

## Stellungnahme PD Dr. Dietmar Lindenberger

### Direktor für Anwendungsforschung am Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität zu Köln (EWI)

#### Kontinuität des Gesetzes

Die Reform des EEG führt einige bedeutende Änderungen ein, z.B. das Element der Direktvermarktung und die Fokussierung auf vergleichsweise kostengünstige Technologien. Zugleich bleiben wesentliche Grundzüge des Gesetzes, wie Einspeisevorrang, garantierte Vergütungssätze und Vergütungsdegression erhalten.

Mit den weiterhin garantierten Einspeisevergütungen im Rahmen des Marktprämienmodells, wird - trotz der grundsätzlich verpflichtenden Direktvermarktung - das Investitionsrisiko für erneuerbare Energien unverändert sehr gering gehalten. Weiterhin ist der vorliegende EEG-Entwurf 2014 nach wie vor zu sehr national orientiert und immun gegen Kritik, welche in den vergangenen Monaten sowohl national als auch auf europäischer Ebene geäußert wurde. Eine Beschränkung auf eine Förderung allein von nationalen Standorten kann auch zukünftig europarechtliche Fragen der Beihilfe aufwerfen.

Angesichts der Diskussion der vergangenen Wochen und Monate, die auf grundlegenden Reformbedarf des EEG hingewiesen hat, erscheinen die Anpassungen eher marginal und kurzsichtig. Grundlegende Probleme des Systems, vor allem auch zur ökonomischen und klimapolitischen Legitimation, sind nicht ausreichend in der Reform berücksichtigt worden.

#### Wesentliche Änderungen

Die Förderung für erneuerbare Energien soll sich durch das neue EEG stärker am Markt orientieren. Dazu soll eine grundsätzliche Verpflichtung zur Direktvermarktung eingeführt werden. Anlagen in der Direktvermarktung erhalten eine Förderung in Form einer Marktprämie, welche als Differenz von festem Fördersatz und Marktwert berechnet wird. Ausnahmeregelungen bestehen u.a. in Form einer Bagatellgrenze (installierte Leistung), welche in den nächsten Jahren schrittweise abgesenkt wird.

Darüber hinaus soll die durchschnittliche Vergütung reduziert werden. Dazu wurde der „atmende Deckel“, welcher bereits in den vergangenen Jahren auf Photovoltaikanlagen angewandt wurde, auch auf Windkraft an Land übertragen. Weiterhin bestehen nun technologiespezifische Ausbaukorridore. Diese Ausbaukorridore bei Photovoltaik und Windkraft an Land dienen auch als Bemessungsgrundlage für Anpassungen in der Degression der Fördersätze. Eine explizite Förderhöchstgrenze besteht weiterhin nur bei der Photovoltaik. Zusätzlich werden die Fördersätze gegenüber den Vorjahren reduziert.

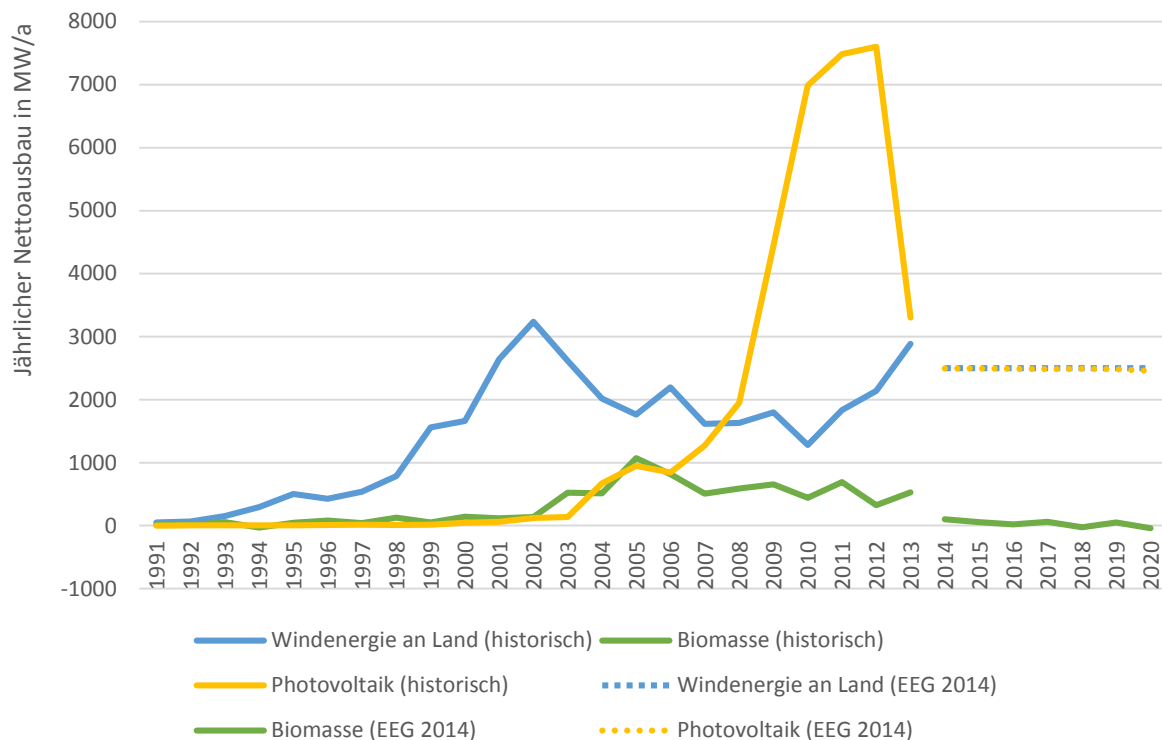
Um die Höhe der Förderung stärker an realen Kosten zu orientieren, soll spätestens ab 2017 ein Ausschreibungsmechanismus eingeführt werden, welcher anfangs durch die Bundesnetzagentur im Rahmen von Ausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächen erprobt werden soll. Durch die Einführung von Wettbewerb sollen Informationsasymmetrien abgebaut und damit die Kosten für den Ausbau reduziert werden.

Gegenüber den Vorjahren ist im aktuellen Gesetzesentwurf auch erstmals eine differenzierte Regelung zur Berücksichtigung von Eigenerzeugung und Selbstverbrauch bei der EEG-Umlage enthalten. Demnach können die Übertragungsnetzbetreiber auch für eigenerzeugte und selbstverbrauchte Elektrizität die Entrichtung der EEG-Umlage verlangen. Ausnahmen gelten u.a. für Bestandsanlagen oder Anlagen mit einer Leistungsgröße bis 10 kW und Erzeugungsmengen kleiner 10 MWh/a.

Des Weiteren soll die Umverteilung der Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien angepasst werden. Die besondere Ausgleichsregelung soll objektiver, transparenter und europarechtskonform ausgestaltet werden. Dazu werden im nachgereichten Entwurf eines Gesetzes zur Reform der besonderen Ausgleichsregelung für stromkosten- und handelsintensive Unternehmen mehrere Änderungen präsentiert. Durch die Definition von stromkosten- und handelsintensiven Branchen entsprechend der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien der EU-Kommission wird damit die Kompatibilität auf europäischer Ebene verbessert. Zusätzlich ist aus der Anhebung der Eintrittsschwelle sowie Umlage-Anteile als auch der Staffelung der zu zahlenden Umlage eine Reduktion der EEG-Umlage zu erwarten.

## **Welche Auswirkungen sind zu erwarten?**

Durch den atmenden Deckel lässt sich erstmals die technologiespezifische Ausbaumenge neben der Photovoltaik auch für Windkraft an Land steuern. Im Falle der Windenergie an Land liegt ausgehend von einem jährlichen Zubau von 2,5 GW tendenziell eine Verstärkung des Ausbaus vor (vgl. Abbildung 1). Insbesondere gilt dies auch dann, wenn man den Zubau mit historischem Windenergieausbau an Land vergleicht. Damit scheint der Windenergie an Land eine zentrale Rolle in der Erreichung der deutschen erneuerbaren Ziele bis 2020 zuzukommen.



Quelle: AGEE-Stat/EEG-Entwurf 2014

**ABBILDUNG 1 JÄHRLICHER NETTOAUSBAU (WINDENERGIE AN LAND, BIOMASSE, PHOTOVOLTAIK HISTORISCH) UND DIE AUSBAUPFADE EEG 2014**

Zudem ist zu erwarten, dass die verpflichtende Direktvermarktung zu einem Effizienzgewinn beim Einsatz der Technologien führen wird. Dies gilt insbesondere für die meist flexibel steuerbare Biomasse. Der Einsatz der fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren, d.h. insbesondere die PV- und Windenergie, wird sich allenfalls geringfügig ändern, da die Grenzerzeugungskosten auch weiterhin in den meisten Stunden unterhalb des aktuellen Marktpreises liegen. Gleichwohl wird durch die Direktvermarktung in einigen Fällen die Überproduktion der Erneuerbaren in Stunden negativer Strompreise effektiv verringert werden (Anzahl Stunden mit negativen Strompreisen 15h in 2011, 56h in 2012, 64h in 2013, 30h bis 15.05.2014).

Trotz der vermutlich erhöhten Ausbaumengen können reduzierte Fördersätze, eine Verschiebung des Ausbaus hin zu kostengünstigeren Technologien (insbesondere Wind Onshore) sowie der effizientere Einsatz dazu führen, dass sich die Gesamtkosten der Stromversorgung im Vergleich zu einer Fortführung des bisherigen EEGs reduzieren. Gleichzeitig gehen die Gesetzesänderungen mit Umverteilungseffekten einher, die im Vergleich zur bestehenden Regelung zugunsten der Stromverbraucher ausfallen werden. Gleichzeitig werden die Gewinne neuer EE-Anlagen reduziert. Bestehende Vergütungssätze für Altanlagen bleiben erhalten.

Auch hinsichtlich der Neuregelung von Eigenerzeugung und Selbstverbrauch sind Effizienzgewinne sowie Umverteilungseffekte zu erwarten. Effizienzgewinne im Vergleich zur bestehenden Regelung ergeben sich durch eine Vermeidung bzw. Reduktion der Wettbewerbsverzerrung durch die Ausnahmetatbestände bei Umlagen und Steuern. Allerdings ist anzumerken, dass die im neuen EEG vorgesehene Bagatellgrenze für kleine Anlagen dazu führen wird, dass insbesondere im Haushalts- und GHD-Sektor umfangreiche ökonomische Potentiale bestehen, die auch weiterhin vollumfänglich von Ausnahmetatbeständen profitieren. So reduziert sich im Vergleich zum Status Quo durch die im neuen EEG vorgesehene teilweise Belastung des Selbstverbrauchs mit der EEG-Umlage dessen ökonomisches Potential im GHD-Sektor von 88 auf 20%, und im Haushaltssektor von 79 auf 57% (Anteil Selbstverbrauch am Nettostromverbrauch).<sup>1</sup> Der GHD-Sektor ist hier aufgrund höher Verbrauchsmengen pro Unternehmen wesentlich stärker betroffen als der Haushaltssektor. Umverteilungseffekte bestehen zu Gunsten der Selbstverbraucher, mit entsprechenden Mindereinnahmen beim Staat sowie einer Mehrbelastung bei den übrigen Stromverbrauchern durch die verminderte Bemessungsgrundlage, insbesondere bei der EEG-Umlage. So bestehen durch das EEG-Selbstverbrauchprivileg derzeit Umverteilungseffekte zugunsten der Eigenerzeuger im Vergleich zu einer Gleichbehandlung in Höhe von 2,2-4,2 Mrd. Euro. Der Industriesektor profitiert dabei mit 1,5-2,2 Mrd. Euro am meisten. Durch die volle Belastung des Selbstverbrauchs ergäbe sich eine um 0,6 Cent/kWh bis 1,1 Cent/kWh geringere EEG-Umlage als unter den derzeitigen Ausnahmetatbeständen. Dies entspräche für einen durchschnittlichen 3-Personen-Haushalt (3500 kWh/a) heute einer Minderbelastung von 21 bis 39 Euro im Jahr.<sup>2</sup> Das ist vor allem deswegen von besonderer Relevanz, da es sich hierbei um einen selbstverstärkenden Effekt handelt, und zudem verstärkt einkommensschwache Haushalte überproportional belastet werden.

## Offene Fragen und verbleibende Probleme

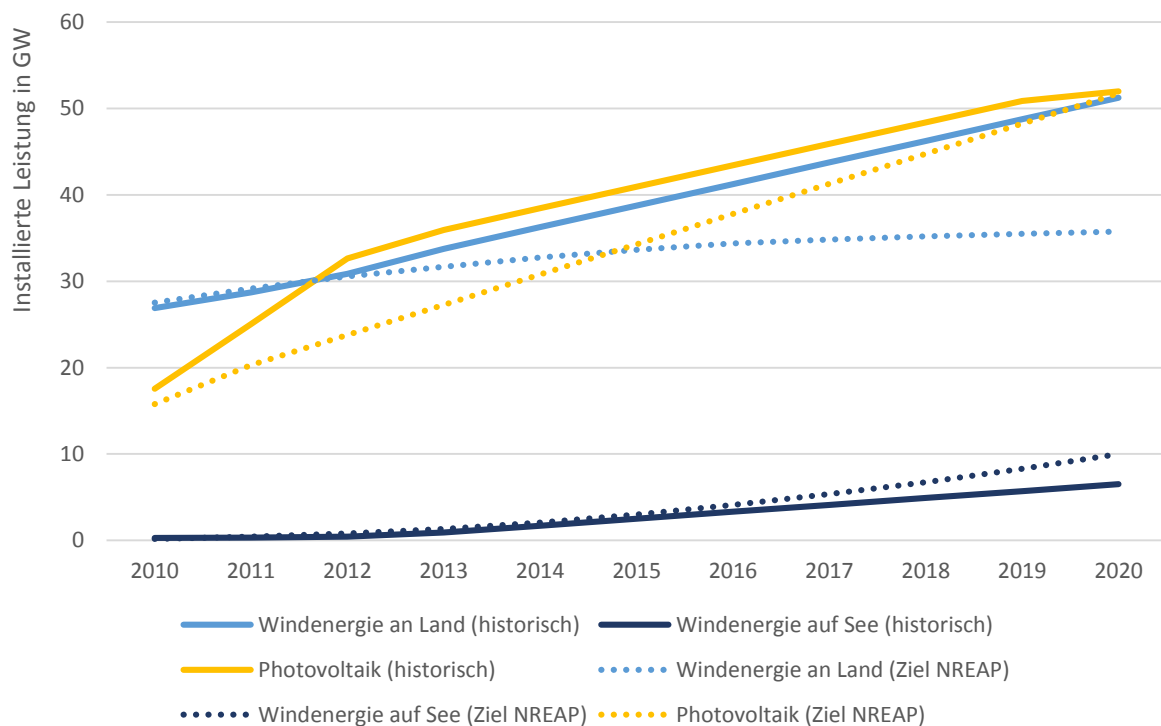
Besonders auffällig ist die Definition von technologiespezifischen Korridoren, welche durch die Kopplung mit Degressionsanpassungen den Ausbau entlang dieser Pfade sicherstellen sollen. Zwar ist ein übergeordnetes Ziel für den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch definiert, allerdings bleibt auch weiterhin offen, warum und auf welche Art und Weise die technologiespezifischen Ausbaukorridore zu diesem übergeordneten Ziel führen sollen. Darüber hinaus ist absehbar, dass die Ausbaukorridore bereits in den nächsten Jahren zu einer installierten Leistungen führen, die über dem deutschen National Renewable Energy Action Plan (NREAP) liegen, wie Abbildung 2 verdeutlicht, als auch über den definierten Zielen zum Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch. Dieses Überschießen der Ziele ist mit Zusatzkosten. Hierzu trägt unter anderem auch die oben genannte Ungleichbehandlung des Eigenverbrauchs bei, die

---

<sup>1</sup> Siehe hierzu auch EWI und IW (2014): Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom - Stand, Potentiale und Trends. Gutachten im Auftrag des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)

<sup>2</sup> Siehe ebenda.

bei der Photovoltaik einen Ausbau über der Förderhöchstgrenze von 52 GW erwarten lässt. In diesem Kontext ist die generelle Gleichbehandlung von Eigenerzeugung und Selbstverbrauch ein Schritt in die richtige Richtung. Allerdings erscheint durch die Bagatellgrenze von 10 kW die Investition in Eigenerzeugung und Selbstverbrauch von Strom, insbesondere in privaten Haushalten, aber auch in Betrieben des GHD- und Industriesektors, auch weiterhin attraktiv. Das ökonomische Potential für die Deckung des Nettostromverbrauchs mit selbsterzeugtem Strom beläuft sich nach EWI und IW (2014) unter der Neuregelung aufgrund der Bagatellgrenze auf 57% im Haushalts- und 20% im GHD-Sektor. Ohne die Bagatellgrenze würden beide Anteile auf null absinken. In den kommenden Jahren werden hieraus je nach Entwicklungsdynamik wesentliche Zusatzkosten sowie Verteilungseffekte folgen.



Quelle: AGEE-Stat/EEG-Entwurf 2014/NREAP

**ABBILDUNG 2 AUSBAU VON WINDENERGIE AN LAND, AUF SEE UND PHOTOVOLTAIK ENTSPRECHEND DER PFADE EEG 2014 IM VERGLEICH ZU DEN ZIELEN DES NREAP. ZUSÄTZLICHER PHOTOVOLTAIKAUSBAU AUFGRUND VON EIGENERZEUGUNG UND SELBSTVERBRAUCH UNBERÜCKSICHTIGT**

Im vergangenen Jahr standen 19 Mrd. Euro für die Refinanzierung der erneuerbaren Energien einem Marktwert von rund 2 Mrd. Euro gegenüber. Trotz der Kürzung der Vergütungssätze werden die Kosten des forcierten Erneuerbaren-Ausbaus auch weiterhin hoch bleiben. Dies hat unterschiedliche Gründe. Aufgrund der gesicherten Vergütung für 20 Jahre sind die Kosten des starken Zubaus der Photovoltaik in den letzten Jahren noch in den kommenden Jahren zu spüren. Damit sind die Kosten der Bestandsanlagen von großem

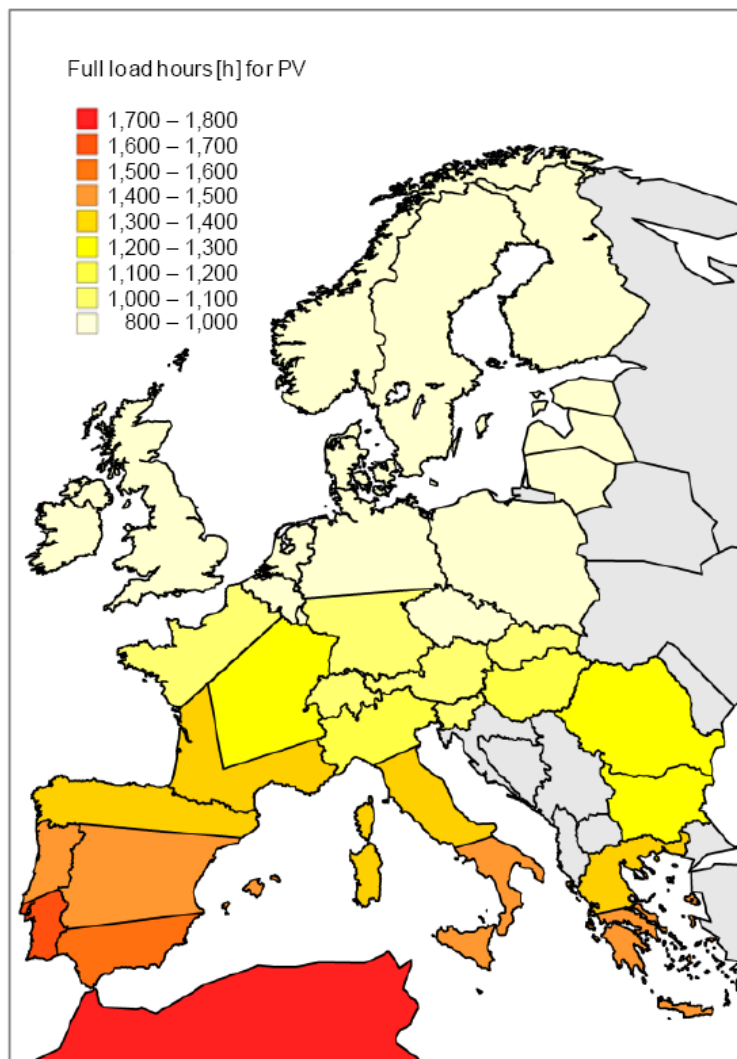
Gewicht in der gesamten Kostendiskussion. Zusätzlich verschärft die hohe Gleichzeitigkeit der Einspeisung von erneuerbaren Energien die Problematik, da sich über die Zeit betrachtet ein abnehmender Grenznutzen einstellt. Deutlich wird dies an der abnehmenden Bedeutung der „Mittagsspitze“: Aufgrund der großen Zahl von Photovoltaikanlagen sinkt der Preis für elektrischen Strom zur Mittagszeit, welcher in der Vergangenheit zu den Höchsten im Tagesverlauf gehörte, deutlich ab. Der Wert der Erzeugung einer zusätzlichen Photovoltaikanlage, welche aufgrund der gleichen Wetterlage zur Mittagszeit gleichzeitig elektrischen Strom produziert, ist also geringer. Dies führt des Weiteren dazu, dass ein Großteil zusätzlicher Erzeugung aus erneuerbaren Energien exportiert wird. So hat die Studie „Trendstudie Strom 2022“<sup>3</sup> für den BDI gezeigt, dass mehr als ein Drittel zusätzlicher Erzeugung aus erneuerbaren Energien den deutschen Exportüberschuss erhöht.

Die Umwälzung der daraus resultieren Kosten (als Differenz aus Gesamtfördervolumen und Marktwert) bringt auch weiterhin eine enorme Kostenbelastung für die Bürger mit sich. Daraus resultieren Verteilungseffekte, welche nicht nur auf die Haushaltsebene (EEG-Umlage als regressive Steuer) sondern auch auf die Länderebene wirken. Die hieraus resultierende Frage, ob der sich einstellende (und weitestgehend absehbare) EE-Ausbau sowie die einhergehende Mehrbelastung der Bürger eine gesellschaftliche Präferenz darstellt, bleibt hingegen ungeklärt.

Weiterhin bleibt auch im neuen EEG die Förderung erneuerbarer Energien rein national, obwohl Kooperationsmechanismen möglich und ökonomisch sinnvoll wären. Gerade vor dem Hintergrund der klimapolitischen Legitimation ist eine stärkere Einbindung in europäische Politik notwendig. Erstens reduziert die nationale Förderung erneuerbarer Energien ohne Kopplung an das europäische Zertifikatshandelssystem die Emissionen von CO<sub>2</sub> nicht. Vielmehr wird die nationale Nachfrage nach Zertifikaten und folglich auch der Zertifikatspreis abgesenkt, was zu Mehremissionen andernorts und in Europa insgesamt zu unveränderten CO<sub>2</sub>-Emissionen führt. Zweitens werden teure PV- und Windkraftanlagen an europäisch ungünstigen Standorten mit geringen Sonnenstunden und Windverfügbarkeiten gebaut, was unnötig teuer ist. **Wie Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** verdeutlicht, liegen die Jahresvolllaststunden von PV-Anlagen in Südspanien teilweise doppelt so hoch wie in Deutschland. Dies führt bei identischen Kosten zu deutlich effizienteren Kapitalnutzung und einer Vergünstigung des Ausbaus erneuerbarer Energien. Würde der Ausbau stärker europäisch koordiniert, so würden bessere Standorte erschlossen, mehr Durchmischungsvorteile regionaler Lasten und Einspeisungen genutzt und Kosten deutlich gesenkt.

---

<sup>3</sup> Bettzüge et al. (2013); „Trendstudie Strom 2022 – Belastungstest für die Energiewende“



Quelle: EWI/Energynautics<sup>4</sup>

### ABBILDUNG 3 METEOROLOGIEBEDINGTE VOLLLASTSTUNDENUNTERSCHIEDE FÜR PHOTOVOLTAIK IN EUROPA

Die Wahl einer Ausschreibung für die zukünftige Ermittlung von Förderhöhen ist als solches zu begrüßen, da die Fördersätze sich erwartungsgemäß stärker an den realen Kosten orientieren. Allerdings ist die Organisation dieser Ausschreibungen noch nicht spezifiziert. Betrachtet man die Erfahrungen in den europäischen Nachbarländern wird deutlich, dass diese für den Erfolg des Instruments von großer Bedeutung sind. Wie Tabelle 1 verdeutlicht, führt unter anderem zu geringe Flexibilität im Gebotsprozess zu einem Rückzug potenzieller Bieter, was sich im Laufe der Zeit Kosten treibend ausgewirkt hat. Daher wird die Ausgestaltung des Ausschreibungsdesigns von erheblicher Bedeutung sein.

<sup>4</sup> Lindenberger et al. (2011); „Roadmap 2050 – a closer look“

| Windpark               | Horns Rev 2  | Roedsand 2   | 2 <sup>nd</sup> Roedsand 2 | Anholt        |
|------------------------|--------------|--------------|----------------------------|---------------|
| Vertragsunterzeichnung | Juli 2005    | Mai 2006     | April 2008                 | Juni 2010     |
| Anzahl finale Gebote   | 3            | 3            | 2                          | 1             |
| Niedrigstes Gebot      | 69,5 EUR/MWh | 66,9 EUR/MWh | 84,4 EUR/MWh               | 136,2 EUR/MWh |

Quelle: DTU<sup>5</sup>

**TABELLE 1 ERGEBNISSE DER AUSSCHREIBUNGEN IN DÄNEMARK FÜR WINDPARKS AUF SEE**

## Fazit

Die Reform reduziert die Kosten der EEG-Förderung im Vgl. zum Status Quo. Dabei werden zukünftige Kosten durch die allgemeine jährliche Absenkung der Fördersätze aller Technologien wie auch durch die technologiespezifischen Absenkungen der Fördersätze (technologiespezifische Ausbaukorridore) gesenkt.

Ferner werden die erneuerbaren Energien näher an den Markt geführt. Dafür sorgen die im Gesetzesentwurf integrierten Verpflichtungen zur Direktvermarktung wie auch das „Pilotprojekt“ zur Bestimmung von technologiespezifischen Fördersätzen über Ausschreibungen.

Die Absenkungen der Fördersätze sowie die Überlegungen zu eine marktorientierteren Lösung sind ein erster richtiger Schritt, der die Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien reduziert und damit nicht zuletzt auch den Konsumenten entlastet. Allerdings bleibt die Frage der Kostenverteilung bestehen. Eine Bewertung der Verteilungswirkungen zwischen den Verbrauchern und eine anschließende Verteilung ist allerdings Aufgabe der Politik. Dabei sollte auch eine Diskussion über mögliche Alternativen für die Verwendung von Staatsgeldern aus ordnungspolitischer Perspektive nicht fehlen.

<sup>5</sup> Kitzing (2013); „Some practical aspects in the implementation of tenders: The Danish example for offshore wind“, Presentation at the 10th IFIC Workshop, Brüssel



## Stichpunktartige Zusammenfassung und weitere Punkte

### 1) Ökonomische und ordnungspolitische Grundprobleme des EEG unverändert:

- a) Das EEG kann aus ökonomischer Sicht als insgesamt fragwürdig erscheinen:
  - i) Der Beitrag zum Klimaschutz (der über ETS hinausginge) ist fragwürdig
  - ii) Das EEG als Industriepolitik ist fragwürdig (unterm Strich hat DE die Lernkurve der Welt bezahlt, die wirtschaftlichen Vorteile tragen andere davon)
  - iii) Die Beschäftigungseffekte sind fragwürdig: Bruttoeffekte natürlich positiv (Arbeitsplätze im Anlagenbau, Installation, Wartung etc.), Nettoeffekte nach Berücksichtigung von Kaufkraftverlusten sind insgesamt aber weiterhin fragwürdig.
- b) Dauerhafte Konformität mit Verfassungsrecht ist unsicher: Finanzierung durch Umlage hat dieselbe Problematik wie einstiger Kohlepfennig.
- c) Dauerhafte Konformität mit EU-Recht ungewiss: Nationales Fördersystem mit Beschränkung auf deutsche Standorte nicht mit Binnenmarkt kompatibel.

### 2) Einige Verbesserungen im Detail:

- a) Mengendeckelung nun auch bei Wind-onshore ist begrüßenswert: Kombinierte Preis-Mengensteuerung ermöglicht die Nutzung von Preisanreizen und zugleich eine gleichmäßigere Steuerung des Kapazitätszubaues.
- b) Einbezug von Eigenverbrauch in die EEG-Umlage ist richtig, geht andererseits aber nicht weit genug (nur bis 10kW). ALLE Anlagen sollten bzgl. Steuern und Umlagen gleich behandelt werden. Sonst wird Eigenerzeugung bevorzugt und ineffizient zu stark ausgebaut. Das Problem des ineffizienten Ausbaus der Eigenerzeugung wird dadurch verstärkt, dass Netzentgelte heute nicht kostenverursachungsgerecht sind. Für das Netz wird variabel (pro gezogene kWh) gezahlt, obwohl Netzkosten i.W. Festkosten sind (prop. Anschlussleistung). Dadurch wird Eigenerzeugung wiederum bevorzugt. Netzentgelte sollten i.W. auf Leistungspreise umgestellt werden, d.h. künftig sollte nicht pro gezogene Energie, sondern hauptsächlich für Anschlussleistung gezahlt werden. Aufgrund der Ungleichbehandlung von Eigenerzeugung und Fremdstrombezug bei Steuern/Umlagen und aufgrund der nicht-kostenverursachungsgerechten Netztarife ist bis 2020 ein Überschießen des Zieles für den PV-Ausbau durch Eigenerzeugung außerhalb des EEG zu erwarten. Dies ist verbunden mit
  - i) einer entsprechenden Verteuerung der Energieversorgung insgesamt und
  - ii) höheren Netzentgelten und Umlagen für die verbleibende (nicht eigenerzeugte) Strommengen sowie vermindertes Stromsteueraufkommen auf Seiten des Staates (Entsolidarisierung).

### 3) Verbesserungen im Bereich Marktintegration

- a) Die grundsätzliche Verpflichtung zur Direktvermarktung ist ein Schritt in die richtige Richtung. Die Fernsteuerung der Anlagen dafür eine wichtige Voraussetzung.
- b) Die Marktprämie begünstigt einen stärker bedarfsorientierten Einsatz von Biomasse-KW.
- c) Eine Berücksichtigung von Großhandelspreisen und somit Systemeffekten bei Investitionsentscheidungen findet allerdings nicht statt. Jeder Energieträger der Erneuerbaren tanzt nach wie vor „auf eigenem Parkett“:
  - i) Aufgrund der technologiespezifischen Förderung gibt es keinerlei Wettbewerb zwischen den Erneuerbaren-Technologien.
  - ii) Aufgrund der Entkopplung vom Großhandelspreis wird bei Investitionsentscheidungen die Kapazitätssituation im Gesamtmarkt nicht berücksichtigt. Diese Mängel könnten behoben werden durch eine EEG-Vergütung von der Struktur „Strompreis + X“ (wobei X technologieneutral sein müsste, um die Erneuerbaren dem Wettbewerb untereinander auszusetzen)
- d) Ankündigung eines Ausschreibungssystem: grundsätzlich richtiger Ansatz, weil kostendämpfend. Dieser ist allerdings behutsam auszugestalten, um zu möglichst intensivem Wettbewerb zu gelangen (vgl. Erfahrungen im Ausland).

### 4) Fazit: Kleine Schritte in die richtige Richtung, aber die großen Veränderungen stehen noch aus