in Zusammenhang mit dem neuen Bundesprogramm „Blaues Band“ festgelegt werden.
- Ausschluss des Vergütungsanspruchs für Neu-Anlagen in Nationalparks, Naturschutzgebieten sowie in Natura 2000-Gebieten in und an Gewässern.

Die zunehmende Nutzung regenerativer Energiequellen ist immer auch mit Eingriffen in Natur und Landschaft verbunden. Durch bessere Planung und Dialog, räumliche Steuerung und ökologische Standards können rechtzeitig Fehlentwicklungen und Investitionsrisiken vermieden sowie die öffentliche Akzeptanz für Veränderungen in der Landschaft verbessert werden. Alle Akteure der Energiewende benötigen daher einen kritischen Blick für mögliche Konflikte, die sich aus Sicht des Natur- und Artenschutzes ergeben können. Ziel ist es, einen besseren Umgang bei der Bewertung und Begrenzung negativer Auswirkungen auf Landschaft, Natur und Umwelt zu finden. Die oben genannten Kriterien für die EEG-Reform 2014 reichen dazu alleine nicht aus. Daher sollte die Bundesregierung das im Koalitionsvertrag geplante Kompetenzzentrum „Naturschutz und Energiewende“ zügig umsetzen und so ausgestalten, dass die Zusammenarbeit der verschiedenen Akteure gestärkt und praxisorientierte Lösungsansätze zur Vermeidung bzw. Entschärfung von Konflikten entwickelt werden. Dazu müssen bereits ab 2015 eigene Finanzmittel über den Haushalt des Bundesumweltministeriums zur Verfügung gestellt werden.

Förderstopp im EEG, Stand der Technik in Form von Einzelvorhaben weiter entwickeln, um Risiken zu minimieren

Keine Förderung von neuen Anlagen <1 MW, ökologische Modernisierung und Repowering von Altanlagen in Abstimmung mit Anforderungen der EU-WRRL und des Bundesprogramms „Blaues Band“

Geplantes Kompetenzzentrum „Naturschutz und Energiewende“ zügig umsetzen und ab 2015 eigene Haushaltsmittel über das BMUB bereit stellen

Allokation der EEG-Umlagekosten

Zuletzt sind die angeblichen oder tatsächlichen Kosten für die Förderung der erneuerbaren Energien immer mehr ins Zentrum der politischen Debatte gerückt. Weder lässt sich der Strompreisanstieg der letzten Jahre allein dem Ausbau der erneuerbaren Energien zuordnen, noch ist die EEG-Umlage eine geeignete Kenngröße für die Kosteneffizienz der Energiewende. So sind die durchschnittlichen EEG-Vergütungen für Neuanlagen kontinuierlich und vor allem im Bereich der Photovoltaik drastisch gesunken, so dass sie inzwischen keinen wesentlichen, zusätzlichen Kostenfaktor mehr darstellen. Gleichzeitig erhöhen sich aber aufgrund der gesunkenen Preise an der Strombörse die Differenzkosten zu den erneuerbaren Energien und damit die EEG-Umlage. Zudem profitieren insbesondere klimaschädliche (Braun-) Kohlekraftwerke weiterhin von Quersubventionierungen, fehlender Internalisierung von entstehenden Umweltkosten und dem massiven Preis-Verfall im EU-Emissionshandel.

Für Teile der Wirtschaft wurden im Laufe der Zeit zahlreiche Ausnahmeregelungen und Vergünstigungen insbesondere bei der EEG- und KWK-Umlage, den Netzentgelten, den Beiträgen zum Emissionshandel, bei der Energie- und Stromsteuer sowie bei der anteiligen Übernahme der Infrastrukturkosten für die Verteilnetze. Nach Angaben des Forums Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS) werden Kosten von mindestens 13 Milliarden Euro im Jahr von den begünstigten Unternehmen auf die Stromverbraucher in privaten Haushalten, Gewerbe und Mittelstand bzw. die Steuerzahler umverteilt. Durch eine Konzentration der Besonderen Ausgleichsregelung im EEG 2014 auf stromintensive Unternehmen im internationalen Wettbewerb und eine Mindestumlage auf die Eigenstromerzeugung können die Kosten künftig fairer verteilt werden. Bahnstrom und Elektromobilität sind dabei auch weiterhin über die Besondere Ausgleichsregelung zu entlasten, weil sie dem umweltpolitischen Ziel der Verkehrsverlagerung auf der Schiene und der Reduzierung des CO₂-Ausstoßes dienen. Daher ist die Rückführung der Privilegien auf den Stand von 2009 anzustreben.

Weil durch den fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien vor allem die Großhandelspreise für Strom gesunken sind, spricht sich der NABU für eine Anhebung der Mindestumlage für die privilegierten Unternehmen z. B. auf 15 bis 20 Prozent der Gesamtumlage aus. Da bisher nur für den Strom, der aus dem Netz bezogen wird, die EEG-Umlage anfällt, wird der durch Privathaushalte oder Unternehmen selbst verbrauchte Strom nicht mit der Umlage belegt. Um eine gleichmäßigere Verteilung der EEG-Umlage auf alle Stromverbraucher zu erreichen, sollten künftig auch Eigenstromerzeuger an den Gemeinschaftskosten für die Energiewende in einem moderaten Maße beteiligt werden, so dass die Eigenstromerzeugung insbesondere von KWK-Anlagen wirtschaftlich attraktiv bleibt. Der Eigenstromverbrauch über einer De-Minimis-Schwelle von 10 kW (Ein- bis Zweifamilienhausanlagen) sollte daher in Stufenschritten an der EEG-Umlage beteiligt werden.

Trotz der auch vom NABU in diesem Papier befürworteten, zum Teil sehr grundsätzlichen Reform des EEG 2014 werden neue Anlagen weiterhin Vergütungsverpflichtungen mit sich bringen, die allerdings die Gesamthöhe der EEG-Umlage nur noch geringfügig beeinflussen werden. Allerdings wird das Umlageniveau über mehrere Jahre hinweg auf der jetzigen Höhe zwischen 6 und 7 Cent pro kWh verbleiben. Wer politisch vorzeitig eine nachhaltige Entlastung bei den Strompreisen für erforderlich hält, muss sich Gedanken über alternative Finanzierungsmöglichkeiten für die zum Teil noch sehr hohen EEG-Vergütungen von Altanlagen machen. Die Ausgliederung eines Teils dieser Förderansprüche aus der EEG-Umlage in einen Fonds ließe die in der Vergangenheit besonders hohen Innovationskosten für die Energiewende von der Stromrechnung verschwinden. Damit würden sowohl die Wirtschaft als auch die pri-

Gesamthöhe der EEG-Umlage ist kein Indikator für Kosteneffizienz der Energiewende

Konzentration und Rückführung der Ausnahmeregelungen für Unternehmen erforderlich

Mindestumlage anheben und Eigenstromerzeugung einbeziehen

Förderansprüche für Altanlagen könnten ausgliedert werden, um EEG-Umlage zu entlasten

vaten Endverbraucher ab sofort von der beeindruckenden Kostendegression der erneuerbaren Energien im Strommarkt profitieren.

An der Gesamtbelastung ändert sich mit der Ausgliederung relevanter Kostenblöcke aus der EEG-Umlage allerdings nichts. Entweder wird der Staatshaushalt zur Finanzierung des Fonds herangezogen und damit nachträglich Steuergelder für die Startphase der Energiewende eingesetzt. Oder der Fonds muss sich Geld am Kapitalmarkt beschaffen und über die Zeit hinweg die aufgenommenen Schulden samt Zinsen zurückzahlen. Zur Gegenfinanzierung könnte die EEG-Umlage auf einem bestimmten Niveau fixiert werden. Sie muss dann allerdings länger bezahlt – also zeitlich gestreckt – werden, auch wenn die EEG-Differenzkosten von 2020 an deutlich sinken würden.

Versorgungssicherheit und Flexibilitätsoptionen

Die Gewährleistung einer sicheren Versorgung mit Elektrizität hat auch für die Energiewende oberste Priorität. Die Versorgungssicherheit in Deutschland ist eine der höchsten weltweit. Die Bereitstellung von immer mehr Strom aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen muss durch die Verfügbarkeit von ausreichenden Kapazitäten an regelbarer Erzeugung, Lastverschiebung und Speichern abgesichert werden. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) sieht derzeit auf Grundlage der bundesweiten Planungen der Kraftwerksbetreiber einen leichten Rückgang bei steuerbaren Kapazitäten bis 2020 in Höhe von 2,5 GW. Diese Größenordnung dürfte bundesweit kaum zu Versorgungsproblemen führen, verschärft aber die regionalen Engpässe vor allem im verbrauchsstarken Südwestdeutschland.

Da unter den jetzigen Bedingungen im Energy-Only-Markt weder der Bau neuer, flexibler noch der Weiterbetrieb bestehender (Gas-) Kraftwerke wirtschaftlich gesichert ist, muss in dieser Legislaturperiode des deutschen Bundestages darüber entschieden werden, ob und ggf. wie zusätzliche Instrumente zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit eingeführt werden sollen. Aus NABU-Sicht ist bei der Ausgestaltung solcher Instrumente unbedingt zu gewährleisten, dass die geförderten Kapazitäten eine ausreichende Flexibilität vorweisen, die für den Ausgleich der schwankenden Stromeinspeisung aus Wind- und Solarenergie benötigt wird. Gleichzeitig dürfen diese zusätzlichen Finanzierungsströme nicht die Klimaschutzziele für die Energiewende konterkarieren, indem neue Anreize für eine CO₂-intensive Stromerzeugung geschaffen werden.

Daher plädiert der NABU dafür, in dieser Legislaturperiode die Prognosen zur Versorgungssicherheit und die verschiedenen Konzepte zur Bereitstellung zusätzlicher, flexibler Kapazitäten sorgfältig zu analysieren und zu bewerten, bevor Neujustierungen am bestehenden Strommarkt vorgenommen werden. Um zu einem bestmöglichen Ergebnis zu kommen, unterstützt der NABU den Vorschlag der Agora Energiewende für einen transparenten und offenen Politik-Prozess analog zu den Vorstufen eines EU-Gesetzgebungs-Verfahrens. Dies würde u. a. folgende Schritte umfassen: die Erstellung eines umfassenden Versorgungssicherheitsberichtes durch die Bundesnetzagentur, die Vergabe und Konsultation verschiedener Gutachten zu verschiedenen Marktdesign-Modellen (z. B. strategische Reserve, fokussierte Kapazitätsmärkte und dezentrale Leistungsmärkte), die Veröffentlichung eines Grünbuchs der Bundesregierung mit Darstellung der Optionen einschließlich ihrer Vor- und Nachteile sowie möglicher Wechselwirkungen, Diskussion der Vorschläge für das präferierte Energiemarktdesign in Form eines Weißbuchs, Erarbeitung eines Gesetzentwurfs.

Alternative Finanzierung über Staatshaushalt oder Kapitalmarkt möglich

Bedarf an steuerbaren Kapazitäten bei Erzeugung, Last, Speicher für die Energiewende steigt

Keine neuen Anreize für CO₂-intensive Stromerzeugung schaffen

NABU unterstützt Vorschlag der Agora Energiewende für einen transparenten und offenen Politik-Prozess zum Marktdesign

Zugunsten des weiteren Ausbaus von Wind- und Solarenergie müssen noch vor 2020 Flexibilitätshemmnisse im Strommarkt abgebaut werden. Ziel wäre es, die „Must-Run“-Kapazitäten von fossilen Grundlastkraftwerken deutlich zu senken und gleichzeitig den bedarfsgerechten Einsatz von konventionellen Kraftwerken, Erneuerbare-Energien- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, Nachfragemanagement und Speicher mit neuen Regeln für den Strommarkt anzureizen. Bereits jetzt stehen Maßnahmen bereit, um ohne unkalkulierbare Risiken mehr Flexibilität auf Erzeuger- und Nachfrageseite zu schaffen: Optimierte Netzbetriebsführung, stromoptimierte KWK-Anlagen, unterstützt durch Wärmespeicher bzw. Fernwärmenetze, Gaskraftwerke, verstärkte Nachfragesteuerung in der Industrie (Lastmanagement) sowie stromoptimierte Biomasseanlagen. Für die Umsetzung dieser Flexibilitätsoptionen sind umfangreiche Anpassungsmaßnahmen der gesetzlichen Grundlagen wie KWK-Gesetz, EnWG, der Anreizregulierung für Investitionen in die Verteilnetze, dem Lastmanagement und der Regelenenergiemärkte zu prüfen.

Insbesondere die mangelnde technische Flexibilität von Kohlekraftwerken führt dazu, dass diese regelmäßig auch in Zeiten hoher Windeinspeisung Netzkapazität beanspruchen. Dies kann zur Errichtung eines überdimensionierten Stromnetzes führen, was später in einem Energiesystem mit überwiegend erneuerbaren Energien nicht mehr benötigt wird. Für neue Kraftwerke müssen durch technische und ordnungsrechtliche Vorgaben für die Energiewende angemessene Flexibilitätsansprüche definiert werden, damit sie zunehmend die Netze entlasten können. Die bisweilen negativen Preise an der Strombörse sind ein Zeichen für mangelnde Flexibilitäten im Kraftwerkspark. Sie sollten ein Anlass sein, unflexible Kraftwerke durch Retrofit-Maßnahmen zu flexibilisieren oder still zu legen.

Bereits heute ist die Energieproduktion in vielen Regionen vor allem durch kleinere, fluktuierende Solar- und Windenergieanlagen geprägt. Um die wetterbedingten Erzeugungsschwankungen auszugleichen, werden derzeit virtuelle Kraftwerke erprobt. Dabei können zum Beispiel flexible, regelbare, dezentrale Erzeugungstechnologien wie Blockheizkraftwerke oder Speicher durch intelligente Steuerung und Vernetzung eine reduzierte Produktion fluktuierender Energiequellen ausgleichen und der Strom kann gebündelt vermarktet werden. Darüber hinaus können Wind- und Photovoltaik-Anlagen zur Netzstabilität beitragen, indem sie die Bereitstellung von Frequenz- und Spannungshaltung unterstützen. So ist beispielsweise die Bereitstellung negativer Regelenenergie bei unvorhergesehen starker Einspeisung aus Photovoltaik und Windkraft mit einem virtuellen Kraftwerk kurzfristig möglich. Die Bedingungen für den Zugang zu den Regelenenergiemärkten müssen daher für erneuerbare Energien verbessert und auch im Rahmen der EEG-Direktvermarktung geeignete Modelle für die Versorgung von Endkunden mit Ökostrom neu entwickelt werden.

Zukünftig muss auch der Stromverbrauch, insbesondere aus Industrie und Gewerbe, flexibler auf Erzeugungsschwankungen reagieren und damit zum Lastausgleich beitragen. Noch nicht abschließend geklärt ist die Frage, wer die Lastverlagerung vornimmt: Die Aufgabenteilung ist zwischen Netzbetreibern, Energiedienstleistern oder neuen Marktakteuren festzulegen. Eine volkswirtschaftlich optimale Steuerung zwischen Ab- und Zuschaltung von Lasten, Einspeisemanagement und Netzausbau ist zu erproben.

Flexibilitätshemmnisse zugunsten des weiteren Ausbaus von Wind- und Solarenergie abbauen

Weiterer Handlungs- und Regelungsbedarf im künftigen Strommarkt

Virtuelle Kraftwerke mit erneuerbaren Energien weiter entwickeln und besseren Zugang zu den Regelenenergiemärkten ermöglichen

Steuerung und Regeln für das Lastmanagement in Industrie und Gewerbe für die Energiewende optimieren