

Arbeitspapier

Grundsätzliche und aktuelle Fragen des institutionellen Stromsektordesigns – Eine institutionenökonomische Analyse zur Bereitstellung und Refinanzierung von Erzeugungsanlagen mit Fokus auf FEE

Autoren

- **Prof. Dr. Thorsten Beckers**
(TU Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP), tb@wip.tu-berlin.de)
- **Dipl.-Volksw. Albert Hoffrichter**
(TU Berlin, Fachgebiet Wirtschafts- und Infrastrukturpolitik (WIP), ah@wip.tu-berlin.de)

Januar 2014

ABSTRACT

In Deutschland wird derzeit eine kontroverse Diskussion über die Weiterentwicklung des institutionellen Designs des Stromsektors geführt. Besonders im Fokus stehen hierbei momentan die Mechanismen zur Bereitstellung und Refinanzierung von Stromerzeugungskapazität. Dabei geht es einerseits um Erneuerbare Energien und somit die Fortentwicklung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) sowie andererseits um die Frage, inwieweit der Einsatz sogenannter Kapazitätsinstrumente auch im Zusammenhang mit der Bereitstellung konventioneller Kraftwerkskapazitäten sinnvoll ist. Ziel dieses Aufsatzes ist es, zentrale Fragen im Zusammenhang mit der Bereitstellung von Stromerzeugungskapazität unter Rückgriff auf institutionenökonomische Erkenntnisse zu diskutieren. Auf dieser Basis werden dann Rückschlüsse abgeleitet, inwieweit verschiedene Optionen zur Weiterentwicklung des Sektordesigns geeignet sind, um Beiträge zur Erreichung der energiepolitischen Ziele zu leisten.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	3
2	Alternative Modelle zur Bereitstellung von Erzeugungskapazität	3
2.1	Grundlagen	3
2.2	Modell „Energy-Only-Markt“	5
2.3	Modell „Kapazitätsinstrumente“	6
2.4	Zwischenfazit	8
2.5	Kapazitätsoptionen als Ausgestaltungsform von Kapazitätsinstrumenten	8
2.6	Fazit	9
3	Bereitstellung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis fluktuierender Erneuerbarer Energien (FEE) in Deutschland	10
3.1	Einordnung des Status-Quo	10
3.2	Frage des Einbezugs von Marktpreiselementen und Frage der (Direkt-) Vermarktung bei Kapazitätsoptionen für FEE	11
3.3	Weitere Ausgestaltungsoptionen	14
4	Fazit	15

1 Einleitung

Im vorliegenden Aufsatz erfolgt eine ökonomische Analyse grundsätzlicher und aktueller Fragen bezüglich des institutionellen Stromsektordesigns im Bereich der Erzeugung.¹ Dabei wird ein Fokus auf die Bereitstellung und Finanzierung von Stromerzeugungskapazität gelegt. Bei den Analysen wird vornehmlich auf die (Neue) Institutionenökonomik zurückgegriffen, aber auch Erkenntnisse der Wohlfahrts- und Industrieökonomik werden einbezogen. Die Untersuchungen beziehen sich dabei auf die grundsätzliche Vorteilhaftigkeit unterschiedlicher Ansätze und Ausgestaltungsoptionen hinsichtlich des institutionellen Rahmens.

Nachdem im folgenden Abschnitt 2 eingangs das Zielsystem dargestellt worden ist, welches den Analysen in diesem Beitrag zugrunde gelegt wird, werden allgemeine institutionenökonomische Grundlagen thematisiert, die im Rahmen der weiteren Untersuchung von zentraler Bedeutung sind. Anschließend werden alternative idealtypische Modelle für die Bereitstellung von Erzeugungskapazität dargestellt und mit diesen jeweils einhergehende grundlegende Wirkungsmechanismen aufgezeigt. Hierbei handelt es sich um das „Energy-Only-Markt“-Modell sowie das „Kapazitätsinstrumente“-Modell. Darauf aufbauend erfolgt eine nähere Darstellung des „Kapazitätsoptionen“-Ansatzes, der eine Ausgestaltungsform des „Kapazitätsinstrumente“-Modells verkörpert. Auf dieser Grundlage wird in Abschnitt 3 zunächst eine Einordnung des aktuellen institutionellen Rahmens für die Bereitstellung von Anlagen zur Erzeugung von Strom auf Basis fluktuierender Erneuerbarer Energien (FEE) vorgenommen, welche im Mittelpunkt des vorliegenden Beitrags stehen. Daraufaufgehend werden die Optionen des Einbezugs von Marktpreiselementen in die Vergütung und der Direktvermarktung im Rahmen von Kapazitätsoptionen betrachtet, bevor eine kurze Einordnung weiterer Ausgestaltungsoptionen vorgenommen wird. Abschließend wird ein Fazit gezogen.

2 Alternative Modelle zur Bereitstellung von Erzeugungskapazität

2.1 Grundlagen

Um im Rahmen einer ökonomischen Analyse Aussagen hinsichtlich der Eignung verschiedener institutioneller Lösungen treffen zu können, muss zunächst ein Zielsystem definiert werden, welches der Bewertung zugrunde gelegt wird. Grundsätzlich kann für energiepolitische Entscheidungen eine Vielzahl unterschiedlicher Ziele relevant sein. Ein hohes Maß an Konsens besteht allerdings darüber, dass die Erreichung der übergreifenden Ziele Versorgungssicherheit, Umwelt- und Klimaschutz sowie Kosteneffizienz angestrebt werden sollte. So korrespondiert etwa der in § 1 Absatz 1 Energiewirt-

¹ Dieser Beitrag basiert zu einem Großteil direkt auf dem im Tagungsband des 29. Trierer Kolloquiums zum Umwelt- und Technikrecht erscheinenden Aufsatz „Eine institutionenökonomische Analyse der Bereitstellung von Stromerzeugungskapazität“, jedoch sind viele Argumentationsgänge ausführlicher dargestellt und es werden weitere Fragestellungen untersucht. In diesem Beitrag wird im Übrigen umfangreich auf Ergebnisse aus laufenden Forschungsarbeiten von TU Berlin - WIP zum institutionellen Stromsektordesign im Rahmen von vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) geförderten Forschungsprojekten zurückgegriffen (u.a. Projekt „Weiterentwicklung des Marktdesigns und der Netzregulierung zur Transformation des Stromsystems“).

schaftsgesetz (EnWG)² beschriebene Gesetzeszweck mit diesen drei Zielen, weshalb auch im Rahmen der vorliegenden Untersuchung auf ebendiese Trias übergeordneter Ziele abgestellt wird. In Hinblick auf die Versorgungssicherheit wird vor allem betrachtet, inwieweit über verschiedene institutionelle Mechanismen gewährleistet werden kann, dass ausreichende Kapazitäten zur Verfügung stehen, um Last und Erzeugung jederzeit im Gleichgewicht halten zu können. In Bezug auf die Umwelt- und Klimaziele steht die Frage im Vordergrund, ob anhand der jeweiligen Mechanismen solche Kapazitäten bereitgestellt werden, deren Produktion mit den langfristigen Zielen der Energiewende kompatibel ist.

Was das Ziel der Kosteneffizienz anbelangt, ist zu bestimmen, welche Form oder Formen von Kosteneffizienz betrachtet werden, da eine Fülle abweichender Definitionen vorliegt. In den Ausführungen dieses Aufsatzes wird dabei aus Vereinfachungsgründen lediglich stellenweise explizit thematisiert, ob Kosten aus Wohlfahrtsperspektive (d. h. ohne Berücksichtigung der Verteilung von Renten zwischen Produzenten und Konsumenten) betrachtet werden oder ob eine Konsumentensicht eingenommen wird. Zu beachten ist, dass für die Kosteneffizienz neben den reinen Produktionskosten auch die mit einem Mechanismus verbundenen Transaktionskosten maßgeblich relevant sind. In die Kategorie der Transaktionskosten, wozu übrigens u. a. Kapitalkosten zu zählen sind, sind auch speziell bei Reformen und Anpassungsentscheidungen von Politik und Regulierer anfallende Design-, politische Durchsetzungs- sowie Implementierungskosten einzuordnen.

Mit der Setzung eines institutionellen Rahmens für die Bereitstellung von Erzeugungskapazität geht die Festlegung einher, bis zu welchem Grad die Bereitstellungsentscheidung zentral getroffen wird und auf welchen Stufen dezentrale Entscheidungen und wettbewerbliche Elemente zum Zuge kommen. Dabei kann weder wettbewerblichen noch planerischen Elementen eine generelle Vorteilhaftigkeit attestiert werden.³ Vielmehr hängt diese von den jeweiligen spezifischen Umständen des zu betrachtenden Zusammenhangs im Kontext des Bereitstellungsprozesses ab. Hilfreich bei deren Einordnung erweisen sich unter anderem die Erkenntnisse aus den Analysen von Oliver E. Williamson zur „Make-or-Buy“-Frage, welche gewisse Analogien zur Frage der Wahl von wettbewerblichen und planerischen Elementen im Kontext öffentlicher Bereitstellungsentscheidungen aufweist.⁴ Investitionen in Elektrizitätserzeugungsanlagen können als spezifische, langfristige und kapitalintensive Investitionen eingeordnet werden. Das bedeutet, ein hoher Anteil der Mittel, die im Rahmen der Errichtung und des Betriebs von Einheiten zur Elektrizitätsproduktion eingesetzt werden, kann nach der technischen Fertigstellung der Anlage als versunken angesehen werden und muss über die Lebensdauer, welche sich über mehrere Dekaden erstreckt, refinanziert werden.

² Die Bezüge zum institutionellen und rechtlichen Status-Quo erfolgen im Rahmen dieses Aufsatzes auf Basis der Ende 2013 in Deutschland gültigen Rechtslage. In diesem Zusammenhang wird insb. auf das EEG, Stand 20.12.2012, und das EnWG, Stand 7.8.2013, abgestellt.

³ Dies deckt sich auch mit den Erkenntnissen von Friedrich A. v. Hayek. In seinen Auseinandersetzungen mit dem Thema Allokation und Transfer von Wissen klassifiziert v. Hayek sämtliches ökonomisches Handeln als „Planung“ und ordnet Wettbewerb als Planung durch viele einzelne Personen ein. Vgl. z. B. v. HAYEK (1945), *The Use of Knowledge in Society*, *The American Economic Review*, Vol. 35, No. 4, S. 520 f.

⁴ Vgl. hierzu etwa WILLIAMSON (1975), *Markets and Hierarchies: Analysis and Antitrust Implications*, *The Free Press*, New York und WILLIAMSON (1998), *The Economic Institutions of Capitalism*, *The Free Press*, New York.

Vor diesem Hintergrund werden in der Folge zwei grundlegende, idealtypische Modelle betrachtet, auf die im Rahmen der Bereitstellung und Finanzierung von Erzeugungskapazität zurückgegriffen werden kann, der sogenannte „Energy-Only-Markt“ (EOM) sowie „Kapazitätsinstrumente“.

2.2 Modell „Energy-Only-Markt“

Bei einem EOM-Ansatz werden Bereitstellungsentscheidungen durch gewinnorientierte Akteure getroffen und umgesetzt, die auf Großhandels- sowie Endkundenmärkten mit (mehr oder weniger) funktionierendem Wettbewerb agieren. Sämtliche Erlöse zur Refinanzierung der Investitionskosten ergeben sich aus dem Verkauf von Elektrizitätsmengen.⁵ In diesem Umfeld stellt die Summe der Deckungsbeiträge, welche einzelne Anlagen erwirtschaften, im Investitionszeitpunkt eine mit hoher Unsicherheit behaftete Größe dar. Die Deckungsbeiträge ergeben sich aus der Kombination von Absatzmengen, Absatzpreisen sowie Inputpreisen (d. h. variablen Kosten der Produktion). Dabei hängen die Absatzmengen und -preise maßgeblich von zukünftigen Investitionsentscheidungen anderer Akteure ab. Diese bestimmen zunächst die Position der betrachteten Anlage in der aggregierten Angebotskurve (Merit-Order) und damit die Häufigkeit von deren Einsatz zur Stromproduktion. Weiterhin determinieren die kombinierten Kraftwerkszubauentscheidungen der einzelnen Investoren den Verlauf bzw. die Steigung der Merit-Order und entscheiden hierdurch in Zusammenspiel mit der Nachfrageseite, welche Preise sich am Markt einstellen.

Ein einzelner Investor ist grundsätzlich nur in sehr beschränktem Umfang dazu in der Lage, die Investitionsentscheidungen sämtlicher anderer Akteure über die Lebensdauer seiner eigenen Anlage hinweg korrekt zu antizipieren oder gar zu beeinflussen. Vor diesem Hintergrund – und unter Berücksichtigung diverser weiterer Unsicherheiten, bspw. bzgl. der Entwicklung von Inputpreisen oder der Nachfrage – ergeben sich hohe Risiken für die Investoren; dies ist insbesondere beim Vorliegen einer hohen Wettbewerbsintensität der Fall. Diese Risiken äußern sich in hohen Kapitalkosten, welche im Kontext der hohen Kapitalintensität einen großen Einfluss auf die Kosteneffizienz haben.

Da im Rahmen eines idealtypischen EOM-Ansatzes keine Zuweisung von Verantwortung für die Bereitstellung ausreichender Erzeugungskapazität erfolgt, ergeben sich neben den Defiziten in Hinblick auf die Kosteneffizienz auch Probleme in Bezug auf die Versorgungssicherheit, da für die Kraftwerke mit den höchsten variablen Erzeugungskosten am grenzkostenbasierten Großhandelsmarkt große Schwierigkeiten bestehen, ausreichende Deckungsbeiträge zur Gewährleistung der Rentabilität zu erwirtschaften. Zunächst erfordert eine Investition in diese „letzten“ Kraftwerke hohe politische Commitments, dass auch extreme Preisspitzen langfristig akzeptieren werden. Selbst wenn dies gewährleistet sein sollte, würden die Investoren erhebliche und ggf. sogar de facto prohibitiv hohe Risikozuschläge einkalkulieren. Eine Lösung des Problems der Versorgungssicherheit durch eine entsprechende preisgetriebene Lastreduktion bei hohen Preisen scheint vor dem Hintergrund der geringen Preiselastizität der Nachfrage – zumindest derzeit – unrealistisch. Diesem könnte nun durch staatliche

⁵ Daneben sind mit einem EOM-Ansatz auch Erlöse aus vergleichsweise kurzfristigen Verträgen über die Bereitstellung von Systemdienstleistungen vereinbar. Da deren Berücksichtigung jedoch keinen Einfluss auf die grundsätzlichen Erwägungen bzgl. des EOM-Ansatzes hat, werden diese in der Folge nicht weiter betrachtet.

Maßnahmen zur Förderung von Demand-Side-Management-Potentialen entgegengewirkt werden, es scheint aber unplausibel, dass durch den isolierten Einsatz von Kapazitätsinstrumenten auf der Nachfrageseite eine aus Gesamtsystemsicht effiziente Lösung erreicht werden kann. Vor diesem Hintergrund dürfte bei der Anwendung des EOM-Ansatzes ein Rückgriff auf eine sogenannte „Strategische Reserve“ ergänzend sinnvoll sein. Bei dieser finanziert der Regulierer bestimmte (häufig andernfalls stillgelegte) Anlagen, um akute Versorgungssicherheitsprobleme zu beheben.

Zu beachten ist im Zusammenhang mit dem Rückgriff auf eine Strategische Reserve, dass dies gewissermaßen mit einer Abkehr vom Paradigma einhergeht, dass die Bereitstellung und Refinanzierung ausreichender Kapazität über gewinnorientierte Akteure am EOM erfolgen kann. Das grundsätzliche Defizit des EOM-Modells im Hinblick auf das Ziel der Kosteneffizienz kann jedoch durch eine Strategische Reserve keinesfalls beseitigt werden. Darüber hinaus können im EOM-Modell Konstellationen vorliegen, in denen die – vom Regulierer weitestgehend nicht beeinflussten – Marktpreise Investitionsentscheidungen der dezentralen Akteure in bestimmte Anlagentypen induzieren, die mit den langfristigen Zielen der Energiewende nicht vereinbar sind. Dies kann insbes. dann der Fall sein, wenn marktbasierende Steuerungsmechanismen, über die Umwelt- und Klimaschäden internalisiert werden sollen, nicht effektiv funktionieren.

2.3 Modell „Kapazitätsinstrumente“

Bei Anwendung von „Kapazitätsinstrumenten“ setzt eine zentrale öffentliche Instanz (nachfolgend als „Regulierer“ bezeichnet) Instrumente ein, welche den Akteuren einen Zugang zu Zahlungsströmen eröffnen, die nicht von unsicheren zukünftigen Marktentwicklungen abhängen („Kapazitätsprämien“). Eine hohe Bedeutung in Hinblick auf die Erreichung der zugrunde gelegten Ziele kommt der Festlegung der Kriterien zu, die ein Investor bzw. eine Investitionsmaßnahme erfüllen muss, um Zugang zum Kapazitätsmechanismus und damit letztendlich zu den langfristigen Verträgen mit dem Regulierer zu haben. Dies ergibt sich aus dem Umstand, dass die damit einhergehende Auswahl durch den Regulierer in großen Teilen mit der Entscheidung zusammenfällt, welche Anlagen im System bereitgestellt werden bzw. werden sollen. Über die Festlegung von Zugangskriterien und der Gesamtkapazität kann der Regulierer die Bereitstellung dahingehend beeinflussen, dass zum einen ausreichend viele und zum anderen solche bzw. nur solche Anlagen bereitgestellt werden, welche Eigenschaften aufweisen, die der Erreichung der zugrunde gelegten Ziele zuträglich sind. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit, die Verträge so zu differenzieren, dass diese den jeweiligen Bedürfnissen verschiedener Anlagentypen und -technologien bestmöglich gerecht werden. Die Auswahl der Anlagen hat unmittelbaren Einfluss auf die Gesamtkosten der Bereitstellung aus Wohlfahrtsperspektive. Da weiterhin im Zusammenhang mit der Auswahl der Kapazitäten eine Festlegung oder Ermittlung der Vergütungssätze (insb. in Form von Kapazitätsprämien) für die Bereitstellung erfolgt, spielt neben der Wohlfahrts- auch die Konsumentenperspektive eine Rolle, da sich mehr oder weniger hohe Produzentenrenten ergeben können, die letztendlich von den Nachfragern bezahlt werden.

Soll eine bestimmte Gesamtkapazität an Erzeugungsanlagen treffsicher erreicht werden, können unter Umständen Ausschreibungsmechanismen herangezogen werden, um die Kosten aus Konsumentensicht zu begrenzen. Hierzu ist es zum einen nötig, dass ein ausreichender Wettbewerb auf der Anbieterseite vorliegt. Zum anderen eignen sich Ausschreibungsansätze nur ab einer gewissen – von den

entsprechenden Gegebenheiten abhängigen – Mindestgröße der einzelnen Investitionsvorhaben, da andernfalls die mit einer Ausschreibung einhergehenden Transaktionskosten im Allgemeinen und Risikokosten im Speziellen die positiven Kosteneffekte überkompensieren. Weiterhin ist zu beachten, in welcher Höhe bei Erzeugungsprojekten bereits im Rahmen des Planungsprozesses spezifische Investitionen, welche aus Investorensicht versunkene Kosten darstellen, vorliegen. Je umfangreicher die spezifischen Investitionen sind, die dezentrale Akteure tätigen müssen bevor der Regulierer über einen Zuschlag (und somit über den Zugang zum Vergütungsmechanismus) entscheidet, desto niedriger ist tendenziell die Eignung von Ausschreibungsmechanismen. Ferner ist zu berücksichtigen, dass der Anstieg sowohl der Transaktionskosten als auch des Umfangs spezifischer Investitionen im Planungsprozess möglicherweise den Rückzug kleiner Anbieter aus dem Wettbewerb bewirken kann. Insofern erweisen sich unter solchen Voraussetzungen häufig regulatorische Preisangebote als vorteilhaft. Dabei ist es oftmals sinnvoll, die Preisangebote mit Mengensteuerungselementen zu kombinieren, wenn eine bestimmte Zielkapazität bereitgestellt werden soll.

Eine wichtige Grundvoraussetzung für die erfolgreiche Anwendung von Kapazitätsinstrumente-Ansätzen stellt ein ausreichend hoher Wissensstand des Regulierers dar. Dies gilt insbesondere dann, wenn Erzeugungsanlagen mit unterschiedlichen Eigenschaften (bspw. in Bezug auf Technologie, Flexibilität oder Standort) über sehr unterschiedliche Potentiale verfügen, Beiträge zur Erreichung der Ziele zu leisten. Ebenso erfordert die Ausgestaltung der Verträge einen hohen Wissensstand, wobei auch „übliche“ Vertragsprobleme (bspw. in Bezug auf deren generelle Unvollständigkeit oder auf den Umgang mit Reinvestitionsmaßnahmen) zu berücksichtigen sind. Wenn keine zu großen Defizite bezüglich des zentralen Wissens vorliegen (bzw. dessen Aufbau oder Aufnahme und Nutzung durch einen Regulierer), kann der Regulierer die Auswahlkriterien dahingehend festlegen, dass die Eigenschaften der bereitgestellten Erzeugungsanlagen eine hohe Kompatibilität mit den zugrunde gelegten Zielen aufweisen. In diesem Fall bestehen ggf. hohe Kostenvorteile im Vergleich zum EOM-Modell, die sich aus der Reduktion des Risikos für die Investoren bei den einzelnen Vorhaben zur Kapazitätserrichtung und der damit verbundenen Senkung der Kapitalkosten ergeben. Allerdings werden bei der Anwendung von Kapazitätsinstrumenten im Kontext der Involvierung der Politik bei Beschlüssen über deren Einführung und Weiterentwicklung mehr oder weniger hohe Transaktionskosten anfallen.

Zu berücksichtigen ist, dass im Modell des EOM vermutlich jedoch ebenfalls – dem Grundgedanken dieses Modells entgegenstehend – politische und / oder regulatorische Entscheidungen und Eingriffe unvermeidbar sein werden. Wie schon erwähnt werden bei einer hohen Heterogenität alternativer Investitionsprojekte im EOM-Modell von den im Wettbewerb stehenden Akteuren möglicherweise solche Investitionen umgesetzt, die eine geringe Kompatibilität mit den gesellschaftlichen Zielen aufweisen. Dies könnte bspw. dann der Fall sein, wenn die einzelwirtschaftliche und die gesamtwirtschaftliche Perspektive auseinanderfallen, da die Investoren nicht mit sämtlichen Kosten und Nutzen der Gesellschaft konfrontiert werden. In diesem Zusammenhang ist auch darauf zu verweisen, dass von Investoren bei ihren Entscheidungen verwendete Diskontraten, die regelmäßig ihre Kapitalkosten abbilden sollen, von den aus Wohlfahrts- und oder Nachfragersicht zu verwendenden Diskontraten (mehr oder weniger) abweichen werden. Soweit Politik und / oder Regulierer auch bei Rückgriff auf einen EOM-Ansatz gewillt sein sollten, solch unerwünschten Entwicklungen vorzubeugen, muss es

folglich auch in diesem Modell einen hohen Wissensstand an zentraler Stelle (bei Politik und Regulierung) bzgl. der Eignung von Erzeugungsanlagen mit unterschiedlichen Eigenschaften geben, etwa um entsprechende Verbote bzw. Auflagen durchzusetzen. Sofern Verbote und Auflagen nicht eingesetzt werden (sollen), ist es erforderlich, (sämtliche) externen Kosten und Nutzen zu monetarisieren und diese durch die regulatorische Planung von Eingriffsmaßnahmen in das Entscheidungskalkül der im Wettbewerb stehenden Investoren zu integrieren, so dass die resultierenden Anreizkonstellationen zur Wahl der aus gesellschaftlicher Sicht vorteilhaftesten Optionen führen. Eine in Hinblick auf das Zielsystem effektive Konzeption, Überwachung und Anpassung solcher Mechanismen geht häufig mit vergleichsweise hohen Transaktionskosten einher und erfordert einen sehr hohen Grad an zentralem Wissen (insb. in Hinblick auf sowohl aktuelle als auch zukünftige technisch-systemische, wirtschaftliche und ökonomische sowie institutionelle Gegebenheiten, Zusammenhänge und Wirkungsmechanismen).

2.4 Zwischenfazit

Es lässt sich zusammenfassen, dass Kapazitätsinstrumente-Ansätze im Vergleich mit EOM-Ansätzen ggf. sehr hohe Potentiale zur Kapitalkostenreduktion aufweisen. Ein hoher Wissensstand des Regulierers trägt insbesondere dann zur erfolgreichen Anwendung eines Kapazitätsinstrumente-Ansatzes bei, wenn bei konkurrierenden Erzeugungsprojekten mit verschiedenen Eigenschaften große Unterschiede bzgl. möglicher Beiträge zur Erreichung der energiepolitischen Ziele vorliegen. Jedoch kann nicht davon ausgegangen werden, dass ein hoher Wissensstand des Regulierers in einem EOM-Modell unter den selben Voraussetzungen grundsätzlich weniger notwendig bzw. sinnvoll ist. Ist es hingegen für die Erreichung der Ziele weniger erheblich, welche Erzeugungsprojekte umgesetzt werden, so reduziert sich der Wissensbedarf sowohl beim EOM- als auch beim Kapazitätsinstrumente-Ansatz erheblich.

2.5 Kapazitätsoptionen als Ausgestaltungsform von Kapazitätsinstrumenten

Unter den verschiedenen Ausgestaltungsformen von Kapazitätsinstrumente-Ansätzen, weisen sog. „Kapazitätsoptionen“ ein besonders hohes Potential zur Kapitalkostenreduktion auf. Kapazitätsoptionen basieren auf dem Grundgedanken, dass die Erlöspotentiale der Erzeuger am Großhandelsmarkt beschnitten und durch eine entsprechend höhere Kapazitätsprämie ersetzt werden. Dies erfolgt dadurch, dass der Regulierer einen bestimmten Höchstpreis festlegt, den die am Mechanismus teilnehmenden Erzeuger während des – typischerweise langjährigen – Vertragszeitraums für erzeugte Elektrizitätsmengen maximal erhalten. Werden Strommengen direkt am Handelsmarkt zu Preisen oberhalb des festgelegten Höchstpreises verkauft, so sind die Erzeuger verpflichtet, dem Regulierer die Differenz zwischen Marktpreis und Höchstpreis zu erstatten. Insofern entspricht der Höchstpreis dem Ausübungspreis einer Kaufoption auf Elektrizität, die der Regulierer hält und deren Stillhalter der Erzeuger ist (woher sich die Bezeichnung „Kapazitätsoptionen“ ableitet). Die Bestimmung des Höchst- bzw. Ausübungspreises stellt eine Entscheidung von zentraler Bedeutung dar. Auf der einen Seite muss der Ausübungspreis der Option stets oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung liegen, damit die Produzenten weiterhin einen Anreiz zur Elektrizitätserzeugung haben. Auf der ande-

ren Seite ist die Risikokosten senkende Wirkung einer Kapazitätsoption umso größer, je näher der Preis an den Grenzkosten der Erzeugung liegt. Führt man sich nun vor Augen, dass die Grenzkosten der Produktion in vielen Erzeugungsbereichen (hier etwa bezogen auf den Einsatz unterschiedlicher Brennstoffe) im Zeitablauf schwanken (bspw. aufgrund von Brennstoffpreisänderungen), so offenbart sich die Komplexität der Aufgabe, den Ausübungspreis so zu setzen, dass er einerseits so nahe wie möglich an den Grenzkosten und andererseits im Zeitablauf permanent oberhalb derselben liegt. Vor diesem Hintergrund können bspw. Brennstoffpreisindizes hinzugezogen werden, welche eine dynamische Anpassung des Ausübungspreises als Reaktion auf Schwankungen von Inputpreisen erlauben.

Weil durch die Etablierung von Ausübungspreisen die Erlöspotentiale im Bereich des Strommengenverkaufs begrenzt werden, werden die Erzeuger eine entsprechende Gegenleistung in Form einer – im Vergleich zu einem Kapazitätsinstrument ohne Optionselement – erhöhten Kapazitätsprämie fordern. Indes wird der hierbei geforderte Aufschlag unterhalb des Erwartungswerts der entgangenen Großhandelserlöse liegen, da risikoaverse Investoren (von denen hier ausgegangen wird) sichere Zahlungen, wie eine Kapazitätsprämie, höher bewerten als unsichere Zahlungen, wie zukünftige Markterlöse. Somit werden den einzelnen Investoren bei einem Kapazitätsoptionen-Ansatz in geringerem Umfang Marktrisiken übertragen als bei einem EOM-Ansatz. Im Zusammenhang mit den geringeren Kosten der Übernahme von Marktrisiken durch das Konsumentenkollektiv gegenüber einzelnen Investoren, ergibt sich insgesamt ein kostensenkender Effekt.⁶ Nimmt der Regulierer im Rahmen seiner Bereitstellungsentscheidung eine Differenzierung hinsichtlich verschiedener Bereiche von Erzeugungsanlagen vor (bspw. mit Bezug auf verschiedene Technologien oder Eigenschaften von Anlagen), so kann über Kapazitätsoptionen häufig ein besonders großer Beitrag zur Kapitalkostenreduktion geleistet werden. Dies ist vor allem dann der Fall, wenn die Grenzkosten der Produktion einerseits innerhalb einzelner Erzeugungsbereiche recht homogen sind und andererseits zwischen einzelnen Bereichen stark abweichen. Unter diesen Voraussetzungen ist es möglich für die verschiedenen Bereiche unterschiedliche Ausübungspreise festzulegen, die jeweils relativ nahe an den entsprechenden Grenzkosten liegen.

2.6 Fazit

Somit führen die theoriegeleiteten Analysen, die im Rahmen dieses Aufsatzes nur stark verkürzt dargestellt werden, zu dem Ergebnis, dass das Modell „Kapazitätsinstrumente“ – unabhängig vom Erzeugungsbereich – grundsätzlich ein höheres Potential zur Erreichung der zugrunde gelegten Ziele aufweist als das „Energy-Only-Markt“-Modell. Des Weiteren wird deutlich, dass der Regulierer einen hohen Wissensstand benötigt, wenn er gewährleisten will, dass die zugrunde gelegten Ziele erreicht werden, wovon beim Rückgriff auf einen Kapazitätsinstrumente-Ansatz ausgegangen wird. Außerdem ist es von Bedeutung, dass die politischen Transaktionskosten bei Durchsetzung und Implementierung von Kapazitätsinstrumenten sowie bei späteren Anpassungen des Rechtsrahmens ein begrenztes Ausmaß aufweisen. Diese Erkenntnisse aus den theoriegeleiteten Analysen stehen im Einklang mit

⁶ Vgl. auch BECKERS/BRENCK/GEHRT/KLATT (2008), Rationalität und Ausgestaltung privater Finanzierung in PPP-Projekten, S. 21 ff., abrufbar unter http://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2009/private_finanzierung_in_ppp-projekten.pdf

empirischen Beobachtungen.⁷ Bei der Ableitung von Rückschlüssen hinsichtlich konkreter Reformen des Stromsektordesigns ist zu beachten, dass die bei einem Modellwechsel vorliegenden Übergangseffekte und -probleme ggf. einen inkrementellen Übergang sinnvoll erscheinen lassen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass erhebliche Verteilungseffekte generiert werden können. Weiterhin ist – insbesondere wenn komplexe Regelungen politisch zu beschließen sein sollten – die Robustheit von Reformvorschlägen hinsichtlich gezielter Einwirkungen von Partikularinteressenvertretern von Relevanz.

3 Bereitstellung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis fluktuierender Erneuerbarer Energien (FEE) in Deutschland

3.1 Einordnung des Status-Quo

Der Zubau von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) erfolgte in Deutschland überwiegend auf Grundlage langfristiger Verträge zwischen Investoren und dem Regulierer im Rahmen des im EEG geregelten Einspeisevergütungssystems. Einspeisevergütungsansätze weisen in der Wirkung eine Reihe von Aspekten auf, die mit denen von „Kapazitätsoptionen“ vergleichbar sind, berücksichtigen aber die spezifischen Eigenschaften von Erneuerbaren Energien. Insofern können sie als eine Ausgestaltungsform des Instrumenteneinsatzes im Rahmen eines „Kapazitätsinstrumente“-Modells aufgefasst werden. Zwar erfolgt die Vergütung nicht als Prämie mit Bezug auf die installierte Kapazität, sondern über die Lebensdauer der Anlagen (bzw. weite Teile davon) gestreckt in Abhängigkeit der Verfügbarkeit zur Stromproduktion, jedoch ergibt sich eine vergleichbare Wirkung hinsichtlich der Risikoreduktion für die Investoren. Darüber hinaus trägt die Kopplung der Vergütung an den Betrieb dazu bei, dass die dezentralen Investoren ihr Wissen dazu nutzen, die Anlagen an geeigneten Standorten zu errichten, was bei FEE aufgrund der hohen Abhängigkeit vom lokalen Dargebot in Hinblick auf das Ziel der Kosteneffizienz förderliche Effekte hat. Die ansonsten häufig anspruchsvolle Herausforderung bzgl. der Setzung eines geeigneten Ausübungspreises entfällt bei FEE weitestgehend, da das Wissen über die kurzfristigen Grenzkosten von FEE, welche annähernd Null betragen, weit verbreitet ist. Somit kann der in Deutschland applizierte EEG-Bereitstellungs- und Refinanzierungsmechanismus aus Kostenperspektive in Bezug auf FEE als grundsätzlich sehr geeignet eingeordnet werden. In Bezug auf die Bereitstellung von steuerbaren EE-Erzeugungsanlagen mit lagerbaren Brennstoffen (SEE) gibt es hingegen klare Hinweise darauf, dass – speziell bei einzelnen Erzeugungstechnologien und dabei insbesondere Biogaskraftwerken – deutliche Anpassungen der in der Praxis überwiegend angewendeten Kapazitätsinstrumente sinnvoll sind, was sich u. a. daraus ergibt, dass diese deutlich höhere variable Kosten der Erzeugung aufweisen als FEE..

Wie oben beschrieben hängt der Erfolg des Einsatzes von Kapazitätsinstrumenten oft nicht unwesentlich von der Höhe des Wissensstands des Regulierers sowie der Höhe von politischen Transaktionskosten im Kontext sinnvoller Anpassungsentscheidungen bezüglich des Instrumentendesigns ab. In

⁷ Vgl. BECKERS/HOFFRICHTER/V. HIRSCHHAUSEN (2012), Internationale Erfahrungen mit Kapazitätsinstrumenten und Schlussfolgerungen für die deutsche Diskussion, abrufbar unter http://www.wip.tu-berlin.de/fileadmin/fg280/forschung/publikationen/2012/tu_berlin-wip_2012-internationale_erfahrungen_mit_kapazitaetsmechanismen.pdf.

der Vergangenheit haben in Deutschland diesbezügliche Defizite vorgelegen. So führte etwa der Mangel an zentralem Wissen in Kombination mit polit-ökonomisch erklärbaren Problemen dazu, dass die Anpassung der Tarifhöhen im Zeitablauf und damit auch die Steuerung von Zubaumengen nicht in befriedigendem Maße funktionierte. Zum einen wurde dadurch eine unerwünscht hohe Anzahl von Anlagen eines vergleichsweise frühen Entwicklungsstadiums zugebaut, zum anderen lag teilweise eine signifikante Überkompensation der Investoren vor, was sich in Bezug auf die Kosteneffizienz des Instrumenteneinsatzes aus Wohlfahrts- bzw. Konsumentenperspektive negativ auswirkte.

Dies weist zunächst auf den Bedarf eines verstärkten Wissensaufbaus beim Regulierer hin, um einerseits Produzentenrenten zu begrenzen und andererseits anvisierte Ausbaupfade einhalten zu können. In diesem Zusammenhang sollte überprüft werden, inwieweit es zum Abbau von Informationsasymmetrien möglich ist, standardisierte Verfahren zu etablieren, welche die Erzeuger bzw. Akteure aus verbundenen Industriezweigen dazu verpflichten, bestimmte auf die Kostenentwicklung von FEE-Projekten bezogene Daten und Informationen an den Regulierer zu übermitteln. Vor dem Hintergrund der erwähnten polit-ökonomisch erklärbaren Probleme im Kontext des Instrumenteneinsatzes, insb. in Hinblick auf die Festsetzung und Anpassung von Tarifhöhen, ist zu untersuchen, inwieweit eine grundlegende Veränderung des institutionellen Anpassungsprozesses der Tarife – etwa in Form eines vermehrten Rückgriffs auf Anpassungsformeln – wie bspw. der „atmende Deckel“ bei Photovoltaik – oder einer Delegation von Kompetenzen an eine Behörde – dazu beitragen kann, die Kosteneffizienz zu erhöhen.

3.2 Frage des Einbezugs von Marktpreiselementen und Frage der (Direkt-)Vermarktung bei Kapazitätsoptionen für FEE

Da es bei einem steigenden Anteil FEE an der Erzeugung immer wichtiger wird, wann und mit welcher Kontinuität Anlagen Strom generieren, stellt sich die Frage, inwieweit Investoren dazu bewegt werden können, die Standortwahl und Auslegungsentscheidung dahingehend zu treffen, dass der erzeugte Strom einen hohen Wert für das System aufweist. Neben der Festlegung administrativer Bestimmungen könnte der Einbezug von Marktpreiselementen im Rahmen von Kapazitätsoptionen einen gangbaren Weg darstellen. Ein in bestimmten Konstellationen wertvoller Vorteil der Nutzung von Marktpreiselementen kann es sein, dass auf politische Festlegungen und Anpassungen verzichtet werden kann, die bei Veränderungen von Rahmenbedingungen für EE-Anlagen erfolgen könnten. Diesem Ansatz wird stellenweise der Vorteil zugesprochen, dass damit für Investoren zwangsläufig Anreizkonstellationen entstehen würden, die aus gesellschaftlicher Perspektive als sinnvoll einzustufen sind. Dies würde eine sachgerechte Annahme darstellen, wenn Märkte vollkommen, das Wissen von (zumindest einigen) Marktteilnehmern sehr hoch und Verträge vollständig wären.

In der Realität ist dies jedoch nicht der Fall. Hinsichtlich des Rückgriffs auf Marktpreise ist vielmehr nicht stets davon auszugehen, dass gleichzeitig i) die Stromgroßhandelspreise einen verlässlichen Indikator für den Wert des Stroms darstellen, ii) die Entwicklung der Strompreise für dezentrale Akteure im Investitionszeitpunkt in einem hohen Ausmaß prognostizierbar ist und iii) dass von den prognostizierbaren Schwankungen der Strompreise hinreichend solide Signale ausgehen, um die Investitionsentscheidung der dezentralen Akteure in die gewünschte Richtung zu lenken. Zudem erfordert eine effektive Umsetzung eines solchen Ansatzes auch einen hohen Wissensstand des Regulierers (wobei

eine gewisse Analogie zu den in Abschnitt 2.3 thematisierten Optionen zur regulatorischen Beeinflussungen des Investorkalküls im Rahmen eines EOM-Ansatzes besteht und weshalb sich hier ähnliche Probleme und Herausforderungen ergeben). So muss der Regulierer zunächst wissen, welche Entscheidungen bzgl. der Standortwahl und Anlagenauslegung vor dem Hintergrund des Zielsystems erwünscht sind. Darüber hinaus muss er dazu in der Lage sein, durch den Instrumenteneinsatz über den gesamten Anwendungszeitraum genau die Anreizkonstellationen zu schaffen, welche die erwünschten Reaktionen der Investoren erzeugen und unerwünschte Reaktionen unterbinden. Das bedeutet, zur Umsetzung eines adäquaten Designs – sprich: die Konstruktion, Überwachung und Anpassung des Anreizmechanismus – benötigt der Regulierer ein umfangreiches Wissen, insb. in Bezug auf technisch-systemische und wirtschaftliche sowie institutionen-ökonomische Zusammenhänge. Somit ist nicht davon auszugehen, dass durch den Einbezug von Marktpreiselementen grundsätzlich die Anforderungen an den Wissensstand des Regulierers verringert werden können. Vielmehr können sogar diverse Konstellationen vorliegen, in denen der Regulierer ein umfangreicheres Wissen benötigt, um ein adäquates Design für einen marktpreisbasiertes Anreizregime umzusetzen als um sinnvolle administrative Festlegungen zu treffen. Zu beachten ist weiterhin, dass die Übertragung von Marktpreisrisiken eine Steigerung von Transaktionskosten im Allgemeinen und Kapitalkosten im Speziellen zur Folge hat. Bei einer Gesamtbetrachtung der Effekte und in Hinblick auf das zugrunde gelegte Zielsystem sollte das Potential aus der Nutzung von Marktpreisen im Rahmen der Vergütungsermittlung für EE-Anlagen nicht überschätzt werden. Vor diesem Hintergrund ist es auch als wenig plausibel einzustufen, dass das Wissen über die Eignung bestimmter Anlagen in einem solchen Maße auf dezentraler Ebene konzentriert ist, dass das Marktrisiko vollständig auf die Investoren übertragen werden sollte, um die Bereitstellung eines geeigneten Anlagenparks zu erreichen.

Zu berücksichtigen ist bei der Ausgestaltung des institutionellen Rahmens für die Bereitstellung von FEE-Anlagen, dass die Frage der Übertragung von Marktpreisrisiken an Investoren generell von der Frage der Zuordnung der Vermarktungsverantwortung (zentral oder dezentral/„direkt“) zu trennen ist. Diese Trennung erfolgt in der öffentlichen Diskussion nicht immer konsequent, was ggf. darauf zurückzuführen ist, dass bestimmte Umsetzungsformen von Direktvermarktungsansätzen die Übertragung gewisser Marktpreisrisiken implizieren. So werden etwa auch beim derzeit in Deutschland angewandten Ansatz der sog. „gleitenden Marktprämie“ bestimmte Marktrisiken auf die Investoren übertragen, allerdings nur in sehr beschränktem Umfang. Einerseits kann daher auch die mit der Übertragung der Marktrisiken verbundene Erhöhung der Kapitalkosten als vergleichsweise unerheblich eingestuft werden, da bei diesem Ansatz die grundlegenden positiven Eigenschaften der Einspeisevergütung erhalten bleiben. Gleichzeitig ist eine etwaige Lenkungswirkung in Bezug auf die im Investitionszeitpunkt zu wählende Anlagenauslegung zumindest sehr fragwürdig. Der Komponente der Direktvermarktung ist andererseits eine nicht unerhebliche erhöhende Wirkung hinsichtlich der Transaktionskosten des Vertriebs zuzuschreiben.

Zumeist wird davon ausgegangen, dass optimale Abregelungsentscheidungen getroffen werden, wenn im Betrieb ein Angebot und somit eine Stromerzeugung immer dann erfolgt, wenn der Marktpreis gleich oder größer als die Grenzkosten ist. Von den Befürwortern der kombinierten Übertragung erhöhter Marktpreisrisiken und einer (Direkt-)Vermarktungszuständigkeit bezüglich des erzeugten Stroms an FEE-Betreiber wird häufig angeführt, dass hierdurch optimierte Abregelungsentscheidun-

gen erzeugt werden.⁸ Das ist dann der Fall, wenn dezentrale Betreiber ihr Wissen hinsichtlich der Grenzkosten einzelner Anlagen nutzen und diese immer dann abregeln, wenn der Großhandelsmarktpreis unterhalb der Grenzkosten liegt. Allerdings dürften die vorteilhaften Effekte des Rückgriffs auf dezentrales Wissen bei den FEE-Anlagen grundsätzlich sehr gering sein bzw. überhaupt nicht vorliegen, da nicht von einer hohen Konzentration des Wissens bzgl. der Grenzkosten von FEE-Anlagen auf dezentraler Ebene auszugehen ist; d. h. es ist bekannt, dass die volkswirtschaftlichen, kurzfristigen Grenzkosten der FEE-Produktion bei sämtlichen Anlagen nahe Null liegen. Insofern erscheinen andere Ansätze zur Herbeiführung sinnvoller Abregelungsentscheidungen (bspw. zentrale Vorgaben) besser geeignet. Bei der Anwendung von Einspeisetarifen könnte dies erreicht werden, indem die Abregelung der entsprechenden Anzahl von Anlagen auf Veranlassung eines zentralen Verantwortlichen hierfür (bspw. der Übertragungsnetzbetreiber) erfolgt. Die Tarife sollten hingegen auch an die abgeregelten Anlagen weiter ausbezahlt werden, da diese – wie dargestellt – (der zeitlich gestreckten Auszahlung) einer Verfügbarkeitsprämie entsprechen.

Die bisherigen Erfahrungen mit der kombinierten Übertragung von Marktpreisrisiken und einer (Direkt-)Vermarktungszuständigkeit an Investoren und Betreiber zeigen, dass in Zeiten stark negativer Marktpreise zumindest in gewissem Umfang die vom Gesetzgeber intendierten Abregelungsentscheidungen von den FEE-Betreibern getroffen wurden, was unter anderem auch auf die Nachrüstung bestimmter Anlagenparks mit entsprechender Steuerungselektronik zurückgeführt wird. Ggf. könnte das Instrument insofern zumindest in Bezug auf die Herbeiführung sinnvoller Abregelungsentscheidungen bei Altanlagen einen effektiven Ansatz darstellen, speziell wenn zentrale (technische) Vorgaben zur Steuerbarkeit der Anlagen (aus technischen oder rechtlichen Gründen) nicht sinnvoll etabliert werden können. In Bezug auf Neuanlagen stellen Vorgaben zur Installation entsprechender Steuerungstechnik (wie in Deutschland mittlerweile vorhanden) in Kombination mit einer zentral koordinierten Abregelung einen sinnvolleren Weg zur Vermeidung negativer Preise dar.

In der öffentlichen Debatte wird weiterhin der Direktvermarktung teilweise eine höhere Effizienz in der Vermarktung der Strommengen zugeschrieben.⁹ Dass der sinnvollste Weg allerdings – vor dem Hintergrund des zugrunde gelegten Zielsystems und unter Berücksichtigung der Transaktionskosten steigenden Effekte – die Übertragung der Vermarktungsverantwortung an die dezentralen Investoren ist, erscheint fragwürdig.¹⁰ Auch bei einer zentralen Vermarktung bestehen im Übrigen für Händler und Investmentbanken umfangreiche Möglichkeiten, neue Produkte zu vertreiben. Das heißt, eine Trennung („Unbundling“) der Vermarktungsverantwortung von der Erzeugung des Stroms geht nicht damit

⁸ Vgl. bspw. KOPP ET AL. (2013), Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien, S. 9 f., abrufbar unter https://www.mvv-energie.de/media/media/downloads/mvv_energie_gruppe_1/nachhaltigkeit_1/MVV_Studie_EE_Marktdesign_2013.pdf und KLOBASA ET AL. (2013), Nutzenwirkung der Marktprämie, S. 5, abrufbar unter <http://www.econstor.eu/bitstream/10419/68599/1/734951493.pdf>.

⁹ Vgl. bspw. KOPP ET AL. (2013) und KLOBASA ET AL. (2013).

¹⁰ Zudem ist zu hinterfragen, in welcher Höhe im Vermarktungsbereich tatsächlich Potentiale zur Wohlfahrtssteigerung vorliegen und warum diese Potentiale nicht bereits von Akteuren des Finanzmarktes erschlossen werden. Sollten tatsächlich generell hohe Potentiale vorliegen, so könnte möglicherweise der Abbau von Hemmnissen für die Betätigung von Finanzmarktakteuren – aufgrund geringerer Risikokosten – eine aus Wohlfahrts- und Konsumentenperspektive sinnvollere Option darstellen als die Übertragung der Marktrisiken an die einzelnen Investoren bzw. Betreiber.

einher, dass Handelsakteuren diese Möglichkeiten zur Generierung und Vermarktung weiterer Produkte verschlossen werden. Zu prüfen ist, inwieweit etwaige Potentiale für Effizienzsteigerungen bei der Vermarktung auch gehoben werden könnten, indem der zentrale Vermarkter mit einem entsprechenden Anreizregime konfrontiert werden würde. Mit Blick auf den aktuell gültigen Regelungsrahmen, der den Übertragungsnetzbetreibern die Vermarktungspflicht zuweist, ist in diesem Kontext jedoch zu beachten, dass solche Anreizregime aus rechtlicher Sicht ggf. als nicht vereinbar mit der Aufgabe des Netzbetriebs einzustufen sind.

Wie oben dargestellt, bleibt es ebenso letztlich fraglich, inwieweit sich durch die Übertragung der Marktrisiken bei den Investoren sinnvolle Anreize bzgl. Standortwahl und Auslegungsentscheidung einstellen. Zu bezweifeln ist weiterhin, dass die Übertragung von Marktrisiken in sämtlichen Situationen den kostengünstigsten Weg zur Herbeiführung einer sinnvollen Anlagenabregelung darstellt, wobei hier zwischen Bestands- und Neuanlagen zu unterscheiden ist. In der Summe sind somit die im deutschen Stromsektor zu beobachtende Entwicklung der Übertragung von immer umfangreicheren Marktrisiken an die Investoren und Betreiber sowie die Bestrebungen zu einer Ausweitung der Direktvermarktung als kritisch einzustufen. Nicht zuletzt ist dabei zu beachten, dass sich hieraus Entwicklungen ergeben könnten, die zum Ausschluss kleiner Investoren aus dem Anbieterkreis führen. Das Ausmaß einer viel zitierten sog. „Marktintegration“ zu maximieren, scheint kein zielführender Weg zu sein, da dies mit der undifferenzierten Übertragung von Marktrisiken an dezentrale Investoren einhergeht. Vielmehr sollte überprüft werden, an welchen Stellen des institutionellen Rahmens der Einbezug von Marktsignalen unter Berücksichtigung der damit einhergehenden Transaktionskosten (insb. in Form von Kapitalkosten) tatsächlich ein sinnvolles Element darstellen kann, um erwünschte Anreizkonstellationen bei Investoren und Betreibern herbeizuführen.

3.3 Weitere Ausgestaltungsoptionen

Vielfach werden in den Auseinandersetzungen bezüglich der Bereitstellung und Refinanzierung Erneuerbarer Energien die Modelle eines Grünstromzertifikatemechanismus (Quotenmodell) und verschiedener Ausgestaltungsformen von Ausschreibungsansätzen diskutiert. Während eine Anwendung des Quotenmodells insb. aufgrund von massiven Defiziten in Hinblick auf die Kosteneffizienz grundsätzlich nicht sinnvoll erscheint,¹¹ kann in bestimmten Konstellationen der Einbezug von Ausschreibungselementen sinnvoll sein. Da die Teilnahme an Ausschreibungen mit Transaktionskosten verbunden ist, die vor allem in Bezug auf spezifische Investitionen im Verlauf der Projektentwicklung anfallen und für kleine Investoren sogar eine prohibitive Höhe erreichen können, sind Ausschreibungsmodelle jedoch vielfach nicht sinnvoll. Der Rückgriff auf Ausschreibungselemente sollte eher in Bereichen in Betracht gezogen werden, in denen es sich um Investitionen mit sehr hohen Projektvolumina handelt und / oder in denen die spezifischen Investitionen in der Entwicklungs- und Planungsphase sehr gering sind (vgl. auch Abschnitt 2.3). Den Problemen im Zusammenhang mit spezifischen Investitionen in der Entwicklungs- und Planungsphase kann entgegengewirkt werden, indem diese Phase

¹¹ Vgl. bspw. auch DIEKMANN/KEMFERT/NEUHOFF/SCHILL/TRABER (2012), Erneuerbare Energien: Quotenmodell keine Alternative zum EEG, DIW-Wochenbericht, Nr. 45, S. 15.

von der öffentlichen Hand verantwortet wird und die anschließenden Ausschreibungen sich dann eher auf Anlagenerrichtung und -betrieb beziehen. Besteht die vornehmliche Motivation für die Anpassung des institutionellen Rahmens übrigens darin, eine erhöhte Kontrolle des mengenmäßigen Zubaus neuer Anlagen zu erreichen, so ist für die einzelnen Bereiche zu überprüfen, inwiefern es sinnvoll ist, den aktuell angewandten Refinanzierungsmechanismus um Zubausteuerungselemente, etwa Formen des sog. „Windhundrennen“-Ansatzes oder formelbasierte Tarif-Anpassungsmechanismen (wie der atmende Deckel im Bereich Photovoltaik), zu ergänzen.

4 Fazit

In diesem Aufsatz wurden zentrale institutionenökonomische Aspekte im Zusammenhang mit der Bereitstellung von Stromerzeugungskapazität aufgezeigt. Dabei erfolgte die Darstellung mit Fokus auf bestimmte, ausgewählte Aspekte des institutionellen Status-Quo im Stromsektor. Insofern beziehen sich die hier aufgeführten Erkenntnisse und Schlussfolgerungen auch nur auf einige der Bereiche, in denen ein politischer Handlungsbedarf vorliegt, um die Kosteneffizienz der Bereitstellung von Erzeugungskapazität zu verbessern. Auf Basis des zugrunde gelegten energiepolitischen Zielsystems wurden zum einen Erkenntnisse bezüglich der grundsätzlichen Eignung alternativer, idealtypischer Ansätze für die Bereitstellung dargestellt und zum anderen Implikationen bezüglich des Instrumenteneinsatzes in Deutschland abgeleitet. In diesem Kontext wurde zunächst dargestellt, dass über den Rückgriff auf Kapazitätsinstrumente einerseits prinzipiell Vorteile hinsichtlich der Erreichung der zugrunde gelegten Ziele realisiert werden könnten, aber dass andererseits die erfolgreiche Anwendung von Kapazitätsinstrumenten einen gewissen Wissensstand des Regulierers erfordert.

In Deutschland erscheint zumindest mittel- bis langfristig ein weitreichender Einsatz von Kapazitätsinstrumenten in allen Erzeugungsbereichen sehr sinnvoll. Dazu ist der Wissensaufbau beim Regulierer zu forcieren. Mit Blick auf die Bereitstellung von FEE sollte in diesem Kontext geprüft werden, inwieweit Bestimmungen bzgl. einer obligatorischen Weitergabe bestimmter Daten und Informationen von den dezentralen Akteuren an den Regulierer zur Reduktion von Informationsasymmetrien beitragen könnten. Ein besonders hohes Potential zur Begrenzung der Kosten weist ein nach Technologien bzw. Eigenschaften der Erzeugungseinheiten differenzierender Kapazitätsoptionen-Ansatz auf. Im Bereich der konventionellen Kraftwerke erfolgt derzeit noch kein strukturierter, breiter Einsatz von Kapazitätsinstrumenten. Hingegen wird im Rahmen der Bereitstellung von EE mit den Einspeisetarifen bereits auf einen Mechanismus zurückgegriffen, der viele Eigenschaften von Kapazitätsoptionen aufweist. Während bei der Bereitstellung von SEE-Anlagen eine zumindest weitgehende Loslösung der Vergütung von der tatsächlichen Produktion sehr naheliegend erscheint, besteht im Bereich der FEE insb. ein Anpassungsbedarf bzgl. diverser Detailaspekte. Davon abgesehen könnte es aber auch bei FEE sinnvoll sein, gewisse Teile der Vergütung von der Produktion zu entkoppeln. Hier sind jedoch weitergehende Forschungsarbeiten von Nöten, um gesicherte Aussagen darüber treffen zu können, ob und in welchen Bereichen auf Anlagencharakteristika bezogene, einspeisungsunabhängige Kapazitätsprämien Vorteile gegenüber einer Vergütung aufweisen, die sich ausschließlich an der Einspeisung bzw. Verfügbarkeit orientiert.

In Hinblick auf die Diskussion bzgl. einer verstärkten Konfrontation der einzelnen FEE-Investoren mit zukünftigen Marktpreisschwankungen ist detailliert zu überprüfen und abzuwägen, inwieweit die mit einer Anpassung verbundene Zuordnung von Marktrisiken dazu führt, dass die dezentralen Akteure aus gesamtgesellschaftlicher Sicht wünschenswerte Investitionsentscheidungen treffen und in welcher Höhe sich kapitalkostensteigernde Effekte ergeben. Zudem sind etwaige Effekte zu berücksichtigen, die aus einer möglichen Dezimierung des Anbieterkreises resultieren, wenn kleine Akteure aufgrund der erhöhten Risiken ausscheiden. Es ist zu erwarten, dass im Ergebnis häufig administrative Vorgaben gegenüber dem verstärkten Einbezug von Marktpreiselementen Vorteile aufweisen. Bzgl. einer möglichen obligatorischen FEE-Direktvermarktung, welche in der aktuellen Stromsektordesign-Debatte bisweilen von verschiedenen Akteuren gefordert wird, kommt die institutionenökonomische Analyse zum Ergebnis, dass die Nachteile – in Form von höheren Transaktionskosten – die möglichen Vorteile deutlich übersteigen.