
Auktionierung von Kapazitätsprämien für erneuerbare Energien – Vorschlag für eine Neugestaltung des Fördermechanismus

NICOLAI HERRMANN UND JULIUS ECKE

Nicolai Herrmann, enervis energy advisors GmbH, Berlin, E-Mail: nicolai.herrmann@enervis.de,
Julius Ecke, enervis energy advisors GmbH, Berlin, E-Mail: julius.ecke@enervis.de

Zusammenfassung: Mit dem Gutachten „Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland“ hat der Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) einen integrierten und langfristig orientierten Lösungsvorschlag in die Diskussion um das zukünftige Strommarktdesign eingebbracht. In dem vorliegenden Beitrag erläutern die Verfasser des Gutachtens* die Ausgangspunkte der Überlegungen (Problemstellung) sowie den daraus abgeleiteten Vorschlag zur Ausgestaltung der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE). Vorgeschlagen wird eine mengenbasierte Auktion von Vergütungsrechten, mit dem Ziel einen Kostenwettbewerb auf der Anbieterseite auszulösen und die Plan- und Steuerbarkeit des EE-Zubaus zu verbessern. Das Auktionsvolumen leitet sich aus den technologiedifferenzierten politischen Ausbauzielen ab; die Förderung wird zeitlich gestreckt als leistungsbasierte Zahlung (Euro/MW) an die Anlagenbetreiber ausgeschüttet. Im Betrieb ergänzen die Anlagenbetreiber diese Förderung durch Erlöse aus der Direktvermarktung ihrer Anlagen am Strommarkt und gegebenenfalls anderen Marktsegmenten. Die Umstellung auf eine kapazitätsbasierte Förderung bewirkt, dass EE-Anlagen alleine auf Basis ihrer kurzfristigen Grenzkosten** in den Strommarkt bieten und sich so weitgehend in den Strommarkt integrieren lassen. Auch die Anlagenauslegung erfolgt erlösoptimierend.

Summary: With its study “A future-proof energy market design for Germany” the Association of Municipal Utilities (VKU) has added an integrated and long-term-oriented proposal to the discussion about the future electricity market design. In this paper, the authors of the VKU-study explain the starting points of their analysis and describe a proposal for a renewable support scheme. They propose an auction-based support scheme that triggers competition on the supply side. Auction volumes are derived from political targets for RES-expansion and are carried out for different RES-technologies, thus allowing for a projectable and steady expansion with technological and regional control. Support payments are capacity-based (Euro/MW) and granted for the length of the amortization period. Throughout the whole operation phase, investors complement the support payments through revenues from the electricity market and other market segments. RES-E

→ JEL Classification: Q42, Q43

→ Keywords: Energy market design, renewable support mechanisms, capacity auctions

projects are thus allocated revenue risks, which will lead to risk premiums and can increase requirements on market participants. Thereby capacity-based funding ensures that investors think about their assets' market value already during site selection and technical design and that RES-production is dispatched solely on basis of short-run marginal costs in the power market. This is a precondition for the efficient market integration of RES.

* Das Gutachten wurde von enervis und BET erstellt, die Verfasser des Artikels zeichnen dabei mitverantwortlich für den Vorschlag zur Ausgestaltung der EE-Förderung und des Kapazitätsmechanismus.

** Wird im weiteren Verlauf von Grenzkosten gesprochen, so sind damit jeweils die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung gemeint.

I Einleitung

Die wichtigsten politischen Leitplanken der Energiewende in Deutschland sind eine Emissionsreduktion um 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 und der Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) auf mindestens 80 Prozent des Bruttostromverbrauchs, jeweils bis 2050 (BMWi und BMU 2010). Werden diese Ziele konsequent mit Maßnahmen unterstellt, so entwickelt sich in den kommenden Jahrzehnten in Deutschland ein Energiesystem, das vermehrt von erneuerbaren Energien – insbesondere den dargebotsabhängigen Erzeugungsarten Wind und Photovoltaik (PV), aber auch Bioenergie-Anlagen – dominiert wird. Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit werden flankierend dazu auch weiterhin in erheblichem Umfang konventionelle Kapazitäten vorzuhalten sein.

Ein solcher Systemwechsel scheint innerhalb der Anreizstrukturen des heutigen Förderdesigns nicht, oder zumindest nicht unter Beachtung des Ziels der Kosteneffizienz, umsetzbar. In zentralen Segmenten des deutschen Energiemarktes stehen bereits heute die Anreizstrukturen des Marktdesigns nicht vollumfänglich mit den gesellschaftlichen Zielen in Einklang. Dies betrifft insbesondere die aktuellen Vergütungs- und Umlageregelungen des EEG und den daraus resultierenden EE-Zubau, der in den letzten Jahren teilweise ungeplant stark ausfiel und die politischen Ziele regelmäßig übererfüllt hat (Sachverständigenrat 2012). Neben der daraus resultierenden Kostenentwicklung stellt sich insbesondere der Mangel an Synchronisation zwischen EE-Zubau einerseits sowie der Entwicklung der Strukturen im Bereich des konventionellen Kraftwerksparks und der Energienetze andererseits als zunehmend problematisch dar.

Der Ausblick auf die zu erwartenden Entwicklungen (insbesondere der EE-Ausbauziele) macht deutlich, dass dies kein vorübergehendes Phänomen ist, sondern langfristig angelegte Anpassungen des Energiemarktdesigns erforderlich sind. Die deutsche Energiepolitik steht daher vor der großen Herausforderung, die gesellschaftlich gewollten Veränderungen im Zuge der Energiewende durch die Einführung eines langfristig verlässlichen und effizienten Energiemarktdesigns zu ermöglichen und zu sichern.

Vor diesem Hintergrund hat der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) durch die energiewirtschaftlichen Beratungsunternehmen enervis und BET ein Gutachten erarbeiten lassen, welches die Fragestellung adressiert, wie das Energiemarktdesign und die daraus resultierenden Anreizstrukturen mit Blick auf die 2050-Ziele angepasst werden müssen, damit diese Ziele innerhalb eines diversifizierten und wettbewerblich organisierten Marktumfeldes erreichbar sind (enervis/BET 2013). Im Folgenden liegt der Fokus auf der Beschreibung der im VKU-Gutachten

vorgeschlagenen Ausgestaltung des EE-Fördermechanismus und dessen Wirkung auf den Einsatz der geförderten EE-Anlagen im Strommarkt.¹

2 Problembeschreibung

Die EE-Förderung in Deutschland basiert auf gesetzlich garantierten technologiedifferenzier-ten Einspeisetarifen, die seit dem Jahr 2000 durch das zwischenzeitlich mehrfach novellierte Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) festgelegt werden. Diese Förderung hat bewirkt, dass Ende 2012 rund 76 000 MW an EE-Leistung installiert waren. Mit rund 31 000 MW Wind und 33 000 MW PV haben nahezu 85 Prozent der EE-Kapazitäten ein intermittierendes Einspeiseverhalten. Im Jahr 2012 deckten EE rund 23 Prozent des deutschen Brutto- stromverbrauchs (BMU 2013 und BDEW 2013). Insofern hat sich das EEG als ein erfolgreiches Markteinführungsinstrument erwiesen. Aus Sicht der Autoren bedarf das EEG allerdings für die Zukunft einer grundlegenden Weiterentwicklung, um insbesondere eine bessere Planbarkeit des Kapazitätszubaus zu erreichen, den Kostenanstieg zu begrenzen und die Marktintegration der EE zu verbessern. Die wesentlichen Herausforderungen und Handlungsbedarfe dafür werden nachfolgend beschrieben:

1. *Unzureichende Mengensteuerung.* EE entwickeln sich in vielen Bereichen zu einer Leitgröße des Energiesystems. Zur Erreichung der EE-Ausbauziele ist eine Förderung jedoch weiterhin bis mindestens in die 2030er Jahre notwendig. Dies zeigen exemplarisch die Modellierungen im Rahmen des VKU-Gutachtens (enervis/BET 2013: 54 ff.). Innerhalb des Betrachtungszeitraumes bis 2050 haben insbesondere Wind onshore und Wind offshore jedoch das Potenzial, die Marktparität zu erreichen, das heißt sie sind dann im Rahmen der Ausbauziele ohne Förderung alleine auf Basis von Erlösen des Stromgroßhandels wirtschaftlich. Ein zukunftsfähiger EE-Fördermechanismus muss daher sicherstellen, dass eine ausreichende Förderung für die Erreichung der Ausbauziele gewährleistet wird. Andererseits muss im Interesse aller Marktteilnehmer im Energiemarkt sichergestellt werden, dass die Zubaugeschwindigkeit angemessen gesteuert und die damit verbundenen Kosten planbarer werden. Eine bessere Mengensteuerung ermöglicht eine Synchronisation zwischen dem EE-Ausbau, den Investitionszyklen im konventionellen Kraftwerksbereich und dem Ausbau der Energienetze. Stabile Rahmenbedingungen bieten dabei nicht nur für die vorgelagerten Wertschöpfungsstufen der EE-Wirtschaftssegmente (Anlagenbau, Projektierung) einen Mehrwert, sondern auch für die konventionelle Energiewirtschaft. Eine Verbesserung der Mengensteuerung bezieht sich auch auf die technologische Zusammensetzung des Ausbaus und können helfen, ungeplante Zyklen zu vermeiden, welche beispielsweise im PV-Segment ganz wesentlich zum historischen Anstieg der EEG-Förderkosten beigetragen haben (ewi 2012b).
2. *Fehlende Anreize zur Kosteneffizienz.* In einzelnen Technologiesegmenten haben sich auf Basis der EEG-Förderung Ineffizienzen zu Lasten der Verbraucher heraus-

1 Der ergänzend dazu vorgeschlagene Kapazitätsmechanismus („dezentraler Leistungsmarkt“) wurde bereits an anderer Stelle ausführlich diskutiert (Ecke et al. 2013, enervis/BET 2013).

gebildet. Dies betrifft beispielsweise die (temporären) Überrenditen im Bereich der Photovoltaik und die teils hohen Margen einzelner Wertschöpfungssegmente der Windkraft.² Diese Entwicklungen weisen auf das Defizit an Wettbewerbsintensität im Zugang zur Förderung (das heißt den Wettbewerb von Projekten gleicher Technologie um eine Förderung) hin. Gleichzeitig sind sie ein exemplarischer Hinweis auf die Unzulänglichkeiten einer politischen ex-ante Festlegung von Fördersätzen, die über einen Zeitraum von mehreren Jahren angesichts rasanter technologischer Entwicklungen und insbesondere der erreichten Kostendegressionen nicht zielsicher und flexibel genug ist.

3. *Fehlende regionale Differenzierung.* Im EEG-System findet keine regionale Differenzierung der Förderung und damit auch keine regionale Steuerung des Zubaus statt. Dies führt dazu, dass Anlagen an Standorten mit unterschiedlichen Potenzialen trotzdem vergleichbar hohe Vergütungen erhalten und daher deutlich unterschiedliche Renditen, erwirtschaften, sofern diese nicht durch Projektentwickler und Anlagenhersteller abgeschöpft werden. Soll der Zubau auch an ertragsärmeren Standorten gefördert werden (zum Beispiel Wind-onshore in Süddeutschland), so ergeben sich in einem einheitlichen Fördersystem zwangsläufig Überrenditen an ertragsstärkeren Standorten.³ Eine regionale Steuerung ist gegebenenfalls auch vor dem Hintergrund von temporären regionalen Netzengpässen sinnvoll.
4. *Unzureichende Marktintegration der erneuerbaren Energien.* EE-Anlagen sind derzeit aufgrund der arbeitsbasierten Förderzahlungen („Euro/MWh“) nicht in dem eigentlich möglichen Umfang in den Strommarkt eingebunden; es findet vielmehr eine Verzerrung des Anlageneinsatzes statt. Dieses Defizit wird auch durch die Einführung des Marktprämiensmodells im EEG 2012 nur unzureichend adressiert, da auch hier durch die Zahlung arbeitsbasierter Prämien eine systematische Gebotsverzerrung eintritt. Im Ergebnis besteht im Marktprämiensmodell eine ungleiche Risikoverteilung zwischen EE-Anlagen und konventionellen Kraftwerken im Strommarkt, woraus ein ineffizienter Anlageneinsatz sowohl in den Spotmärkten (day-ahead und intraday), als auch hinsichtlich der Regelenergieangebote von EE-Anlagen resultiert. Vor diesem Hintergrund ist die Heranführung an den Strommarkt durch das Marktprämiensmodell, flankiert durch eine verpflichtende Direktvermarktung größerer Biogasanlagen ab 2014 und die Ansätze einer leistungsbasierten Vergütung von Biogasanlagen (Flexibilitätsprämie), grundsätzlich als positiv zu bewerten, da sie Anreize für eine stärker marktorientierte Auslegung und Fahrweise der Anlagen setzt. Um die weiterhin bestehenden Ineffizienzen zu beheben, sollte es jedoch Ziel sein, Strompreissignale in noch größerem Umfang in die Einsatz- und auch Investitionsentscheidungen der Marktteure einzubeziehen, um gezielt Anreize für Anlagenkonzepte zu setzen, die den Wertbeitrag der EE-Erzeugung zum System maximieren. Optimierungsmöglichkeiten in Bezug auf das Investitionsverhalten ergeben sich unter anderem bei der Standortwahl, der Anlagendimensionierung und -ausrichtung sowie durch die

2 Erfahrungen der Verfasser in der Projektanalyse und -bewertung für Windkraftanlagen zeigen, dass insbesondere die Flächenbereitstellung und Projektierung sehr margenstark sind. Hier besteht Potenzial für mehr Kosteneffizienz.

3 Die aktuelle Regelung der Referenzraten für Windenergie im EEG löst aus Sicht der Autoren keine angemessene Steuerungswirkung aus, da die sich daraus ergebende Spreizung der Vergütungsdauer auch bei starken Ertragsunterschieden nur relativ gering ausfällt.

Kombination mit Strom- und Wärmespeichern. Im Anlagenbetrieb ließen sich Effizienzpotentiale beispielsweise durch die Vermeidung von Einspeisungen mit negativem Börsenwert heben. Eine Verbesserung der auslegungs- und einsatzbasierten Marktintegration von EE-Anlagen stellt aus Sicht der Autoren daher ein wesentliches Zielelement für einen angepassten EE-Förderrahmen dar. Parallel dazu sollte eine Weiterentwicklung der Regeln der bestehenden Strommärkte und die Einführung neuer Produkte geprüft werden, um gegebenenfalls eine bessere Integration von EE-Anlagen zu ermöglichen. Dies betrifft insbesondere die Anpassung von Vorlauf- und Verpflichtungsdauern sowie von Losgrößen, beispielsweise in den Regelleistungsmärkten.

3 Lösungsansätze

Im Sinne eines weiterhin verlässlichen Förderrahmens, aber auch um die gesellschaftliche Akzeptanz der EE-Ausbauziele nicht zu gefährden, sollten die unter Punkt 2 ausgeführten Handlungsbedarfe im Rahmen einer Weiterentwicklung des Fördermechanismus zeitnah adressiert werden.

Dafür schlagen die Autoren einen mengenbasierten Fördermechanismus vor, der EE regional- und technologiedifferenziert auf Basis von installierter Leistung fördert. Damit können die dargestellten Probleme einer unzureichenden Mengensteuerung, fehlender Anreize zur Kosteneffizienz, fehlender regionaler Differenzierung und unzureichender Marktintegration der EE systematisch verminder oder sogar vermieden werden:

- Durch einen mengenbasierten Fördermechanismus kann eine verbesserte Steuerung in Hinsicht auf die schrittweise Umsetzung der EE-Ausbauziele erreicht werden.
- Die Umstellung auf eine wettbewerbliche Preisfindung stärkt darüber hinaus den Kostenwettbewerb zwischen den Anbietern von EE-Leistung, gleichzeitig wird die Treffsicherheit der Fördersatzermittlung erhöht; Anreize zur Kostensenkung werden explizit gesetzt.
- Der vorgeschlagene Fördermechanismus erlaubt zudem die Offenlegung des regionalen Förderbedarfs. Hierdurch lässt sich eine Differenzierung der Förderung erreichen, die sich dann an den tatsächlichen, regional unterschiedlichen Differenzkosten orientiert.
- Bei Bedarf könnte auf diese Weise vorübergehend auch eine regionale Steuerung des EE-Zubaus zur Entschärfung von Netzengpässen umgesetzt werden.
- Bereits vor Erreichen der Marktparität kann die Marktintegration über ein angepasstes Einsatzregime der EE-Anlagen deutlich verbessert werden. Durch einen grenzkostenbasierten Anlageneinsatz wird die energiewirtschaftliche Effizienz gestärkt. Dies

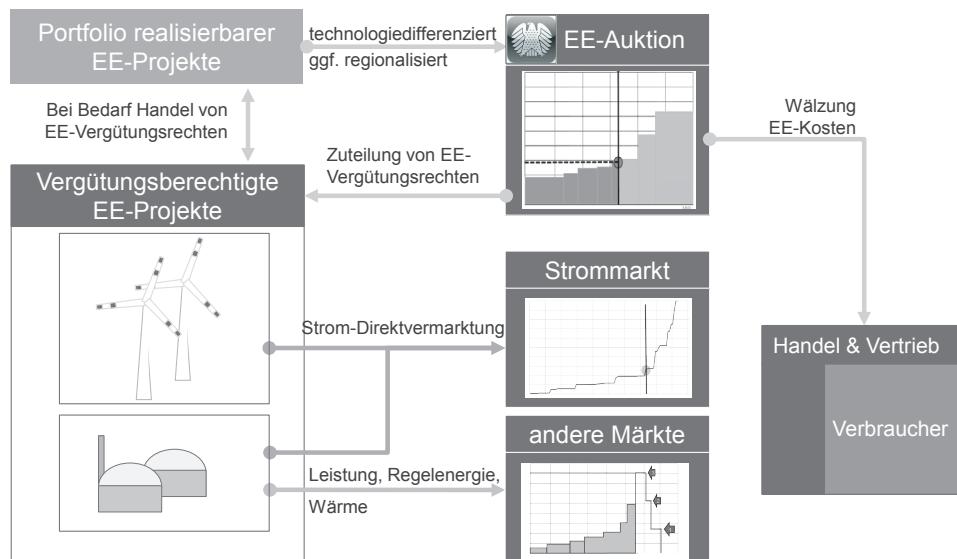
bedeutet, dass der zeitabhängige Wert der erneuerbaren Stromproduktion maximiert wird, anstatt nur die produzierte Strommenge zu maximieren.

4 Konkreter Vorschlag: Eine mengenbasierte Auktionierung von Vergütungsrechten für EE-Leistung

Als Modell für die zukünftige Förderung von EE wird eine technologiedifferenzierte Auktion auf eine kapazitätsbasierte Förderung vorgeschlagen. Dies stellt die langfristige Zielerreichung sicher und verbessert darüber hinaus die Vorhersehbarkeit des EE-Zubaus über längere Zeiträume. Die Ausgestaltung des Vorschlags zur EE-Förderung veranschaulicht nachfolgende Abbildung 1. Sie wird im Folgenden beschrieben.

Abbildung 1

Ablaufschema der mengenbasierten Auktionierung von Vergütungsrechten für Leistung



4.1 Beschaffung von EE-Kapazitäten über eine zentrale Auktion

Für den hier beschriebenen Marktdesignvorschlag werden die geplanten EE-Mengen in Form von zu installierenden Leistungen (MW) durch die Politik vorgegeben. Dies erfolgt auf Basis der langfristigen Ausbauziele des Bundes, die mit den Zielen der Bundesländer zu koordinieren

sind. Die gewünschten Mengen werden regelmäßig in einer zentral organisierten Ausschreibung mit ausreichend langem Zeitvorlauf beschafft. Ein zentraler Koordinator übernimmt diese Beschaffungsaufgabe und artikuliert die gewünschten EE-Kapazitäten als politisch induzierte Nachfrage in den Markt für EE-Projekte. Sobald rein marktgetrieben (das heißt außerhalb der Auktion) EE zugebaut werden, kann die auktiionierte Menge entsprechend reduziert werden – bis hin zum Auslaufen der Förderung.

Die Auktion von Vergütungsrechten (VGR) kann regional differenziert werden und für verschiedene Technologien erfolgen.⁴ Die Teilnahme steht allen Investoren frei. Die in der Auktion erfolgreichen Projektplaner und Investoren erhalten leistungsbasierte Vergütungsrechte (Euro/MW), die über einen längeren Zeitraum ausgezahlt werden, der der Abschreibungsdauer des Projektes entspricht, bei Windenergie onshore sind dies zum Beispiel 16 Jahre. Diese EE-Vergütungsrechte sind nicht projektspezifisch ausgestaltet; daher besteht die Möglichkeit, dass der Investor das ihm in der Auktion zugeteilte Vergütungsrecht weiterveräußert. Dies ist zum Beispiel für den Fall relevant, dass sich ein mit Vergütungsrechten ausgestattetes EE-Projekt verzögert und nicht zum zugesagten Zeitpunkt ans Netz gehen kann. In diesem Fall stellt die Option des Nachhandels sicher, dass ein alternatives Projekt gegebenenfalls das Vergütungsrecht nutzt und das Mengenziel so trotzdem erreicht wird.

4.2 Wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe

Die Ermittlung der Förderhöhe erfolgt in der Auktion. Teilnehmende Investoren legen hierin offen, zu welchem Förderbetrag (Euro/MW) sie eine bestimmte EE-Leistung zubauen würden. Es entsteht dadurch ein kostenorientierter Wettbewerb um den Zugang zu Vergütungsrechten. In der Auktion bekommen diejenigen Investoren einen Zuschlag, die die ausgeschriebene EE-Leistung zu den in Summe günstigsten leistungsspezifischen Differenzkosten errichten und betreiben können. Mindest- oder Maximalgrößen der Lose in der Ausschreibung werden nicht festgelegt, um einen breiten Marktteilnehmerkreis zu ermöglichen und explizit auch kleinere EE-Projekte anzusprechen, die im Wesentlichen über Bündler in der Auktion auftreten dürften.

Vorgeschlagen wird, die Auktion als rundenbasierte Auktion (RBA) auszugestalten. Dies erlaubt den Teilnehmern die Anpassung ihrer Gebote nach Preis/Menge im Verlauf der Auktion. Das Instrument einer RBA bietet sich an, um ein festgelegtes Ausschreibungsvolumen bei erwartetem Überangebot kosteneffizient zu beschaffen. RBA sind außerdem besonders in regional engen und mit größeren Unsicherheiten versehen Märkten gegenüber statischen Auktionen zu bevorzugen (Matthes et al. 2012: 69, Ausbel und Cramton 2004). RBA werden unter anderem auch von EWI (2012a) und BET (2011) im Zusammenhang mit der Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten vorgeschlagen.

Nachfolgend wird das Prozedere für eine RBA mit ansteigendem⁵ Preis beschrieben: In der RBA nennen die Bieter dem Auktionator in jeder Runde die EE-Leistung, die sie zu dem vom Auktionator aufgerufenen Preis bereit und in der Lage sind zu installieren. Die Bieter sind verpflichtet, nach erstmaliger Nennung eines Gebotes auch in jeder Folgerunde ein Angebot abzugeben.

4 Ein vergleichbares Auktionsmodell („Mengen-Markt-Modell“) findet sich im Vorschlag von Groscurth und Bode (2011), die jedoch als Ergebnis der Auktion ein erzeugungsbasiertes Förderkontingent (MWh) vorschlagen.

5 Grundsätzlich ist eine Ausgestaltung mit fallendem oder ansteigendem Preis möglich.

Dieses kann gleich groß oder größer, jedoch nicht kleiner als in einer vorangegangenen Runde sein. Damit ist die Planbarkeit der in der Auktion zu beschaffenden Menge sichergestellt. In der Auktion entsteht sukzessiv eine Preisreihenfolge der teilnehmenden EE-Projekte, die sich aufsteigend nach ihrem Förderbedarf ordnen lassen. Aus dieser „Merit-Order des Förderbedarfs“ lassen sich für den Auktionator Rückschlüsse auf die Wettbewerbs- und Kostensituation des Projektportfolios ziehen, die bei Bedarf auch für Anpassungen zukünftiger Auktionen genutzt werden können.

Die Auktion wird so lange durchgeführt, bis die vom Auktionator gewünschte Menge bereitsteht. Der in der Auktion ermittelte Preis wird in Form von Vergütungsrechten an die bezuschlagten Projekte ausbezahlt. Die Systematik der Auktion führt dazu, dass systematisch die günstigsten Projekte (das heißt diejenigen mit dem geringsten Förderbedarf) zuerst gewählt werden und in jedem Fall einen Zuschlag erhalten. Im Ergebnis haben die bezuschlagten Projekte in Summe den niedrigsten Förderbedarf.

4.3 Auszahlung über Einheitspreis- oder Pay-as-bid-Verfahren

Für die Zuteilung der in der RBA ermittelten Förderhöhe (Preis) an die erfolgreichen Bieter kann grundsätzlich das Einheitspreisverfahren oder das Pay-as-bid-Verfahren gewählt werden.⁶ Das Einheitspreisverfahren zeichnet sich dadurch aus, dass der Zuschlag nicht zu den individuell angebotenen Preisen der Anbieter erfolgt, sondern zu dem in der Auktion bestimmten einheitlichen Markträumungspreis. Dieses Verfahren kommt zur Preisbildung im Day-ahead-Strommarkt zur Anwendung. Im Pay-as-bid-Verfahren hingegen wird jedem Anbieter, der einen Zuschlag in der Auktion erhält, genau der von ihm nachgefragte Preis ausbezahlt. Dieses Verfahren kommt beispielweise in den durch die Übertragungsnetzbetreiber organisierten Märkten für Regelleistung zum Einsatz.

Beide Verfahrensweisen weisen spezifische Vor- und Nachteile auf, die in der Literatur breit diskutiert werden (Heim und Götz 2013). So reduziert das Pay-as-bid-Verfahren tendenziell die Anreize zur Ausübung von Marktmacht (Ausubel und Cramton 2002), insbesondere in engen und konzentrierten Marktsegmenten. Darüber hinaus wird erhofft, dass im Pay-as-bid-Verfahren die Renten der bezuschlagten Anbieter reduziert werden; somit könnten auch Förderbedarf und Verteilungseffekte minimiert werden. In der Realität ist jedoch damit zu rechnen, dass Teilnehmer in einem Pay-as-bid-Verfahren nicht mit ihren tatsächlichen Differenzkosten bieten, sondern sich den Kosten des preissetzenden Bieters annähern. Im Ergebnis kann durch ein solches strategisches Verhalten die Effizienz des Marktergebnisses leiden, da die Neigung der Teilnehmer reduziert wird, ihre realen Kosten offenzulegen (Kahn et al. 2001, Tierney et al. 2007).

Im Sinne einer risikobewussten Ausgestaltung (insbesondere zur Eindämmung von Marktmacht bei regionaler Ausschreibung) könnte es daher sinnvoll sein, die vorgeschlagene Auktion im Pay-as-bid-Verfahren einzuführen. Basierend auf den Erfahrungen könnte dann perspektivisch eine Überführung in das grundsätzlich effizientere Einheitspreisverfahren erfolgen. Dabei ist zu beachten, dass eine Entscheidung zwischen Pay-as-bid- und Einheitspreisverfahren nicht unabhängig vom Marktzuschnitt (nach Technologien) getroffen werden kann, da durch eine solche

⁶ Voraussetzung für die Umsetzung des Pay-as-bid- beziehungsweise Gebotspreisverfahrens ist die differenzierte Offenlegung der Leistungsangebote der einzelnen Anbieter gegenüber dem Auktionator auch unterhalb des Zuschlagspreises. Diese können grundsätzlich im Rahmen der vorgeschlagenen RBA mit aufsteigendem Preis ermittelt werden.

politisch vorgegebene Segmentierung bereits ein hohes Maß an Preisdifferenzierung erreicht werden kann.

4.4 Regelmäßige Auktionen und Auszahlung der Förderung über einen längeren Zeitraum

Abhängig von den typischen Projektentwicklungszeiten sind Auktionen für mehrere Jahre im Voraus durchzuführen, gegebenenfalls ergänzt durch weitere Auktionsrunden mit kürzer werdendem Vorlauf. Beispielsweise wird im Jahr t eine bestimmte EE-Kapazität ausgeschrieben, die im Jahr $t + 4$ in Betrieb genommen werden soll. Im Jahr $t + 2$ und/oder $t + 3$ werden dann eventuelle Mehr- oder Mindermengen für $t + 4$ nachbeschafft, sofern notwendig. Diese Staffelung trägt den unterschiedlichen Realisierungsgeschwindigkeiten verschiedener EE-Technologien Rechnung und ermöglicht eine Nachsteuerung, falls der Ausbau geringer oder stärker als geplant ausfällt. Letzteres wäre beispielsweise bei einem zusätzlichen marktbasierteren Zubau der Fall.

Investoren, die in der letzten Runde der RBA ein erfolgreiches Gebot platzieren konnten, haben damit das Recht auf eine EE-Förderung erworben. Die Auszahlung der Förderung erfolgt erstmalig mit der Inbetriebnahme und wird danach über einen längeren und vorab definierten Zeitraum gestreckt. Dieser orientiert sich an der Finanzierungs- beziehungsweise Abschreibungsdauer der EE-Anlage, die gesetzlich festzulegen ist.

Im Gegenzug verpflichten sich die Investoren, die angebotenen EE-Projekte im vereinbarten Erfüllungszeitraum zu installieren und danach zu betreiben. Dem Vergütungsrecht steht somit eine Errichtungspflicht gegenüber, daher kann auch von einem *Vergütungsvertrag* gesprochen werden.

Die annuitäische Auszahlung des Investitionskostenzuschusses über einen längeren Zeitraum ist vergleichbar zur Regelung des EEG, das eine Förderung über bis zu 20 Jahre gewährt. Mit der zeitlich gestreckten Auszahlung wird sichergestellt, dass geförderte EE-Anlagen in Betrieb gehalten werden. Sofern eine geförderte Anlage vor Ende des Förderzeitraumes stillgelegt wird, so wird auch keine weitere Förderung mehr gewährt. Dies reduziert das Risiko, dass die geförderten Anlagen nicht nachhaltig betrieben werden.

4.5 Voraussetzungen für die Auktionsteilnahme

Grundsätzlich sollten in der Auktion nur Neuanlagen nach Stand der Technik förderberechtigt sein. Im Rahmen der Auktion können darüber hinaus technische Anforderungen an die Anlagen hinterlegt werden. Dabei kann es sich beispielsweise um Anforderungen handeln, die der Systemintegration der EE förderlich sind, zum Beispiel die Fähigkeit zur Blindleistungsregelung. Strikte Präqualifikationsanforderungen an EE-Projektanbieter im Rahmen der Ausschreibung – beispielsweise der Nachweis einer vollständigen Baugenehmigung – stellen ein alternatives Vorgehen für die möglichst genaue Erreichung der auktionierten Mengen dar. Sie wirken allerdings einschränkend auf die Anbieterzahl. Ein ausreichender zeitlicher Vorlauf der Auktionierung in Kombination mit einer wirksamen Pönaleregelung erlaubt demgegenüber eine Ausgestaltung mit niedrigeren Zugangshürden und ermöglicht den Investoren eine eigene Risikoabwägung über den Zeitpunkt der Auktionsteilnahme. Dies ist aus Sicht der Autoren einer strikten Präqualifikation vorzuziehen.

4.6 Inbetriebnahme

Zur Sicherstellung der Inbetriebnahme im vereinbarten Zeitraum soll eine Regelung eingeführt werden, die eine Nichtrealisierung von Projekten bestraft.⁷ In der Auktion erfolgreiche Anbieter, die ihr Projekt nicht innerhalb des zugesagten Zeitraumes in Betrieb nehmen (1) und nicht in der Lage sind durch Nachhandel der Vergütungsrechte ersatzweise ein anderes Projekt zu benennen, welches ihre Inbetriebnahmepflicht übernimmt (2), müssen eine Ersatzzahlung an den Auktionator leisten. Die Zahlung kann sich an den Kosten für die zusätzliche Beschaffung der Fehlmengen in der letzten oder nächsten Auktion unter Berücksichtigung einer Mindestpönale bemessen. Die Mindestpönale werden durch den Koordinator bereits im Rahmen der ersten Ausschreibung festgelegt, so dass sie im Voraus bekannt ist. Dies ermöglicht eine angemessene Risikobewertung auf Seiten der Anbieter.

4.7 Umlage der Förderkosten

Die ausgezahlten Förderbeträge werden bundesweit auf die Stromverbraucher umgelegt, da der EE-Ausbau ein nationales Ziel darstellt. Dabei ist die Umlage von den Stromkunden sowohl für aus dem Netz bezogenen als auch selbst erzeugten Strom zu zahlen, denn aus energiewirtschaftlicher Perspektive gilt es, Ausnahmeregelungen zu vermeiden, die die Eigenerzeugung vor dem öffentlichen Netz in einem nicht angemessenen Maß besserstellen. Dabei ist entscheidend, dass die Eigenerzeugung von geförderten Anlagen keine Umlagebefreiung erfährt, um so Opportunismus und Überanreize zu vermeiden.⁸ Unter dieser Prämisse rücken Netz- und Marktparität der EE zeitlich zusammen.

4.8 Betriebs- und Einsatzregime geförderter EE-Anlagen

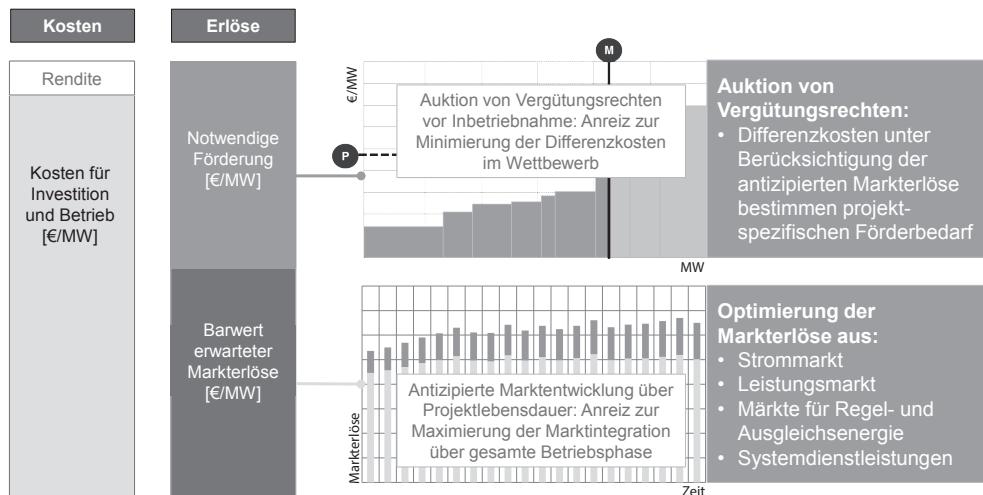
Der Anreiz für einen nachhaltigen Anlagenbetrieb ergibt sich im vorgeschlagenen Modell nicht über die Auszahlung einer arbeitsbasierten Förderung, sondern durch die Notwendigkeit, die leistungsbasierte Förderung aus der Auktion im Betrieb durch eine Erlösoptimierung an den Energiemarkten zu ergänzen. Denn systematisch wird durch die leistungsbasierten Vergütungsrechte nur der zur Vollkostendeckung notwendige Fehlbetrag („Differenzkosten“) abgedeckt, der nach den aus der Direktvermarktung erwirtschafteten Markterlösen verbleibt. Hierdurch ergibt sich die ökonomische Notwendigkeit, möglichst hohe Erlöse am Strommarkt und gegebenenfalls weiteren Erlösmärkten zu erzielen. Erst diese Erlöse ermöglichen idealerweise für den Investor das Erreichen der Kostendeckung inklusive einer Rendite. Bereits im Rahmen der Investitionsplanung wird er dafür eine erlösoptimierte Anlagenauslegung wählen. Diese Systematik ist in Abbildung 2 zusammengefasst.

⁷ Erfahrungen aus anderen Energiemarkten zeigen, dass das Fehlen von klaren Realisierungsverpflichtungen von auktionierten EE-Projekten eine Hürde für die Umsetzung der Ausbauziele darstellen kann (Frontier Economics 2011 und Kopp et al. 2013). Dies wird im vorliegenden Vorschlag durch die beschriebene Regelung einer Straf- beziehungsweise Ersatzzahlung vermieden.

⁸ Es bleibt den Marktakteuren unbenommen, EE-Anlagen zur Eigenerzeugung zu bauen, dies jedoch ohne Förderung zu erhalten. Aktuell erhalten EE zum Beispiel auf den Überschussstrom weiterhin eine EEG-Vergütung.

Abbildung 2

Systematik der einzelwirtschaftlichen Abwägung von Erlösen und Förderbedarf



Die Direktvermarktung erfolgt im vorliegenden Vorschlag somit ohne weitere arbeitsbasierte Prämien, – die Förderung wird rein leistungsbasiert ausgezahlt.⁹ Die leistungsbasierte Auszahlung der Vergütung in Euro/MW stellt sicher, dass das Gebotsverhalten der EE-Anlagen im Strommarkt nicht verzerrt wird. Die Kontrolle durch den Regulierer kann sich in der Betriebsphase daher auf die Sicherstellung der grundsätzlichen Einsatzbereitschaft der Anlagen beschränken und sollte ausdrücklich keine Eingriffe in die Einsatzweise der geförderten Anlagen bedingen.

5 Verstärkte Marktintegration der EE-Anlagen

Geht man davon aus, dass die Marktpreise des Guts Strom volkswirtschaftlich sinnvolle Knappheitsindikatoren darstellen, dann sollte auch die erneuerbare Stromerzeugung jeweils dem Marktpreis am Strommarkt ausgesetzt werden (Andor et al. 2010). Es sind also Anreize zu implementieren, damit EE-Anlagen ihren Wertbeitrag zum Energiesystem in diesem Sinne maximieren. Dies kann durch eine konsequente Direktvermarktung in Verbindung mit einer leistungsbasierten Förderung erreicht werden, wie die nachfolgende Abwägung zeigt.

Das Einsatzverhalten der EE ist eng mit der Frage des Einspeisevorrangs verwoben. Der Begriff „Einspeisevorrang“ wird in der energiewirtschaftlichen und -politischen Diskussion verschieden

⁹ Ein zunehmendes Umschwenken auf kapazitive Vergütungselemente in der EE-Förderung empfiehlt unter anderem auch Matthes (2013); die von Groscurth und Bode (2011) vorgeschlagene Förderung anhand fixer MWh-Budgets hat bei entsprechender Ausgestaltung tendenziell eine ähnliche Wirkung.

ausgelegt. Aus Perspektive der Autoren können, jeweils mit Bezug auf die verschiedenen Dispatchmechanismen des aktuellen Marktdesigns, drei Definitionskomponenten unterschieden werden: (1) der „Einspeisevorrang am Markt“ meint eine absolut vorrangige Vermarktung der (prognostizierten) EE-Mengen in den Spotmärkten (day-ahead und intraday). Darüber hinaus kann ein Einspeisevorrang sich darauf beziehen, dass EE keinen Anreiz haben, bei Überspeisung ihrer Fahrpläne Erzeugung abzuregeln (2a) oder negative Regelenergie anzubieten (2b). Häufig ist auch der Einspeisevorrang im Netz gemeint (3), der einen nachrangigen Redispatch der EE (auch „Einspeisemanagement“) bei regionalen Engpässen im Netz adressiert.

5.1 EE-Gebotsverhalten im Strommarkt

Im Folgenden wird auf den „Einspeisevorrang am Markt“ fokussiert, um die Wirkung von unterschiedlichen Förderregimen auf das Gebotsverhalten der EE-Anlagen im Strommarkt in drei Fällen zu differenzieren. Abbildung 3 illustriert diese Fälle anhand einer schematischen Merit-Order des regenerativen und konventionellen Kraftwerksparks in Deutschland:

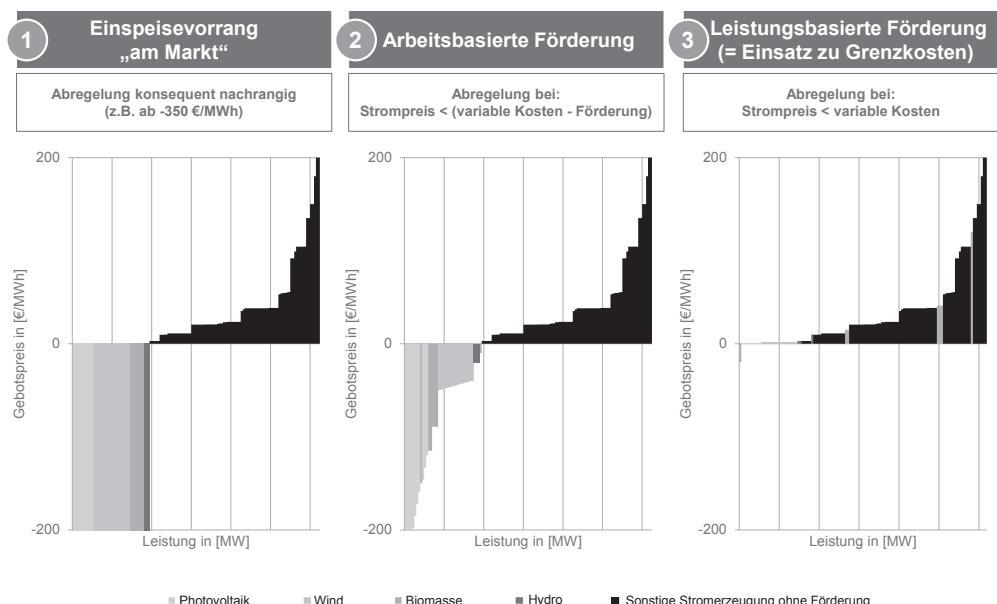
1. Einspeisevorrang am Markt durch feste Einspeisevergütung (Fall 1 in Abbildung 3): Ein Einspeisevorrang verlangt, dass erneuerbarer Strom unabhängig vom zeitgleich am Strommarkt herrschenden Preis von einem zentralen Vermarkter (gegenwärtig den Übertragungsnetzbetreibern, ÜNB) abzunehmen, zu vergüten und insbesondere wieder zu vermarkten ist. Die Vermarktung der EE-Produktion im Großhandel erfolgt demnach über ein preisunabhängiges Angebot. So werden die Mengen mit fester Einspeisevergütung nach EEG aktuell in der Spot-Auktion der EPEX durch die Übertragungsnetzbetreiber unlimitiert vermarktet und erst im Falle einer zweiten Auktion bei negativen Preisen mit negativen Geboten zwischen -150 und -350 Euro/MWh eingestellt (BMJ 2010). Die dabei gegebenenfalls entstehenden negativen Strompreise führen auch zu Kosten für das EEG-Konto und werden gewälzt, das heißt letztendlich sozialisiert. Geförderte EE-Anlagen sind dabei keinem Marktpreissignal ausgesetzt, der Einsatz erfolgt komplett unabhängig von ihren Grenzkosten.
2. Arbeitsbasierte Förderung mit Direktvermarktung (Fall 2 in Abbildung 3): eine arbeitsbasierte Förderung, beispielsweise eine Marktprämie, aber auch die Zahlung eines festen Bonus, wird für jede erzeugte Stromeinheit ausgezahlt und daher von den Anlagenbetreibern in ihr Gebotsverhalten am Strommarkt eingepreist. Dies gilt auch, wenn die Vermarktung nicht mehr zentral durch die ÜNB erfolgt. Eine Abregelung der Produktion erfolgt erst dann, wenn der Strompreis unter die variablen Kosten abzüglich der Förderung fällt. Die mittlere Abbildung zeigt diese verzerrende Wirkung einer arbeitsbasierten Förderung auf das Gebotsverhalten von geförderten Anlagen: deren Grenzkosten spielen zwar für das Bietverhalten nun fundamental eine Rolle, durch die Auszahlung der Förderung in Euro/MWh bildet sich jedoch für alle geförderten Anlagen eine „negative Merit-Order“. In Überschusssituationen sind daher negative Marktpreise in Höhe der variablen Kosten spezifischer EE-Anlagen abzüglich ihrer Förderhöhe zu erwarten, was das erwartbare Gebotsverhalten auf Basis einer arbeitsbasierten Förderung widerspiegelt. Die hier beschriebene Wirkung entspricht der heutigen Direktvermarktung über das Marktprämienmodell nach EEG 2012 (§33g), womit deutlich wird, dass das Marktprämienmodell zwar im Vergleich zum unbedingten Einspeisevorrang (Fall 1) eine Verbesserung der energiewirtschaft-

lichen Effizienz bewirkt, jedoch kein rein grenzkostenbasiertes Gebotsverhalten anreizt.

3. Leistungsisierte Förderung (Fall 3 in Abbildung 3): Wird auf eine arbeitsbasierte Förderung gänzlich verzichtet, so ist sichergestellt, dass das Gebotsverhalten geförderter Anlagen tatsächlich grenzkostenbasiert ist. Geförderte und nicht geförderte Anlagen richten ihr kurzfristiges Gebotsverhalten dann entsprechend ihrer variablen Kosten aus. Da die variablen Kosten der dargebotsabhängigen EE-Anlagen unterhalb derer von fossiler Erzeugung liegen, stellt sich für diese Anlagen auch ohne rechtlichen Einspeisevorrang aufgrund niedriger Grenzkosten ein maximaler Einsatz ein.¹⁰ Für EE-Anlagen mit Substrat- (Biogas), Brennstoff- (Biomasse) oder intertemporalen Opportunitätskosten (Wasserkraft) stellt sich dies anders dar; sie stehen im Kostenwettbewerb mit den Grenzkosten fossiler Anlagen und werden demnach insbesondere in Hochpreisphasen eingesetzt. Im Ergebnis entstehen negative Strompreise nur noch dann, wenn die variablen Kosten einzelner Anlagen tatsächlich negativ sind, beispielsweise beim Einsatz von vergüteten Brennstoffen wie Abfall, oder durch vorübergehende Inflexibilität im Kraftwerkspark. Dies ist effizient und reizt einen flexiblen und erlösoptimierten Einsatz aller Erzeugungsanlagen an.

Abbildung 3

Schematische Einsatzweise geförderter Erzeugung am Strommarkt am Beispiel einer statischen Merit-Order



10 Aufgrund von An- und Abfahrkosten sowie Mindestbetriebsanforderungen im Bereich des konventionellen Kraftwerksparks kann es zu vorübergehenden Abweichungen von einem rein grenzkostenbasierten Bieterverhalten kommen.

Der hier vorgeschlagene leistungsbasierte Fördermechanismus führt damit zu einer strikt grenzkostenbasierten und daher effizienten Einsatzweise der geförderten EE-Anlagen.

5.2 Bilanzkreistreue

Am Stromspotmarkt melden alle Anbieter von Strom einen Fahrplan für den Folgetag (day-ahead) an. Dieser legt fest, in welcher Höhe in den kommenden 24 Stunden Strom bereitgestellt wird.¹¹ Im vorgeschlagenen Modell soll diese Verpflichtung zur Fahrplantreue auf alle EE-Anlagen ausgeweitet werden. Das bedeutet, dass auch EE-Anlagen das Prognoserisiko und die bei Fahrplanabweichungen anfallenden Kosten für Ausgleichsenergie zu tragen oder ihre Erzeugung anderweitig absichern haben. Dies setzt Anreize für die Nutzung von Intraday-Handelsplattformen und gegebenenfalls für die Absicherung durch Reservekraftwerke. Gleichzeitig wird hierdurch der Abruf und gegebenenfalls die Vorhaltung von Regelleistungskraftwerken entlastet.

5.3 Integrierte Wirkung und Investitionsverhalten

Die aus einer arbeitsbasierten Förderung entstehenden Verzerrungen des Gebotsverhaltens wirken sich nicht nur im Spotmarkt (day-ahead und intraday) aus (Einspeisevorrang 1), sondern verzerrn gegebenenfalls auch die Arbeitspreisgebote von geförderten Anlagen in den Regelenergiemarkten und die Anreize zur Abregelung bei Überspeisung des Fahrplans (Einspeisevorrang 2a und 2b). Gleichermaßen kann der Einspeisevorrang der geförderten EE einem effizienten Redispatch entsprechend der Grenzkosten der Erzeugung entgegenwirken (Einspeisevorrang 3).

Diesen Verzerrungen wird durch Einführung einer rein leistungsbasierten Förderung effektiv begegnet. Diese Effekte wirken größtenteils über das Einsatzverhalten der Anlagen hinaus auch auf die Investitionsentscheidungen: Im Wettbewerb der Projekte setzen sich Anlagenkonzepte durch, die gezielt ihre Erlöse über alle Teilmärkte hinweg optimieren können oder ihre Kosten (zum Beispiel für Ausgleichsenergie) minimieren. Die Anreizwirkungen der bereits bestehenden Marktmechanismen des Spot- und Regelenergiemarktes werden so gestärkt; Verzerrungen im Gebotsverhalten, die auch andere Marktteilnehmer wie Speicher, Verbraucher und fossile Kraftwerke beeinflussen, werden reduziert.

6 Diskussion und Fazit

Der hier vorgestellte Vorschlag weist EE-Anlagenbetreibern Preisrisiken auf den Erlösmärkten sowie Strukturierungs- und Vermarktungskosten zu. Diese Risikoübernahme resultiert in Risikoprämien, die im Vergleich zu einer fixen Einspeisevergütung, wie sie in Form des EEG derzeit existiert, höher ausfallen dürften. Diese liegen aber nicht so hoch, wie beispielweise in einem Quotenmodell, in welchem sowohl für Erlös- also auch Förderhöhe ein Preisrisiko besteht (Diekmann et al. 2012).

Jedoch stehen diesen Risikoauflschlägen auch Nutzen gegenüber, so dass seitens des Marktarchitekten eine Abwägung zwischen niedrigen Risikoprämien einerseits und Effizienzverlusten

11 Wenngleich auch eine spätere Fahrplankorrektur, insbesondere unter Berücksichtigung von intraday-Transaktionen, möglich ist.

durch eine marktferne Förderung andererseits erfolgen muss (Klessmann et al. 2008). So fördert die EE-Kapazitätsauktion beispielsweise bereits bei der Investitionsentscheidung ein effizientes Anlagendesign und belohnt in der Betriebsphase explizit ein marktkonformeres Prognose- und Einsatzverhalten der EE-Erzeuger. Strom wird somit nicht mehr ausschließlich „auf Menge“, sondern vor allem „auf Wert“ produziert. Eine Direktvermarktung und Preisrisikoübernahme durch EE-Investoren wird von den Verfassern daher als eine produktive Risikoallokation angesehen. Produktiv deshalb, weil sie aus gesamtwirtschaftlicher Sicht effiziente Anreize für Anlagen-dimensionierung und -einsatz schafft. Risiken, die im Bereich der EE-Investoren und -Betreiber liegen und vor allem von diesen direkt beeinflussbar sind, werden auch dort verortet und führen zu den gewünschten Anpassungen in der Anlagen-dimensionierung. In Verbindung mit der leistungs-basierten Förderung, die eine systematische Verzerrung des Gebotsverhaltens verhindert, sollte dies die energiewirtschaftliche Effizienz der EE-Förderung nachhaltig erhöhen. Dies stellt einen wesentlichen Vorteil des Vorschlags dar.¹²

Je nachdem, welche Ziele mit dem Fördermechanismus erreicht werden sollen, ergeben sich mögliche Nachteile des hier ausgeführten Vorschlags. So wird von Kritikern unter anderem befürchtet, dass die wettbewerbliche Mengensteuerung die Pluralität der Marktteilnehmer reduzieren würde, da insbesondere kleine EE-Investoren in der Auktion nicht zum Zuge kämen, da sie höhere Kosten hätten und ihr Projekt nicht in einem Anlagenportfolio in der Auktion anbieten. Weiterhin müssen die Prognose der Markterlöse und gegebenenfalls ihre Absicherung durch Termingeschäfte im vorliegenden Vorschlag ex ante erfolgen – sie erfordert daher energiewirtschaftliches Know-how und stellt gewisse Anforderungen an die Marktakteure.

Aus Sicht der Autoren ist bei der Bewertung dieses Sachverhaltes zu beachten, dass die Bündelung von Kleinanlagen in der Auktion und in der Vermarktung ein Geschäftsmodell darstellt, das auch in dem hier vorgeschlagenen Modell zum Tragen kommen wird. Dass eine Direktvermarktung dezentraler Anlagenstrukturen über Bündler möglich ist, zeigt der Erfolg des Marktprämiensmodells im EEG 2012.¹³ Damit könnten auch Kleinanlagen im Portfolio der über die Auktion realisierten EE-Anlagen enthalten sein, allerdings voraussichtlich in geringerem Umfang als bisher. Eine solche Entwicklung wäre das Resultat eines Wettbewerbs auf Basis von Kostenstrukturen und kann aus gesamtwirtschaftlicher Sicht daher auch als Vorteil gewertet werden. Die potenziellen Wettbewerbsvorteile von Kleinanlagen (zum Beispiel die Vermeidung von Netzentgelten bei Platzierung in Verteilnetzen) oder bestimmter Investorengruppen (zum Beispiel niedrigere Kapitalkosten) bleiben grundsätzlich erhalten.

Somit ist letztendlich in Abhängigkeit der Zielsetzungen des Marktarchitekten wie Effizienz, Effektivität, Verteilungseffekte und gegebenenfalls auch industrie-politischen Zielen eine Abwägung zu treffen. Aus Sicht der Autoren kann der hier beschriebene Vorschlag die Grundlage für einen weiteren Ausbau der EE bieten, in dessen Verlauf jedoch Effizienz und Planbarkeit wieder vermehrt in den Fokus rücken.

12 Fördermodelle auf Basis von MWh-Kontingenten mit wettbewerblich organisiertem Marktzugang (wie beispielsweise von Groscurth und Bode 2011 sowie Kopp et al. 2013 vorgeschlagen) haben tendenziell eine ähnliche Wirkung, wobei eine gewisse Verzerrung des Einsatzverhaltens in diesen Modellen nicht auszuschließen ist.

13 So hat sich für die Direktvermarktung nach Marktprämiensmodell innerhalb kurzer Zeit eine Vielzahl von Marktakteuren positioniert, welche die gesamte Abwicklung sowohl für das eigene Portfolio als auch als Dienstleistung für Dritte anbieten. Hierdurch ist die Markt-integration auch kleinerer Anlagen innerhalb kurzer Zeit realisiert worden und es entstand auch auf Seiten der Bündler/Vermarkter ein Wettbewerb.

Literaturverzeichnis

- Andor, M., K. Flinkerbusch, M. Janssen, B. Liebau und M. Wobben (2010): Negative Strompreise und der Vorrang Erneuerbarer Energien. Zeitschrift für Energiewirtschaft, 34 (2), 91–99.
- Ausubel, L. und P. Cramton (2002). Demand Reduction and Inefficiency in Multi-Unit Auctions. University of Maryland Discussion Paper. <http://drum.lib.umd.edu/bitstream/1903/7062/1/98wp-demand-reduction.pdf> (Stand 7.9.2013).
- Ausubel, L. und P. Cramton (2004), Auctioning Many Divisible Goods. Journal of the European Economic Association, 2 (2-3), 480–493.
- BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (2013): Energie-Info – Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2013). BDEW, Berlin.
- BET (2011): Kapazitätsmarkt. Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung. Studie im Auftrag des bne e. V. www.neue-energieanbieter.de/de/system/files/20110907_bne_bet_studie_kapazitaetsmarkt_final.pdf (Stand 27.5.2013).
- BMJ (2010): Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung vom 22. Februar 2010 (BGBl. I S. 134), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 19. Februar 2013 (BGBl. I S. 310) geändert worden ist. www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/ausglmechav/gesamt.pdf (Stand 27.5.2013).
- BMU (2013): Erneuerbare Energien 2012. Daten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012 auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand 28. Februar 2013. www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Bilder_Startseite/Bilder_Datenservice/PDFs__XLS/hintergrundpapier_ee_2012.pdf (Stand 5.9.2013).
- BMWi und BMU (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. www.bmu.de/fileadmin/bmu-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/energiekonzept_bundesregierung.pdf (Stand 27.5.2013).
- Diekmann et al. (2012): Erneuerbare Energien: Quotenmodell keine Alternative zum EEG. DIW Wochenbericht Nr. 45/2012.
- Ecke, J., N. Herrmann, U. Hilmes und H. Wolter (2013): Ein Leistungsmarkt mit dezentraler Nachfrage – Kapazitätssicherung durch Produktdifferenzierung. In: Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt? Berlin, Agora Energiewende, 65–75.
- enervis/BET (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland – Langfassung. Berlin, Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU). www.enervis.de/images/stories/enervis/pdf/publikationen/gutachten/emd_gutachten_langfassung_enervis_bet_vku_20130301.pdf (Stand 27.5.2013).
- ewi – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2012a): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Endbericht zum Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=486258.html (Stand 27.5.2013).
- ewi – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2012b): Mögliche Entwicklung der Umlage zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz bis 2018. www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2012/Moegliche_Entwicklung_der_EEG-Umlage_bis_2018_INSM.pdf (Stand 27.5.2013).

- Frontier Economics (2011): Study on market design for a renewable quote scheme. Final report for Energie-Nederland. www.energie-nederland.nl/wp-content/uploads/2011/05/030511-Hybride-Leveranciersverplichting-Studie-Frontier.pdf (Stand 27.5.2013).
- Groscurth, H.-M. und S. Bode (2011): Das Mengen-Markt-Modell. Ein Vorschlag zur Schaffung beziehungsweise Sicherstellung von Investitionsanreizen beim Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung unter Nutzung marktorientierter Instrumente. Discussion Paper 4, arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik.
- Heim, S. und G. Götz (2013): Do Pay-as-bid Auctions Favor Collusion? Evidence from Germany's Market for Reserve Power. ZEW Discussion Paper No. 13-03. <http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp13035.pdf> (Stand 7.9.2013).
- Kahn, A., P. Cramton, R. Porter und R. Tabors (2001): Uniform Pricing or Pay-as-Bid Pricing: A Dilemma for California and Beyond. *The Electricity Journal*. July 2001. 70-79. <http://ftp.cramton.umd.edu/papers2000-2004/kahn-cramton-porter-tabors-uniform-or-pay-as-bid-pricing-ej.pdf> (Stand 07.09.2013).
- Klessmann, C., C. Nabe und K. Burges (2008): Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks – A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK. *Energy Policy*, 36, 3646–3661.
- Kopp et al. (2013): Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien. Mannheim.
- Matthes, F. (2013): Vision und Augenmaß. Zur Reform des Flankierungsrahmens für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. In: Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel? Berlin, Agora Energiewende, 17–24.
- Matthes, F., B. Schlemmermeier, C. Diermann, H. Hermann und C. von Hammerstein (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland. www.oeko.de/oekodoc/1586/2012-442-de.pdf (Stand 7.9.2013).
- Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2012): Jahresgutachten 2012/13. Stabile Architektur für Europa – Handlungsbedarf im Inland. www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/ga201213/ga12_v.pdf (Stand 27.5.2013).
- Tierney, S., T. Schatzki und R. Mukerji (2008): Uniform-Pricing versus Pay-as-Bid in Wholesale Electricity Markets: Does it Make a Difference? www.nyiso.com/public/webdocs/media_room/current_issues/uniformpricing_v_payasbid_tierneyschatzkmukerji_2008.pdf (Stand 7.9.2013).