

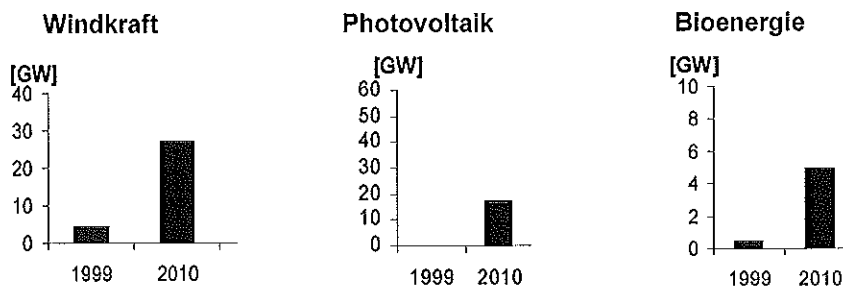


Schriftliche Stellungnahme zur Öffentlichen Anhörung des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit des Deutschen Bundestages am 8. Juni 2011

Die große Mehrheit der Bevölkerung, der Fachleute und der Wirtschaftsunternehmen fordert zum Atomausstieg und aus Klimaschutzgründen einen rascheren Umstieg auf saubere und sichere erneuerbare Energien. Eine Beschleunigung der Energiewende ist allerdings im Entwurf zur EEG-Novelle keineswegs zu erkennen.

In den vergangenen Jahren wurde bewiesen, dass das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) das zentrale Instrument ist, einen schnellen Ausbau und damit die Möglichkeit eines schnellen Atomausstiegs zu ermöglichen. Um Investitionen in Erneuerbare Energien sicher zu stellen, muss weiterhin der Einspeisevorrang und Mindestpreise für Erneuerbare Energien bestehen bleiben.

Zuwachs Erneuerbarer Energien 1999-2010



Ziel sollte es sein, den Ausstieg aus der Atomkraft für Verbraucher schnell, preiswert und verbrauchernah durchzuführen. Dazu muss das EEG für unterschiedliche Technologien Rahmenbedingungen schaffen, die einen Ausbau nicht gefährden und das Risiko für Investoren stabilisieren.

Windkraft

Im aktuellen Kabinettsentwurf vom 6. Juni 2011 werden die Rahmenbedingungen für Wind-onshore unverständlicherweise verschlechtert:

1. Repowering wird durch Vorschriften drastisch eingeschränkt,
2. der SDL-Bonus ist gestrichen
3. die Degression wird von 1,0 auf 1,5% per anno erhöht.

Gerade bei Wind-Onshore, der sich als sehr günstiger Stromerzeuger (**halbe Kosten von offshore**) mit marginalen Differenzkosten positioniert, sind diese Einschränkungen vollkommen unverständlich. Das Minimalziel muss sein, dass die Förderung nach dem aktuellen EEG 2011 erhalten bleibt. **Sollte der aktuelle Kabinettsentwurf umgesetzt werden, wären 30-50% der aktuellen in der Planung und in der Umsetzung befindlichen Projekte bereits gefährdet.**

Die Deutsche Windguard hat im Auftrag des **BMU** einen **Erfahrungsbericht** erstellt worin empfohlen wird, die Vergütungssätze für weniger windhöfliche Standorte leicht anzuheben, um auch die Windpotenziale in den süddeutschen Bundesländern zu erschließen.



Die wichtigsten Passagen aus dem Gutachten haben wir zur Vollständigkeit an diese Stellungnahme zum Nachlesen angehängt (Anhang).

Deshalb sind die Rahmenbedingungen des aktuellen EEG für die weniger windhöffigen Standorte – durchaus gemäß des Gutachtens – zu verbessern. Die Erschließung der weniger windhöffigen Standorte stellt immer noch mit Abstand die günstigste Option für den Ausbau erneuerbarer Energien dar. Zusätzlich wirkt bei dieser Vorgehensweise der deutlich geringere Netzausbau positiv auf die Gesamtkosten, die kommunale Wertschöpfung wird erhöht - nach unserer Vorstellung durch einen Infrastrukturbeitrag - und durch die Einnahmen von Gewerbesteuern.

Aufgrund begrenzter Flächenpotenziale war es politischer Wille, das Repowering voran zu treiben, um so den Windstrom-Anteil signifikant zu steigern, ohne die Anzahl der errichteten Windenergieanlagen (WEA) zu erhöhen. Wir können nicht nachvollziehen, dass mit den Änderungen beim Repowering-Bonus ein hierfür wichtiges Instrument drastisch verschlechtert werden soll.

Will man den Ausbau der Windenergie an Land, müssen die momentanen Rahmenbedingungen für Wind erhalten bleiben.

Zusätzlich schließen wir uns den Empfehlungen des im Auftrag des BMU erstellte Gutachten an, denn wir sind zu ähnlichen Schlussfolgerungen gekommen:

- *Ausweitung des Referenzertragsmodells auf einen Zeitraum > 20 Jahre*
- *Einführung eines höheren Anfangsvergütungssatzes in Verbindung mit einem verkleinerten Verlängerungsfaktor in Bezug auf die Anfangsvergütungsdauer*
- *Einführung eines „Binnenlandausgleichs“ in Form eines Zuschusses auf die Anfangsvergütung in Abhängigkeit von der Standortqualität.*

Photovoltaik

Solarstrom ist in den letzten Jahren durch den beschleunigten Zubau dramatisch günstiger geworden. Man darf die Kostenbelastung aus der Installation der Vergangenheit nicht als Kriterium für den weiteren Ausbau nehmen. Bei einer heute installierten Leistung von ca. 20 GW belaufen sich die EEG-Umlage Kosten auf 1,6 ct/kWh. Bei einem weiteren Ausbau bis zu 70 GW betragen die Zusatzkosten nur noch 0,4 ct/kWh. Das bedeutet, dass der Stromverbraucher für die weiteren 50 GW nur noch 1/8 von dem zahlt, was für die ersten 20 GW bezahlt werden musste.

Ein Ausbau um 10% des Strombedarfes in Deutschland innerhalb der nächsten 9 Jahre belastet den einzelnen Bürger daher mit nur ca. 30 Cent pro Monat. Berücksichtigt man fairerweise bei der Berechnung der Differenzkosten auch die Folgekosten, die durch Atomenergie und auch fossile Energieformen hervorgerufen werden, und die letztlich auch vom Verbraucher zu tragen sind, so ist Solarstrom schon heute günstiger.

Der Vergütungsentwurf zur EEG Novelle macht allerdings Solarstrom unnötig teuer, weil die günstigste Form der Erzeugung, nämlich die Errichtung von Solarkraftwerken in der Freifläche, stark eingeschränkt ist. Die Motivation dafür ist nicht nachvollziehbar. Nutzungskonkurrenz kann es nicht sein. Wenn die Hälfte des Ausbaus auf 70 GW auf der Freifläche erfolgt, wird dafür weniger als 0,35% der landwirtschaftlichen Fläche benötigt. Dabei haben Solarkraftwerke nachweislich einen positiven Effekt auf die Biodiversität einerseits und auf die Netzstabilität andererseits. Ferner tragen sie durch lokale Wertschöpfung stark zur Akzeptanz bei Kommunen und Bürgern bei.



Ferner bedarf es zur weiteren Entlastung der EEG-Differenzkosten der Einführung eines lokalen Freiflächen-Direktvermarktungsmodells. Damit soll PV-Freiflächenstrom der eigen- oder von Dritten lokal verbraucht wird, von der Stromsteuer und der EEG-Umlage befreit werden.

Um einen schnellen, möglichst preisgünstigen Ausbau nicht zu gefährden, müssen:

- unbelastete Flächen zur Verfügung gestellt werden
- Direktvermarktungsmodelle für die PV-Freifläche eingeführt werden

Bioenergie

Durch den Referentenentwurf für die EEG Novelle 2012 würde der Ausbau der Bioenergie im Strombereich zum Stillstand kommen. Hierdurch könnte die Eigenschaft einer bedarfsgerechten Erzeugung, die vor allem im Energiemix eine tragende Rolle spielt, nicht zum Zuge kommen.

Die vorgesehene Degression von 2% entspricht nicht der Preisentwicklung der Rohstoffe und wird daher abgelehnt. Eine Degression von 2% auf die Grundvergütung ist akzeptabel. Wir weisen darauf hin, dass ein Pflicht- KWK- Strom- Anteil von 60% für Heizkraftwerke und den allermeisten Biogasanlagen nicht einhaltbar ist. Darüber hinaus lässt eine Reduzierung des Nawaro-Bonus für Waldrestholz auf 2,5 Cent/kWh und die Streichung des KWK-Bonus Projekte nicht mehr wirtschaftlich realisieren. Auch eine Pauschale 60%-Maisanteilbegrenzung ist nicht als Ziel führend einzuschätzen, da die übermäßige Maisnutzung weitgehend auf wenige Regionen beschränkt ist. Die neue Reduzierung der Vergütung für Einsatzstoffvergütungsklasse I ab 500 kW von 6 auf 5 Cent entspricht nicht dem Prinzip „Kosten für Einsatzstoffe sind unabhängig von Anlagengröße“. Die neue Deckelung auf 500 kW installierte Leistung ab IBN 2014 bedeutet das Aus für Biomethan-Gasturbinen,-GuD-Anlagen und große BHKW.

Eine nachträgliche Kürzung des Güllebonus verletzt den Verbraucherschutz der Investoren und wird daher nicht befürwortet. Investoren sind für einen zukünftigen Ausbau der erneuerbaren Energien ausschlaggebend, darum sollte man auf stabile rechtliche Rahmenbedingungen setzen.

Um einen schnellen, preisgünstigen Ausbau nicht zu gefährden, sollte

- Degression wegfallen
- KWK Bonus beibehalten werden
- Nawaro-Bonus für Waldrestholz von 6ct/kWh erhalten bleiben
- Mindestwärmenutzungspflicht wegfallen
- Mais/Getreidekornbegrenzung auf 50% wegfallen
- Reduzierung der Vergütung für Einsatzstoffe wegfallen
- Deckelung auf 500 kW installierte Leistung wegfallen

Direktvermarktung

Die Direktvermarktung ist ein wichtiges Element zur Integration Erneuerbarer Energien in die Energielandschaft. Hier sehen wir vor allem dezentrale Modelle im Fokus, da durch eine Erzeugung und Vermarktung in lokaler Nähe (Umkreis 20km) Netze entlastet werden und Netzausbau vermieden wird.

In der aktuellen Ausgestaltung, ermöglicht die Marktprämie vor allem große Bilanzkreismodelle, die eher mit einem großen Portfolio realisiert werden könne. Auch für Bioenergieanlagen wird die Direktvermarktung schwieriger. Durch die geringe Prämie bei Vermarktung mit der Marktprämie und der Anforderung einen Bilanzkreis zu haben, werden Eigenversorgungs- und Contractingkonzepte nach dem KWKG nicht mehr möglich sein, da sie einen deutlichen Mehraufwand bedeuten.



Eine Ausgestaltung eines alternativen lokalen Direktvermarktungsmodells (Umkreis von 20km), würde kleinen und neuen Marktakteuren eine eigenständige Direktvermarktung ermöglichen.

Wir schlagen vor, Strom der lokal vermarktet wird und selbst verbraucht oder von Dritten abgenommen wird von der Stromsteuer und der EEG-Umlage zu befreien. Zudem müssen vermiedene Netzentgelte dem Anlagenbetreiber zur Verfügung stehen, da dieser durch die lokale Vermarktung Netze entlastet. Als weiterer Punkt ist aufzunehmen, dass bei lokaler Vermarktung Strom, der keine öffentlichen Netze berührt von Netzentgelten freigestellt werden muss. Folglich kann der zukünftige Energiemarkt durch eine Vielzahl von Akteuren mitgestaltet werden.

Durch höhere Qualitätsanforderungen an Strom, der mit dem Grünstromprivileg vermarktet wird, entstehen in der Strombereitstellung höhere Kosten. Wir begrüßen die höheren Anforderungen an Qualität, sehen jedoch die Entlastung von 2ct/kWh als zu gering, um Modelle mit einem Mindestanteil von 25% volatilen Energien realisieren zu können. Daher schlagen wir vor, an Qualitätsanforderungen festzuhalten, die Befreiung jedoch auf 2,5 ct/kWh anzuheben. Netzentgelte wurden in der Vergangenheit an den Anlagenbetreiber gezahlt, da dieser durch regionale Modelle Netze entlastet. Hier ist nicht nachzuvollziehen, warum dies geändert werden sollte.

Im Referentenentwurf ist die Flexibilitätsprämie zu begrüßen, wobei es keinen nachvollziehbaren Grund gibt, andere flexible Arten (z.B. Fluktuierende und Speicher) von der Möglichkeit des Bezugs dieser Prämie zu entziehen. In der aktuellen Ausgestaltung können durch die Höhe der Prämie zusätzliche Investitionen, die für eine Flexibilität erforderlich sind, nicht kompensiert werden.

Um die Vermarktung von Strom dezentral voranzutreiben sollte

- bei lokaler Vermarktung (Umkreis 20km) eigen- und direkt verbrauchter Strom EEG- und stromsteuerbefreit sein
- die Flexibilitätsprämie auch für andere regelbare Energien gelten
- das Grünstromprivileg auf 2,5 ct/kWh erhöht werden, die Anforderungen jährlich eingehalten und vermiedene Netznutzungsentgelte ausgezahlt werden



Anhang:

An dieser Stelle möchten wir ausdrücklich unser völliges Unverständnis darüber äußern, dass **den Empfehlungen des vorläufigen Erfahrungsberichtes zum EEG** insbesondere beim Ausbau der Windenergie im Binnenland **nicht gefolgt wurde**. Dort sind folgende Aussagen zu finden:

- Die seit Mitte 2010 geänderten Rahmenbedingungen für die Windenergie an Land sollten bei der Entwicklung der EEG-Novelle 2012 berücksichtigt werden. Diese bestehen in den steigenden Fremdkapitalzinssätzen sowie in den wieder anziehenden Rohstoffpreisen. (S. 158)¹
- Unter Berücksichtigung eines leicht gestiegenen Fremdkapitalzinssatzes ergibt die Ermittlung der Stromgestehungskosten sowie die Betrachtung der Eigenkapitalverzinsung an Standorten mit unterschiedlichen Windhöflichkeiten, dass selbst an einem windstarken 100 %-Standort die notwendige Eigenkapitalrendite von 12 % nicht erreicht werden kann. Die Stromgestehungskosten an einem 100 %-Standort liegen im Bereich der Vergütungshöhe gemäß EEG 2009 (9,2 ct/kWh). Die zusätzlichen Kosten, die sich für Anlagenbetreiber aufgrund der Einführung der SDLWindV ergeben, sind damit bereits gedeckt. (S. 158)

Es wird demnach empfohlen, den Anfangsvergütungssatz auf 9,2 ct/kWh festzulegen. Der SDL-Bonus sollte nicht fortgeführt werden, sondern die durch die SDLWindV zusätzlich entstehenden Kosten durch die Anfangsvergütung gedeckt werden. (S. 158)

- Windschwächere Standorte benötigen darüber hinaus eine zusätzliche Förderung, um wirtschaftlich zu sein. Diese Thematik kann über das Referenzertragsmodell geregelt werden. (S. 159)
- Auf Basis der genannten Sachverhalte wird empfohlen, die Degression in Höhe von 1 % beizubehalten. Weiterhin wird empfohlen, zu prüfen, ob die Entwicklung der Inflationshöhe in Bezug auf die Entwicklung der Vergütungshöhe berücksichtigt werden sollte. Hierdurch könnten Risiken, die sich für Projektplanungen aus der Inflationsrate ergeben, vermieden werden. (S. 159)
- Standorte im tieferen Binnenland werden durch das derzeitige Referenzertragsmodell nicht ausreichend gefördert, um eine Erschließung der dort bestehenden Potentiale zu erreichen. Das Modell sollte in behutsamer Form dahingehend angepasst bzw. ergänzt werden, dass windschwache Standorte eine angemessene Vergütung erhalten, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu erreichen. (S. 162)

Unter der Überschrift „Standortdifferenzierte Vergütung“ heißt es auf Seite 161:

Heute besteht jedoch ein zunehmendes Bewusstsein darüber, welche großen zusätzlichen Potentiale für die Windenergie auch im tieferen Binnenland vorhanden sind. Die entsprechenden Bundesländer zeigen ein steigendes Interesse an der Erschließung dieser Potentiale und haben teilweise bereits konkrete Zielsetzungen entwickelt (siehe oben). Diese durch einzelne Bundesländer bereits entwickelten Ziele für den Windenergieausbau sind jedoch auf Basis der derzeitigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen faktisch nicht erreichbar. **Aus diesem Grund besteht ein neuer Bedarf für die Förderung windschwächerer Standorte.** Für eine entsprechende Anpassung des Referenzertragsmodells werden folgende drei Möglichkeiten gesehen:

- Ausweitung des Referenzertragsmodells auf einen Zeitraum > 20 Jahre
- Einführung eines höheren Anfangsvergütungssatzes in Verbindung mit einem verkleinerten Verlängerungsfaktor in Bezug auf die Anfangsvergütungsdauer
- Einführung eines „Binnenlandausgleichs“ in Form eines Zuschusses auf die Anfangsvergütung in Abhängigkeit von der Standortqualität.

Diese Vorschläge des Erfahrungsberichts halten wir für ausgesprochen sachgerecht, weil sich diese Beobachtungen mir unseren decken und wir selbst zu ganz ähnlichen Schlussfolgerungen gekommen sind.

¹ Aus: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG; Vorhabensleitung: Deutsche WindGuard GmbH – Juni 2011