

## **Projekt**

# **Stromsystem-Design: das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes**

## **Anlage C) zum Endbericht**

## **IZES**

# **Herausforderungen bei Ausschreibungsverfahren für Onshore-Windenergie und PV**

07.10.2013

Autorin: K. Grashof

## 1 Einleitung

In diesem Papier werden in der Literatur und der politischen Debatte häufig genannte Herausforderungen von Ausschreibungsverfahren, insbesondere mit Blick auf die Anwendbarkeit bei Wind Onshore und PV, beleuchtet. Dabei kann hier keine vollumfängliche Auseinandersetzung mit den konkreten bisher angewandten bzw. für die Zukunft vorgeschlagenen Modellen geleistet werden. Ziel ist vielmehr, die von den jeweiligen Autoren herausgestellten Argumente verdichtet darzustellen und auf offensichtlichen Problemlösungsbedarf aufmerksam zu machen, der mit derartigen Ausschreibungsverfahren verbunden ist.

Zum grundsätzlichen Mechanismus: Allgemein werden bei Ausschreibungsverfahren (im Englischen „Tenders“) vorher festgelegte Leistungen (MW) oder zu erzeugende Arbeit (kWh) erneuerbarer Energien ausgeschrieben. Wettbewerb zwischen den Bietern führt zu den Gewinnern der Ausschreibung, die eine vertraglich garantierte Vergütung (bezogen auf die Leistung oder die Arbeit) über einen definierten Zeitraum erhalten (in der Regel ab Inbetriebnahme der EE-Anlage). Die erfolgreichen Bieter sind zur Errichtung ihrer Anlagen verpflichtet (ggf. müssen sie sonst eine Pönale bezahlen).

Die zugrunde liegende Annahme ist, dass auf diese Weise zunächst die günstigsten EE-Projekte realisiert werden (unter Abschöpfung von Produzentenrenten durch den Wettbewerb in der Ausschreibung) und teurere Projekte erst später bzw. nur dann, wenn sie zur Erfüllung der EE-Ziele notwendig sind.

Es sind folgende grundsätzliche Ausgestaltungsvarianten zu unterscheiden:

- Die Vergütung erfolgt bezogen auf die **Leistung** (MW), d.h. als Investitionszuschuss oder Kapazitätsprämie, die einmalig oder über mehrere Jahre gestreckt ausbezahlt wird.
- Die Vergütung erfolgt bezogen auf die **Arbeit** (MWh), d.h. als garantierte Einspeisevergütung bzw. einen garantierten Zuschlag über einen definierten Zeitraum. In den meisten bisherigen Fällen im Ausland wurde eine garantierte Einspeisevergütung „versteigert“. Dies wurde üblicherweise mit einer Abnahmeverpflichtung des lokalen Energieversorgers gekoppelt, so dass mit der Ausschreibung nicht nur die Vergütung, sondern auch die Abnahme des Stroms – unabhängig von Lastsituationen oder Börsenpreisen - gesichert war.

## 2 VKU: Integriertes Energiemarkt-Modell (März 2013)

Der Vorschlag (enervis, BET 2013) bezieht sich nur auf neue Anlagen; für die schon errichteten Anlagen gilt Bestandsschutz. (S. 116) Entsprechend einer Stichtagsregelung soll das EEG so lange weiter gelten, bis die Anlagen aus der ers-

ten Ausschreibung ans Netz gehen (139). Diese soll nach Möglichkeit 2014 durchgeführt werden. Der Mechanismus soll für mehrere Dekaden ausgelegt werden, steuernde Eingriffe sollen nur auf Basis eines transparenten Monitoringprozesses erfolgen (140).

## Funktionsweise

Vom Koordinator wird eine langfristige Ausschreibungsmenge, differenziert nach Jahr und ggf. nach Technologie, veröffentlicht; abgeleitet z.B. aus den BMU-Zielszenarien. Eine zentrale Stelle schreibt entsprechend den politischen EE-Zielen Leistung in verschiedenen Technologieklassen aus, ggf. regional differenziert. Bei Zuschlag erhält der Bieter ein Vergütungsrecht, d.h. eine garantierte Leistungsprämie entsprechend einem Investitionskostenzuschuss (€/MW), die über einen längeren Zeitraum ausgezahlt wird. Die Arbeit der geförderten Projekte wird vollständig direktvermarktet, d.h. die zentrale Vermarktung und die garantierten Arbeitserlöse entfallen für Neuanlagen (70). Die Kosten des Systems sollen auf die Verbraucher umgelegt werden, proportional zu ihrem Stromverbrauch (d.h. nicht zum Netzstrombezug, sondern inkl. Eigenverbrauch) (136).

Es wird vorgeschlagen, **nach Technologien und ggf. Regionen zu differenzieren** und explizit auch PV zu auktionieren. Untergruppen bei Technologien seien auch möglich, aber hier sei bezüglich erhöhter Marktmachtrisiken und Transaktionskosten abzuwägen (135). Insbesondere für Offshore Wind wird zusätzlich eine vom Koordinator zu bestimmende Höchstvergütung für die Ausschreibung vorgeschlagen, da hier mit einem engen Bieterkreis und Marktmachtausübung gerechnet wird. Alternativ zur Ausschreibung einzelner Regionen (was zu Marktmachtausübung und der Nicht-optimalen Ausschöpfung von guten Standorten führen kann), wird ein „Banding“ der Vergütungshöhe erwähnt: Dabei erhalten die Anlagen den Zuschlagspreis aus der Ausschreibung und zusätzlich einen regional parametrisierten Faktor (136).

**Ausschreibung:** Keine Festlegung von Mindest- oder Maximalgrößen der ausgeschriebenen Lose, um „einen breiten Teilnehmerkreis und explizit auch kleinere Projekte“ anzusprechen (118). Vorgeschlagen wird eine rundenbasierte Auktion, eine Abfolge von Auktionsrunden, bei denen der aufgerufene Preis jeweils ansteigt. Dies sei bei vorab bekanntem Volumen und einem erwarteten Überangebot sowie insbesondere, wenn Auftreten von Marktmacht befürchtet wird, sinnvoll (Verweis auf Zins-tender-Verfahren der EU-Zentralbank)(118). Zur „Minimierung von Umverteilungseffekten“ wird einem pay-as-bid-Verfahren gegenüber einem Einheitspreisverfahren ein gewisser Vorzug gegeben; durch das Verhalten der Bieter sei aber davon auszugehen, dass das Marktergebnis letztlich gleich ausfalle (122).

Die Mengen (d.h. Leistungen je ausgeschriebener EE-Technologie) sollen aus den Ausbauzielen des Bundes abgeleitet und mit den Zielen der Länder koordiniert werden. (118)

Es soll **jährlich rollierend** ausgeschrieben werden, mit ausreichendem Vorlauf entsprechend der Realisierungszeiten bei den verschiedenen Technologien (122f). Die erste Ausschreibung soll z.B. mit drei Jahren Vorlauf durchgeführt werden (140). Die zentrale Ausschreibung für den Zeitpunkt  $t$  findet in  $t-4$  statt, zudem gibt es später korrigierende Ausschreibungen:

- Zur Nachbeschaffung von Mehr- oder Mindermengen bei stärkerem oder geringerem Ausbau als erwartet, z.B. wegen Verzögerungen
- Zur Berücksichtigung von EE-Ausbau, der ohne Förderung stattfindet, aber auch in die Zielmenge eingeht und daher die zu fördernde Menge EE reduziert (123).

Die Ausschreibung soll **vor den Genehmigungsverfahren** durchgeführt werden. Ansonsten reduziere sich der Teilnehmerkreis zu stark. Allerdings erhöhe sich so das Risiko, dass Anlagen nicht errichtet bzw. Zielmengen nicht erreicht werden. Daher solle eher früh und mit einer wirksamen Pönaleregulierung ausgeschrieben werden (125).

Zur Sicherstellung, dass Anlagen wirklich gebaut werden, wird eine **Pönale** eingeführt. Ihre Höhe soll sich an den Kosten für die Realisierung der Fehlmengen in der Ausschreibung bemessen. Dabei soll ein Mindestwert der Pönale „berücksichtigt werden“, der vom Koordinator bereits im Rahmen der Ausschreibung festgelegt wird. Bei größeren, risikoreicheren Projekten wird vorgeschlagen, dass der Koordinator von den erfolgreichen Bietern eine Sicherheit in Höhe der Mindestpönale fordern kann, um deren Zahlung bei Ausfall des Projektes zu gewährleisten. Diese sei vorsichtig festzusetzen, damit die aus der zu hinterlegenden Sicherheit resultierende Markteintrittsbarriere nicht kleinere Bieter benachteiligt (124).

Die Vergütung soll erstmals mit der Inbetriebnahme ausgezahlt werden und danach jährlich, entsprechend der Abschreibungsdauer für die Technologie über 10 bis 20 Jahre. Die Auszahlungsdauer wird vorher festgelegt (124).

Nach der Ausschreibung sind die **Vergütungsrechte handelbar**. So kann ein Investor, dessen Projekt sich verzögert, vermeiden, die Pönale zu bezahlen und andere Investoren können bereits entwickelte Projekte, die bisher nicht förderberechtigt sind, doch noch mit Förderung realisieren. Will der erstgenannte Investor sein Projekt dennoch realisieren, kann er sich später um ein entsprechendes Vergütungsrecht bewerben bzw. es am Vergütungsrechte-Markt kaufen. Dies soll die Chancen erhöhen, dass die angestrebten EE-Zielkapazitäten auch erreicht werden (125).

Die arbeitsbasierten Erlöse entstehen durch die **Direktvermarktung** des erzeugten Stroms. Erst die Summe aus Leistungsvergütung und Strommarkterlösen soll die

Kostendeckung und die Realisierung der angestrebten Projektrendite ermöglichen (125).

## Vorteile laut Gutachten

- Sichere Erfüllung der politischen EE-Ziele, Sicherung der langfristigen Zielerreichung (70, 115)
- Kosteneffizienz (70): die „effektive Reduktion des volkswirtschaftlich relevanten Förderbedarfs“<sup>1</sup> ist der „wesentliche Effizienzvorteil des Systems aus gesamtwirtschaftlicher Sicht“ (121)
- „weitgehende (soweit produktive) Investitionssicherheit für die EE-Investoren“ (70)
- „energiewirtschaftlich sinnvolle Risiken werden den Anlagenbetreibern zugeordnet und nicht weiter sozialisiert“ (70)
- „Höchstmaß an Integration der EE in die anderen Marktsegmente“ (Strom, Wärme, Leistung und ggf. Systemdienstleistungen) durch Auszahlung der Förderung als Invest-Zuschuss (70, 116). So werde das Gebotsverhalten der EE-Anlagen nicht verzerrt, sondern orientiere sich allein an deren Grenzkosten. Es herrsche damit bezogen auf den Anlageneinsatz ein „Level playing field“ (138). Eine arbeitsbasierte Förderung führe zu ineffizientem EE-Gebotsverhalten, zu negativen Preisen und verzerre auch Investitionssignale für andere Marktteilnehmer (142).
- Die Mengensteuerung verbessere die Planbarkeit des EE-Ausbaus (für Marktteilnehmer und Netzbetreiber) und mache Kosten besser antizipierbar (70). Es sei eine Verbesserung gegenüber heute, wo EE-Investoren bis zur Inbetriebnahme befürchten müssten, dass die EEG-Vergütungssätze angepasst werden. Im VKU-Modell sei die Leistungsvergütung bereits früh in der Projektplanung – nämlich nach Gewinnen der Ausschreibung - verlässlich bekannt.
- Für Stromvertriebe seien die umzulegenden EE-Förderkosten besser planbar als bei der heute jährlich veränderlichen Umlage, da sie bereits mit der Ausschreibung festgelegt werden und nicht vom Anlageneinsatz abhängig sind (166).
- Die Möglichkeit der Maximierung der Markterlöse Sorge dafür, dass gute Anlagenstandorte entwickelt, Deutschlands EE-Potentiale gut genutzt werden (115), dass die Anlage nachhaltig in Betrieb gehalten und effizient eingesetzt wird (116) und dass die Prognosegüte bei FEE erhöht und Flexibilitätspotentiale gehoben werden können (129).

## Zugrundeliegende Annahmen

Es wird davon ausgegangen, dass die Leistungsvergütung nur übergangsweise die Erlöse ersetzt, die auf dem Strommarkt „noch“ nicht erzielt werden können: „Der Förderbedarf reduziert sich mit steigenden Markterlösen der EE sukzessive, was sich in

---

<sup>1</sup> Als Beispiel wird aufgeführt, dass so der Förderbedarf im windstarken Norden bzw. sonnenstärkeren Süden reduziert werden könne, während in schwächeren Regionen – falls dennoch gewünscht – die notwendige Förderung dennoch möglich sei. Auch sie werde dann halt im Wettbewerb der regionalen Projekte ermittelt.

abnehmenden Förderkosten bemerkbar macht. Die Förderung reduziert sich damit „automatisch“, und entfällt, sobald eine kosten- und erlösorientierte Marktintegration der EE erreicht wird.“ (S. 70). „Mit steigenden Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen, aber auch durch die Kostendegression auf Seiten der EE, ist absehbar, dass sich eine Wirtschaftlichkeit der Erneuerbaren basierend auf Marktpreisen einstellen kann.“ Zugleich wird eingeräumt, dass „der Ausbau der Erneuerbaren die Nachfrage nach CO<sub>2</sub>-Zertifikaten, Primärenergiebrennstoffen und auch konventioneller Kraftwerkstechnik reduziert, so dass das Preisniveau auf diesen Märkten durch einen subventionierten Ausbau der EE auf europäischer und globaler Ebene tendenziell unter Druck gesetzt wird.“ (beide 116).

Marktpreisrisiken seien ein typisches Element des Strommarktes, die weltweit schon seit vielen Jahren von Investoren bewertet und eingepreist werden. Eine anteilige Risikoübernahme durch EE-Investoren sei damit angemessen und unternehmerisch beherrschbar, die entsprechenden Risikozuschläge kein entgegen stehendes Argument (142).

Langfristiges Ziel bleibe, die EE alleine über „den Strommarkt“ (der einen Energy-only-Markt und einen Markt für gesicherte Leistung enthält) zu finanzieren (70).

### **3 Arrhenius: Markt-Mengen-Modell (April 2011)**

Das Modell (Großcurth, Bode 2011) enthält unterschiedliche Regelungen für fluktuierende und regelbare EE-Anlagen. Hier werden nur die vorgeschlagenen Regelungen für fluktuierende Anlagen (Wind Offshore, Onshore und PV) aufgeführt.

#### **Funktionsweise**

Ausgeschrieben wird eine Leistung einer bestimmten EE-Technologie mit vorgegebener Jahresarbeit in einer Region über einen bestimmten Zeitraum, z.B. 100 MW Wind Onshore mit durchschnittlich 2000 Volllaststunden/Jahr in Bayern über 20 Jahre<sup>2</sup>. Interessierte Investoren bieten Beträge für die zu liefernde Strommenge in €/kWh. Den Zuschlag erhalten, in aufsteigender Reihenfolge, diejenigen Anbieter, die die niedrigsten Gebote (in €/MWh) abgeben, bis die angestrebte Leistung erreicht ist.

Die erfolgreichen Bieter erhalten einen Stromabnahmevertrag über die gebotene Strommenge (= gebotene Leistung x Jahresarbeitsstunden x Laufzeit in Jahren). Jeder Bieter erhält die Vergütung, zu der er geboten hat.

---

<sup>2</sup> Alle Ausführungen vgl. Großcurth, Bode 2011, S. 7ff

Der in der Anlage erzeugte Strom wird vertragsgemäß geliefert und vergütet. Eine parallele Direktvermarktung, etwa zur Nutzung hoher Strompreise, ist nicht zulässig. Der Vertrag endet, wenn die kontrahierte Strommenge erzeugt wurde, d.h., je nach tatsächlicher Auslastung der Anlage, vor oder nach dem in der Ausschreibung definierten Ende der Laufzeit. Die Auslastung kann sich auch durch Abschaltungen vonseiten des Netzbetreibers verringern, wenn ein Überangebot erneuerbarer Energien auf eine niedrige Last (Nachfrage) trifft. Nach Ende der Vertragslaufzeit ist der Betreiber frei in der Wahl seiner Vermarktung.

Die Ausschreibungen sollen häufig, z.B. quartalsweise stattfinden, um starke Marktschwankungen zu vermeiden.

Die Ausschreibung soll ggf. um weitere Bedingungen, z.B. zur Fernsteuerbarkeit oder Erfüllung von Systemdienstleistungen oder zur Förderung von kleinen und mittleren Unternehmen ergänzt werden.

Der im Markt-Mengen-Modell erzeugte FEE-Strom soll (wie heute von den ÜNB) von einer zentralen Stelle „eingesammelt“ werden und an der Börse verkauft werden; so ließen sich Ausgleichseffekte unter den FEE besser nutzen als bei dezentraler Vermarktung. Da die ÜNB derzeit kaum Anreize zu guten Prognosen haben (die Kosten für Prognosefehler können über die EEG-Umlage an die Verbraucher abgewälzt werden), sollen Anlagenbetreiber ab einer bestimmten kumulierten Leistung verpflichtet werden, Fahrpläne bzw. Prognosen abzugeben und die Kosten für etwaige Abweichungen zu tragen.

Die Gutachter formulieren ihren Vorschlag als Diskussionsbeitrag und nennen als noch zu klärende Fragen u.a. (12):

- „Wie wird das neue Modell eingeführt? Zu einem Zeitpunkt für alle Anlagen oder schrittweise, z.B. gestaffelt nach Größenklassen oder Technologien?
- In welcher Phase der Projektentwicklung darf geboten werden? Müssen die bietenden Projekte bereits einen festen Standort haben oder können die Standorte hinterher festgelegt werden?
- Was geschieht, wenn ein Projekt nicht realisiert wird?
- Wie viel Zeit bekommen die Anbieter, um ein Projekt umzusetzen?“

Bemerkenswert ist, dass die Gutachter für regelbare EE-Anlagen vorschlagen, eine Leistung (ggf. regional spezifiziert) auszuschreiben und den erfolgreichen Bietern

eine Verfügbarkeitsprämie<sup>3</sup> für einen festgelegten Zeitraum auszubezahlen, bei dargebotsabhängigen EE dagegen eine Auktionierung eines (mengenmäßig limitierten) Einspeisetarifs. Der in den Anlagen erzeugte Strom soll auch im Fall der regelbaren EE von den Betreibern auf den Energiemärkten selbst vermarktet werden.

## Vorteile laut Gutachten

Siehe Großcurth, Bode (2011, 12f):

- Es würden wettbewerbliche Elemente in die Vergütung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien eingefügt.
- Der Ausbau könne in bestimmten Regionen gezielt forciert werden.
- Durch die Anreize zur Standortoptimierung reduzierten sich die Stromgestehungskosten.
- Die Vergütung werde nicht länger von Experten und Lobbyisten, sondern vom Markt bestimmt.
- Verbesserte Einflussmöglichkeit auf die Anteile der verschiedenen Technologien auf dem Weg zu 100% erneuerbaren Energien.
- Indem FEE-Strom vom ÜNB an der Börse zu einem Preis von null geboten wird, ergebe sich eine einfache Möglichkeit, FEE-Anlagen bei Überangebot abzuregeln, ohne die betroffenen Betreiber finanziell zu schädigen (da sich ihre Verträge automatisch verlängern).
- Die für die Investitionssicherheit wichtige Anreizwirkung langfristig fest vereinbarter Vergütungen bleibe erhalten.

Mögliche Nachteile sehen die Gutachter im „höheren Aufwand für die Projektentwickler, der eine abschreckende Wirkung entfalten könnte, sowie dem Aufwand für das Ausschreibungsverfahren“.

## Annahmen

Es sei nicht (sicher) davon auszugehen, dass FEE-Anlagen ihre Vollkosten an einem EOM erzielen können, da Wind und PV ihre eigenen Erlöse am EOM systematisch reduzieren<sup>4</sup>. Lediglich bei bestimmten Annahmen sei dies dennoch zu erwarten, etwa bei hohen Erdgaspreisen. Die Autoren halten dies jedoch für nicht belastbar. Zudem könnten etwa Anlagen im windstarken Norden ihre Vollkosten mitunter am EOM verdienen, Anlagen mit niedrigeren Volllaststunden im windschwächeren Süden dage-

---

<sup>3</sup> Hinter der „Verfügbarkeitsprämie“ verbirgt sich eine ähnliche Art der Zahlung wie beim VKU hinter dem „Vergütungsrecht“. Der Unterschied besteht darin, dass die Zahlung beim VKU schon mit der Auktion für jedes Jahr festgelegt wird, während ein Bioenergie-Kraftwerksbetreiber für jede Stunde, für die er seine Anlage an der Börse als betriebsbereit meldet, den x. Anteil der zugesagten Vergütung erhält, mit:  $x = \text{gesamte Verfügbarkeitsprämie} / (\text{Anzahl der Jahre} * 8760 \text{ h/a})$ . Entsprechend erhält ein Bioenergie-Kraftwerksbetreiber eine umso höhere Verfügbarkeitsprämie, je höher die Zahl der Stunden im Jahr ist, in denen er lieferbereit ist.



gen nicht. Für eine Zukunft mit 100% erneuerbaren Energien würden aber Standorte im Norden und im Süden benötigt. Daher sei ein zusätzlicher Refinanzierungsmechanismus erforderlich.

Welche EE (Wind Onshore, Offshore, PV) zu welchen Anteilen 2050 sinnvollerweise benötigt werden, stelle sich nicht mit dem heutigen EEG ein, sondern müsse gezielt gesteuert werden, um Überkapazitäten und eine ineffiziente Aufteilung der Kapazitäten zu verhindern.

## **4 Herausforderungen bei der Einrichtung von Ausschreibungssystemen für Wind Onshore und PV**

**These: Die Investitionssicherheit leidet darunter, dass Ausschreibungen weder zeitlich noch in der Ausgestaltung sicher vorhersehbar sind**

Zahlreiche Analysen von Refinanzierungsmechanismen für Erneuerbare in vielen Ländern zeigen, dass die politische Glaubwürdigkeit bzw. Stabilität des Mechanismus für Investoren außerordentlich hohe Bedeutung hat. Dies gilt unabhängig davon, ob ein FIT, ein Quotensystem oder andere Mechanismen untersucht wurden (vgl. z.B. Haas et al 2011). Einerseits ist die Investitionssicherheit in einem Ausschreibungssystem zwar hoch, wenn man als Bieter eine Ausschreibung gewonnen hat, die eine Vergütung sichert, die die Lebenskosten der Anlage mit einer hohen Wahrscheinlichkeit abdeckt. Zuvor besteht jedoch das Risiko, dass Ausschreibungen jederzeit in der ausgeschriebenen Kapazität verringert, zeitlich verschoben oder ganz abgesagt werden können. In einer politischen Situation wie im Sommer 2012, als die Bundesregierung die Kosten des Ausbau der EE schnell eindämmen wollte (und dann die Einspeisevergütung bei PV reduzierte), wäre bei Bestehen eines Ausschreibungsverfahrens die einfachste Wahl gewesen, eine für 2012 angekündigte Ausschreibung ausfallen zu lassen. Alleine aus dieser Möglichkeit resultiert ein Risiko für Investoren, sich langfristig auf das System zu verlassen. Zudem sind Ausschreibungen auch Lernprozesse. In vielen aus dem Ausland bekannten Ausschreibungsverfahren wurden die Regeln und Zugangsbedingungen wiederholt geändert, teilweise kurz vor einer nächsten angekündigten Ausschreibung.

Es lässt sich einwenden, dass auch das EEG kurzfristig geändert werden kann, auch dort also eine entsprechende Investitionsunsicherheit besteht. Grundsätzlich muss

---

<sup>4</sup> Alle Annahmen aus: Sven Bode, Helmuth Groscurth 2013.

dies auch in einer Demokratie akzeptiert werden, da keine Regierung sich selbst oder künftige Regierungen daran hindern kann, Regelungen für künftige Investitionen zu überarbeiten. Allerdings ist die Hürde, z.B. die Vergütungssätze des EEG zu ändern, mit der hierfür jeweils nötigen Parlamentsbefassung nicht gerade niedrig. Dies zeigte sich bereits mehrfach, wenn zwar bei einer Regierung ein politischer Wille bestand, Regelungen zu ändern/Vergütungssätze zu senken, es dennoch aber Monate benötigte, diese durch eine Gesetzesnovelle umzusetzen. Die Kehrseite dieser oft beklagten Langsamkeit des politischen Prozesses ist daher eine zumindest mittelfristige Planungssicherheit für Investoren. Eine vergleichbare Planungssicherheit in einem Ausschreibungsmodell würde erfordern, dass die Termine, der jeweilige Leistungsumfang je Technologie sowie die Ausschreibungsregeln ebenfalls im Gesetz verankert werden und nur durch Parlamentsentscheid geändert werden können. Aus dem Ausland ist bisher kein Fall bekannt, wo die Durchführung der Ausschreibungen derart festgelegt ist.

### **Beispiel UK**

In UK gab es mehrere Ausschreibungssysteme: Die Non-Fossil Fuel Order (NFFO<sup>5</sup>) in England und Wales, die Scottish Renewables Order (SRO) und die Northern Ireland Non-Fossil Fuel Order (NI-NFFO); 2002 wurde das Verfahren durch ein Quotensystem abgelöst. Bei der NFFO wurde eine festgelegte Kapazität erneuerbarer Energien (1990) bzw. konkreter Technologien (ab 1991) ausgeschrieben. Zur Bewerbung war nachzuweisen, dass ein geeigneter Standort gesichert ist, gute Aussichten auf eine Baugenehmigung bestehen und das Projekt auch sonst technisch und finanziell realistisch ist. Ausschreibungsgewinner erhielten einen über bis zu 15 Jahre<sup>6</sup> garantierten Zuschlag auf den als Referenz dienenden Pool-Verkaufspreis für Strom. Zugleich erhielten die Anlagenbetreiber einen Stromabnahmevertrag mit dem lokalen Energieversorgungsunternehmen<sup>7</sup>. Der Zuschlag wurde über eine Umlage auf die Endkunden umgelegt.

Die Unsicherheit bei den Regeln und Zeitpunkten der Ausschreibungsdurchführung zeigte sich in bei der NFFO in UK: Hier wurden zunächst zwei Ausschreibungen, für 1990 und 1991, angekündigt und durchgeführt. Im Jahr 1993 folgte die Ankündigung einer Ausschreibung mit veränderten Regeln für das Jahr 1994, 1997 für eine Aus-

---

<sup>5</sup> Eingeführt als „Nebenprodukt“ einer Abgabe für die Finanzierung der britischen Kernkraftwerke, die es bis 1989 nicht gelungen war zu privatisieren.

<sup>6</sup> In den ersten beiden Auktionen 1990 und 1991 war die Zuschlagszahlung bis 1998 begrenzt.

<sup>7</sup> In NFFO 3 war dieser daran gebunden, dass nicht mehr als 25% des Stromabsatzes des stromabnehmenden Energieversorgers durch Erneuerbare erzeugt wird. Darüber hinaus bestand keine Abnahmegarantie mehr (Mitchell 1995, 1084).

schreibung mit weiter veränderten Regeln noch im selben Jahr und ebenso 1998. Auch die Ermittlung der Vergütung veränderte sich mehrfach: 1990 verhandelten Betreiber geplanter oder bereits existierender Anlagen mit dem Energieministerium die Höhe zu garantierenden Einspeisetarife, 1991 wurde vom Ministerium ein Strike-Preis festgelegt (den auch Bieter mit niedrigeren Geboten erhielten), 1994 wurde auf ein Pay-as-bid-Verfahren umgestellt, das bis 1998 galt (Mitchell, Connor 2004).

Ein Vergleich des britischen NFFO-Modells (1990-2001) und des deutschen StrEG/EEG sieht keine empirische Evidenz für günstigere Vollkosten bei Ausschreibungen verglichen mit dem EEG. So konnten die Gewinner der fünf in UK durchgeführten Ausschreibungen über die Anlagenlebenszeit deutlich höhere Vergütungen je kW erwarten als ein Unternehmen im System des EEG<sup>8</sup>. Auch was den Wettbewerb angeht, zeigte eine Umfrage unter deutschen und britischen Projektentwicklern 2003: im Ausschreibungsverfahren war die Konkurrenz zwischen den Projektentwicklern zwar hoch, deren Eigenanteil an den Kosten ist jedoch nur gering. Für das deutsche EEG war dagegen die Konkurrenz bei der Sicherung der Grundstücke und unter den Turbinenherstellern größer als beim NFFO, und ebenso beim Bau der Anlage – dies sind Kostenpositionen, die deutlich höheren Anteil an den Gesamtkosten haben. Hinsichtlich des Betriebs der Anlagen selbst wurde der Wettbewerb in beiden Modellen als gering eingeschätzt (Butler, Neuhoff 2005, 1862f).

### **Beispiele Brasilien, Irland, Niederlande, Frankreich**

Brasilien hat 2009 ein Tender-Modell eingeführt. Bei der ersten Ausschreibung 2009 richtete sich dieses nur an Onshore Wind, bei der Ausschreibung 2010 konkurrierte Wind mit kleinen Wasserkraft- und Biomasse-Anlagen, 2011 teils wieder und teils auch mit Gaskraftwerken (Cunha et al 2012). Auch der Zeitpunkt der Ausschreibungen war nicht klar für Investoren antizipierbar: Der Tender ‚Lieferbeginn drei Jahre nach der Ausschreibung‘ wurde von der zuständigen Behörde zunächst z.B. im März 2012 auf Juni, dann auf Oktober, später auf Dezember verschoben und schließlich ganz gestrichen (Gille 2013). Die Ausschreibungen des irischen AER-Modell (Alternative Energy Requirement, eingeführt 1994) fanden ebenfalls unregelmäßig und für Investoren zeitlich sowie im Umfang kaum antizipierbar statt (IRENA 2013). In den Niederlanden wurde 2010 ein neues Ausschreibungssystem eingeführt, nach der ersten Ausschreibung jedoch zum Zweck der Regelüberarbeitung wieder gestoppt, die dann deutlich länger als zunächst erwartet dauerte (Ruokonen 2010). In Frankreich existier(t)en mehrere Ausschreibungssysteme, deren Ausschreibungen oft unregelmäßig stattfanden (Winkler et al 2011).

---

<sup>8</sup> Hinweis: Die besseren Windverhältnisse in UK wurden in diesem Vergleich bereits berücksichtigt.

## **VKU-Modell**

Hier soll die Zielerreichung durch weitere Ausschreibungen zum selben Zieljahr sichergestellt werden, indem ggf. verzögerte Mengen nachbeschafft werden. Doch wenn eine erste Ausschreibung nicht sicher die Realisierung der kontrahierten Mengen erwarten lässt, weshalb sollten es spätere, mit höherem Zeitdruck (weil kürzerem Abstand zum Zieljahr) durchgeführte Ausschreibungen?

Möglicherweise kann die Option, Vergütungsrechte zu handeln, hier für die Realisierung ansonsten ausfallender Leistungen sorgen. Dies wäre dann möglich, wenn es jeweils eine ausreichend große Zahl bereits ohne Vergütungsrecht begonnener Investitionsvorhaben gäbe, die hier „einspringen“ könnten. Da für Investoren jedoch schwer kalkulierbar ist, welcher Umfang von Vergütungsrechten wann zu welchem Preis verfügbar ist, erscheint eine substanzielle Investitionstätigkeit hier nur schwer vorstellbar.

Auch gibt es keine Überlegungen dazu, wie Investoren zusätzliche Sicherheit gewährt werden könnte, dass Jahre im Voraus zugesagte Ausschreibungen tatsächlich im angekündigten Umfang und mit den angekündigten Regeln durchgeführt werden. Die Erfahrungen aus dem Ausland zeigen, dass das Risiko, dass einzelne Ausschreibungen ausfallen oder verschoben werden, eine zentrale Schwachstelle von Ausschreibungsverfahren darstellt.

Die Tatsache, dass außerhalb des Ausschreibungsregimes errichtete EE-Anlagen ebenfalls auf den Erfüllungsgrad angerechnet werden, künftige Ausschreibungen mithin entsprechend im Umfang reduziert werden, erhöht die Unsicherheit der Investoren weiter.

## **These: Häufige Zielverfehlungen im Ausland lassen an der Zielsicherheit des Instruments zweifeln**

Die als Vorteil des Instruments angeführte Treffsicherheit bestimmter installierter Leistungen in konkreten Zieljahren setzt voraus, dass alle nach einer Ausschreibung kontrahierten Anlagen im zugesicherten Umfang und Zeitplan errichtet werden. Dies war jedoch bei zahlreichen ausländischen Ausschreibungsverfahren empirisch häufig nicht der Fall.

Dem Ausschreibungsverfahren ist es inhärent, dass es Bieter gibt, die ihre Projektkosten möglichst niedrig einschätzen, um günstig bieten zu können. Bei der Projektrealisierung kann sich herausstellen, dass zu optimistisch kalkuliert wurde und in der Folge können sich Projekte verzögern oder ganz ausfallen.

Um dies zu verhindern, kann eine Pönale festgelegt werden. Bei deren Festsetzung liegt allerdings ein Zielkonflikt vor. Eine hohe und ggf. bis zur Inbetriebnahme beim

Auktionator zu hinterlegende Pönale erhöht zwar die Chancen der Projektrealisierung, zugleich aber auch die Markteintrittsbarriere für kleinere Bieter. Zudem kann diese ggf. umgangen werden und verliert dadurch ihre Anreizwirkung: In der Vergangenheit haben Unternehmen ihre Projekte aufgegeben und ihre Projektgesellschaft als insolvent gemeldet, um die Pönale aufgrund der Zielverfehlung nicht bezahlen zu müssen (Mendonça et al 2007, 175).

Die Androhung, bei Projektverzögerungen eine Pönale bezahlen zu müssen, erschwert die wirtschaftliche Situation eines Investors, dessen Projektverzug auf ein zu niedriges Ausschreibungsgebot zurückgeht, zusätzlich und kann die Fertigstellung der Anlage tatsächlich verhindern. Bei der Festlegung von Pönalen ist auch zu klären, welche Ursachen für Verzögerungen bei der Anlagenerrichtung eindeutig dem Betreiber zuzurechnen sind, z.B. für

- Preisanstieg bei Anlagenkomponenten
- Verteuerung der Kapitalaufnahme durch allgemeine ökonomische Entwicklungen
- nicht oder verspätet erteilte Baugenehmigung/Umweltverträglichkeitsprüfung
- Schwierigkeiten beim Anschluss an das lokale Stromnetz
- gerichtliche Auseinandersetzungen z.B. wegen Ablehnung des Projektes durch die lokale Bevölkerung

In der Konsequenz ist abzuwägen, ob die hierfür notwendigen Risikoaufschläge in den Ausschreibungen einer breiteren Risikostreuung unter den Stromkonsumenten vorzuziehen sind.

## Beispiel UK

Im NFFO-System gab es insgesamt 5<sup>9</sup> Ausschreibungen: 1990 (gewichtete durchschnittlich zugesagte Einspeisevergütung 12,3 Pence<sub>2003</sub>/kWh), 1991, 1994, 1997 und 1998 (4 Pence<sub>2003</sub>/kWh). Zwischen 1990 und 1998 wurden mit den Gewinnern der Ausschreibungen 3270 MW an Windkapazität kontrahiert; bis 2003 wurden davon gerade einmal rund 30% (960 MW) errichtet - bei einer Realisierungszeit von üblicherweise rund 2 Jahren für Windenergieprojekte. Interessant ist der Blick auf die Entwicklung über die fünf Ausschreibungen zwischen 1990 und 1998: Während in der ersten Ausschreibung – mit den höchsten erzielten Preisen – alle Anlagen gebaut wurden, die die Ausschreibung gewonnen hatten, steigt anschließend der Anteil der kontrahierten Anlagen, für die nicht einmal eine Baugenehmigung beantragt wurde, auf knapp 60% im Jahr 1998. Weitere über 20% der Anlagen der letzten Ausschreibungsrunde beantragten zwar die Baugenehmigung, erhielten sie jedoch nicht. Interviews zufolge lag dies auch an den niedrigen Ausschreibungsergebnissen, welche die Profitabilität der kontrahierten Projekte so schwächte, dass kein großer Aufwand für ihre Genehmigung vonseiten der Projektentwickler mehr getrieben wurde (Butler, Neuhoff 2008, 1859ff).

Ein weiterer Nachteil war eine niedrige, festgelegte Kostenobergrenze, die der Ausschreibung vorgegeben war und von offenbar zu optimistischen Projektierungskosten ausging. Beobachtern zufolge war der Wunsch des zuständigen Energieministeriums höher, durch eine Senkung der Preise zu demonstrieren, dass die Politik der Kostensenkung funktioniert, als der nach einer Realisierung der kontrahierten Projekte. Weiterhin war keine Strafzahlung fällig, wenn zugesagte Anlagen nicht errichtet wurden. Dies ermöglichte für den Bieter risikofreie, sehr niedrige Gebote, um trotz der starken Bieterkonkurrenz zumindest eine Chance auf ein Projekt zu erhalten – und andererseits, Konkurrenz aus dem Feld zu halten (Mitchell, Connor 2004, 1937).

## Beispiel Frankreich

Auch in Frankreich waren 5 Jahre nach der Ausschreibung im 1996 eingerichteten EOLE-Programm neuer Windenergie-Anlagen lediglich 26% der kontrahierten Kapazität errichtet (94 von 361 MW). Allerdings werden die wesentlichen Hindernisse hier in sehr aufwändigen Genehmigungsverfahren gesehen, die die Profitabilität der Projekte zunichtemachten. Nach diesem Misserfolg erhöhte Frankreich seine Zielmarke auf 5.000 MW und führte eine feste Einspeisevergütung ein (Skytte et al 2003, 24, Ruokonen et al 2010, 16).

---

<sup>9</sup> Tatsächlich stellte die erste Runde weniger eine Ausschreibung dar als eine Verhandlung zwischen Anbietern und dem Energieministerium.

## **Beispiel Irland**

2005 waren von den im irischen AER-Ausschreibungsverfahren von 1994 bis 2003 kontrahierten 1230 MW lediglich 19% (230 MW) am Netz und weitere 180 MW im Bau. Deloitte (2005, 241) führt das auf zu niedrige Gebote zurück, für die anschließend keine ausreichend günstige Finanzierung gesichert werden konnte, sowie darauf, dass innerhalb des vorgeschriebenen Realisierungszeitraums von fünf Jahren keine Baugenehmigung bzw. kein Netzanschluss erteilt wurde. Interessant ist insbesondere, dass im selben Zeitraum 200 MW Windkraft ohne Vergütung durch das AER-Programm ans Netz gingen, begünstigt offenbar u.a. dadurch, dass lokale Energieversorgungsunternehmen den Windstrom an direkt belieferte Kunden der Windkraftbetreiber durchleiten mussten. Um den Finanzierungsschwierigkeiten der Investoren zu begegnen, war es in den letzten Ausschreibungen zulässig, die Vergütungs-Auszahlungen für die späteren Jahre vorzuziehen, um Kredite früher tilgen zu können.

## **Beispiel Brasilien**

Das brasilianische System wurde 2009 eingeführt, daher liegen sich über den Realisierungsgrad nur vorläufige Angaben vor. 2012 wurde jedoch bereits konstatiert, dass 52 der 70 im Jahr 2009 kontrahierten Anlagen (die alle 2012 in Betrieb gehen sollten, verspätet sind (Cunha et al 2012)). Im Brasilianischen Modell gelten hohe Pönalen (eine Kautions i.H. von 1-5% der Projekt-Investitionskosten sowie teils eine Verpflichtung, vorab eine eventuelle Ersatzstrom-Beschaffung gesichert zu haben) und Präqualifikations-Anforderungen, die unseriöse Anbieter bzw. Gebote herausfiltern sollen (Gille 2013). Diese erhöhen wiederum die Markteintrittsbarriere für kleinere Anbieter, wie sich an den dortigen Geboten klar zeigt.

## **VKU-Modell**

Hier wird eine Pönale bis zur Höhe der Ersatzbeschaffung der ausfallenden EEMengen vorgeschlagen, um Zielverfehlungen zu bestrafen. Den Zielkonflikt hierbei benennen die Gutachter klar: Um wirklich sicher zu gehen, dass die Pönale auch gezahlt werden kann (d.h. disziplinierend wirkt), muss sie von Anfang an als Sicherheit beim Koordinator hinterlegt werden. Dies ist für kleinere Projektentwickler nicht zu schaffen. Daher sollen diese offenbar von der Verpflichtung ausgenommen werden, die Sicherheit zu hinterlegen – entsprechend nimmt dann jedoch die Anreizwirkung der Pönale ab. Schafft ein erfolgreicher Bieter es bis zum Zielzeitpunkt nicht, seine Anlage in Betrieb zu nehmen, wird er versuchen, das handelbare Vergütungsrecht zu verkaufen. Haben aber in der Ausschreibung viele Bieter unter ihren (dann später genauer bekannten) Vollkosten geboten, werden sie ebenfalls versuchen, ihre Vergütungsrechte zu verkaufen. Dann stünde den Angeboten (bis knapp unter die Höhe

der Pönale) keine entsprechend große Nachfrage nach Vergütungsrechten gegenüber und die Projekte würden nicht realisiert.

Auch ist nicht klar, in welchem Verhältnis die kurzfristigeren Ausschreibungen zum Ausgleich absehbarer Fehlmengen mit den handelbaren Vergütungsrechten stehen. Realistischerweise dürfte der Halter eines Vergütungsrechtes möglichst lange damit warten, sein Recht (unter Zahlung der Pönale) zurückzugeben, wenn er noch hofft, einen steigenden Preis dafür zu erlösen oder seine Anlage noch selbst rechtzeitig in Betrieb nehmen zu können. Der Auktionskoordinator erführe mithin erst kurz vor dem Zielzeitpunkt, welche Anlagen bzw. Vergütungsrechte tatsächlich ausfallen – dann ist jedoch nicht mehr damit zu rechnen, in einer kurzfristigen Ausschreibung einen neuen Bieter zu finden, dessen Angebot die fehlende Kapazität zum Zieljahr noch ausgleicht. Eine pragmatische Lösung hierfür, etwa grundsätzlich mehr als die angestrebte Leistung auszuschreiben, um Ausfälle von vorneherein einzukalkulieren, würde die Schwäche des Instruments bei der Zielerreichung vollends offenbaren.

### **These: Ausschreibungsverfahren begünstigen größere Unternehmen und Anlagenklassen**

Durch die Minimierung von Transaktionskosten und die Risikostreuung bei mehreren Projekten haben größere und etablierte Akteure in der Ausschreibung einen systematischen Vorteil gegenüber kleineren Bietern. Die Transaktionskosten und insbesondere das Risiko, Vorbereitungskosten für in der Ausschreibung nicht durchsetzbare Projekte nicht vergütet zu bekommen, stellen hohe Markteintrittsbarrieren dar. Auf Seiten der Anbieter ist der Aufwand hoch, da jedes Projekt, das angeboten wird, gleichermaßen gut vorzubereiten ist. Da nicht alle angebotenen Projekte in der Ausschreibung gewinnen, werden die Anbieter die Vorbereitungskosten der „verlorenen“ Projekte auf die Gemeinkosten ihrer weiteren Projekte aufschlagen – insbesondere wenn Ausschreibungen für sie der einzige Weg sind, Erlöse in ihrem Geschäftszweig zu realisieren. Diese Kostenstruktur begünstigt größere Anbieter, die aufgrund ihrer Finanzkraft eher imstande sind, die Vorbereitungskosten auch mehrerer verlorener Ausschreibungen zu tragen. Entsprechend reduziert sich die Zahl der an der Ausschreibung teilnehmenden Anbieter und die Möglichkeiten für strategisches Bieten steigen. Unter Umständen wäre auch denkbar, dass kommunale (öffentliche) Unternehmen aufgrund geringerer Renditeforderungen im Gegensatz zu großen EVU in der Ausschreibung einen Wettbewerbsvorteil haben.

Wenn zur Sicherung der Zielerreichung eine Pönale vorgesehen ist, müssen Projektentwickler ausreichend kapitalkräftig sein, diese - ggf. bereits als Kautions im Voraus - bezahlen zu können. Für kleinere Anbieter stellt dies eine Markteintrittsbarriere dar, da sie dann vor Projektbeginn nicht nur das Kapital für die Projektentwicklung, sondern auch für die Pönale aufbringen müssen.



Auch wenn die erfolgreichen Bieter einer Ausschreibung ihren Strom später selbst vermarkten wie im Vorschlag von enervis/BET, d.h. die Kosten für Prognosen und Ausgleichsenergie tragen müssen, sorgen Economies of Scale dafür, dass größere Anbieter begünstigt werden.

Die lokale Akzeptanz von Wind-Energieprojekten kann stark zurück gehen, wenn sich mit Ausschreibungsverfahren die Chancen lokaler, kleinerer Akteure substantiell verschlechtern. Gerade lokale Wertschöpfung und Beteiligungsmöglichkeiten haben eine bedeutende Auswirkung auf die Bereitschaft, die Beeinträchtigungen etwa durch Windenergie zu akzeptieren.

Aufgrund des hohen administrativen Aufwandes (s.u.) eignet sich das Ausschreibungsverfahren tendenziell für leistungsmäßig größere Projekte, um die Fixkosten pro Ausschreibungsverfahren auf „mehr Leistung“ zu verteilen. In den in anderen Ländern bisher realisierten Ausschreibungsverfahren wurden üblicherweise eher große Anlagenkapazitäten ausgeschrieben; so gibt es in Europa nach einigen Versuchen auch für andere Technologien heute vor allem für Offshore-Wind Ausschreibungsverfahren (in Dänemark, Frankreich und UK). Nach einer Analyse der IEA in 35 untersuchten Ländern der Welt gab es zwischen 2000 und 2005 kein einziges Ausschreibungsverfahren für PV (Morrman 2012, 699).

### **Beispiel Dänemark**

In Dänemarks Offshore-Ausschreibungssystem wurde den hohen Vorbereitungskosten der Bieter für Ausschreibungen sowie dem Risiko, leer auszugehen, so begegnet, dass die Erstellung des Ausschreibungsantrags staatlich bezuschusst wird; zudem ist die auktionierende Stelle zugleich Bau-Genehmigungsbehörde (Ruokonen 2010). Eine staatliche Unterstützung für Unternehmen, die sich an Ausschreibungen beteiligen, erhöht jedoch die Gesamtkosten des Systems und schwächt das Argument, Ausschreibungssysteme führten zu mehr Kosteneffizienz - gerade wenn durch die staatliche Unterstützung nicht nur die erfolgreichen, sondern deutlich mehr Projektentwicklungen gefördert werden.

### **Beispiel Brasilien**

Auch in Brasilien wird beklagt, dass nur große Anbieter dem Preiswettbewerb gewachsen seien (Gille 2013, IRENA 2012). Da Brasilien einen Mindestanteil lokaler Wertschöpfung vorschreibt (um in den Genuss eines Niedrigzinskredites zu kommen), errichteten die Anlagenbauer Fertigungsstätten im Land und konkurrieren nun um Aufträge der in den Ausschreibungen erfolgreichen Investoren. Derzeit stehen hier Alstom und GE Energy in hartem Wettbewerb. Der größte Projektentwickler Brasiliens, Renova Energia, hat etwa gerade mit Alstom ein Memorandum of Understanding über den Kauf von 440 Windturbinen (mind. 1,2 Gigawatt) unterzeich-

net. Kleinere Anbieter haben gegen die hier möglichen Ausschreibungsgebote kaum Chancen. In der letzten Ausschreibung 2012 (Inbetriebnahme 2017) wurden 280 MW ausgeschrieben und schließlich für 33 €/MWh kontrahiert (Gille 2013).

Hinzuzufügen ist hier, dass Brasilien für Anlagenhersteller den relativen Vorteil außerordentlich hoher und stetiger Windvorkommen hat, was Investitionen nicht ausschließlich davon abhängig macht, ob man in den Ausschreibungen erfolgreich ist.

### **VKU-Modell**

Die Gutachter lassen klar erkennen, dass sie ebenfalls eine Stärkung größerer Akteure sehen, befürworten diese aber auch teilweise: „[...] Auch die erforderliche Bündelung von Kleinanlagen kann so gewährleistet werden. Die Bündelung von EE-Projekten in der Ausschreibung aber vor allem auch in der Direktvermarktung stellt zukünftig ein wachsendes Geschäftsfeld für Dienstleister mit energiewirtschaftlicher Erfahrung und entsprechendem Know-how dar. Es bestehen daher Chancen für Stadtwerke und regionale Versorger, die in den sich entwickelnden Wettbewerb um diese Marktrollen (Bündler, Strukturierer, Vermarkter) eintreten.“ (129). Allerdings ist hier das Risiko von Marktmachtbildung zu beachten, wenn kleinere Investoren alleine über den Intermediär von Projektbündlern und deren erfolgreiches Agieren in der Ausschreibung die Möglichkeit haben, EE-Anlagen zu errichten und hierfür Vergütungsrechte zu erhalten. Denn das Geschäftsmodell von Ausschreibungs-Dienstleistern und Direktvermarktern besteht wesentlich in der Ausschöpfung von Economies of Scale, was eine Entstehung weniger, großer Player erwarten lässt.

### **These: Ausschreibungsverfahren erfordern einen hohen administrativen Aufwand**

Sowohl auf Seiten des Auktionators und anderer staatlicher Stellen wie auch bei Projektentwicklern und Investoren entsteht teils einmaliger, teils wiederkehrender administrativer Aufwand. Kosten entstehen etwa auf Seiten des Auktionators/staatlicher Stellen für:

- Definition einer angemessenen Präqualifikation der zulässigen Gebote/Bieter
  - Finanzkraft (Zielkonflikt Seriosität <-> Markteintrittsbarriere)
  - Technische Erfahrung
- Durchführung der Ausschreibung und Bewertung der Angebote
- Entwicklung Mechanismen zur Verhinderung von Marktmacht
- Kontrolle/Verwaltung der Vergütungsrechte und Pönale, Ermittlung und Zuordnung der Verantwortung für Ausfälle
- Überwachung, ob kontrahierte Anlage betrieben und ggf. bedarfsgemäß repariert wird

Zu beachten ist, dass der Aufwand zur Einrichtung der Verfahren unterschiedlich ist, je nachdem, wer die Ausschreibung durchführt. Sind es die Kommunen, gibt es sicherlich Erfahrungen mit dem sonstigen Beschaffungswesen. Sind es die Bundesländer, ist ein Abstimmungsvorlauf zwischen ihnen und den Kommunen notwendig, die die Planung durchführen. Ist es der Bund, gilt dies in noch größerem Ausmaß.

Auf Seiten des Bieters entsteht Aufwand unter Anderem für:

- Sicherung eines Grundstücks
- Durchführung des Genehmigungsverfahrens
- Sicherung von Anlagenkomponenten
- Erfüllung der formalen Anforderungen zur Teilnahme an der Ausschreibung
- Ggf. Vertragsschluss mit einem Direktvermarkter bzw. eigenen Kunden
- Abschätzung von Wartungskosten

### **Beispiele UK und Brasilien**

Im britischen NFFO-System wurden die Kosten für die Erstellung der Gebote als sehr hoch bewertet, was größere Anbieter bevorzugt habe (Kühn et al. 1999). Auch die Bewertung der Angebote auf Seiten des Auktionators sei sehr aufwändig gewesen (Grubb, Vigotti, 1997). In Brasilien wird der Aufwand durch die Ausschreibung selbst als vergleichsweise niedrig eingestuft, da der gesamte Elektrizitätssektor bereits seit über 30 Jahren über Ausschreibungen reguliert wird. Die nötigen bürokratischen Prozesse seien daher bekannt und erprobt (Gille 2013).

### **These: Der Wettbewerbsvorteil für große Player reduziert die Zahl möglicher Bieter und erschwert Marktmachtbegrenzung in der Ausschreibung**

Die Abschöpfung der Produzentenrenten kann nur gelingen, wenn sich Bieter untereinander nicht absprechen. Dies spricht dafür, eine möglichst große Zahl von Bietern zu adressieren. Je differenzierter allerdings ausgeschrieben wird (etwa getrennt nach Technologien und ggf. weiter geographisch differenziert) und je häufiger (etwa um keine Stop-and-go-Effekte am Markt entstehen zu lassen), desto niedrigere Leistungsvolumina resultieren – eine entsprechend niedrigere Zahl von Geboten/Bietern ist die Folge. Sovacool (2010, 1789) berichtet von EE-Ausschreibungen, in denen sich Bieter abgesprochen haben, um Konkurrenten aus dem Feld zu schlagen, jedoch keine Absicht hatten, die „gewonnenen“ Anlagen tatsächlich zu errichten. Diese Anreize lassen sich prinzipiell durch eine ausreichend hohe Pönale reduzieren, die jedoch – wie oben dargestellt – eine Markteintrittsbarriere darstellt.

## **These: Eine Ausschreibung mit verpflichtender Direktvermarktung führt zu hohen Risikoprämien oder Projektausfällen**

### **VKU-Modell**

Hier soll die Arbeit der Projekte komplett direkt vermarktet werden. Die Ausführungen von enervis/BET lassen erkennen, dass davon ausgegangen wird, dass die Bieter vorab sicher einschätzen, welche Erlöse an den Strommärkten erzielt werden können und nur den Fehlbetrag bei der Ausschreibung einfordern. Dies setzt voraus, dass in der gegenwärtigen Phase der schnellen, umfangreichen Systemtransformation das Niveau der Strompreise angemessen für z.B. 15 Jahre sicher abgeschätzt werden kann. Hier haben jedoch auch Entwicklungen Einfluss, die für Projektentwickler gänzlich unvorhersehbar sind, etwa die Einführung eines Kapazitätsmarktes für konventionelle Erzeugung, die Zukunft des Europäischen Emissionshandels, die Preisniveaus bei konventionellen Rohstoffen Kohle, Erdöl/Erdgas, die Entwicklung des Strombedarfs usw. Da es hier allein in den vergangenen 2-3 Jahren zu enormen Fehleinschätzungen kam (die nicht allein auf „unerwartete“ Zuwächse bei den Erneuerbaren zurückgeführt werden können), werden Projektentwickler bzw. die sie finanzierenden Banken auf hohen Risikoprämien bestehen. Denkbar ist auch, dass die Projektentwickler in der Ausschreibung Preise fordern, die ihre Vollkosten sicher decken und mit den Erträgen am Strommarkt zusätzliche Renditen erzielen (wodurch sich die Gesamtkosten des Systems für die Verbraucher erhöhen). Sofern nach der Ausschreibung und vor der Inbetriebnahme deutlich wird, dass die Ausschreibungsvergütung und die zu erwartenden Markterlöse keine Vollkostendeckung erwarten lassen, entsteht der klare Anreiz, das Projekt nicht zu realisieren, da Nachverhandlungen nicht vorgesehen sind.

## **These: Regionale Ausschreibungen benötigen zunächst eine politische Einigung, wo wie viel und welche Art von EE-Leistung installiert werden soll**

Bereits aus rein energiewirtschaftlicher Perspektive ist eine Festlegung, wie eine sinnvolle regionale Aufteilung von EE-Anlagen aussehen könnte, keine triviale Aufgabe. Politisch betrachtet sind heute die Widerstände unter den Bundesländern erheblich, Ausbaupfaden zuzustimmen, die in der Summe nicht deutlich höher sind als die von der Bundesregierung bis z.B. 2020 angestrebten Ausbauziele. Eine Verständigung auf auszuschreibende EE-Kapazitäten würde entweder voraussetzen, dass (mindestens einige) Bundesländer ihre EE-Ziele deutlich reduzieren oder dass der Bund einem höheren Ausbauziel für Deutschland insgesamt zustimmt. Beides ist vor dem Hintergrund der politischen Realität heute nur schwer – und in jedem Fall eher langwierig – vorstellbar. Auch hier gibt es keine Sicherheit für interessierte Investo-

ren, dass einmal erzielte Einigungen zwischen Bund und Ländern auch in einigen Jahren noch gelten.

Bode, Großcurth (2013) schlagen vor, hier möglichst unabhängig vom politischen Tagesgeschäft und den Interessen der Bundesländer/des Bundes vorzugehen, z.B. ähnlich wie bei der Erarbeitung des Netzausbauplans.

### **These: Für Anlagenhersteller sind Ausschreibungsverfahren kaum berechenbar**

Die Schwierigkeiten, künftige Ausschreibungen und ihren Umfang zu antizipieren, wurden oben dargestellt. Die resultierende Investitions-Unsicherheit gilt nicht nur für Projektentwickler und Betreiber, sondern ähnlich für die Hersteller der EE-Anlagen. Diese industriepolitische Seite des EE-Refinanzierungsregimes ist gerade in Deutschland – mit der Agenda, die Energiewende auch hinsichtlich unserer Exportchancen zu nutzen – nicht gering zu schätzen.

In einem Ausschreibungsverfahren mit vollständiger Konkurrenz bieten die Anlagenbetreiber zu ihren Differenzkosten an (Differenz zwischen Vollkosten inkl. Risikoaufschlägen etc. und prognostizierten Erlösen durch die Direktvermarktung) und realisieren nur sehr geringe Gewinne. Dadurch können sich die Mittel für Forschungs- und Entwicklungsausgaben verringern. Andererseits könnte auch argumentiert werden, dass Anlagenhersteller erst aufgrund des wirtschaftlichen Drucks in Kostensenkungsinnovationen investieren. Menanteau (et al 2003, 808ff) zeigen allerdings empirisch, dass Anlagenbauer in Ländern mit höheren Margen für EE-Investitionen mehr in FuE investiert haben. Dies belegt auch die technologische Marktführerschaft von Windanlagenherstellern aus Ländern mit FIT und großem nationalen Windenergiemarkt wie etwa Deutschland, Spanien und Norwegen.

## **Literaturverzeichnis**

Butler, Lucy, Karsten Neuhoff 2005: Comparison of Feed in Tariff, Quota and Auction Mechanisms to Support Wind Power Development. Cambridge Working Papers in Economics CWPE 0503. CMI Working Paper Nr. 70.

Butler, Lucy, Karsten Neuhoff 2008: Comparison of Feed in Tariff, Quota and Auction Mechanisms to Support Wind Power Development, in: Renewable Energy 33 (2008), S. 1854–1867.

Sven Bode, Helmuth Groscurth 2013: Wechsel ja, Systemsprung nein – Weiterentwicklungsbedarf beim EEG. Beitrag erstellt für: Die Zukunft des EEG – Evolution

oder Systemwechsel? Reader zur Fachtagung der Agora-Energiewende, Berlin, 13.2.2013.

Cunha, G., L. A. Barroso, F. Porrua, B. Bezerra 2012: Fostering wind power through auctions: the Brazilian experience. PSR, Rio de Janeiro, Brazil. Paper for the Second Quarter IAEE Energy Forum – May 2012.

da Silva, Neilton Fidelis, Luiz Pinguelli Rosa, Marcos Aurélio Vasconcelos Freitas, Marcio Giannini Pereira 2005: Wind energy in Brazil: From the power sector's expansion crisis model to the favorable environment, in: Renewable and Sustainable Energy Reviews Nr. 22 (2013), S. 686–697.

Deloitte 2005: Review of the Electricity Sector in Ireland. Report to the Irish Minister for Communications, Marine and Natural Resources. London.

del Rio, Pablo, Mario Ragwitz, Simone Steinhilber, Gustav Resch, Sebastian Busch, Corinna Klessmann, Isabelle de Lovinfosse, Jana V. Nysten, Dörte Fouquet, Angus Johnston 2012: beyond 2020. Design and impact of a harmonised policy for renewable electricity in Europe. Key policy approaches for a harmonisation of RES(-E) support in Europe - Main options and design elements. Report D2.1. Report to the European Commission.

Enervis Energy Advisors, Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET) 2013: Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Langfassung. Gutachten im Auftrag des Bundesverbands kommunaler Unternehmen (VKU), Berlin/Aachen, 1.3.2013.

Gerald, John Fitz, Mary Keeny, Niamh Mc Carthy, Eoin O'Malley, Sue Scott 2005: Aspects of Irish Energy Policy. The economic and social research institute, Dublin.

Gille, Jenny 2013. Denny Gille: Windkraft für 33 Euro, in: Erneuerbare Energien, März 2013, S. 26-28.

Gipe, Paul 2006: Renewable Energy Policy Mechanisms. Wind works paper. February 17, 2006. Tehachapi, California.

Groscurth, Helmuth-M., Sven Bode 2011: Das Mengen-Markt-Modell. Ein Vorschlag zur Schaffung bzw. Sicherstellung von Investitionsanreizen beim Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung unter Nutzung marktorientierter Instrumente. Arrhenius Discussion Paper Nr. 4. Hamburg, April 2011.

Haas, Reinhard, Christian Panzer, Gustav Resch, Mario Ragwitz, Gemma Reece, Anne Held 2011: A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries, in: Renewable and Sustainable Energy Reviews Nr. 15 (2011) S. 1003–1034.

IEA 2011: Deploying Renewables 2011. Best and Future Policy Practice. Paris.

IRENA 2013: Wind Energy Report Brazil, in: IRENA: 30 Years of Policies for Wind Energy: Lessons from 12 Wind Energy Markets, S. 36-43.

IRENA 2013: Wind Energy Report China, in: IRENA: 30 Years of Policies for Wind Energy: Lessons from 12 Wind Energy Markets, S. 44-53.

IRENA 2013: Wind Energy Report Ireland, in: IRENA: 30 Years of Policies for Wind Energy: Lessons from 12 Wind Energy Markets., S. 94-100.

IRENA 2013: Wind Energy Report Portugal, in: IRENA: 30 Years of Policies for Wind Energy: Lessons from 12 Wind Energy Markets, S. 107-113.

Lewis, Joanna, Ryan Wiser 2005: Fostering a Renewable Energy Technology Industry: An International Comparison of Wind Industry Policy Support Mechanisms. Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory.

Madlener, Reinhard, Sigrid Stagl 2005: Sustainability-guided promotion of renewable electricity generation, in: Ecological Economics Nr. 53 (2005), S. 147– 167.

McLean, Alex, Patrick McGovern, Katrina Donnelly 2007: Ireland. Renewable Energy – The promotion of electricity from renewable energy sources, in: International Energy Law and Taxation Review, Nr. 10. (2007), S: 207-210.

Mendonça, Miguel, David Jacobs, Benjamin Sovacool 2009: Powering the Green Economy: The Feed-in Tariff Handbook. Routledge.

Mitchell, Catherine 1995: The renewables NFFO. A review, in: Energy Policy Nr. 23 (1995), S. 1077-1091.

Mitchell, Catherine, Peter Connor 2004: Renewable energy policy in the UK 1990–2003, in: Energy Policy Nr. 32 (2004), S. 1935–1947.

Mormann, Felix 2012: Enhancing the investor appeal of renewable energy, in: Environmental Law Nr. 42 (2012), S. 681-734.

Ruokonen, Juha, Anna-Maija Sinnemaa, Aleksi Lumijärvi ja, Ingrid Nyttun-Christie 2010: Opportunities to utilise tendering as a part of a feed-in tariff system. GreenStream Report JR-100115-P7320-007.

Skytte, K., P. Meibom, M.A. Uytterlinde, D. Lescot, T. Hoffmann, P. del Rio 2003: Challenges for investment in renewable electricity in the European Union. Background report in the ADMIRE REBUS project. ECN-Report C--03-081, November 2003.

Spatuzza, Alexandre 2012: Higher prices and successful bids show mature industry, in: Wind Power Monthly 1 February 2012, <http://www.windpowermonthly.com/article/1114319/higher-prices-successful-bids-show-mature-industry>.

Winkel, Thomas, Max Rathmann, Mario Ragwitz, Simone Steinhilber, Jenny Winkler, Gustav Resch, Christian Panzer, Sebastian Busch, Inga Konstantinaviciute 2011: Renewable energy policy country profiles, 2011 version. Re-Shaping paper, prepared within the Intelligent Energy Europe project.