
IASS WORKING PAPER

Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS)

Potsdam, Februar 2014

Einordnung der Studien zum EEG 2.0 und des Referentenent- wurfs zur Reform des EEGs

Dr. Dominik Schäuble, Hannes Peinl,
Dr. Patrick Matschoss, Dr. David Jacobs



Inhalt

Zusammenfassung 2

1. Einleitung 6
2. Geäußerte Kritik am EEG 7
3. Studienauswahl 8
4. Studienübergreifender Konsens 10
5. Explizite Unterschiede zwischen den Finanzierungsinstrumenten 12
6. Unterschiedliche Effekte der Finanzierungsinstrumente 15
7. Ausblick 19

Tabellenverzeichnis

- Tabelle 1** Die untersuchten Studien 9
- Tabelle 2** Explizite Merkmale der unterschiedlichen Vorschläge zur Refinanzierung der erneuerbaren Energien 20
- Tabelle 3** Effekte der Vorschläge zur Refinanzierung der erneuerbaren Energien 32

Abkürzungsverzeichnis 39

* Plattform Energiewende am IASS, Potsdam, 24. Februar 2014

Zusammenfassung

In den vergangenen Monaten ist von vielen Seiten Kritik am EEG geübt worden. Dabei standen vor allem die Kosten und deren Verteilung, die unzureichende Marktintegration der erneuerbaren Energien, die fehlende Steuerungswirkung des EEG und Konflikte mit dem EU-Recht im Mittelpunkt. Als Reaktion auf diese Kritik wurden in den letzten zwei Jahren zahlreiche Studien mit Vorschlägen zur Reform des EEG veröffentlicht. In der Kabinettsklausur auf Schloss Meseberg vom 22. Januar 2014 hat die Bundesregierung ein Eckpunktepapier zur EEG-Reform beschlossen (im Folgenden: Eckpunktepapier). Im Anschluss wurde im BMWi¹ ein erster Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des EEG (im Folgenden: Referentenentwurf²) ausgearbeitet, der nun öffentlich bekannt ist. In der vorliegenden Analyse werden der Referentenentwurf und neun Studien energiepolitisch relevanter Akteure hinsichtlich ihrer Vorschläge zur Ausgestaltung der Finanzierung von EE-Neuanlagen sowie daraus folgender Effekte untersucht. Die Analyse systematisiert die vorgeschlagenen Instrumente und verdeutlicht dadurch studienübergreifende Übereinstimmungen, sowie explizite und implizite Unterschiede.

Die Auftraggeber bzw. Autoren der neun untersuchten Studien sind (in alphabetischer Reihenfolge): Agora Energiewende, Baden-Württemberg Stiftung gGmbH erstellt von IZES/Bofinger/BET, BDEW, BMWi erstellt von ifo/FfE, IASS, Monopolkommission, MVV/Arrhenius/Ecofys/Takon, SRU und VKU erstellt von enervis/BET.

Die vorliegenden Studien unterscheiden sich teilweise grundlegend und sehr oft in Details. Dennoch gibt es einige Aspekte, die Bestandteil aller Vorschläge und auch des Referentenentwurfs sind. So werden die Ausbauziele der (vorherigen) Bundesregierung

von keiner der in diesem Papier berücksichtigten Studien in Frage gestellt. Der Referentenentwurf geht allerdings von Mindestzielen zu einem Ausbaukorridor über und fügt weitere Zwischenziele ein, so dass unter der Annahme eines linearen Ausbaupfades die im Energiekonzept 2010 definierten Mindestziele in der Mitte des Ausbaukorridors liegen. Auch dem Bestandsschutz messen sämtliche Studien eine hohe Bedeutung zu. Ferner soll auch in Zukunft der Energy-only Markt die kurzfristige volkswirtschaftliche Optimierung des Kraftwerkseinsatzes (Dispatch) gewährleisten. Darüber hinaus sind sich die Autoren darin einig, dass sich die EE derzeit nicht ausschließlich über den Energy-only Markt refinanzieren können. Dass die Ausnahmetatbestände bei der EEG-Umlage einer kritischen Prüfung zu unterziehen sind, ist ebenso Konsens wie die Notwendigkeit der Verminderung der Entschädigungen bei netzengpassbedingter Abregelung von EE-Anlagen. Die Bundesregierung betont im Eckpunktepapier bei den Ausnahmetatbeständen für industrielle Großverbraucher eher deren industriepolitische Notwendigkeit als die kritische Überprüfung. Der Referentenentwurf enthält noch keine genaue Ausgestaltung der zukünftigen Regelung. Diese soll im Hinblick auf die laufenden Verhandlungen mit der EU-Kommission nachgereicht werden.

Eine große Mehrzahl der Studien (acht von neun) spricht sich für eine unmittelbare obligatorische Direktvermarktung von großen erneuerbaren Energien Anlagen aus. Sieben von neun Studien empfehlen kurzfristig technologiespezifische Preissteuerungsinstrumente. Mittelfristig sehen dagegen alle Studien – allerdings bei divergierenden Zeithorizonten – den Bedarf, eine staatliche Mengensteuerung des Ausbaus der EE einzuführen. Der Referentenentwurf sieht bereits kurzfristig eine stärkere Mengensteu-

¹ Akronyme werden im Abkürzungsverzeichnis erläutert.

² Stand: 18. Februar 2014

erung vor, zunächst – in Analogie zur momentanen Regelung für PV – durch einen sog. „atmenden Deckel“ (vgl. Fußnote 18) für die wichtigsten EE-Technologien (Onshore-Wind, Biomasse) und ab 2017 durch eine direkte Mengensteuerung über Ausschreibungen.

Hinsichtlich der Finanzierung von EE-Neuanlagen weisen die Vorschläge explizite Unterschiede auf. In dieser Zusammenfassung soll die Betonung dennoch auf Teilaspekten liegen, die in mehreren Studien vorgeschlagen werden. Für eine detaillierte Zuordnung einzelner Positionen und Institutionen wird auf die Übersichtstabellen (Tabellen 2 und 3) verwiesen. Der Zeithorizont der Studien reicht von sehr kurz- (bis 2017, Agora) bis langfristig (vollständige Systemtransformation z. B. bis 2050, BDEW, BMWi/ifo, Monopolkommission, MVV/arrhenius, SRU, VKU/enervis). Die meisten Studien mit relativ langfristiger Perspektive empfehlen Stufenmodelle, die sowohl die Anschlussfähigkeit an das geltende EEG als auch die Weiterentwicklung zu einem Zielmodell ermöglichen (BDEW, BMWi/ifo, MVV/arrhenius, SRU). Der Referentenentwurf fokussiert zwar auf kurzfristige Maßnahmen, enthält aber ebenfalls eine zweite Stufe, die zum Ende der Legislaturperiode umgesetzt werden soll. Eine Mehrheit der Studien spricht sich kurzfristig für eine Fortführung der staatlichen Festsetzung der Förderhöhen aus (Agora, BDEW, BWS/IZES, IASS, MVV/arrhenius, SRU). Einige Vorschläge gehen explizit darauf ein, dass diese staatliche Festsetzung außerhalb des parlamentarischen Raums stattfinden sollte (BWS/IZES, IASS, SRU). Während sich zwei Studien bereits kurzfristig für eine Bestimmung der Förderhöhen über Ausschreibungen/Auktionen aussprechen (BmWi/ifo, VKU), vertreten drei Studien diesen Weg mit mittelfristiger Perspektive (BDEW, BWS/IZES, MVV/arrhenius). Auch die Bundesregierung ist der Ansicht, dass bereits möglichst ab 2017 die Vergütungshöhen über Ausschreibungen bestimmt werden sollten. Zwei Studien sind der Ansicht, dass die Förderhöhen mittelfristig fortlaufend am Markt definiert werden sollten (Quotenmodelle von BmWi/ifo und Monopolkommission). Während die meisten Vorschläge an Förderzeiträumen festhalten wollen, befürworten zwei einen Wechsel zu Förderkontingenten (BDEW, SRU). Bei den Quotenmodellen ist der Förderzeitraum nicht explizit begrenzt. Die konkreten Vorschläge, wie der EE-Ausbau besser

mit dem Netzausbau koordiniert werden kann, gehen recht weit auseinander. Sie reichen von „Abregeln der EE-Anlagen und Anhängen der abgeregelten Zeit an das Ende des Vergütungszeitraums“ bei Netzengpässen (IASS, SRU) bis zu „anteiliges Wälzen der Netzausbaukosten auf die EE-Anlagenbetreiber“ (BmWi/ifo).

Die Vorschläge der untersuchten Studien zu Finanzierungsinstrumenten für EE-Neuanlagen ziehen unterschiedliche Konsequenzen nach sich (vgl. Tabelle 3). Hinsichtlich des Risikos der Refinanzierung von EE-Neuanlagen unterscheiden sich die Empfehlungen substantiell darin, in welchem Umfang sich die Vermarkter und Betreiber Preis- und Mengenrisiken ausgesetzt sehen. Hierbei bleibt festzuhalten, dass die Anlagenbetreiber bei Einspeisevergütungen und der gleitenden Marktprämie die geringsten Risiken zu tragen haben. Eine Refinanzierung ist hierbei mit den geringsten Risikoaufschlägen belastet. Im Vergleich zur Einspeisevergütung stellt bei der verpflichtenden gleitenden Marktprämie der Ausfall des Direktvermarkters ein zusätzliches Risiko für den Anlagenbetreiber dar.³ Der Referentenentwurf sieht vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) als „Ausfallvermarkter“ fungieren, um dieses Risiko aufzufangen. Die Modelle, die eine fixe Marktprämie oder eine Kapazitätsprämie präferieren, übertragen dem Vermarkter/Anlagenbetreiber⁴ höhere Risiken in Form langfristiger Marktpreisrisiken. Die höchsten Risiken tragen die Vermarkter/Anlagenbetreiber bei Quotenmodellen, da beide Erlösströme von volatilen Marktpreisen abhängen. Die Refinanzierung wird dabei für den Anlagenbetreiber auf Grund steigender Risikoprämien vergleichsweise teuer.

Die Wälzung von Preis- oder Mengenrisiken, sowohl im Rahmen der Refinanzierung als auch der Vermarktung des produzierten Stroms, hat Konsequenzen für die Akteursstruktur der EE-Anlagenbetreiber. Professionelle Akteure können besser mit Risiken umgehen als kleine Akteure, da sie über mehr Eigenkapital, breitere Erzeugungsportfolien und mehr unternehmerische Erfahrung verfügen. Refinanzierungsinstrumente mit relativ hohem Risiko auf Seiten der Anlagenbetreiber begünstigen professionelle Akteure, wenn keine risikodämpfenden Sonderregelungen für kleine Akteure implementiert werden.

Ein kosteneffizienter Ausbau der EE ist ein wichtiges Ziel aller Vorschläge. Die Wege, die zum Ziel führen sollen, sind allerdings sehr unterschiedlich. Die Befürworter von Einspeisevergütung und gleitender Marktprämie legen großen Wert auf Investitionssicherheit für Anlagenbetreiber, da so Risikoprämien und Kapitalkosten bei der Finanzierung von Neuanlagen gering gehalten werden können. Die große Relevanz dieses Aspekts führen sie auf den hohen Kapitalkostenanteil der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien zurück. Die Studien, die sich für die Festsetzung der Förderhöhe über Ausschreibungen/Auktionen aussprechen, sehen großes Kostensenkungspotenzial im Wettbewerb der Anlagenbetreiber innerhalb einzelner Technologien. Der Referentenentwurf folgt dieser Position, indem die Einführung von technologiedifferenzierten Ausschreibungen spätestens für 2017 vorgesehen wird. Einen Schritt weiter gehen die Studien, die technologieneutrale Quotenmodelle empfehlen. Sie sehen den größten Hebel für Kosteneffizienz im Wettbewerb zwischen den Technologien und dem daraus abgeleiteten starken Ausbau der kostengünstigsten Erzeugungstechnologie. Befürworter der Direktvermarktung (u. a. Referentenentwurf) sehen Potenzial für Kostensenkungen durch eine stärkere Lastorientierung der Einspeisung aus erneuerbaren Energien, Wertsteigerungen des EE-Stroms durch bessere Vermarktung und durch eine Verbesserung der Prognosegüte. Selbst die Mehrheit der Studien, die sich für eine verpflichtende Direktvermarktung ausspricht, schlägt vor, Kleinanlagen weiterhin zentral zu vermarkten.

Das Zustandekommen negativer Strompreise wird u. a. vom Finanzierungsinstrument für EE-Anlagen beeinflusst, wenn z. B. in Zeiten hoher EE-Einspeisung noch beträchtliche Kapazitäten an konventioneller Erzeugung im Markt sind. Bei Marktprämienmodellen sind die EE-Anlagenbetreiber bis zur Höhe der „negativen Marktprämie“ im Markt. Ähnliches gilt für Quotenmodelle. Hier entsprechen die Gebote der Anlagenbetreiber der Höhe des erwarteten „negativen Zertifikatspreises“. Bei Kapazitätsprämien sind die erneuerbaren Energien ohne Grenzkosten bis zu einem Preis von null im Markt. Einzelne Studien, die Kapazitätsprämien befürworten, sehen in Zeiten mit negativen Marktpreisen vor, die abgeregelte Zeit an das Ende des Vergütungszeitraums anzuhängen. Wenn Anlagenbetreiber über Einspeisevergütungen refinanziert werden, haben sie grundsätzlich keinen Anlass bei negativen Marktpreisen abzuregeln. Die Höhe der Marktpreise, bei der Vergütungszahlungen ausgesetzt werden, kann allerdings regulatorisch festgesetzt werden.

Abschließend bleibt festzuhalten, dass die unterschiedlichen Vorschläge zur Finanzierung der erneuerbaren Energien zwar die zukünftigen Kosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien beeinflussen werden; die bestehenden Vergütungsverpflichtungen werden allerdings unabhängig vom zukünftigen Instrument noch für mehr als ein Jahrzehnt einen signifikanten Teil der Kosten ausmachen.⁵

³ Das Risiko des Ausfalls des Direktvermarkters gilt für alle Finanzierungsinstrumente mit verpflichtender Direktvermarktung: Marktprämie, Kapazitätsprämie, Quotenmodell.

⁴ Wie das Marktpreisrisiko und das Prognoserisiko zwischen Vermarkter und Anlagenbetreiber verteilt sind, hängt von der Ausgestaltung der Verträge zwischen diesen Parteien ab.

⁵ Das IASS empfiehlt im IASS Policy Brief 2/2013 (Eckpunkte für die Gestaltung der Energiewende), Alternativen zur Umlagefinanzierung für Altanlagen zu prüfen, d. h. für alle Anlagen, die vor einem bestimmten Stichtag ans Netz gegangen sind.

1. Einleitung

Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland ist seit Einführung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 von 6,2% auf 23,6%⁶ im Jahr 2012 gestiegen. Das EEG ermöglichte diesen starken Ausbau, indem es Investoren in erneuerbare Energien Planungssicherheit gab. Daher investierten auch viele kleine Akteure in erneuerbare Energien. Durch den dynamischen Ausbau der erneuerbaren Energien sind die Stromgestehungskosten besonders für PV und Windenergie stark gesunken. Es ist weitestgehend Konsens, dass das EEG ein effektives Instrument war um einen zügigen Mengenzuwachs und die damit verbundenen Kostensenkungen bei erneuerbaren Energien zu erreichen.

Da mittlerweile fast ein Viertel des Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, sehen einige Akteure und Fachleute die Energiewende in einer neuen Phase. In dieser Phase sollen neben dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien die Aspekte Systemintegration und Kosteneffizienz stärker berücksichtigt werden. Diese Verlagerung der Ausrichtung der Förderung soll durch eine Reform des EEG umgesetzt werden.

Seit Herbst 2012 sind deshalb zahlreiche Studien mit Vorschlägen zur zukünftigen Finanzierung und Systemintegration der erneuerbaren Energien veröffentlicht worden. In der Kabinettsklausur auf Schloss Meiseberg vom 22. Januar 2014 hat die Bundesregierung ein Eckpunktepapier zur EEG-Reform beschlossen (im Folgenden: Eckpunktepapier). Der anschließend vom BMWi⁷ ausgearbeitete Referentenentwurf liegt inzwischen vor (im Folgenden: Referentenentwurf). Wenngleich der aktuelle Gesetzentwurf vor allem im Bundesrat sicherlich noch verändert wird, so setzt er doch die Eckpfeiler der zukünftigen Finanzierung der erneuerbaren Energien.

In diesem Beitrag werden der Referentenentwurf und neun wichtige Studien zur Reform des Erneuerbaren Energien Gesetzes verglichen und systematisiert. Neben den Gemeinsamkeiten und expliziten Unterschieden werden die unterschiedlichen Effekte der verschiedenen Finanzierungsinstrumente strukturiert dargelegt, um so eine Einordnung der Vorschläge zu erleichtern. Gleichzeitig wird sichtbar, inwieweit die Bundesregierung den im Vorlauf veröffentlichten Studien zur zukünftigen Finanzierung der erneuerbaren Energien folgt.

2. Geäußerte Kritik am EEG

Am EEG wurde und wird vielfältige Kritik geübt, die an dieser Stelle lediglich wiedergegeben und nicht bewertet werden soll. Diese bezieht sich u. a. auf die anfallenden Kosten und deren Verteilung sowie auf fehlende Marktintegration. Auch wird die unzureichende zeitliche und räumliche Steuerung des EE-Ausbaus durch das EEG und die mangelnde Koordination zwischen EE-Ausbau und Netzausbau kritisiert.

2.1 Kritik an Kosten und Kostenverteilung

Insbesondere im Vorfeld der Bundestagswahl 2013 wurden verstärkt Meldungen veröffentlicht, wonach das EEG zu hohe volkswirtschaftliche Kosten verursache. Im Jahr 2014 werden voraussichtlich 23,6 Mrd. Euro an Vergütungszahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber geleistet.⁸

Neben der gestiegenen volkswirtschaftlichen Dimension steigt auch die spezifische EEG-Umlage. In 2014 liegt sie bei 6,24 ct/kWh.⁹ Diesbezüglich wurden vor allem die Belastungen bestimmter Stromkundengruppen diskutiert. Einerseits wurde darauf hingewiesen, dass einkommensschwache Haushalte überproportional durch steigende Strompreise belastet würden. Andererseits wurde die Befürchtung geäußert, dass der mittelständischen Industrie (die nur bedingt von Ausnahmetatbeständen profitiert) zu hohe Kosten aufgebürdet würden.

Die Verteilung der EEG-Kosten wurde zunehmend als unausgewogen bemängelt. In 2012 entfielen auf die stromintensive Industrie 18% des deutschen Jah-

resstromverbrauchs. Durch umfangreiche Vergünstigungen und Befreiungen bei der EEG-Umlage zahlte sie jedoch lediglich 0,3% der EEG-Kosten.¹⁰

2.2 Kritik an der fehlenden Marktintegration

Dieser Kritik liegt die Prämisse zu Grunde, dass sich die erneuerbaren Energien dem bestehenden Energiemarkt anzupassen hätten und nicht umgekehrt. Das EEG garantiert über einen Zeitraum von 20 Jahren die vorrangige Netzeinspeisung und fixe Vergütung von regenerativ erzeugtem Strom. Der EE-Anlagenbetreiber agiert hierbei als Mengenmaximierer: je mehr kWh produziert werden, desto höher ist die Summe der bezogenen EEG-Vergütungszahlungen. Preissignale der Strombörse, und damit der jeweils aktuelle Marktwert des Stroms, spielen bei der EE-Produktionsentscheidung keine Rolle. Dies kann dazu führen, dass selbst bei temporär negativen Strompreisen EE-Strom mit maximaler Leistung produziert wird. Neben der fehlenden Konfrontation des EE-Anlagenbetreibers mit Preissignalen garantiert das EEG den Netzanschluss von neuen EE-Anlagen. Die Aufnahmekapazität und ggf. vorliegende Engpässe im betreffenden Netzabschnitt fließen in EE-Neubauentscheidungen nicht mit ein. Vermehrte Netzengpässe und eine Zunahme der Eingriffe durch Netzbetreiber können die Folge sein – so die Kritik.

2.3 Kritik an der Methodik des EEG

Methodisch wurde kritisiert, dass es ineffizient sei, ein politisches Mengenziel (Anteil EE am Stromverbrauch) durch ein Preisinstrument wie das EEG zu

⁶ BMUB, Internet-Update ausgewählter Daten zur Broschüre Erneuerbare Energien in Zahlen, Dezember 2013. Abgerufen 08.02.14

⁷ Akronyme werden im Abkürzungsverzeichnis erläutert.

⁸ Prognose der EEG-Umlage 2014 nach AusgIMechV. www.eeg-kwk.net; Stand: 26.11.2013.

⁹ Pressemitteilung der Übertragungsnetzbetreiber: EEG-Umlage 2014 beträgt 6,240 Cent pro Kilowattstunde, 15. Oktober 2013.

¹⁰ Studie „Reform der Begünstigung der Industrie bei der EEG-Umlage“, 06/2013. www.foes.de; Stand: 26.11.2013.

avisieren. Darüber hinaus verfüge der Staat nicht über die notwendigen Informationen um kosteneffiziente Fördersätze festzulegen. Stattdessen sei er bei deren Festsetzung anfällig für Einflussnahme durch Partikularinteressen (Lobbying).

Ebenfalls bemängelt wurde, dass das EEG zum europäischen Emissionshandel als zentralem Klimaschutzinstrument redundant sei. Das EEG senke hierbei keine Emissionen, es führe lediglich zu deren lokaler Verlagerung.¹¹ Des Weiteren verhindere seine technologiespezifische Förderung Kostenwettbewerb unter den EE-Technologien.

Unabhängig von der Frage, ob das EEG als Förderinstrument geeignet ist, wird die Nutzung der EEG-Umlage als Kostenindikator für den Ausbau erneuerbarer Energien kritisiert. So wird der Merit-order Effekt erneuerbarer Energien hierbei nicht berücksichtigt (Umlage-Paradoxon). Darüber hinaus vergleiche die EEG-Umlage unsachgemäß Vollkosten erneuerbarer Energien mit Grenzkosten konventioneller Kraftwerke. Diese würden darüber hinaus keine externen Kosten beinhalten.

3. Studienauswahl

Die Auswahl der Studien, die hier verglichen und eingeordnet werden, erfolgte auf Basis von drei Kriterien: Erstens werden die Auftraggeber bzw. Autoren der Studien von energiepolitischen Entscheidungsträgern wahrgenommen. Zweitens sind die in den Studien erläuterten Vorschläge konkret und detailliert. Und drittens deckt die Gesamtheit der Studien ein weites Spektrum an Vorschlägen zur zukünftigen Finanzierung der erneuerbaren Energien ab.

Bei den vorliegenden Studien handelt es sich teilweise um Auftragsarbeiten und teilweise um Beiträge, die die Position der Autoren repräsentieren. Unter den Auftraggebern/Autoren sind sowohl staatliche Institutionen (BMW), öffentliche Stiftungen (BWS), unabhängige Beratungsgremien von Bundesregierung und gesetzgebenden Organen (Monopolkommission, SRU), Wirtschaftsverbände (BDEW, VKU), Energieversorgungsunternehmen (MVV) sowie energie-

politische Denkfabriken (Agora Energiewende, arrhenius, IASS). Die Auftragsarbeiten wurden von Beratungsunternehmen (BET, Ecofys, enervis, Takon) und universitären (Prof. Bofinger, Universität Würzburg) und außeruniversitären (FfE, ifo, IZES) Forschungseinrichtungen durchgeführt.

Den Autoren dieses Beitrags ist bewusst, dass es eine Vielzahl weiterer Studien zur zukünftigen Finanzierung der erneuerbaren Energien gibt. Wenn diese hier nicht vertreten sind, dann weil sie nach Einschätzung der Autoren eines oder mehrere der oben genannten Auswahlkriterien nicht erfüllen.

Die in den Studien unterbreiteten Vorschläge zur zukünftigen Finanzierung der erneuerbaren Energien werden zusätzlich mit dem o. g. Referentenentwurf verglichen.

Tabelle 1: Die untersuchten Studien und ihre Akronyme in alphabetischer Reihenfolge

Abkürzung	Studie
Agora	<u>Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Markt-design-Prozess – Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014–2017</u> , Agora Energiewende, Oktober 2013
BDEW	<u>Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG</u> , Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V., September 2013
BMW/ifo	<u>Die Zukunft der Energiemärkte – Ökonomische Analyse und Bewertung von Potenzialen und Handlungsmöglichkeiten</u> , ifo Institut und Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, September 2012
Bundesregierung/BMW	Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts, 18. Februar 2014
BWS/IZES	<u>Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes</u> , Institut für Zukunfts-EnergieSysteme gGmbH, Prof. Bofinger (Uni Würzburg), Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH im Auftrag der Baden-Württemberg Stiftung gGmbH, Oktober 2013
IASS	Bürgerbeteiligung und Kosteneffizienz – Vorschläge für die Finanzierung erneuerbarer Energien und die Aktivierung von Lastmanagement, Plattform Energiewende des Institute for Advanced Sustainability Studies, März 2014 (<u>IASS Policy Brief 2/2013</u> im November 2013 erschienen)
Monopolkommission	<u>Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende</u> , Sondergutachten der Monopolkommission gemäß §62 Abs. 1 EnWG, September 2013
MVV/arrhenius	<u>Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien</u> , arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, MVV Energie AG, mit Beiträgen von Ecofys GmbH und Takon GmbH, Juli 2013
SRU	<u>Den Strommarkt der Zukunft gestalten</u> , Sondergutachten, Sachverständigenrat für Umweltfragen, November 2013
VKU/enervis	<u>Ein zukünftiges Energiemarktdesign für Deutschland</u> , enervis energy advisors GmbH, Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH im Auftrag des Verbandes kommunaler Unternehmen e. V., März 2013

¹¹ Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird bei der Festsetzung des Cap (Emissionsobergrenze) im Emissionshandel berücksichtigt. Das genannte Argument ist nur dann gültig, wenn der EE-Ausbau die Prognosen übertrifft.

4. Studienübergreifender Konsens

4.1 Ausbauziele

Die vorherige Bundesregierung hat im Energiekonzept 2010 Ziele für den Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland festgelegt. Diese Ziele sind in §1 des Erneuerbare Energien Gesetzes als Mindestziele festgehalten. Im Jahr 2020 soll der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien mindestens 35% des Bruttostromverbrauchs betragen und in den folgenden Jahrzehnten auf mindestens 50% (2030), 65% (2040) bzw. 80% (2050) ansteigen. Keine der in diesem Papier berücksichtigten Studien hat die *Ausbauziele der (vorherigen) Bundesregierung* in Frage gestellt. Das heißt, die Erfüllung der Ausbauziele wurde unabhängig vom jeweils vorgeschlagenen Finanzierungsinstrument als gegeben angesehen. Im Eckpunktepapier geht die Bundesregierung allerdings von Mindestzielen zu einem Ausbaukorridor über, der weder unter- noch überschritten werden soll: 40–45% EE-Anteil an der Stromversorgung bis 2025 und 55–60% bis 2035. Diese neuen Meilensteine sind auch im Referentenentwurf festgehalten. Unter der Annahme eines linearen Ausbaupfades liegen die im Energiekonzept 2010 definierten Mindestziele in der Mitte des Ausbaukorridors.

Einige Studien gehen von einem kurzfristig schnelleren Ausbau der erneuerbaren Energien aus, was auf den starken Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in den Jahren 2011 und 2012 zurückzuführen sein dürfte.¹² Sowohl Agora als auch BWS/IZES setzen für 2020 einen EE-Anteil an der Stromerzeugung von 40% als Ziel. SRU geht davon aus, dass Strom im Jahr 2050 vollständig durch erneuerbare Energien erzeugt werden muss um die Emissionsreduktionsziele der Bundesregierung (-80 bis -95% gegenüber 1990) zu erreichen.

4.2 Bestandsschutz

Alle hier berücksichtigten Studien messen dem *Bestandsschutz* eine hohe Bedeutung zu. Bei Bestandsanlagen handelt es sich um bereits in Betrieb genommene Erzeugungsanlagen. Die Bedingungen, unter denen Investitionen in erneuerbare Energien Anlagen getätigt wurden, sollen über den definierten Zeitraum (aktuell 20 Jahre) gültig sein. Eine rückwirkende Verminderung der Vergütungssätze hätte einen erheblichen Vertrauensverlust zur Folge, der sich negativ auf die zukünftige Investitionsbereitschaft auswirken würde. Einzelne Vorschläge halten einen freiwilligen Wechsel von Bestandsanlagen aus der Festpreisvergütung für denkbar (BDEW). Anlagenbetreiber werden diesen Schritt nur in Erwägung ziehen, wenn sie darin eine wirtschaftliche Verbesserung sehen. Auch der Referentenentwurf gewährt Altanlagen Bestandsschutz.¹³

4.3 Energy-only Markt zur kurzfristigen Optimierung

Auf dem Großhandelsmarkt für Strom wird ausschließlich Energie (d. h. Strommengen in kWh oder MWh) gehandelt.¹⁴ Der Markt wird deshalb als Energy-only Markt bezeichnet. Die Erzeuger bieten Strommengen gemäß ihrer kurzfristigen Grenzkosten (Brennstoffkosten, Kosten für Emissionsrechte, sonstige produktionsabhängige Kosten) an, wobei das Gebot mit den niedrigsten Grenzkosten zuerst zum Zuge kommt, dann das nächst höhere usw. (Merit-order).

Das Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten, das noch zur Deckung der Nachfrage benötigt wird, setzt den Preis für alle Erzeugungsanlagen (sog. Grenzkraftwerk). Auf diese Weise wird der Kraftwerkseinsatz kurzfristig optimiert. Die vorliegenden Studien sowie der Referentenentwurf sind sich einig darin, dass der *Energy-only* Markt als Instrument zur

kurzfristigen volkswirtschaftlichen Optimierung des Kraftwerkseinsatzes *erhalten* bleiben soll.

4.4 Zusätzliche Erlöse für erneuerbare Energien

Die Differenz zwischen Marktpreis und kurzfristigen Grenzkosten eines bestimmten Kraftwerks wird als Deckungsspanne bezeichnet. Multipliziert mit der Produktionsmenge ergibt sich der Deckungsbeitrag, der der Refinanzierung der Investitionskosten dient. Speziell in Zeiten mit hoher Einspeisung aus dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien sind die Strompreise am Energy-only Markt meist tief, da Windenergie- und PV-Anlagen zu kurzfristigen Grenzkosten nahe Null Strom erzeugen, es derzeit noch eine vergleichsweise große konventionelle Kraftwerkskapazität mit relativ geringen Grenzkosten gibt (Braunkohle, Atomkraft) und die Nachfrageelastizität gering ist.¹⁵ Dies hat zur Folge, dass keine ausreichenden Deckungsbeiträge generiert werden und sich erneuerbare Energien Anlagen derzeit nicht ausschließlich über den Energy-only Markt refinanzieren lassen. Es bedarf *zusätzlicher Erlöse* um die Stromgestehungskosten der Anlagen zu decken. Darin sind sich die vorliegenden Studien und auch der Referentenentwurf einig.

4.5 Technologiespezifische Förderung

Im Rahmen des EEG werden die von unterschiedlichen Technologien erzeugten Strommengen mit unterschiedlichen Sätzen vergütet. Die Argumente für eine solche technologiespezifische Vergütung sind die Vermeidung von Mitnahmeeffekten auf Seiten relativ kostengünstiger Technologien und die Förderung von Technologien mit Kostensenkungspotenzial, die sich noch in einem frühen Entwicklungsstadium befinden. Die technologiespezifische Förderung trägt der begrenzten Vorhersagbarkeit der Technologieentwicklung Rechnung und lässt damit Chancen offen. Außerdem ergänzt sich die Erzeugung aus verschiedenen Erzeugungstechnologien wie Wind und PV zu einem gewissen Grad, so dass die summierte Erzeugung weniger stark fluktuiert. Aus diesen Gründen befürwortet die große Mehrzahl der Studien weiterhin eine technologiespezifische Förderung. Der Referentenentwurf folgt dieser Position. Nur die Monopolkommission sieht bereits jetzt in einem technologieoffenen Quotenmodell Vorteile durch Wettbewerb zwischen Erzeugungstechnologien und verstärkten Zubau der kurzfristig kostengünstigsten Technologie.

¹² BMUB, *Internet-Update ausgewählter Daten zur Broschüre Erneuerbare Energien in Zahlen, Dezember 2013*. Abgerufen 08.02.14

¹³ *Laut Referentenentwurf soll die Eigenerzeugung durch Bestandsanlagen mit einer reduzierten EEG-Umlage belastet werden, was als Einschränkung des Bestandsschutzes angesehen werden kann. Kleine PV-Anlagen sollen von dieser Belastung ausgenommen sein (bis 10 kW Leistung und 10 MWh Stromerzeugung). Die konkrete Ausgestaltung der neuen Eigenverbrauchsregelung soll nachgereicht werden (vgl. Abschnitt 5).*

¹⁴ *Davon zu unterscheiden sind Leistungs- oder Kapazitätsmärkte, auf denen elektrische Leistung in kW oder MW gehandelt wird.*

¹⁵ *Die in Deutschland installierte Windkapazität ist im nördlichen Teil Deutschlands konzentriert. Die Windenergieanlagen erzeugen durch ihre räumliche Konzentration und die Größe der Wettersysteme häufig gleichzeitig Strom, so dass der Marktpreis tendenziell dann niedrig ist, wenn die Windenergieanlagen witterungsbedingt in der Lage sind einzuspeisen. Das Gleiche gilt für PV-Anlagen durch deren Konzentration im Süden Deutschlands.*

5. Explizite Unterschiede zwischen den Finanzierungsinstrumenten

Die untersuchten Studien weisen explizite Unterschiede hinsichtlich der Finanzierung von EE-Neuanlagen auf. Diese sind als Übersicht in Tabelle 2 dargestellt.

5.1 Zeithorizont

Obwohl alle Studien die EEG-Ausbauziele des Energiekonzepts und die damit verbundenen Zeithorizonte anerkennen, divergieren sie hinsichtlich des *Zeithorizonts* ihrer direkten Empfehlungen beträchtlich. Teilweise werden konkrete Zieljahre formuliert, teilweise werden kurz-, mittel oder langfristige Finanzierungsmechanismen diskutiert. Falls definierte Zeithorizonte verwendet werden, reichen sie von der 18. Legislaturperiode des Deutschen Bundestages (2013–2017) (Agora) über 2020 (BWS/IZES) bis zum Jahr 2050 (VKU/enervis, SRU). Die energiepolitischen Ziele der vorherigen Bundesregierung gemäß Energiekonzept dienen hierbei meist als Orientierung.

Fünf von neun Studien verwenden Stufenmodelle, d. h. es werden unterschiedliche, mehr oder weniger aufeinander aufbauende Mechanismen zur kurz- und langfristigen Finanzierung von EE-Neuanlagen unterbreitet. Die langfristigen Vorschläge sind darüber hinaus meist mit der Forderung nach einem reformierten, integrierten Strommarktdesign verbunden. Der Referentenentwurf beschränkt sich auf kurz- und mittelfristige Maßnahmen. Er verfolgt mit der Einführung von Ausschreibungen ab 2017 aber ebenfalls einen Stufenansatz.

5.2 Refinanzierungsinstrument

Die vorgeschlagenen *Refinanzierungsinstrumente* für EE-Neuanlagen reichen von unterschiedlichen Preissteuerungsmodellen bis zu Mengensteuerungsverfahren. 7 von 9 Studien präferieren zumindest kurzfristig Preissteuerungsmodelle. Einspeisevergütungen werden von Agora für Anlagen < 1 MW, BWS/IZES für risikoscheue Akteure und IASS für Wind- und PV-Anlagen vorgeschlagen. Eine gleitende Marktprämie wird von Agora (ab 1 MW), SRU, BDEW, IASS (für steuerbare EE) und MVV/arrhenius empfohlen, wobei BDEW und MVV/arrhenius sie als Übergangsmaßnahme zu einer fixen Marktprämie ansehen. Agora schlägt eine fixe Marktprämie (Innovationsprämie) zusätzlich zur gleitenden Marktprämie für Offshore-Wind vor (max. 500 MW). BMWi/ifo sieht die fixe Marktprämie als Übergangsoption zu einer Mengensteuerung mittels Quotenmodell. Die Monopolkommission präferiert langfristig ebenfalls ein Quotenmodell; so lange dieses politisch nicht durchsetzbar ist, solle eine gleitende Marktprämie genutzt werden.

Im Gegensatz zu den erwähnten Marktprämienmodellen wird von VKU/enervis eine Kapazitätsprämie für EE-Neuanlagen empfohlen. Steuerbare EE sollen hierbei zusätzliche Leistungszahlungen erhalten können.¹⁶ BWS/IZES sieht in Kapazitätsprämien für risikofreudige, institutionelle Akteure das geeignete Refinanzierungsinstrument für EE-Neuanlagen. Agora, BWS/IZES und IASS empfehlen die Nutzung von Kapazitätsprämien zusätzlich zur Marktprämie für die Entlohnung steuerbarer EE. SRU empfiehlt den Übergang zu Leistungspreisen, wenn die Phase des Kapazitätsaufbaus von der Phase des Kapazitätserhalts abgelöst wird.

Der Referentenentwurf sieht einen zügigen Übergang zu einer gleitenden Marktprämie für alle Anlagen vor. Lediglich kleine Anlagen sollen von der obligatorischen gleitenden Marktprämie ausgenommen sein. Die relevante Leistungsgrenze soll von 500 kW schrittweise auf schließlich 100 kW abgesenkt werden.¹⁷

5.3 Vermarktung

Eng verknüpft mit der Ausgestaltung der Refinanzierungsinstrumente für EE-Neuanlagen ist die *Vermarktung* des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms. Hierbei kann grundsätzlich zwischen dezentraler (Direktvermarktung) und zentraler Vermarktung unterschieden werden.

Obligatorische Direktvermarktung wird im Kontext von Prämienmodellen (BDEW, MVV/arrhenius, SRU, VKU/enervis) oder Quotenmodellen (Monopolkommission, BMWi/ifo) empfohlen. IASS empfiehlt die Direktvermarktung für steuerbare EE, Agora für große EE-Anlagen (> 1MW), BWS/IZES für risikofreudige Investoren.

Eine zentrale Vermarktung über ÜNBs oder einen Dritten wird von IASS und BWS/IZES im Zusammenhang mit Einspeisevergütungen präferiert. Agora, MVV/arrhenius und Monopolkommission plädieren für de-minimis Regelungen mit einer zentralen Vermarktung für kleine EE-Anlagen. Deren Obergrenze variiert je nach Studie zwischen 100 kW und 1 MW. Strom aus Anlagen, die nicht unter die de-minimis Regelung fallen, soll direkt vermarktet werden. Der Referentenentwurf zielt auf die verpflichtende Direktvermarktung für alle Neuanlagen ab, die eine bestimmte Leistungsgrenze überschreiten.¹⁷

5.4 Bestimmung der Förderhöhe

Bei der *Bestimmung der EE-Förderhöhe* kann grundsätzlich zwischen einer staatlichen und marktlichen Ermittlung differenziert werden. Bei marktlicher

Ermittlung werden Ausschreibungsverfahren in Verbindung mit Auktionen präferiert.

BWS/IZES, IASS und SRU empfehlen eine staatliche, jedoch nicht parlamentarische, Festsetzung der Einspeisetarife. Insbesondere die Transparenz sowie die wissenschaftliche Fundierung des Verfahrens sollen hierbei erhöht werden. BDEW empfiehlt im Kontext einer gleitenden Marktprämie ebenfalls die staatliche Bestimmung der referentiellen Vergütungssätze.

Ausschreibungen/Auktionen für die Ermittlung von Prämien oder referentiellen Vergütungssätzen werden von BDEW, BMWi/ifo, MVV/arrhenius und VKU/enervis vorgeschlagen. Die Ausgestaltung der Ausschreibungen variiert hierbei beträchtlich. Teilweise werden technologiespezifische (VKU/enervis) Ausschreibungen vorgeschlagen, teilweise technologie neutrale (BmwI/ifo). Preisgrenzen, Laufzeiten und Standortdifferenzierungen kommen unterschiedlich zur Anwendung. Für neue Offshore-Windparks empfehlen IASS und BWS/IZES Ausschreibungsverfahren für die Ermittlung der Einspeisetarife. Agora plädiert ebenfalls für Ausschreibungen zur Ermittlung von Prämien für Offshore-Wind- und steuerbare EE-Anlagen. Der SRU empfiehlt, Ausschreibungen erst langfristig in Betracht zu ziehen. Der Referentenentwurf sieht spätestens ab 2017 eine Bestimmung der Förderhöhen über Ausschreibungen vor. Die Bestimmung der Vergütungssätze für PV-Freiflächenanlagen soll als Pilotvorhaben schnellstmöglich auf Ausschreibungen umgestellt werden.

5.5 EE-Ausbau und Netze

Beim *Verhältnis von EE-Ausbau und Netzen* werden in den Studien vornehmlich Aspekte des Engpassmanagements sowie des notwendigen Netzausbaus adressiert.

Bei auftretenden Netzengpässen plädieren IASS und SRU für eine Abregelung von EE sowie das Anhängen der abgeregelt Zeit an das Ende der Vergütungs-

¹⁶ Zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit soll ein Leistungszertifikatemarkt eingerichtet werden, an dem sowohl konventionelle Kraftwerke als auch steuerbare erneuerbare Energien teilnehmen können.

¹⁷ Tabelle 2 Spalte „EE-Vermarktung“ zeigt die schrittweise Absenkung der Leistungsgrenze im Detail.

periode. BDEW empfiehlt für die Vermeidung von Netzengpässen die generelle Begrenzung der Einspeiseleistung von PV-Anlagen auf 70% ihrer installierten Leistung. Eine obligatorische Fernsteuerbarkeit großer EE-Anlagen wird von BDEW und IASS gefordert. BDEW, BWS/IZES und MVV/arrhenius plädieren für reduzierte Entschädigungsansprüche bei engpassbedingter Abregelung EE.

Der Netzausbau und dessen Kosten sollen gemäß der untersuchten Studien teilweise in die Neubaumentscheidung von EE-Anlagenbetreibern einfließen. BMWi/ifo schlägt hierzu vor, die EE-bedingten Netzausbaukosten auf die EE-Anschlusskosten aufzuschlagen. BDEW plädiert dafür, im Falle eines EE-Neubaus in Engpassgebieten die abregelungsbedingten Entschädigungsansprüche für zwei Jahre zu streichen. BWS/IZES, IASS und VKU/enervis sprechen sich dafür aus, die Investitionsbedingungen für den Netzausbau durch eine Reform der Anreizregulierung zu verbessern.

Die Bundesregierung wird laut Eckpunktepapier in einem zweiten Schritt (nach der EEG-Novelle) Änderungen im EnWG vorschlagen, die eine bessere Netzintegration der EE und der konventionellen Kraftwerke ermöglichen sollen.

5.6 Eigenverbrauch

Hinsichtlich des *EE-Eigenverbrauchs* spricht sich ein Großteil der Studien (u. a. Agora, BDEW, BWS/IZES, VKU/enervis) für eine kritische Überprüfung der Ausnahmetatbestände bei der EEG-Umlage aus. BWS/IZES, Monopolkommission und SRU plädieren darüber hinaus für eine stärker leistungsorientierte Berechnung der Netzentgelte. Das Eckpunktepapier greift die Forderung vieler Studien nach einer Überprüfung der Eigenverbrauchsregelung auf. Betreiber von Neuanlagen sollen in Zukunft 70% der EEG-Umlage auf eigenerzeugten Strom bezahlen. Darüber hinaus sollen Betreiber von Bestandsanlagen die Differenz zwischen der zum jeweiligen Zeitpunkt geltenden EEG-Umlage und der EEG-Umlage im Jahr 2013 (5,28 Ct/kWh) als reduzierte EEG-Umlage auf eigenerzeugten Strom entrichten. Kleinanlagen bis 10 kW sind für eine Strommenge von bis zu 10 MWh pro Jahr befreit. Der Referentenentwurf enthält noch keine konkrete Regelung des Eigenverbrauchs. Diese soll nachgereicht werden.

5.7 Förderdauer/-kontingent

Studien, die die EE-Förderung in Form von Einspeisevergütungen oder Prämien vorsehen, differenzieren teilweise nach *Förderdauer* oder *Förderkontingent*. Förderdauer bezieht sich auf einen Zeitraum (z. B. 20 Jahre), während ein Förderkontingent sich auf eine Menge (z. B. 20 MWh pro kW) bezieht. Bei einem Kontingent der Förderung entstehen stärkere Anreize, die Anlagenfahrweise an Marktpreisen zu orientieren. Für einen Förderzeitraum sprechen sich BWS/IZES, IASS und VKU/enervis aus. Für ein Stufenmodell aus Förderdauer und Förderkontingent plädieren BMWi/ifo und MVV/arrhenius. Für eine reine Kontingentierung der Förderung votieren BDEW und SRU sowie Monopolkommission. Der Referentenentwurf sieht hier keine Änderung der bisherigen Regelung vor, d.h. der Förderzeitraum von 20 Jahren soll beibehalten werden.

5.8 Staatliche Mengensteuerung

Die Notwendigkeit einer *staatlichen Mengensteuerung der EE* sehen sämtliche Studien – zumindest mittelfristig. Unterschiede bestehen hierbei jedoch in der Instrumentenwahl. Eine Mengensteuerung mittels Quotenmodellen (BMWi/ifo, Monopolkommission) stellt hierbei die direkteste Form dar. Sämtliche diskutierten Ausschreibungs- und Auktionsmodelle determinieren ebenfalls direkt den Zubau von erneuerbaren Energien (bzw. einzelner Technologien) und bedürfen einer staatlichen Steuerung. Bei Einspeisevergütungen wird der Zubau von erneuerbaren Energien indirekt über die jeweiligen Fördersätze gesteuert. Wie oben erwähnt unterscheidet der SRU zwischen der jetzigen, auf Preissteuerung beruhenden Phase des Kapazitätsaufbaus und der folgenden Phase des – direkt mengengesteuerten – Kapazitätserhalts. Der Referentenentwurf zielt kurzfristig auf eine Fortführung der Preissteuerung ab. Durch die Festsetzung sehr konkreter jährlicher Ausbauraten und die Einführung des sog. „atmenden Deckels“¹⁸ für Onshore-Wind und Biomasse soll allerdings eine höhere Treffsicherheit beim Zubau erreicht werden. Der Zubau von Offshore-Wind-Anlagen soll über die Vergabe von Netzanschlusszusagen gesteuert werden. Spätestens ab 2017 möchte die Bundesregierung zu einer direkten Mengensteuerung über Ausschreibungen übergehen.

6. Unterschiedliche Effekte der Finanzierungsinstrumente

Der vorhergehende Abschnitt beschreibt die expliziten Unterschiede zwischen den Instrumenten zur Refinanzierung der erneuerbaren Energien. In diesem Abschnitt werden nun die wichtigsten Auswirkungen der verschiedenen Vorschläge dargestellt: Wie viel Risiko haben die Vermarkter und die Anlagenbetreiber zu tragen und was folgt daraus für die Akteursstruktur? Wie soll Kosteneffizienz erreicht werden? Welche Auswirkungen haben die Vorschläge auf die Vergütung bei negativen Strommarktpreisen? Eine Übersicht dieser Effekte der Refinanzierungsinstrumente ist in Tabelle 3 dargestellt.

6.1 Risiko und Akteursbreite

Die verschiedenen Finanzierungsmechanismen implizieren eine unterschiedliche Verteilung von Risiken – die Unsicherheit über zukünftige Entwicklungen zum Zeitpunkt der Entscheidung – auf die Akteure im Energiemarkt. Die Risikoverteilung wird hier anhand der Risiken dargestellt, die einerseits die Vermarkter und andererseits die Betreiber von EE-Anlagen zu tragen haben. Die Höhe der Risiken, die die Anlagenbetreiber tragen müssen, bestimmen die Kapitalkosten und die Struktur der Anlagenfinanzierung: je höher das Risiko, desto höher die Risikoprämien und i. d. R. auch der nötige Eigenkapitalanteil. Risiken, die nicht von den EE-Anlagenbetreibern oder deren Vermarktern getragen werden, verschwinden nicht, sondern werden auf andere Akteure im Stromsystem, z. B. die Betreiber konventioneller Kraftwerke, verteilt.

Die wichtigsten Risiken, denen EE-Anlagenbetreiber und deren Vermarkter potentiell ausgesetzt sein können, werden durch die Volatilität des Marktpreises, die Prognoseunsicherheit, das Wetter, technische Defekte und Details der Vergütungsregulierung, wie z. B.

entschädigungslose Abregelung bei Netzengpässen, verursacht. Allgemeine regulatorische Risiken durch Änderungen der Regulierung, die auch Bestandsanlagen betreffen, werden hier vernachlässigt. Sie würden alle Finanzierungsmechanismen gleichermaßen betreffen, sind allerdings durch die große Wertschätzung des Bestandsschutzes in Deutschland als gering einzuschätzen.

Die Höhe der Risiken beeinflusst die Akteursstruktur. Ein privater Hausbesitzer, der in Erwägung zieht in eine Aufdach-PV-Anlage zu investieren, entscheidet deutlich risikoscheuer als professionelle Investoren. Gleichzeitig ist er aber mit einer geringeren Rendite zufrieden. Neben dem finanziellen Risiko beeinflusst die Komplexität des Finanzierungsinstrumentes (aus Sicht des Anlagenbetreibers) die Akteursbreite. Professionelle Akteure können besser mit einer hohen Komplexität umgehen als kleine Akteure, die sich maßgeblich in ihrer Freizeit mit Stromerzeugung auseinandersetzen. Darüber hinaus verfügen professionelle Akteure in der Regel über ein breiteres Portfolio an Erzeugungsanlagen. Damit lassen sich Risiken besser verteilen und kompensieren. Schließlich verfügen professionelle Akteure über einen umfangreicheren Zugang zum Kapitalmarkt und dessen Möglichkeiten der finanziellen Risikoabsicherung (hedging).

Die von IASS (alle Wind- und PV-Anlagen), Agora (kleine Anlagen) und BWS/IZES (Anlagen risikoscheuer Akteure) vorgeschlagenen *Einspeisevergütungen* setzen weder Vermarkter noch Anlagenbetreiber dem Preisrisiko des Spotmarktes aus. Die zentralen Vermarkter können je nach Ausgestaltung der Regulierung dem Prognoseisiko ausgesetzt sein oder auch nicht. Die Anlagenbetreiber tragen das Wetterrisiko, das Risiko technischer Defekte und das Risiko

¹⁸ Das Konzept des „atmenden Deckels“ beruht auf einer Anpassung der zukünftigen Vergütungssätze basierend auf der technologiespezifischen Ausbaugeschwindigkeit in der jüngeren Vergangenheit. Der atmende Deckel wurde im EEG 2012 für PV eingeführt.

der entschädigungslosen Abregelung bei einer bestimmten Höhe negativer Preise.

Die *gleitende Marktprämie* ist typischerweise mit dezentraler Vermarktung verbunden. Bei der gleitenden Marktprämie für dargebotsabhängige EE werden in der Regel Verträge zwischen Direktvermarkter und Anlagenbetreiber abgeschlossen, die dem Anlagenbetreiber eine feste Vergütung sichern. Der Direktvermarkter trägt dann die Vermarktungsrisiken. Diese bestehen einerseits darin, dass die Vermarktungserlöse u. a. vom Marktpreis abhängen. Andererseits trägt der Direktvermarkter Bilanzkreisverantwortung. Das heißt, er muss für Ausgleichsenergie aufkommen, wenn er mehr erzeugt als prognostiziert und das System überspeist ist und umgekehrt.

Da auch der Direktvermarkter nur dann Strom verkaufen kann, wenn die EE-Anlage Strom erzeugt, trägt er das Wetterrisiko und das Risiko technischer Defekte zusammen mit dem Anlagenbetreiber. Das Hauptrisiko des Anlagenbetreibers besteht im Ausfall des Direktvermarkters. Der Referentenentwurf sieht für diesen Fall vor, dass der Anlagenbetreiber von einem „Ausfallvermarkter“ (zuständiger ÜNB) aufgenommen wird und eine reduzierte Vergütung erhält (80%). Keine der Studien, die sich für die gleitende Marktprämie aussprechen (Agora (Anlagen > 1 MW), BDEW (alle EE in Stufe 1), MVV/arrhenius (alle EE in Stufe 1) und SRU (alle EE)) äußert sich zu diesem Fall.

Die Transaktionskosten sind für die Direktvermarkter zu einem gewissen Teil unabhängig von der Größe des Portfolios des Anlagenbetreibers. Das macht Anlagenbetreiber mit kleinen EE-Kapazitäten verhältnismäßig unattraktiv für Direktvermarkter. Es besteht daher die Gefahr, dass kleine Akteure größere Schwierigkeiten bei der Kontrahierung eines Vermarkters haben könnten als große Akteure und länger mit der reduzierten Vergütung auskommen müssen.

Bei der *fixen Marktprämie* tragen die Vermarkter zusätzlich zum Risiko durch kurzfristige Marktpreisschwankungen das Risiko der unsicheren langfristigen Entwicklung der Marktpreise. Es ist denkbar, dass die Vermarkter einen Teil dieses Risikos auf die Anlagenbetreiber durch entsprechende Vertragsgestaltung (z. B. Absenkung der an die Betreiber gezahlten Vergütung) übertragen. Die übrigen Risiken sind

für Vermarkter und Anlagenbetreiber gleich wie bei der gleitenden Marktprämie.

Die *Kapazitätsprämie* schafft Einkommenssicherheit für einen Teil der Erlöse der Anlagenbetreiber. Durch den Verkauf des Stroms am Spotmarkt sind die Vermarkter (und evtl. die Anlagenbetreiber) allerdings wie bei der fixen Marktprämie kurz- und langfristigen Preisrisiken ausgesetzt. Identisch zu der gleitenden und der fixen Marktprämie tragen die Vermarkter Bilanzkreisverantwortung und damit das Prognoserisiko. Je nach Ausgestaltung des Vertrags zwischen Vermarkter und Anlagenbetreiber kann auch der Anlagenbetreiber an diesem Risiko beteiligt werden. Das Wetterrisiko und das Risiko technischer Defekte werden auch bei der Kapazitätsprämie durch Vermarkter und Anlagenbetreiber getragen.

Im *Quotenmodell* gibt es neben dem Strommarkt einen zusätzlichen Markt für Grünstromzertifikate, über den Direktvermarkter/Anlagenbetreiber Erlöse erzielen können. Der Handel an beiden Märkten setzt den Direktvermarkter/Anlagenbetreiber kurz- und langfristigen Preisrisiken aus, da sowohl der Zertifikatspreis als auch der Spotmarktpreis kurz- und langfristigen Schwankungen unterworfen ist. Die übrigen Risiken entsprechen für Vermarkter und Anlagenbetreiber den Prämienmodellen.

6.2 Kosteneffizienz

Alle Studien nennen Kosteneffizienz als wichtiges Ziel des jeweils vorgeschlagenen Refinanzierungsinstrumentes. Wie und in welchem Umfang Kosteneffizienz zu verstehen ist, ist allerdings von Studie zu Studie unterschiedlich. Während alle Vorschläge explizit den Anspruch haben, den Ausbau der erneuerbaren Energien und deren Vermarktung kosteneffizient zu ermöglichen, werden Kosteneffizienzkonflikte, die sich bei systemischer Betrachtungsweise ergeben, nur teilweise adressiert. Auch eine Differenzierung zwischen statischer und dynamischer Kosteneffizienz findet sich nur in wenigen Studien.

Die Studien, die eine Refinanzierung der EE-Anlagen über Einspeisevergütungen und gleitende Marktprämien vorschlagen, legen besonderen Wert auf die *Minimierung der Kapitalkosten* bei der Anlagenfinanzierung (IASS für alle dargebotsabhängigen EE, Agora und BWS/IZES für kleine EE). Insbesondere Ein-

speisevergütungen bieten hohe Investitionssicherheit und führen dadurch zu geringen Risikoprämien bei der Kapitalbeschaffung, was besonders für dargebotsabhängige EE mit ihrem hohen Kapitalkostenanteil zu geringen Gesamtkosten führen soll. IASS möchte die Preisregulierung mit abgesenkten Vergütungssätzen nach dem eigentlichen Vergütungszeitraum von 20 Jahren fortsetzen, um Mitnahmeeffekte zu Gunsten von Betreibern dargebotsabhängiger EE-Anlagen zu verhindern (Goldenes Ende). Bei der gleitenden Marktprämie tragen die Anlagenbetreiber das Risiko des Ausfalls ihres Direktvermarkters. Dadurch sind die Risikoprämien im Vergleich zur Einspeisevergütung höher. Wie oben erwähnt, sieht der Referentenentwurf die Einrichtung eines „Ausfallvermarkters“ vor, der den Anlagenbetreibern dann eine abgesenkte Vergütung bezahlt. Eine Erlösminderung ist für die Anlagenbetreiber aber auch in diesem Fall unvermeidlich. Gegenüber der fixen Marktprämie, der Kapazitätsprämie und dem Quotenmodell sind die Investitionsrisiken bei der Einspeisevergütung und der gleitenden Marktprämie aber vergleichsweise gering.

Befürworter von Quotenmodellen und einer Festsetzung der Prämien über Ausschreibungen sehen im *Wettbewerb zwischen den Anlagenbetreibern* den Schlüssel zu Kosteneffizienz. Dadurch soll Überförderung vermieden und der Innovationsdruck erhöht werden. Während das technologieneutrale Quotenmodell der Monopolkommission auf Konkurrenz zwischen unterschiedlichen Technologien abzielt, beschränken sich die Studien mit Ausschreibungsoption (z. B. BDEW, BMWi/ifo, MVV/arrhenius, VKU/enervis) auf Wettbewerb innerhalb der einzelnen Technologien. Wie bereits erwähnt, sieht auch der Referentenentwurf bis spätestens 2017 Ausschreibungen zur Festsetzung von Vergütungshöhen vor. Die Befürworter technologiedifferenzierter Förderinstrumente führen das Abschöpfen von Produzentenrenten bei kostengünstigen Technologien als Argument für Kosteneffizienz an. Agora fokussiert die zukünftige EE-Förderung durch Kontingente für Biomasse und Offshore-Wind auf die relativ günstigen Technologien Onshore-Wind und PV. Windenergie- und große PV-Freiflächenanlagen sollen durch einen einheitlichen Vergütungssatz für Anlagen > 1 MW im Wettbewerb zueinander stehen.

Die große Mehrzahl der Studien schlägt eine verpflichtende Direktvermarktung von dargebotsabhängigem EE-Strom vor. Dieser Position folgt der Referentenentwurf. Durch den *Wettbewerb der Direktvermarkter* soll die Effizienz in der Vermarktung gegenüber der Vermarktung durch die ÜNBs verbessert werden. Darüber hinaus soll die Lastorientierung der EE-Erzeugung durch die Direktvermarktung erhöht werden. Dadurch sollen die Vermarktungserlöse von EE-Strom steigen und der Bedarf an Residualkapazitäten reduziert werden. BDEW möchte die Lastorientierung zusätzlich über eine Strommengenkontingentierung fördern. IASS argumentiert dagegen, dass sich die Einspeisung von Windenergie- und PV-Anlagen durch das Marktpreissignal nicht wesentlich ändern wird. Wichtiger sei es, die Vorteile großer Portfolien dargebotsabhängiger EE bei der Einspeiseprognose zu nutzen, indem Strom von dargebotsabhängigen EE zentral, z. B. über die ÜNBs oder einen Dritten, vermarktet wird.

Neben den genannten zentralen Stellschrauben zur Minimierung der Gesamtkosten werden in den Studien *zusätzliche Aspekte* genannt: Agora versucht die Transaktionskosten zu reduzieren, indem die Vergütungssystematik stark vereinfacht wird. Darüber hinaus sollen die Managementprämie bei der Direktvermarktung abgesenkt und sämtliche Boni abgeschafft werden. Die von BMWi/ifo und Monopolkommission vorgeschlagenen Quotenmodelle unterbinden die Übererfüllung der politischen Ausbauziele und streben damit eine Stabilisierung der kurzfristigen Kosten an. Dieser Aspekt ist laut Referentenentwurf auch für die Bundesregierung von zentraler Bedeutung. Das Instrument zur Verhinderung von Übererfüllung sieht sie allerdings im „atmenden Deckel“ und später in Ausschreibungen. Ferner sind sich alle Studien einig, dass durch das zentrale Preissignal am Spotmarkt die günstigsten Flexibilitätsoptionen zur Deckung der Residuallast aktiviert werden.

6.3 Verhalten bei negativen Strompreisen

Negative Preise am Spotmarkt bedeuten, dass beim Verkauf von Strom Kosten entstehen und beim Ankauf von Strom Erlöse erzielt werden. Entgegen verschiedener Medienberichte entstehen negative Strompreise derzeit nicht durch ein Überangebot an erneuerbar erzeugtem Strom.¹⁹ Vielmehr führt die Summe aus erneuerbar und konventionell erzeugtem Strom zu negativen Preisen. Durch die hohen An- und Abfahrkosten relativ unflexibler Atom- und Braunkohlekraftwerke ist es für die Betreiber wirtschaftlicher, die Kraftwerke auch bei zeitweilig negativen Spotmarktpreisen nicht herunterzufahren. Außerdem werden große Teile der Erzeugung i. d. R. am Terminmarkt verkauft. Das heißt, sie bekommen den bei Geschäftsabschluss (vor Monaten oder Jahren) vereinbarten Strompreis, unabhängig vom momentanen Spotmarktpreis.

Negative Spotmarktpreise setzen Anreize zur Flexibilisierung konventioneller Kraftwerke²⁰, der Stromnachfrage (Lastmanagement) und zum Ausbau von Speichern. Auf der anderen Seite belastet die Vergütung von erneuerbar erzeugtem Strom bei negativen Spotmarktpreisen das EEG-Konto zusätzlich. Dies gilt insbesondere für die Einspeisevergütung, da hier die Differenz zwischen Zahlungen aufgrund garantierter Vergütungssätze und Erlösen am Spotmarkt dem EEG-Konto entnommen wird.

Die verschiedenen Refinanzierungsinstrumente implizieren ein bestimmtes Verhalten der erneuerbaren Energien bei negativen Preisen. Teilweise schlagen die Studien vor, durch zusätzliche Maßnahmen diese Implikationen zu verändern.

Die vom IASS vorgeschlagene Einspeisevergütung für Windkraft- und PV-Anlagen hängt nicht vom Spotmarktpreis ab. Im Prinzip werden die Anlagenbetreiber folglich auch bei negativen Strompreisen vergütet. Da die Vergütung von EE-Strom bei negativen Spotmarktpreisen politisch schwer zu vermitteln ist, gleichzeitig aber ein gewisser Anreiz zur Flexibilisierung erhalten bleiben soll, schlägt das IASS vor, erst bei stark negativen Preisen die dargebotsabhängigen EE entschädigungslos abzuregeln.

Die von verschiedenen Studien vorgeschlagenen Marktprämien (gleitend oder fix) haben eine Abregelung der EE-Anlagen aus betriebswirtschaftlichen Gründen bei einem Spotmarktpreis in Höhe der „negativen Marktprämie“ zur Folge. Da im Referentenentwurf keine Sonderregelung für Zeiten mit negativen Strompreisen enthalten ist, dürfte sich diese Praxis auch nach der EEG-Novelle durchsetzen. BDEW und SRU ergänzen die Marktprämie durch eine Begrenzung der Fördermenge anstelle eines Förderzeitraums. Das könnte zur Folge haben, dass die EE-Anlagen bereits bei niedrigen positiven Preisen nicht mehr einspeisen um ihr Kontingent für Zeiten mit relativ hohen Preisen nutzen zu können.

Kapazitätsprämien (BWS/IZES, VKU/enervis) bedingen eine Abregelung der EE-Anlagen aus betriebswirtschaftlichen Gründen bei Spotmarktpreisen von Null. Im Vorschlag von BWS/IZES wird die abregelte Zeit an das Ende des Vergütungszeitraums angehängt. Zusätzlich möchte BWS/IZES den Anreiz zur Flexibilisierung der konventionellen Grundlastkraftwerke erhalten. Deshalb sollen Kraftwerke, die zu Zeiten einspeisen, in denen die Spotmarktpreise negativ gewesen wären, wenn alle EE-Anlagen eingespeist hätten, pönalisiert werden.

Im Quotenmodell von BMWi/ifo regeln EE-Anlagen in Analogie zur „negativen Marktprämie“ bei dem erwarteten „negativen Zertifikatspreis“ ab. D. h. in Erwartung eines Zertifikatspreises von 40 €/MWh läge das Preislimit bei -40 €/MWh. Die Monopolkommission schlägt ein Aussetzen der Ausgabe von Zertifikaten bei negativen Marktpreisen vor, sodass Anlagenbetreiber bei Marktpreisen von null oder darunter abregeln.

7. Ausblick

Eine Vielzahl von Studien unterbreitete in den vergangenen zwei Jahren Vorschläge betreffend Finanzierungsmechanismen für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Das Eckpunktepapier markierte daraufhin grundlegende Eigenschaften der zukünftigen Finanzierung, die im Referentenentwurf konkretisiert wurden.

Die Bundesregierung plant, den Gesetzentwurf zur Reform des EEG am 9. April 2014 im Kabinett zu beschließen. Die erste Beratung im Bundesrat soll am 23. Mai 2014 stattfinden. Der Bundestag soll sich im Mai und Juni mit dem Gesetzentwurf auseinandersetzen. Es ist geplant, dass der Bundestag die EEG-Novelle am 26./27. Juni und der Bundesrat am 11. Juli 2014 beschließt.

Seit der Bundeswirtschaftsminister das Eckpunktepapier für die Reform des EEG vorgelegt hat, haben verschiedene Landesregierungen Kritik an den Plänen der Bundesregierung geübt. Länder mit ähnlichen Interessen haben sich z. T. bereits auf ein gemeinsames Vorgehen verständigt um Änderungen an der geplanten EEG-Reform zu erwirken. Die unterschiedlichen Interessen der Länder könnten zur Folge haben, dass etliche Details der vorgeschlagenen EEG-Reform noch verändert werden.

Während in Deutschland die EEG-Reform verhandelt wird, erarbeitet die Generaldirektion Wettbewerb der EU Kommission die finalen – von 2014–2020 gültigen – Beihilfeleitlinien für die Bereiche Umwelt und Energie. Dabei geht es nicht nur um die Frage der Ausnahmetatbestände für die energieintensive Industrie, sondern um eine mögliche Notifizierung des zukünftigen EEG als Ganzes. Es ist wahrscheinlich, dass sich die beiden Prozesse gegenseitig beeinflussen werden.

Neben der Reform des EEG werden komplementäre energiepolitische Fragen zu klären sein, die ähnliches Konfliktpotential bergen, wie die zukünftige Finanzierung der erneuerbaren Energien. Die Beschleunigung des stockenden Netzausbaus wäre hier als Beispiel zu nennen. Darüber hinaus werden auf europäischer Ebene die Weichen für die Energie- und Klimapolitik nach 2020 gestellt. In diesem Zusammenhang wird auch über eine strukturelle Reform des EU Emissionshandels verhandelt. Zusätzlich wird die Frage, wie die großen Potenziale im Bereich Energieeffizienz zu heben sind, in Zukunft stärker im politischen Fokus stehen müssen, wenn Deutschland seine klimapolitischen Ziele nicht verfehlen möchte.

¹⁹ Goldammer, K., Jacobs, D., Peinl, H. 2013. Exportieren wir EEG-Strom zu Spottpreisen? – Fakten zur Versachlichung der Diskussion, IASS.

²⁰ Es gibt zwei Fälle: Erstens, die Strommenge wurde noch nicht am Terminmarkt verkauft. In diesem Fall reduziert der Kraftwerksbetreiber durch eine Flexibilisierung der Anlage die Kosten für das Ab- und Anfahren des Kraftwerks oder für eine Absenkung der Leistung. Er verringert damit die Kosten, die durch die negativen Preise ausgelöst werden. Zweitens, die Strommenge wurde am Terminmarkt verkauft. Wenn die Kosten für das Ab- und Anfahren des Kraftwerks oder für eine Absenkung der Leistung durch eine Flexibilisierung der Anlage gesenkt wurden, kann der Betreiber in Zeiten mit negativen Strompreisen höhere Erlöse erwirtschaften, da er einen größeren Teil der bereits verkauften Strommenge zu negativen Preisen am Spotmarkt einkaufen kann, anstatt ihn selbst zu produzieren. Negative Preise setzen folglich einen Anreiz zur Flexibilisierung der Kraftwerke, unabhängig davon, ob die Strommengen am Terminmarkt verkauft wurden oder nicht.

Tabelle 2: Explizite Merkmale der unterschiedlichen Vorschläge zur Refinanzierung der erneuerbaren Energien

Studie	Zeithorizont	Refinanzierungsinstrument	EE-Vermarktung	Bestimmung der EE-Förderhöhe	Verhältnis EE-Ausbau/Netzausbau	EE-Eigenverbrauch	Förderzeitraum/Förderkontingent	Staatliche Mengensteuerung EE	Technologiespezifische Förderung
Referentenentwurf ²¹	Kurz- und mittelfristige Maßnahmen	Gleitende Marktprämie für Neuanlagen mit dezentraler Vermarktung Einspeisevergütung für Kleinanlagen	Dezentrale Vermarktung <ul style="list-style-type: none"> Vor 1. Januar 2016: Alle Neuanlagen ab 500 kW Von 1. Januar 2016 bis 31. Dezember 2016: Alle Neuanlagen ab 250 kW Ab 1. Januar 2017: Alle Neuanlagen ab 100 kW Zentrale Vermarktung über ÜNBs für Kleinanlagen	„Atmende Deckel“ für PV, Onshore-Wind und Biomasse PV-Freiflächenanlagen als Pilotvorhaben für Ausschreibung, Verordnung unmittelbar nach der EEG-Novelle Spätestens ab 2017: technologiespezifische Ausschreibungen	Verlangsamung des EE-Ausbaus dient der Synchronisation mit dem Netzausbau Weitergehende Maßnahmen sollen in einem zweiten Schritt erarbeitet werden und sind nicht Gegenstand dieser EEG-Novelle	Regelung wird nachgetragen Eckpunktepapier ²² : <ul style="list-style-type: none"> Neuanlagen zahlen 70% der EEG-Umlage Altanlagen zahlen die Differenz zwischen der aktuellen EEG-Umlage und der EEG-Umlage im Jahre 2013 (5,28 Cent/kWh) Bagatellgrenze: Anlagen bis 10 kW zahlen für eine jährliche Stromerzeugung von höchstens 10 MWh keine EEG-Umlage 	Förderzeitraum soll bei 20 Jahren bleiben	Ausbaukorridor <ul style="list-style-type: none"> Bis 2025: 40–45% des Stromverbrauchs durch EE decken Bis 2035: 55–60% des Stromverbrauchs durch EE decken PV <ul style="list-style-type: none"> Zielkorridor: 2,5–3,5 GW pro Jahr im Wesentlichen Fortführung des bestehenden „atmenden Deckels“ Onshore-Wind <ul style="list-style-type: none"> Zielkorridor: 2,4–2,6 GW pro Jahr (brutto²³) Indirekte Mengensteuerung durch Einführung eines „atmenden Deckels“ Ab 2017: direkte Mengensteuerung über Ausschreibung Bioenergie <ul style="list-style-type: none"> Indirekte Mengensteuerung durch Einführung eines „atmenden Deckels“ Degression für Bioenergie springt von 0,5 auf 1,27%, wenn im Bezugszeitraum (12 Monate) mehr als 100 MW zugebaut wurden 	Ja

²¹ Auf Basis des von der Bundesregierung beschlossenen Eckpunktepapiers vom BMWi ausgearbeiteter Gesetzentwurf (Stand: 18. Februar 2014)

²² In der Kabinettsklausur auf Schloss Meseberg am 22. Januar 2014 von der Bundesregierung beschlossenes Eckpunktepapier zur EEG-Reform

²³ Repowering wird mit eingerechnet

Studie	Zeithorizont	Refinanzierungs- instrument	EE-Vermarktung	Bestimmung der EE-Förderhöhe	Verhältnis EE- Ausbau/Netzaus- bau	EE-Eigenverbrauch	Förderzeitraum/ Förderkontingent	Staatliche Mengen- steuerung EE	Technologiespezi- fische Förderung
								<ul style="list-style-type: none"> Offshore-Wind ■ Bis 2020 ■ Zubauziel: 6,5 GW ■ Direkte Mengensteue- rung für Offshore-Wind über Netzanschluss- zusagen ■ Bis 2030 ■ Zubauziel: 15 GW ■ Durch Ausschreibung oder andere kosten- effiziente Instrumente 	
Agora	<p>Stufenmodell:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ kurzfristige Maß- nahmen ■ neues Strommarkt- design ab 2017 (Vor- schläge für transparenten Politik-Prozess analog zu den Vorstufen eines EU-Gesetzgebungsver- fahrens) 	<p>Einheitlicher Vergütungs- satz von 8,9 ct/kWh</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Einspeisevergütung für Anlagen < 1MW ■ Gleitende Marktprämie für Anlagen > 1MW ■ zusätzliche Marktprä- mie für maximal 500 MW Offshore Wind p. a. ab 2017 (Obergrenze 5 ct/ kWh) ■ zusätzliche Kapazitäts- prämie für steuerbare EE: max. 500 Euro/kW für Zubau von max. 100 MW p. a. 	<p>Dezentral: Anlagen > 1MW</p> <p>Zentral: Anlagen < 1MW über ÜNBs</p>	<p>Keine Vorschläge zur institutionellen Änderung bei der Festsetzung der Vergütung</p> <p>Ausschreibung zur Be- stimmung der Zusatz- prämien für steuerbare EE und Offshore Wind</p>	kA	Schrittweises Einbeziehen des Eigenverbrauchs in EEG-Umlagepflicht ab 10 kW Anlagengröße	kA -> Förderzeitraum von 20 Jahren soll beibehalten werden	<p>Entfernung der Ausbau- restriktion für PV (52 GW-Deckel)</p> <p>Ausschreibung der Prämien für steuerbare EE und Offshore-Wind</p>	Ja

Studie	Zeithorizont	Refinanzierungsinstrument	EE-Vermarktung	Bestimmung der EE-Förderhöhe	Verhältnis EE-Ausbau/Netzausbau	EE-Eigenverbrauch	Förderzeitraum/Förderkontingent	Staatliche Mengensteuerung EE	Technologiespezifische Förderung
BDEW	<p>Stufenmodell:</p> <ul style="list-style-type: none"> kurzfristige Maßnahmen nach der Bundestagswahl langfristiges Zielmodell 	<p>Kurzfristig: gleitende Marktprämie</p> <p>Langfristig: Fixe Marktprämie</p>	Dezentrale Vermarktung	<p>Kurzfristig: legislative Bestimmung der Vergütungssätze</p> <ul style="list-style-type: none"> auf Basis eines Monitoringsberichts Anpassung der Vergütungssätze im Zyklus von Gesetzesnovellen atmender Deckel ausschließlich bei PV <p>Langfristig: Auktion</p> <ul style="list-style-type: none"> Auktionsdesign soll in Branchendialog mit wissenschaftlicher Beteiligung erarbeitet werden Prämissen: <ul style="list-style-type: none"> Anlagen sollen an effizienten Standorten errichtet werden ausreichend Kostenvettbewerb unter den Bietern soll entstehen 	<p>Neuordnung der Entschädigungsregelung bei Einspeisemanagement:</p> <ul style="list-style-type: none"> Verzicht auf Entschädigungszahlungen bei Engpässen im Verteilnetz für die Dauer von zwei Jahren falls EE-Neubau in Netzengpassgebiet erfolgt <p>Generelle Begrenzung der Einspeiseleistung von PV-Anlagen < 30 kW auf 70% der installierten Leistung</p> <p>Erzeugungsanlagen > 100 kW sollen generell fernsteuerbar sein</p>	<p>Kurzfristig: Kritische Überprüfung der EEG-Ausnahmetatbestände (inklusive Eigenverbrauch)</p>	<p>Kurzfristig: Abschaffung 20-jährige Förderdauer, statt dessen Mengenkontingent</p> <p>Langfristig: Mengenkontingentierung</p>	<p>Kurzfristig: Mengenkontingentierung</p> <p>Langfristig: auktionierter Ausbaupfad EE</p>	Ja
BMWi/ifo	<p>Stufenmodell:</p> <ul style="list-style-type: none"> kurzfristige Maßnahmen langfristiges Zielmodell 	<p>Kurzfristig: Fixe Marktprämie</p> <p>Langfristig: Quotenmodell mit Grünstromzertifikaten</p>	Dezentrale Vermarktung	<p>Kurzfristig: Technologieneutrale Auktion für erforderlichen Aufbau großer EE-Kapazitäten</p> <ul style="list-style-type: none"> Ausschreibung eng begrenzter technologiespezifischer EE-Kapazitäten für junge EE-Technologien <p>Langfristig: Markt für Grünstromzertifikate</p>	<p>Abschaffung der Annahme einer ‚Kupferplatte‘ bei EE-Neubau</p> <ul style="list-style-type: none"> Erhöhung der EE-Anschlusskosten durch anteilige Zurechnung der resultierenden Netzausbaukosten (sog. ‚gemischte‘ EE-Anschlusskosten) Reform des Engpassmanagements in Richtung regional differenzierter Strompreise (Nodal/ Zonal-Pricing) 	kA	kA	<p>Kurzfristig: auktionierter Ausbaupfad EE</p> <p>Langfristig: Quotenmodell</p>	Ja

Studie	Zeithorizont	Refinanzierungsinstrument	EE-Vermarktung	Bestimmung der EE-Förderhöhe	Verhältnis EE-Ausbau/Netzausbau	EE-Eigenverbrauch	Förderzeitraum/Förderkontingent	Staatliche Mengensteuerung EE	Technologiespezifische Förderung
BWS/IZES	Ziel 40% EE-Erzeugungsanteil bis 2020, mit darüber hinausgehender Perspektive	2 Optionen: a. Einspeisevergütung für risikoscheue Akteure (Bürgermodell) b. Kapazitätsprämie für professionelle Akteure mit höherer Renditeerwartung (Integrationsmodell) ■ Abschöpfung von Überrenditen bei hohen Strompreisen ■ Garantierter Mindest-Stromerlös	a. Zentral: ÜNBs oder Single-Buyer ■ über alle Energiemärkte (Bürgermodell) ■ Erfolgsbeteiligung und Pönale für ÜNBs ■ viertelstündliche Wälzung des EE-Gesamtprofils auf Vertriebe (Echtzeitwälzung) zu prüfen b. Dezentral: Obligatorische Direktvermarktung (Integrationsmodell) ■ über alle Energiemärkte	a. Administrativ festgelegte Vergütung (nicht parlamentarisch) ■ automatische schnelle Anpassung an wesentliche Kostentreiber und Zinsentwicklung b.1 Administrativ festgelegte Kapazitätsprämie (nicht parlamentarisch) ■ Kürzung der Prämie, wenn Mindestverfügbarkeit unterschritten wird b.2 Zeitnahe Prüfung eines Ausschreibungsverfahrens Standortdifferenzierung für Wind-Onshore zum Abschmelzen der Produzentenrenten an windhöflichen Standorten Offshore: Ausschreibung von Zubaumengen	Keine Entschädigung bei Netzengpässen bis Abregelung < x% der Jahreserzeugung Informationen zur Netzauslastung sollen vor dem Bau einer EE-Anlage von den Netzbetreibern bereitgestellt werden Änderung der Anreizregulierungsverordnung: Besserstellung von Netzbetreibern, die in Netzausbau investieren	Befreiung der EE-Eigenerzeugung von der EEG-Umlage ist zu hinterfragen Netzentgelte: höherer Grundpreis oder Leistungspreiskomponente Alternativen zu rein arbeitsbasierten Abgaben und Umlagen sollten überprüft werden	a. Vergütung über 20 Jahre (Bürgermodell) ■ Verlängerung um abgeregelte Zeiten auf Grund negativer Strompreise b. Jährliche Kapazitätsprämie über 20 Jahre (Integrationsmodell)	Ausschreibung der Zubaumengen soll zeitnah geprüft werden (Integrationsmodell) Offshore-Mengen sollen unmittelbar ausgeschrieben werden	Ja
IASS	10 Jahre, mit darüber hinaus gehender Perspektive	Einspeisevergütung für Wind, PV ■ Anreiz zur Verstetigung der Einspeisung bei Onshore-Wind Kapazitäts- + gleitende Marktprämie für steuerbare EE	Zentrale Vermarktung von Wind und PV durch ÜNBs bzw. Single buyer Dezentrale Vermarktung bei steuerbaren EE	Administrativ festgelegte Vergütung (nicht parlamentarisch) ■ fundierte Markt- und Technologieanalyse ■ transparente Berechnungsmethode Ausschreibungsmodell für neue Offshore-Windparks ohne beantragte Netzanbindung	Vorausschauenden Netzausbau regulatorisch ermöglichen Bei Netzengpässen ■ Abregelung und Aussetzen der Vergütungszahlung ■ Anhängen der abgeregelten Zeit an das Ende der Vergütungsperiode	kA	Förderzeitraum: ■ Konsequente Fortführung der Preisregulierung nach 20-jähriger Festpreisvergütung ■ Verpflichtende Netzeinspeisung ■ nach 20 Jahren: Einspeisetarif in Höhe der O&M Kosten + geringe Rendite	Institutionelle Vorbereitung für Mengensteuerung Wind und PV	Ja

Studie	Zeithorizont	Refinanzierungs-instrument	EE-Vermarktung	Bestimmung der EE-Förderhöhe	Verhältnis EE-Ausbau/Netzausbau	EE-Eigenverbrauch	Förderzeitraum/Förderkontingent	Staatliche Mengensteuerung EE	Technologiespezifische Förderung
Monopolkommission	2050 (Ausbau gemäß EEG)	<p>Quotenmodell mit Grünstromzertifikaten</p> <p>Marktprämie und Grünstromzertifikate solange Quote politisch nicht durchsetzbar (Aufhebung des Doppelvermarktungsverbots nach §56 EEG)</p>	<p>Dezentrale Vermarktung</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Quotenmodell ■ Marktprämie und Grünstromzertifikate solange Quote politisch nicht durchsetzbar <p>Zentral für Kleinanlagen (< 100 kW)</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ in Übergangsperiode durch ÜNB gegen Gebühr 	<p>Markt für Grünstromzertifikate</p> <p>Solange Quote politisch nicht durchsetzbar: administrativ festgelegt (Marktprämie) und Markt für Grünstromzertifikate</p>	<p>Zubaubedarf durch Kontingentierung (Quote bzw. kontingentiertes EEG) generell besser abschätzbar</p> <p>Räumliche Kapazitätssteuerung (EE & konventionell) durch aufwandsneutrales System von Netzentgelten & -prämien (sog. G-Komponente): Preiszonen mit Grenzbelastung (Entgelt) und -entlastung (Prämie)</p>	<p>Leistungsbereitstellung stärker als bisher gewickelten, d. h. monatl. Gebühr (Leistungspreis) für Haushalte und Unternehmen</p>	<p>Kontingentierung durch Quote</p> <p>Solange Quote politisch nicht durchsetzbar: EEG (Vergütungsdauer 20 Jahre) mit jährl. Zubaukontingent</p>	<p>Quotenmodell nach schwedischem Vorbild; Ausbauziele nach EEG</p> <p>Solange Quote politisch nicht durchsetzbar: EEG mit jährl. Zubaukontingent</p>	Nein
MVV/arrhenius	Dreistufiges Modell für 80% EE bis 2050	<p>Dreistufiges Modell:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Gleitende Marktprämie, Vergütungssystematik Onshore Wind überarbeiten 2. Gleitende Marktprämie mit Auktion, technol.-spez. Preisobergrenzen 3. Fixe Marktprämie mit Auktion (erst technol.-spez., dann -neutral) 	<p>Dezentrale Vermarktung</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Prüfung Ausnahme für Kleinanlagen 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Keine Vorschläge zur institutionellen Änderung bei der Festsetzung der Vergütung 2. Auktion <ul style="list-style-type: none"> ■ technologiespezifische Preisobergrenzen zur Vermeidung von Überrenditen ■ optional: technol.-neutral, technologiespezifisch 3. Auktion <ul style="list-style-type: none"> ■ erst technol.-spez. (Vermeidung von Überrenditen) ■ später technol.-neutral 	<p>1.Stufe:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ „Atmender Deckel“ für alle Technologien ■ Überarbeitung Förder-systematik Onshore Wind reduziert Druck auf „nicht nachkommenden Netzausbau“ ■ Anreize reduzieren (Entschädigungsansprüche), in strukturellen Engpassgebieten weiter Kapazitäten aufzubauen <p>2. Auktion (=Mengensteuerung) ermöglicht „Synchronisation mit übrigen Systemkomponenten“</p> <p>3. Auktion (=Mengensteuerung) ermöglicht „Synchronisation mit übrigen Systemkomponenten“</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Reduktion der Befreiungen 2. Langfristig Abschaffung Befreiungen 3. Keine Befreiungen 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Analog zum EEG (nicht weiter spezifiziert) 2. Gesamtbudget für gleitende Prämie, Zeitraum nicht weiter spezifiziert 3. Zielkontingent, Zeitraum nicht weiter spezifiziert 	<p>Generell: nach Technologien und Zeitablauf grob (evtl. auch regional) differenziertes Mengengerüst</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. atmende Deckel für alle Technologien (keine Mengenangabe) 2. Budgetierung der zu auktionierenden gleitenden Marktprämie 3. Auktionierung von Leistung (erst technol.-spez., dann -neutral) 	Ja (im Übergang)

Studie	Zeithorizont	Refinanzierungs-instrument	EE-Vermarktung	Bestimmung der EE-Förderhöhe	Verhältnis EE-Ausbau/Netzausbau	EE-Eigenverbrauch	Förderzeitraum/Förderkontingent	Staatliche Mengensteuerung EE	Technologiespezifische Förderung
SRU	Maßnahmen für Übergang zu 100% Erneuerbare	<p>Kurzfristig:</p> <ul style="list-style-type: none"> Gleitende Marktprämie (Ausnahmen für Kleinanlagen im Übergang erwägen) Förderungsstopp für Anbau-Biomasse unbedingt erwägen <p>Langfristig (im Endausbaustadium):</p> <ul style="list-style-type: none"> Übergang zu Leistungspreissystem für Technologien, die sich nicht komplett über Markt finanzieren können 	Dezentrale Vermarktung	<p>Administrativ festgelegt (nicht parlamentarisch)</p> <ul style="list-style-type: none"> technologiespezifisch standortspezifisch Anpassung nach technischem Fortschritt gemäß EEG 	<p>Erhalt des Einspeisevorgangs und des Anschlusszwangs; Förderzeitraum wird um abgeregelte Stunden verlängert (kWh-Kontingent);</p> <p>Regionale Koordination: Berücksichtigung standort- und technologiespezifischer (dadurch gesamtsystemsicher) Effekte bei Festlegung des Referenzerlöses (Grundlage für Marktprämie)</p>	System von Leistungspreisen auf der Nachfrageseite zur Finanzierung der Infrastruktur	Förderkontingent (Leistungs-, technologie- und standortspezifisch)	<p>Langfristig Übergang von Preissteuerung auf direkte Mengensteuerung</p> <p>Regelmäßige Kontrolle des PV-Deckels/-korridors (im Hinblick auf ein zukünftig mehrheitlich strombasiertes Energiesystem)</p>	Ja
VKU/enervis	Komplette Systemtransformation bis 2050	<p>Kapazitätsprämie für EE</p> <p>Potenziell zusätzliche Leistungszahlungen für steuerbare EE (Leistungszertifikatemarkt)</p>	<p>Dezentral: Obligatorische dezentrale Vermarktung</p> <ul style="list-style-type: none"> über alle Teilmärkte (Strom, Leistung, Regelleistung, Wärme) 	<p>Auktion</p> <ul style="list-style-type: none"> jährlich standortspezifisch technologiespezifisch rundenbasierte Auktion mit steigenden Preisen keine Mindest- oder Maximalanlagengrößen Vorlaufzeit nach Technologien gestaffelt (z. B. kürzerer Vorlauf für PV) 	<p>Keine Angabe zur Entschädigung bei Abregelung auf Grund von Netzengpässen</p> <p>Berücksichtigung der Netzauslastung bei regional differenzierter Auktionierung (geringere Ausbaumengen in Gebieten mit stark ausgelasteten Netzen)</p> <p>Regulierung: Zeitverzug zwischen Investition und Mittelrückfluss auf Verteilnetzebene muss beseitigt werden</p>	Befreiung der EE-Eigenenerzeugung von der EEG-Umlage weder gerechtfertigt noch umsetzbar.	Förderzeitraum: AfA (Absetzung für Abnutzung) bzw. Finanzierungsdauer des Projekts	<p>Auktion</p> <ul style="list-style-type: none"> jährlich technologiespezifisch regional differenziert 	Ja

Tabelle 3: Effekte der Vorschläge zur Refinanzierung der erneuerbaren Energien

Studie	Risiko für Vermarkter	Risiko für Anlagenbetreiber/Auswirkung auf Akteursstruktur	Kosteneffizienz	Verhalten bei negativen Strompreisen
Referentenentwurf	<p>Gleitende Marktprämie:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Marktpreisrisiko: Abweichung vom mittleren Marktwert der jeweiligen Technologie ■ Prognoseunsicherheit (Bilanzkreisverantwortung) ■ Wetter ■ technische Verfügbarkeit 	<p>Gleitende Marktprämie:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Ausfall des Direktvermarkters und reduzierte Vergütung durch „Ausfallvermarkter“ ■ Wetter ■ technische Verfügbarkeit <p>Zentrale Vermarktung für Betreiber von Kleinanlagen (überwiegend PV) soll breite Beteiligung ermöglichen</p> <p>Auktionierung (spätestens ab 2017) birgt Risiko des ausbleibenden Zuschlags trotz Planungskosten -> könnte kleine Akteure abschrecken</p>	<p>Striktere Mengensteuerung durch „atmende Deckel“</p> <p>Begrenzung des Zubaus an Biomasseanlagen</p> <p>Absenkung der Vergütungssätze speziell für gute Onshore-Wind-Standorte</p> <p>Streichen der Managementprämie</p> <p>Vergleichsweise geringe Risikoprämien (gegenüber fixer Marktprämie), aber höher als bei Einspeisevergütungen oder optionaler gleitender Marktprämie</p> <p>Erhöhte Nachfrageorientierung der EE-Erzeugung soll Marktwert des EE-Stroms steigern und Systemkosten senken</p> <p>Wettbewerb durch Auktionierung von Prämien (spätestens ab 2017) verhindert Überförderung</p>	<p>Abregelung von EE-Anlagen aus betriebswirtschaftlichen Gründen bei Marktpreis unterhalb der „negativen Marktprämie“</p> <p>Bei Anlagen in der zentralen Vermarktung besteht kein Anreiz die Produktion einzustellen, da weiterhin vergütet wird</p>

Studie	Risiko für Vermarkter	Risiko für Anlagenbetreiber/Auswirkung auf Akteursstruktur	Kosteneffizienz	Verhalten bei negativen Strompreisen
Agora	<p>Gleitende Marktprämie:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Marktpreisrisiko: Abweichung vom mittleren Marktwert der jeweiligen Technologie ■ Prognoseunsicherheit (Bilanzkreisverantwortung) ■ Wetter ■ technische Verfügbarkeit 	<p>Gleitende Marktprämie:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Ausfall des Direktvermarkters und evtl. reduzierte Vergütung durch „Ausfallvermarkter“ ■ Wetter ■ technische Verfügbarkeit ■ Keine Angaben zur genauen Ausgestaltung der verpflichtenden Direktvermarktung; z. B. Höhe der Ausfallvergütung, etc. <p>Zentrale Vermarktung von Kleinanlagen (PV) soll kleinen Akteuren weiterhin Beteiligung ermöglichen</p>	<p>Vergleichsweise geringe Risikoprämien (gegenüber fixer Marktprämie)</p> <p>Verminderung der administrativen Kosten durch stark vereinfachte Vergütungssystematik</p> <p>Fokussierung auf kosteneffizienteste EE-Technologien durch einheitlichen Vergütungssatz</p> <p>Abschmelzen der Renditen für Anlagenbetreiber/Direktvermarkter durch Abschaffung sämtlicher Boni und Absenkung der Managementprämie</p> <p>Erhöhte Nachfrageorientierung durch Direktvermarktung von Anlagen >1MW</p>	<p>Abregelung von EE-Anlagen > 1 MW aus betriebswirtschaftlichen Gründen bei Marktpreis unterhalb der "negativen Marktprämie"</p> <p>Bei Anlagen < 1 MW besteht kein Anreiz die Produktion einzustellen, da weiterhin vergütet wird</p>

Studie	Risiko für Vermarkter	Risiko für Anlagenbetreiber/Auswirkung auf Akteursstruktur	Kosteneffizienz	Verhalten bei negativen Strompreisen
BDEW	<p>Gleitende Marktprämie:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Marktpreisrisiko: Abweichung vom mittleren Marktwert der jeweiligen Technologie ■ Prognoseunsicherheit (Bilanzkreisverantwortung) ■ Wetter ■ technische Verfügbarkeit <p>Fixe Marktprämie:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Marktpreisrisiko: kurz- und langfristige Unsicherheit ■ Prognoseunsicherheit (Bilanzkreisverantwortung) ■ Wetter ■ technische Verfügbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Ausfall des Direktvermarkters und evtl. reduzierte Vergütung durch „Ausfallvermarkter“ ■ evtl. Teile des Marktpreisrisikos (je nach Vertrag mit dem Direktvermarkter) ■ Wetter ■ technische Verfügbarkeit <p>Auktionierung birgt Risiko des ausbleibenden Zuschlags trotz Planungskosten -> könnte kleine Akteure abschrecken</p> <p>Akteursbreite soll durch intelligentes Auktionsdesign (zur Ermittlung der fixen Marktprämie) bewahrt werden</p>	<p>Wettbewerb durch Auktionierung der Prämien:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Vermeidung von Überförderung EE ■ Innovationsdruck <p>Erhöhte Nachfrageorientierung der EE-Erzeugung soll Marktwert des EE-Stroms steigern und Systemkosten senken</p> <p>Strommengenkontingentierung</p>	Kein Anreiz für EE bei negativen Marktpreisen zu produzieren durch Strommengenkontingentierung der Förderung

Studie	Risiko für Vermarkter	Risiko für Anlagenbetreiber/Auswirkung auf Akteursstruktur	Kosteneffizienz	Verhalten bei negativen Strompreisen
BMWi/ifo	<p>Fixe Marktprämie (kurzfristig):</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Marktpreisrisiko: kurz- und langfristige Unsicherheit ■ Prognoseunsicherheit (Bilanzkreisverantwortung) ■ Wetter ■ technische Verfügbarkeit <p>Quotenmodell (langfristig):</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Marktpreisrisiko: kurz- und langfristige Unsicherheit durch Erlöse aus Strom- und Grünstromzertifikatemarkt 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Ausfall des Direktvermarkters und evtl. reduzierte Vergütung durch „Ausfallvermarkter“ ■ evtl. Teile des Marktpreisrisikos (je nach Vertrag mit dem Direktvermarkter) ■ Wetter ■ technische Verfügbarkeit <p>Soziale Akzeptanz ist gegeben, wenn Kosteneffizienz erreicht ist</p>	<p>Wettbewerb</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ um effizienteste EE-Technologie zur Erfüllung der Quote ■ um die Vermarktung der EE 	<p>Fixe Marktprämie: Abregelung von EE-Anlagen aus betriebswirtschaftlichen Gründen bei Marktpreis unterhalb der „negativen Marktprämie“</p> <p>Quote: Abregelung von EE-Anlagen aus betriebswirtschaftlichen Gründen bei erwartetem „negativem Zertifikatspreis“</p>
BWS/IZES	<p>Bürgermodell:</p> <p>Marktpreisrisiko: Möglichkeit der Erfolgsbeteiligung und Pönalisierung der ÜNBs prüfen</p> <p>Integrationsmodell:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Marktpreisrisiko: kurz- und langfristige Unsicherheit (gedämpft durch Preisunter- und -obergrenzen) ■ Prognoseunsicherheit (Bilanzkreisverantwortung) ■ Wetter ■ technische Verfügbarkeit 	<p>Bürgermodell:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Inflation (vgl. IASS) ■ Wetter ■ technische Verfügbarkeit <p>Integrationsmodell:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Ausfall des Direktvermarkters und evtl. reduzierte Vergütung durch „Ausfallvermarkter“ ■ evtl. Teile des Marktpreisrisikos (je nach Vertrag mit dem Direktvermarkter) ■ Wetter ■ technische Verfügbarkeit <p>Differenzierte Risikoallokation und Wahlfreiheit zwischen Modellen soll große Akteursbreite gewährleisten</p>	<p>Bürgermodell:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Minimierung der Kapitalkosten durch hohe Investitionssicherheit ■ Anreiz zur Kostensenkung durch technologie-differenzierte degressive Vergütungssätze <p>Integrationsmodell: Wettbewerb zwischen Direktvermarktern (Stufe 1+2) und zwischen Anlagenbetreibern durch Kapazitätsausschreibung (Stufe 2)</p> <p>Abschöpfen von Produzentenrenten durch technologie- und z. T. regionaldifferenzierte Vergütungen und Prämien</p>	<ul style="list-style-type: none"> ■ Bürgermodell: Abregelung ohne Entschädigung bei negativen Strompreisen, Verlängerung des Vergütungszeitraums um abgeregelter Zeit, Pönalisierung der konventionellen Kraftwerke bei Abregelung von EE zur Prüfung vorgeschlagen ■ Integrationsmodell: Abregelung aus betriebswirtschaftlichen Gründen bei 0€/MWh

Studie	Risiko für Vermarkter	Risiko für Anlagenbetreiber/Auswirkung auf Akteursstruktur	Kosteneffizienz	Verhalten bei negativen Strompreisen
IASS	<p>Dargebotsabhängige Erneuerbare:</p> <ul style="list-style-type: none"> Vermarkter tragen kein Risiko bei Einspeisevergütungen <p>Steuerebare Erneuerbare:</p> <ul style="list-style-type: none"> Mengenrisiko: Erzeugung richtet sich nach dem Marktpreis (wie bei konventionellen Kraftwerken) Marktpreisrisiko: Abweichung vom mittleren Marktpreis 	<ul style="list-style-type: none"> Inflation: Abgeregelte Zeiten werden an das Ende des Vergütungszeitraums angehängt Wetter technische Verfügbarkeit <p>Akteursbreite soll durch geringe Risikoprämien bei der Finanzierung sowie einfache Regulierung erhalten/gefördert werden</p>	<p>Minimierung der Zubaukosten der angebotsseitigen Systemsäulen Wind und PV durch Minimierung ihrer Kapitalkosten</p> <p>Zentrale Vermarktung EE:</p> <ul style="list-style-type: none"> hohe Prognosegüte durch große Portfolien <p>Regulierung des goldenen Endes: Nutzung abgeschriebener EE-Anlagen zur Entlastung des EEG-Kontos</p>	<p>Aussetzen bei stark negativen Strompreisen</p> <ul style="list-style-type: none"> Anreiz für Flexibilisierung von konventionellen Kraftwerken und Stromnachfrage Entlastung des EEG-Kontos
Monopolkommission	<ul style="list-style-type: none"> Marktpreisrisiko: kurz- und langfristige Unsicherheit durch Erlöse aus Strom- und Grünstromzertifikatemarkt Prognoseunsicherheit (Bilanzkreisverantwortung) Wetter technische Verfügbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> Ausfall des Direktvermarkters und evtl. reduzierte Vergütung durch „Ausfallvermarkter“ evtl. Teile des Marktpreisrisikos (je nach Vertrag mit dem Direktvermarkter) Wetter technische Verfügbarkeit <p>De minimis Regelung (<100 kW) für Übergangszeit soll kleinen Akteuren Teilnahme ermöglichen</p>	<p>Quote nach schwedischem Vorbild schafft Effizienz durch:</p> <ul style="list-style-type: none"> günstiges Tech-Portfolio Vermeidung Überförderung bessere Abstimmung mit Netzausbau (durch räumliche Differenzierung) Anreiz für Lastfolgebetrieb, d. h. Systemkostensenkung 	<p>Solange EEG weiterbesteht: Keine Vergütung</p> <p>Quote: Keine Ausgabe von Grünstromzertifikaten bei negativen Strompreisen, d. h. Abregelung bei 0€/MWh</p>

Studie	Risiko für Vermarkter	Risiko für Anlagenbetreiber/Auswirkung auf Akteursstruktur	Kosteneffizienz	Verhalten bei negativen Strompreisen
MVV/arrhenius	<p>Gleitende Marktprämie:</p> <ul style="list-style-type: none"> Marktpreisrisiko: Abweichung vom mittleren Marktwert der jeweiligen Technologie Prognoseunsicherheit (Bilanzkreisverantwortung) Wetter technische Verfügbarkeit <p>Fixe Marktprämie:</p> <ul style="list-style-type: none"> Marktpreisrisiko: kurz- und langfristige Unsicherheit Prognoseunsicherheit (Bilanzkreisverantwortung) Wetter technische Verfügbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> Ausfall des Direktvermarkters und evtl. reduzierte Vergütung durch „Ausfallvermarkter“ evtl. Teile des Marktpreisrisikos (je nach Vertrag mit dem Direktvermarkter) Wetter technische Verfügbarkeit <p>Stufenmodell soll hohe Akteursvielfalt unterstützen (lernendes System); schrittweise Risikoübernahme durch Anlagenbetreiber</p> <p>Auktionierung birgt Risiko des ausbleibenden Zuschlags trotz Planungskosten -> könnte kleine Akteure abschrecken</p>	<p>Wettbewerb zwischen</p> <ul style="list-style-type: none"> Direktvermarktern (Stufe 1) Anlagenbetreibern einer Technologie (Stufe 2) Anlagenbetreibern aller Technologien (Stufe 3) <p>Vergleichsweise geringe Risikoprämien (bei gleitender Marktprämie)</p> <p>Erhöhte Nachfrageorientierung der EE-Erzeugung soll Marktwert des EE-Stroms steigern und Systemkosten senken</p>	<p>Abregelung von EE-Anlagen aus betriebswirtschaftlichen Gründen bei Marktpreis unterhalb der „negativen Marktprämie“</p>

Studie	Risiko für Vermarkter	Risiko für Anlagenbetreiber/Auswirkung auf Akteursstruktur	Kosteneffizienz	Verhalten bei negativen Strompreisen
SRU	<p>Gleitende Marktprämie:</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Marktpreisrisiko: Abweichung vom mittleren Marktwert der jeweiligen Technologie ■ Prognoseunsicherheit (Bilanzkreisverantwortung) ■ Wetter ■ technische Verfügbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Ausfall des Direktvermarkters und evtl. reduzierte Vergütung durch „Ausfallvermarkter“ ■ Inflation: Abgeregelte Zeiten werden an das Ende des Vergütungszeitraums angehängt ■ Wetter ■ technische Verfügbarkeit <p>De minimis Regelung (<100 kW) für Übergangszeit soll kleinen Akteuren Teilnahme ermöglichen</p>	<p>Vergleichsweise geringe Risikoprämien (gegenüber fixer Marktprämie)</p> <p>Erhöhte Nachfrageorientierung der EE-Erzeugung soll Marktwert des EE-Stroms steigern und Systemkosten senken</p>	Keine Vergütung; Stunden an Förderende anhängen
VKU/enervis	<ul style="list-style-type: none"> ■ Marktpreisrisiko: kurz- und langfristige Unsicherheit ■ Prognoseunsicherheit (Bilanzkreisverantwortung) ■ Wetter ■ technische Verfügbarkeit 	<ul style="list-style-type: none"> ■ Ausfall des Direktvermarkters und evtl. reduzierte Vergütung durch „Ausfallvermarkter“ ■ evtl. Teile des Marktpreisrisikos (je nach Vertrag mit dem Direktvermarkter) ■ Wetter ■ technische Verfügbarkeit <p>Auktionierung birgt Risiko des ausbleibenden Zuschlags trotz Planungskosten -> könnte kleine Akteure abschrecken</p> <p>Verzicht auf Mindestgrößen bei der Auktionierung von Kapazitäten soll Teilnahme kleiner Akteure gewährleisten</p>	<p>Wettbewerb durch Auktionierung von Kapazitäten verhindert Überförderung</p> <p>Langfristig planbare Erlöse durch Kapazitätsprämie reduzieren Risikoprämien</p> <p>Abschöpfen von Produzentenrenten durch technologie- und evtl. regionaldifferenzierte Kapazitätsprämien</p>	Abregelung von EE-Anlagen aus betriebswirtschaftlichen Gründen bei 0€/MWh

Abkürzungsverzeichnis

Agora – Agora Energiewende

BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft

BET – Büro für Energiewirtschaft und technische Planung

BMUB – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit

BMWi – Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

BWS – Baden-Württemberg Stiftung gGmbH

EE – Erneuerbare Energien

EEG – Erneuerbare Energien Gesetz

EnWG – Energiewirtschaftsgesetz

FfE – Forschungsstelle für Energiewirtschaft

IASS – Institute for Advanced Sustainability Studies

Ifo – Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung

IZES – Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH

MVV – Mannheimer Versorgungs- und Verkehrsgesellschaft mbH

PV – Photovoltaik

SRU – Sachverständigenrat für Umweltfragen

ÜNB – Übertragungsnetzbetreiber

VKU – Verband kommunaler Unternehmen



IASS Working Paper Februar 2014

Institute for Advanced Sustainability Studies Potsdam (IASS) e. V.

Kontakt Autor:

Dominik Schäuble: Dominik.Schaeuble@iass-potsdam.de

Adresse:

Berliner Strasse 130
14467 Potsdam
Deutschland
Telefon 0049 331-28822-389
www.iass-potsdam.de

E-Mail:

media@iass-potsdam.de

Vorstand:

Prof. Dr. Dr. h. c. mult. Klaus Töpfer
Prof. Dr. Dr. h. c. mult. Carlo Rubbia
Prof. Dr. Mark Lawrence

Generalsekretär:

Dr. Dr. Mario Tobias

DOI: 10.2312/iass.2014.002

