



POTSDAM-INSTITUT FÜR  
KLIMAFOLGENFORSCHUNG

## ***EE Förderinstrumente & Risiken: Eine ökonomische Aufarbeitung der Debatte zur EEG Reform***

Diskussionspapier, März 2014

Dr. Michael Pahle\*

Oliver Tietjen

Fabian Joas

Dr. Brigitte Knopf

\*Kontakt: [michael.pahle@pik-potsdam.de](mailto:michael.pahle@pik-potsdam.de)

## 1. Einleitung

Die neue Bundesregierung hat sich zum Ziel gesetzt, das Gesetz zur Förderung der EE noch in diesem Jahr grundlegend zu reformieren und dafür am 10. Februar einen Gesetzentwurf vorgelegt. Weil sich eine solche Maßnahme schon seit längerem abzeichnete, sind dafür in den letzten zwei Jahren eine Reihe von Vorschlägen für die Ausgestaltung eines entsprechenden Förderinstruments veröffentlicht worden, von denen Tabelle 1 eine Auswahl zeigt. Allen Studien ist gemeinsam, dass Kosten bzw. Effizienz als Designkriterium für die Ausgestaltung des Förderinstruments eine besondere Rolle spielen. Dies liegt nicht zuletzt daran, dass die gestiegenen Förderkosten des EEG als ein wesentlicher Grund genannt werden, um die Förderung zu reformieren. Auch wenn in vielen Studien eine Reihe von weiteren Kriterien zum Einsatz kommt, sind die Kosten politisch von besonderer Relevanz.

<b>Autoren / Auftraggeber</b>	<b>Studie</b>
Agora Energiewende (2013)	<i>Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess</i>
BDI (2013)	<i>Energiewende ganzheitlich denken</i>
BDEW (2013)	<i>Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG</i>
Enervis & BET (2013) [im Auftrag des VKU]	<i>Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland</i>
Frondelet al. (2012) [RWI; im Auftrag der NISM]	<i>Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien</i>
Frontier Economics (2012) [im Auftrag von EnBW]	<i>Die Zukunft des EEG – Handlungsoptionen und Reformansätze</i>
Haucap & Kühling (2012) [im Auftrag des SMWA]	<i>Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien</i>
Jacobs et al. (2013) [IASS]	<i>Eckpunkte für die Gestaltung der Energiewende</i>
Kopp et al. (2013) [arrhenius, Ecofys, MVV & Takon]	<i>Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien</i>
Leprich et al. (2013) [IZES, Universität Würzburg & BET; im Auftrag der BW Stiftung]	<i>Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes</i>
Löschel et al. (2013) [ZEW]	<i>Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen: Skizze einer neuen Marktordnung</i>
Monopolkommission (2013)	<i>Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende</i>
SR Umwelt (2013)	<i>Den Strommarkt der Zukunft gestalten</i>
SR Wirtschaft (2013)	<i>Energiepolitik: Warten auf die dringend notwendigen Weichenstellungen. Kapitel 10 des Jahresgutachten 2013/14</i>

**Tabelle 1: Vorschläge zur EEG Reform bzw. zum Strommarktdesign**

Im Hinblick auf die Kosten ist ein Aspekt von zentraler Bedeutung: die mit der Wahl des Förderinstruments verbundenen Risiken bzw. deren Verteilung zwischen Investoren und Konsumenten. Dies zeigt sich vor allem am Beispiel der handelbaren Grünstromzertifikate (Quote). Befürworter dieses Instruments verweisen darauf, dass Investoren durch die damit verbundene Übernahme von Risiken Anreize zu effizienterem Handeln haben. Gegner dieses Instruments hingegen verweisen auf die anfallenden Kosten durch vergleichsweise hohe Risikoprämien. Dieses Beispiel zeigt, dass Risiko – in Form von „Vermeiden“ und „Übernehmen“ – gleichzeitig als Argument für und gegen ein und dasselbe Förderinstrument angebracht wird. Diese unterschiedlichen Standpunkte ziehen unterschiedliche Forderungen nach

der Allokation des Risikos mit sich, die letztendlich den Kern der Debatte um die Reform des EE Förderinstruments darstellen.

Doch obwohl Risiken eine wichtige Rolle spielen werden sie in den Vorschlägen – wenn überhaupt – meist nur oberflächlich behandelt. Dabei gibt es eine Reihe von wichtigen Fragen, die in diesem Zusammenhang immer wieder auftauchen: Was bedeutet Risiko überhaupt und in welchem Zusammenhang steht es mit Unsicherheit? Können Risiken reduziert bzw. komplett vermieden werden? Welche Risiken sind überhaupt mit der Förderung der EE verbunden und wie werden sie durch unterschiedliche Instrumente auf Investoren und Konsumenten verteilt? Und in welchem Zusammenhang stehen Marktintegration und Risiken?

Dieses Papier beleuchtet diese Fragen aus ökonomischer Sicht und ordnet die Ergebnisse abschließend politisch ein. Dabei werden an wesentlichen Stellen Argumente und Positionen aus ausgewählten Vorschlägen aufgegriffen, um davon ausgehend den jeweiligen Sachverhalt zu erörtern bzw. um diese Argumente zu beleuchten. Das Ziel dieses Papiers ist damit, die Debatte um die EE Förderinstrumente im Hinblick auf die mit Bezug zu Risiken vorgebrachten Argumente aus ökonomischer Sicht aufzuarbeiten; eine unmittelbare Bewertung der Instrumente erfolgt nicht.

Das Papier ist wie folgt aufgebaut: Abschnitt 2 beginnt mit einer grundlegenden Betrachtung des Risikos für die Kosten der Stromversorgung aus gesellschaftlicher Sicht. Es wird dargestellt, worin dieses Risiko besteht, wie es ggf. reduziert werden kann und ob es in dieser Hinsicht eine Unterscheidung zwischen öffentlichen und privaten Investitionen geben sollte. Auf dieser Basis wird erläutert, dass die Reduzierung von Risiken für EE Investoren durch bestimmte Förderinstrumente lediglich zu einer Verschiebung dieser Risiken auf andere Investoren bzw. Stromkunden und damit unterschiedlichen Risikoallokationen führt, das gesellschaftliche Gesamtrisiko dabei allerdings erhalten bleibt. In Abschnitt 3 werden die Risikoallokationen unterschiedlicher Förderinstrumente genauer betrachtet und erläutert, welche konkreten Risiken bestehen und wie sich diese ggf. durch die Steuerung eines Instruments reduzieren lassen. In Abschnitt 4 werden die unterschiedlichen Risiken der verschiedenen Förderinstrumente für EE Investoren genauer beschrieben. Es wird dargestellt, dass die Marktintegration der EE gleichbedeutend mit der Übernahme von Risiken ist, deren letztendlich erwünschter Effekt eine Verhaltensänderung ist, die das Eigeninteresse der Investoren im Markt in unternehmerische Initiative zum gesellschaftlichen Wohl übersetzt (dynamische Effizienz). Dabei wird auch diskutiert, welche Auswirkungen das Tragen von Risiken auf die Struktur der Akteure bzw. Investoren hat. In Abschnitt 5 werden die obigen Befunde zusammengefasst und vor diesem Hintergrund die aktuellen Eckpunkte der Bundesregierung zur EEG Reform eingeordnet und diskutiert.

## 2. Gesellschaftliches Kostenrisiko & Risikokosten der EE Förderung

Im Hinblick auf die Risiken der EE Förderung stellt sich zuallererst die Frage, welches konkrete Risiko aus gesellschaftlicher Sicht überhaupt von Belang ist und wodurch es entsteht. Aus ökonomischer Sicht wird im Fall gegebener politischer Ziele in der Regel die Kosteneffektivität als Evaluationskriterium herangezogen, also zu welchen Kosten dieses Ziel jetzt und in Zukunft erreicht werden kann. Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass die Erzeugung von EE Strom mit der sonstigen Stromversorgung interagiert. Aus diesem Grund sind volkswirtschaftlich gesehen nicht allein die Förderkosten für EE Strom relevant, sondern die gesamten Kosten der Stromversorgung bei einem gegebenen Ziel für den EE Stromanteil.

Ganz allgemein – und vorerst unabhängig von den EE – besteht hinsichtlich dieser Kosten der Stromversorgung dahingehend ein Risiko, dass aus heutiger Sicht Unsicherheiten darüber bestehen, mit welchem Technologiemix zukünftig die geringstmöglichen Gesamtkosten zu erreichen sind. Denn wesentliche Kostenfaktoren wie zum Beispiel Anlagen- und Brennstoffpreise verändern sich im Lauf der Zeit und sind langfristig nur schwer vorhersagbar<sup>1</sup>. Daher ist das Tätigen von Investitionen bzw. der Ausbau des Kraftwerkparcs mit einem Kostenrisiko verbunden, das in Anlehnung an die Risikodefinition von Kast & Laped (2006:2) wie folgt definiert werden kann: Heutige (sichere) Investitionen in Erzeugungskapazitäten transformieren sich in eine Verteilung von zukünftigen Stromversorgungskosten. Von Bedeutung dabei ist, dass sich nach der gängigen Definition von Knight (1921) Risiko nur auf den Teil der Unsicherheit bezieht, der sich über konkrete Wahrscheinlichkeiten quantifizieren lässt. Das bedeutet, dass Risiko eine prinzipiell kalkulierbare Größe ist und sich wie in Abbildung 1 schematisch dargestellt aus einer Wahrscheinlichkeitsverteilung ableitet. Die blaue Linie entspricht der Wahrscheinlichkeitsverteilung der zukünftigen Kosten (C); die rote vertikale Linie kennzeichnet den Mittelwert und die rote horizontale Linie die Standardabweichung, die häufig als Maß für das Risiko herangezogen wird.

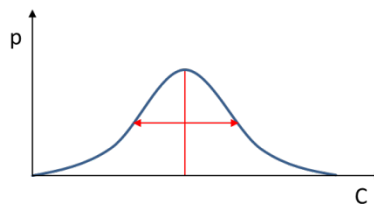


Abbildung 1: Schematische Darstellung des Risikos zukünftiger Kosten

Angesichts dieser Situation stellt sich die Frage, ob und wie das Kostenrisiko gegebenenfalls reduziert werden kann. Ansätze und Verfahren dafür liefert die Portfoliotheorie, die Investitionsverhalten und -strategien an Kapitalmärkten untersucht; eine kurze Darstellung der Grundlagen findet sich zum Beispiel bei Awerbuch & Berger (2003). Die auf Basis dieser Theorie ermittelten effizienten Portfolios kennzeichnen sich dadurch, dass sie die erwarteten Kosten für ein gegebenes Risiko minimieren bzw. für gegebene erwartete Kosten das Risiko minimieren. In anderen Worten: ein effizientes Portfolio nimmt kein unnötiges Risiko in Kauf (Awerbuch & Berger 2003:4). In der Menge aller möglichen Portfolios bilden die effizienten Portfolios den sogenannten „effizienten Rand“ (*risk efficient frontier*), der in Abbildung 2 als blaue Kurve entlang der (effizienten) Portfolien A-B-C schematisch für die gesellschaftliche Kostenper-

<sup>1</sup> Analog zum Kostenrisiko besteht auch ein Nutzenrisiko, das allerdings hier nicht betrachtet wird.

spektive<sup>2</sup> dargestellt ist. Die Menge aller möglichen Portfolios liegt „rechts“ dieser Kurve und ist beispielhaft durch das (nicht-effiziente) Portfolio D dargestellt.

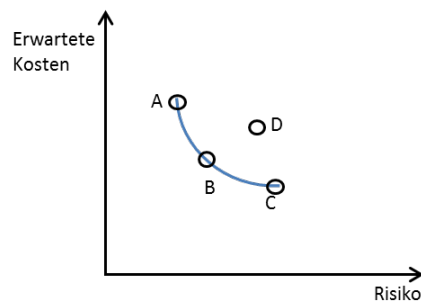


Abbildung 2: Schematischer effizienter Rand (gesellschaftliche Perspektive)

Kernidee der Portfoliotheorie ist, dass das Risiko von Investitionen durch Diversifizierung reduziert werden kann. Diversifizierung beruht auf dem Umstand, dass die Varianz der zukünftigen Kosten – also das Risiko – eines Portfolios geringer ist als die Summe der einzelnen Varianzen aller Anlagen innerhalb des Portfolios, sofern deren Risiken nicht vollständig miteinander korreliert sind (*portfolio effect*). Übertragen auf die Stromversorgung bedeutet dies, dass sich das Kostenrisiko durch eine geeignete Diversifizierung des Technologiemies bzw. der entsprechenden Investitionen reduzieren lässt. Beispielsweise kann es bei unsicheren Brennstoffpreisen weniger riskant sein, ein Kohlekraftwerk und ein Gaskraftwerk zu bauen als nur ein Kraftwerk (Gas oder Kohle) mit der gleichen Gesamtkapazität, da das Preisrisiko beider Brennstoffe nicht vollständig miteinander korreliert ist. Diese Theorie wird im Stromsektor seit den 70er Jahren sowohl aus gesellschaftlicher als auch privatwirtschaftlicher Perspektive angewendet; eine Übersicht über bisherige Arbeiten und weitere Anwendungen finden sich bei Roques et al. (2008) und Lynch et al. (2013).

Die Reduzierung des Risikos durch Diversifizierung bedeutet allerdings gleichzeitig, dass sich der Erwartungswert der Kosten der Stromversorgung erhöht. Das ergibt sich aus dem Verlauf des effizienten Rands: je geringer das gegebene Risiko, desto höher die erwartete Kosten des Portfolios. Ein gegenüber zukünftigen Kostenrisiken besser abgesicherter Technologiemies führt also zu höheren erwarteten Kosten der Stromversorgung und entsprechend zu höheren Strompreisen. Dieser Effekt ist in Abbildung 3 dargestellt.

<sup>2</sup> Bei privaten Investoren ist der Bezugspunkt der Ertrag und nicht die Kosten. In diesem Fall ist der effiziente Rand konkav und nicht konvex.

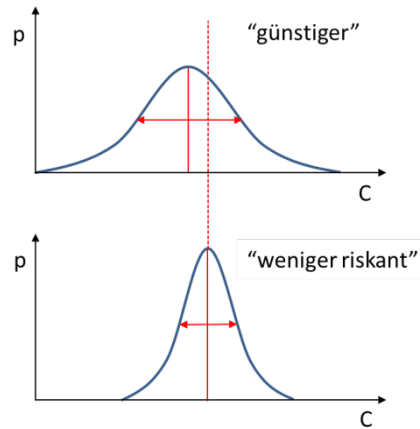


Abbildung 3: Schematische Darstellung der erwarteten Kosten & Risiken zweier Portfolien

Wie entscheidet sich nun die Wahl zwischen einem eher riskanten (aber erwartet günstigerem) und einem eher weniger riskantem (aber erwartet teurerem) Portfolio? In dieser Hinsicht maßgeblich ist die Risikoaversion der Gesellschaft bzw. der Investoren, die diese Entscheidung treffen. Risikoneutrale Investoren sind indifferent gegenüber Risiko und entscheiden sich für das „günstigere“ Portfolio, wohingegen sich risikoaverse Investoren für das „weniger riskante“ Portfolio entscheiden. Entscheidend dafür ist, in welcher Form die Stromversorgung organisiert ist bzw. durch welche Akteure die Gesellschaft Investitionen tätigt. In einem liberalisierten Markt sind die dezentralen Risikoaversionen der privaten Akteure ausschlaggebend, in einem regulierten Markt hingegen die „zentrale Risikoaversion“ des Regulierers bzw. Staates. Die Frage, ob und wie sich die Risikoaversion in beiden Fällen unterscheidet bzw. unterscheiden sollte wird weiter unten diskutiert. Davon abgesehen gilt auf individueller Ebene, dass Menschen in der Regel umso risikoaverser sind, je höher der Wert der Investition ist (*risk averse at the margin*) (Harrison 2010:39)<sup>3</sup>. Die grundsätzliche Risikobereitschaft bzw. -wahrnehmung wird dabei vermutlich durch kulturelle und genetisch Faktoren bedingt (Barnea, Cronqvist, et al. 2010).

Wenn das Risiko einer Investition die Risikobereitschaft eines Investors überschreitet stehen drei mögliche Kontrakte zum Transfer von Risiko (*risky contracts*) zur Verfügung, die entweder auf Finanzmärkten oder bilateral gehandelt werden (Kast & Lapied 2006:2): (a) Risikoteilung (*risk sharing*) zwischen mehreren Akteuren bzgl. der Investitionen und Erträge, (b) Aufnahme von Fremdkapital mit entsprechender Übertragung des Risikos, und (c) Versicherung. In den beiden letzten Fällen verlangt die Gegenseite (Kapitalgeber bzw. Versicherer) eine zusätzliche Risiko- bzw. Versicherungsprämie, die der Differenz zwischen erwartetem Ertrag und dem sogenannten Sicherheitsäquivalent (*certainty equivalent*) entspricht. Diese Prämien erhöhen als sogenannte Risikokosten (*cost of risk*) zwar die Kosten einer Investition, führen allerdings gleichzeitig zu einer effizienten Risikoallokation: Jeder Akteur trägt genau das Risiko, das er bereit ist zu tragen. Im Hinblick auf die Stromversorgung bedeutet dies, dass sich die Wahl des Risiko-Kosten-Verhältnis des Technologiemixes bzw. Portfolios als Konsequenz der sich über die Märkte (Strommarkt und Finanzmarkt) einstellenden Risikoallokation ergibt.

<sup>3</sup> Dies trifft insbesondere auf „einseitiges“ Risiko zu; beispielsweise werden beim Lottospiel geringer Beträge in Hoffnung auf mögliche hohe Gewinne gesetzt, während mögliche hohe Verluste durch Versicherungen abgesichert werden (Friedman & Savage 1948).

Was bedeuten diese Ausführungen nun im Hinblick auf die Debatte um das Förderinstrument für EE? Numerische Analysen wie beispielsweise von Kitzing (2014) für Windenergie in Dänemark bestätigen, dass Instrumente mit höheren Marktrisiken für Investoren auch höhere Risikoprämien und damit Vergütungssätze erfordern. In dieser Hinsicht wird wie oben beschrieben häufig argumentiert, dass vor allem die Quote wegen vergleichsweise hoher Risikoprämien letztendlich „zu teuer“ sei. Wie allerdings erläutert stellen diese Prämien keine zusätzlichen bzw. „nicht notwendigen“ Kosten dar, weil sie prinzipiell zu einer effizienten Allokation des Risikos und damit einem im Verhältnis von Risiko und Kosten effizienten Technologiemark führen. Daher gilt für den Fall der Förderung durch das EEG, wo aufgrund der festgelegten Vergütung keine oder nur sehr geringe Risikoprämien fällig werden, dass das Risiko nicht „verschwindet“, sondern lediglich von EE Investoren auf Investoren in Konventionelle und Stromverbraucher übertragen wird. Dies ist ein entscheidender Aspekt, der in der Debatte vor allem bei der Kritik an der Quote häufig außer Acht gelassen wird; siehe dazu auch die Ausführungen der Monopolkommission (2013:148).

Aus Sicht von Bofinger (2013) bestehen an dieser Schlussfolgerung jedoch Zweifel, weil das Tragen des Risikos durch den Verbraucher letztendlich mit geringeren Kosten verbunden sei. Ausgangspunkt seiner Kritik ist die mit der Monopolkommission übereinstimmende Feststellung von Frontier Economics (2012), dass es aus gesellschaftlicher Sicht irrelevant sei, ob die Risiken von Investoren oder Stromverbrauchern getragen werden. Er kritisiert dies wie folgt: *„Diese Argumentation übersieht [...], dass man Risiken in einer Volkswirtschaft durch Diversifikation reduzieren kann. Genau hierin besteht der entscheidende Vorteil der Preissteuerung. Die EEG-Umlage beläuft sich derzeit auf rund 0,5 % der Ausgaben eines durchschnittlichen Privathaushalts. Selbst eine unerwartete Verdopplung der Kosten der Preissteuerung würde für die meisten Haushalte somit keine merkliche Belastung bedeuten. Die Risiken der Preissteuerung werden also aufgrund ihres sehr geringen Anteils an den Verbrauchsausgaben nahezu perfekt diversifiziert.“* (Bofinger 2013:30).

Die Details dieses Arguments erläutert Bofinger zwar nicht, aber im Kern handelt es sich dabei um das sogenannte Arrow-Lind Theorem (Arrow & Lind 1970)<sup>4</sup>. Es lässt sich nach Baumstark & Collier (2013) wie folgt zusammenfassen: *„When an investment project yields socio-economic net benefits that are uncertain but independent of the systematic risk of the economy, these benefits should be discounted at the risk free rate if they are disseminated among a large population of stakeholders. This may be the case of a public project whose benefits are distributed within the large population of taxpayers“*. Seine beiden Kernaussagen sind die folgenden (vgl. Jensen & Bailey 1972:4): Erstens, aufgrund der angenommenen Unabhängigkeit vom systematischen Risiko stellt das Projekt eine Versicherung gegenüber der gesamten makroökonomischen Entwicklung dar (Risikodiversifizierung). Zweitens, durch die Verteilung des Risikos auf eine sehr große Zahl von Steuerzahlern fällt der anteilige Betrag relativ gering aus. Unter Annahme sinkender Risikoaversion bzw. marginalen Risikokosten einzelner Individuen bei sinkenden Risiken (siehe oben) wäre die individuelle Risikoprämie damit quasi null (Reduzierung der Risikokosten durch Risikoteilung), was in Abbildung 4 verdeutlicht ist.

---

<sup>4</sup> Weiterhin spricht Bofinger von einer Risikodiversifizierung, meint allerdings in dem von ihm beschriebenen Argument eine Risikoteilung (siehe oben). Diversifizierung ist jedoch auch ein Bestandteil des Theorems.

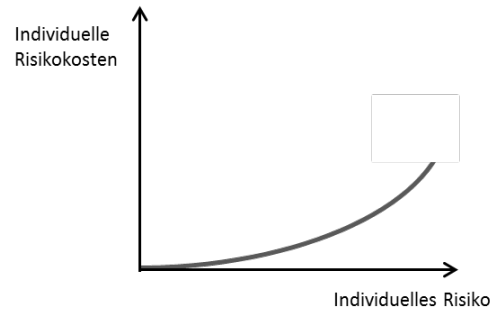


Abbildung 4: Individuelle Risikokosten (nach Baumstark & Gollier 2013)

Beiden Aussagen unterliegen jedoch relativ spezifische Annahmen, die nicht ohne weiteres auf jedes in der Praxis durchgeführte öffentliche Projekt übertragen werden können. In dieser Hinsicht ist das Arrow Lind Theorem vielfach kritisiert bzw. weiter differenziert worden, z.B. ursprünglich von Jensen & Bailey (1972) und in den letzten Jahren von Kast & Lapied (2006), Harrison (2010) und Baumstark & Gollier (2013). Dies betrifft einerseits die Unabhängigkeit des Risikos vom gesamten makroökonomischen Risiko (*systematic risk*): Man kann nicht davon ausgehen, dass öffentliche Projekte tendenziell eine geringere Korrelation haben als private Projekte<sup>5</sup>. Da sich das „gesellschaftliche Portfolio“ aus der Summe aller privaten und öffentlichen Portfolios zusammensetzt, besteht also hier kein systematischer Unterschied. Dementsprechend findet auch keine Diversifizierung bzw. Reduzierung des Risikos statt<sup>6</sup>. Im Hinblick auf die Risikoteilung gibt es zwei wesentliche Gegenargumente: Erstens, anders als die Kosten sind die Nutzen öffentlicher Projekte in der Regel nicht wie von Arrow und Lind angenommen gleich verteilt. Zweitens, Finanzmärkte können die Risiken insgesamt effizienter als der Staat verteilen. Effizient bedeutet dabei, dass jeder Einzelne durch individuelle Beteiligungen an mehr oder weniger riskanten Anlagen bzw. Investitionen an diesen Märkten selbst entscheiden kann, wie viel Risiko er eingehen möchte. Das Risiko wird also insgesamt von den Akteuren und Individuen getragen, die bereit sind es zu tragen bzw. für die es mit den geringsten Kosten einhergeht. Zumindest aus theoretischer Sicht sind damit die gesamtgesellschaftlichen Risikokosten minimal bzw. das Risiko effizient verteilt (siehe oben)<sup>7</sup>.

Anders als von Bofinger postuliert reduziert das EEG bzw. eine Preissteuerung mit Übertragung der Risiken auf die Stromverbraucher daher weder das gesellschaftliche Gesamtrisiko noch dessen Kosten. Zwar unterscheiden sich die Risikoprämien bei den Förderinstrumenten – aber nur, weil sie die tatsächlich vorhandenen Risiken bzw. deren Kosten widerspiegeln bzw. in unterschiedlichem Maß auf die EE Investoren übertragen. Insbesondere ist daher eine Kritik der Quote auf dieser Basis irreführend, denn *„this bang for the buck measure neglects the impacts on actors other than investors in renewables and those who pay subsidies“* (Schmalensee 2012:50). Diese Auswirkungen bzw. die Risikoallokationen der unterschiedlichen Förderinstrumente werden im nächsten Abschnitt genauer betrachtet.

<sup>5</sup> Jensen & Bailey (1972) nennen als Beispiel Infrastrukturen wie Straßen und Strom, deren gesellschaftlicher Wert mit dem wirtschaftlichen Output steigt bzw. fällt, deren Risiken also korreliert sind.

<sup>6</sup> Darüber hinaus bestehen angesichts einer Reihe von historischen Beispielen Zweifel, ob der Staat bei öffentlichen Investitionen überhaupt aktiv das Risiko steuert (Harrison 2010:40).

<sup>7</sup> In der Praxis gilt dies in vollem Umfang allerdings nur dann, wenn *„perfect markets for the fractional claims on the return on assets“* existieren (Jensen & Bailey 1972:12).



### 3. Risikoallokation bei unterschiedlichen EE Förderinstrumenten

Im Folgenden werden die Risikoallokation der gängigen Instrumente – also welche Akteure bei welchem Förderinstrument welches Risiko tragen – in einem stilisierten quasistatischen Modellrahmen untersucht, wobei aus formalen Gründen nur Risiken für Investoren betrachtet werden<sup>8</sup>. Die Analyse unterscheidet vereinfachend nicht zwischen Erzeugung und Investitionen (Kapazität) und geht davon aus, dass nur über die Grenzkosten der EE Unsicherheit besteht. Die durch Wetterunsicherheiten bedingten Unsicherheiten der Erzeugung von fluktuierenden EE werden vorerst nicht betrachtet, aber im Anschluss diskutiert. Weiterhin wird nur eine generische EE Technologie betrachtet und idealisierte Märkte bzw. Förderinstrumente angenommen<sup>9</sup>. Der Ablauf der Entscheidungen innerhalb des Modells ist wie folgt: Im ersten Schritt legt ein Regulator die Förderhöhe des Instruments so fest, dass gemäß den erwarteten Kosten ein bestimmtes EE Mengenziel erreicht wird. Im zweiten Schritt löst sich die Unsicherheit auf und das jeweilige Marktgleichgewicht zwischen erneuerbarer und konventioneller Erzeugung stellt sich ein. Da diese Analyse eine Reihe von vereinfachenden Annahmen trifft wird abschließend diskutiert, in welchem Umfang die Ergebnisse auf die konkrete deutsche Situation übertragbar sind und was dies für den Unterschied bzgl. des regulatorischen Risikos bedeutet.

Im Fall einer fixen Einspeisevergütung wie in Abbildung 5 dargestellt legt der Regulator eine Vergütung fest, durch die sich die EE vollständig finanzieren. Die Menge an erzeugtem EE Strom ( $q_{EE}$ ) ist von links nach rechts dargestellt und ergibt sich damit ausschließlich über die Grenzkosten der EE und die Höhe der Einspeisevergütung (EV). Die Menge an erzeugtem konventionellem Strom ( $q_{KV}$ ) ist von rechts nach links dargestellt und ergibt sich aus der Differenz von Gesamtnachfrage ( $Q$ ) und erzeugtem EE Strom. Der Strompreis entspricht den Grenzkosten der konventionellen Stromerzeugung. Der Regulator legt wie beschrieben die Einspeisevergütung (EV) so fest, dass sich bei den erwarteten Grenzkosten die durch das Ausbauziel vorgegebene Menge an EE einstellt. Weichen die tatsächlichen Kosten allerdings nach unten oder oben ab, so ergeben sich unterschiedliche EE Mengen, die nur durch die Kosten der EE bestimmt sind, weil der Strompreis nicht Teil der Erlöse ist. Diese Spreizung stellt ein EE Mengenrisiko ( $\Delta Q_{EE}$ ) dar, das sich auf den Anteil an konventioneller Erzeugung bzw. den Strompreis überträgt, und somit ein Strompreisrisiko ( $\Delta p$ ) für Investitionen in Konventionelle darstellt.

---

<sup>8</sup> Das Risiko für Konsumenten setzt sich aus zwei zusammenhängenden Komponenten zusammen (Strompreisrisiko, Vergütungsrisiko). Die relative Höhe dieses Risiko kann nicht ohne weiteres grafisch bestimmt werden.

<sup>9</sup> Eine ähnliche, aber weniger umfangreiche Analyse findet sich bei Schmalensee (2012).

### Fixe Einspeisevergütung (Erlöse: $R = EV$ )

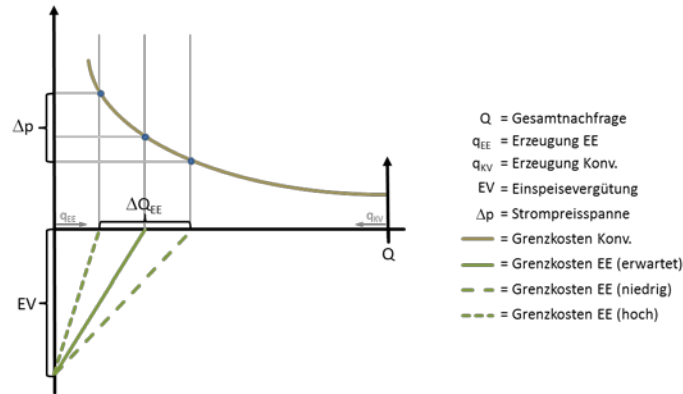


Abbildung 5: Fixe Einspeisevergütung

Im Fall einer Förderung mittels einer Quote wie in Abbildung 6 dargestellt setzt der Regulator lediglich die Menge, die immer „sicher“ erreicht wird, da EE Investoren genau in diesem Umfang die Differenz zwischen Kosten und Strompreis durch den Verkauf von Zertifikaten ausgleichen können. Für EE Investoren besteht jedoch hinsichtlich des Zertifikatspreises ein Vergütungsrisiko, das sich unmittelbar aus der Unsicherheit über die aggregierte EE Kostenkurve ergibt. Durch die konstante EE Menge allerdings besteht kein EE Mengenrisiko ( $\Delta Q_{EE}$ ) und somit auch kein zusätzliches Strompreisrisiko ( $\Delta p$ ) für Investitionen in Konventionelle.

### Quote (Erlöse: $R = p + p_z$ )

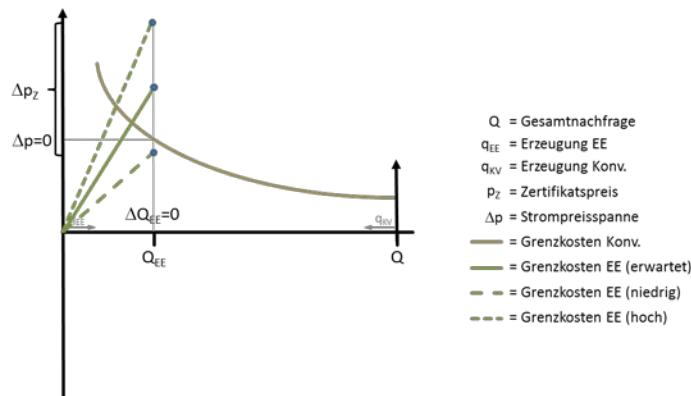


Abbildung 6: Quote

Im Fall einer Förderung mittels einer fixen Marktprämie wie in Abbildung 7 dargestellt stellt sich die Situation komplexer dar. In diesem Fördersystem übernehmen Investoren zwar ein Preisrisiko, tragen allerdings kein Vergütungsrisiko, weil ihnen eine fixe Prämie garantiert wird. Das Tragen des Preisrisikos führt dazu, dass sie die Änderung des Strompreises durch die EE Erzeugung mit einkalkulieren und sie entsprechend anpassen. Stellt sich beispielsweise heraus, dass die Kosten der EE niedriger sind als erwartet, so erhöhen sie ihre Erzeugung soweit, bis die Summe aus Strompreis und Prämie gleich den Grenzkosten der EE ist – jedoch weniger stark als bei der fixen Vergütung, weil sie das dadurch resultie-

rende Absinken des Preises berücksichtigen. Durch diese „gegensteuernde“ Anpassung der Menge reduziert sich im Vergleich zur fixen Einspeisevergütung das EE Mengenrisiko ( $\Delta Q_{EE}$ ) und damit das Strompreisrisiko ( $\Delta p$ ) für Investitionen in Konventionelle.

### Fixe Marktprämie (Erlöse: $R = p + FP$ )

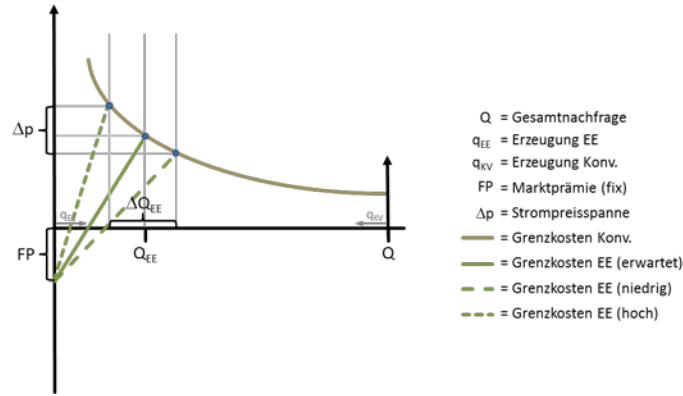


Abbildung 7: Fixe Marktprämie

Wird die fixe Marktprämie regulatorisch festgelegt, so hat auch eine eventuelle Kostenunsicherheit der Konventionellen Auswirkungen auf die entsprechenden Risiken. Dieser Fall ist in Abbildung 8 dargestellt: Das potentielle Mengenrisiko der EE ( $\Delta Q_{EE}$ ) wird größer, weil im Fall hoher Kosten für die EE und niedriger Kosten für die Konventionellen (Punkt A) noch weniger bzw. im umgekehrten Fall (Punkt D) noch mehr EE Strom produziert wird. Das potentielle Strompreisrisiko ( $\Delta p$ ) steigt ebenfalls, weil im Fall hoher Kosten für die EE und hoher Kosten für die Konventionellen (Punkt B) noch mehr bzw. im umgekehrten Fall (Punkt C) noch weniger EE Strom produziert wird. Die letztendliche Ursache dieser Effekte ist, dass der Regulator bei der Festlegung der Marktprämie den späteren Strompreis berücksichtigen muss, über den allerdings durch die Kostenunsicherheit der Konventionellen ebenfalls Unsicherheit besteht. Wie sich dadurch das Gesamtrisiko für Konventionelle in diesem Fall im Vergleich zu einer Einspeisevergütung verändert, kann allerdings in dieser einfachen Analyse nicht ermittelt werden.

### Fixe Marktprämie mit Kostenunsicherheit Konv.

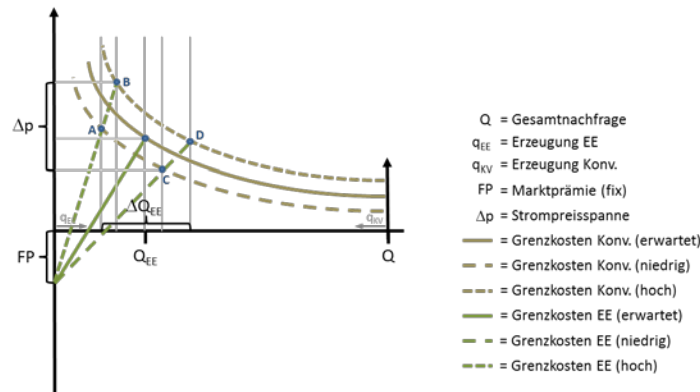


Abbildung 8: Fixe Marktprämie mit zusätzlichem Strompreisrisiko

Diese höheren Risiken lassen sich jedoch auch vermeiden, wenn die Prämie nicht regulatorisch, sondern über eine Auktionierung festgelegt wird. Der Grund dafür ist, dass es sich bei einer Auktionierung ebenfalls um eine Form der Mengensteuerung handelt, sofern festgelegte Mengen bzw. Kapazitäten auktioniert werden. Der prinzipielle Vergütungsmechanismus ist damit – zumindest in dem hier verwendeten Modellrahmen – identisch mit einer Quote, auch wenn die Höhe der Vergütung grundsätzlich über einen anderen Marktmechanismus festgelegt wird. Dementsprechend sind auch die EE Mengengerisiken und die Vergütungsspannen (auktionierte Prämien bzw. Zertifikatspreise) bei beiden Instrumenten identisch (vgl. Abbildung 6).

Die Identität zwischen beiden Instrumenten löst sich jedoch auf, wenn man explizit zwischen Investition und Erzeugung unterscheidet. Denn mit einer auktionierten fixen Marktprämie wird in der Regel der Zubau von Kapazitäten gesteuert, wohingegen eine Quote die tatsächliche Erzeugung im Prinzip „punktgenau“ steuern kann. Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass im Fall von dargebotsabhängigen EE wie Wind und Sonne wetterbedingte Unsicherheiten der Erzeugung bestehen, die sich auch durch eine Quote nicht genau steuern lassen. Werden beispielsweise zum großen Anteil Windenergieanlagen gefördert, so ist die gesamte EE Menge in einem Schwachwindjahr relativ gering und in einem Starkwindjahr relativ hoch. Die Erfüllung der Mengenziele kann zwar bilanziell durch Zurücklegen und Vorwegnehmen (*banking & borrowing*) der Zertifikate erreicht werden, die Volatilität der EE Erzeugung hingegen bleibt davon unberührt. Langfristig spielt diese Volatilität zwar nur eine geringe Rolle, da sich extreme Wetterlagen über die Jahre ausgleichen und Betreiber durch den Bau bzw. das Abschalten von Anlagen auf ein längerfristiges Über- bzw. Unterangebot von Zertifikaten reagieren. Kurz- bis mittelfristig allerdings besteht auch bei einer Quote ein (wetterbedingtes) Mengengerisiko und ein damit verbundenes Strompreisisiko.

Zusammenfassend zeigt sich im Rahmen dieser theoretischen Analysen, dass die Reduzierung der Investitionsrisiken für EE durch die Wahl eines entsprechenden Förderinstruments nicht nur mit einer Übertragung des Risikos auf die Konsumenten, sondern auch mit einer Erhöhung des Investitionsrisikos für Konventionelle einhergeht. Der letztendliche Grund dafür ist die Form der Steuerung durch Preise oder Mengen (vgl. Menanteau, Finon, et al. 2003) bzw. die Einbeziehung des Strommarktes in die Förderung. Bei Unsicherheiten über die Kosten führt eine Steuerung durch Preise (Vergütung) grundsätzlich zu Unsicherheiten über die erzeugte Menge an EE Strom. Muss der EE Strom vermarktet werden (Marktprämie), so wirkt der Strompreis als Korrektiv, da höhere EE Mengen deren Marktwert senken. Wird der EE Strom hingegen nicht vermarktet (Einspeisevergütung), so übersetzt sich die Kostenunsicherheit vollständig in eine Mengenunsicherheit und ein dementsprechendes Investitionsrisiko. Bei einer Mengensteuerung und gleichzeitiger Vermarktung des EE Stroms (Quote) tritt – zumindest langfristig – keine Mengenunsicherheit auf.

Dass es in der Tat zu beachtlichen EE Mengengerisiken durch Kostenunsicherheiten im Fall einer fixen Einspeisevergütung kommen kann zeigt das Beispiel der PV Förderung durch das EEG in den Jahren 2010 bis 2012. In diesem Zeitraum wurden entgegen den ursprünglichen Plänen nach NREAP jährlich jeweils rund 7 GW neue Kapazität zugebaut. Ursache dafür waren vor allem die in dieser Zeit unerwartet stark sinkenden Kosten von PV und die relativ langen Reaktionszeiten für grundlegende Anpassungen der Förderungen, die nur im Rahmen einer EEG Novelle möglich waren. Zwar hat der unmittelbare Effekt auf

die Kosten der EE Förderung einen Eingang in die Debatte gefunden, der indirekte Effekt des damit verbundenen Risikos für Konventionelle allerdings fand weit weniger Beachtung. Genauer gesagt: Investoren in Konventionelle konnten in diesen Jahren ihren Marktanalysen lediglich den nicht verbindlichen Ausbau der PV gemäß NREAP zugrunde legen, der jedoch tatsächlich weit übertroffen wurde. Anekdotischer Evidenz zufolge hätte eine Kenntnis des tatsächlichen Ausbaus zum damaligen Zeitpunkt eine ungünstigere Bewertung von Investitionen in Gaskraftwerke zur Folge gehabt.

Die historischen Probleme des EEG beim Ausbau der PV sind jedoch keine grundlegenden Unzulänglichkeiten dieses Instruments und können in einem gewissen Umfang korrigiert werden. Denn das tatsächliche Ausmaß der steuerungsbedingten Unsicherheit der EE Erzeugung bestimmt sich durch zwei wesentliche Faktoren: (a) die Höhe der Unsicherheit über die zukünftigen Kosten der EE und (b) die Schnelligkeit und Flexibilität mit der der Regulator in der Lage ist, auf unerwartete Kostenentwicklungen zu reagieren. Im Hinblick auf (a) ist das Risiko umso größer, je dynamischer bzw. volatiler die Märkte für EE Technologien sind. Bei relativ beständigen Investitionskosten ist die Notwendigkeit von Anpassungen der Vergütungen also relativ gering. Im Hinblick auf (b) ist das Risiko umso größer, je länger die Reaktionszeiten des steuernden politischen bzw. administrativen Prozesses sind. Ist der Regulator also in der Lage, auf Kostenschocks der EE relativ kurzfristig durch Anpassungen der Vergütungen zu reagieren, so fällt die Über- bzw. Untersteuerung vergleichsweise gering aus.

Daher ist es grundsätzlich auch mit einer fixen Einspeisevergütung möglich, zumindest den Kapazitätsausbau vergleichsweise akkurat zu steuern. Die wesentliche Voraussetzung dafür ist eine schnelle Anpassung durch den Regulator in Verbindung mit möglichst konkreten Mengenzielen so wie in Form des „atmenden Deckel“ für die PV, der mit dem EEG 2012 implementiert wurde; siehe dazu auch die Ausführungen von Leprich et al. (2013:44). Vor diesem Hintergrund sind auch die im Gesetzesentwurf zur EEG Reform vorgeschlagenen „verlässlichen Ausbaukorridore“ für die übrigen Technologien ein wichtiger Schritt – und eine durch den PV Ausbau der Jahre 2010-2012 teuer erkaufte Lektion im Hinblick auf die instrumentelle Ausgestaltung der Förderung durch eine fixe Einspeisevergütung.

#### 4. Investitionsrisiken & Effizianzanreize bei unterschiedlichen EE Förderinstrumenten

Die unterschiedlichen Risikoallokationen geben Aufschluss darüber, wie die bestehenden Risiken verteilt sind, aber nicht welche Risiken EE Investoren aus ökonomischer Sicht tragen sollten. Der erste Schritt zur Klärung dieser Frage ist die Identifizierung der mit den Instrumenten verbundenen Investitionsrisiken. Diesbezüglich unterscheiden sich die Instrumente dahingehend, ob Investoren das Strompreisrisiko und ggf. ein zusätzliches Vergütungsrisiko tragen müssen (siehe Tabelle 2)<sup>10</sup>. Bei einer fixen Einspeisevergütung werden Investoren keinem Risiko ausgesetzt. Bei der gleitenden Marktprämie tragen Investoren lediglich ein relatives Strompreisrisiko, d.h. ein Risiko für Abweichungen vom durchschnittlichen Börsenpreis (steuerbare EE) bzw. dem durchschnittlichen Marktwert der Technologie (fluktuierende EE). Da sich die Vergütung aus der Differenz zwischen durchschnittlichem Strompreis bzw. Marktwert und Einspeisevergütung ergibt (*contract-for-difference*), tragen sie somit kein separates Vergütungsrisiko. Bei einer fixen, regulatorisch festgelegten Marktprämie tragen Investoren das volle Strompreisrisiko, aber weiterhin kein Vergütungsrisiko. Bei einer fixen, per Auktionierung festgelegten Marktprämie tragen Investoren das Strompreisrisiko und ein „upfront“ Vergütungsrisiko, das darin besteht, bei der Auktion keinen Zuschlag zu erhalten. Bei einer Quote tragen Investoren das Strompreisrisiko und ein dynamisches Vergütungsrisiko, das darin besteht, dass sich über die Laufzeit der Investition die Höhe des Zertifikatspreises ändert.

	<b>Strompreisrisiko</b>	<b>Vergütungsrisiko</b>
<b>Fixe Einspeisevergütung</b> (regulatorisch)	-	-
<b>Gleitende Marktprämie</b> (regulatorisch)	✓ / - („relativ“, nur für Abweichung vom Durchschnitt)	-
<b>Fixe Marktprämie*</b> (regulatorisch)	✓	-
<b>Fixe Marktprämie*</b> (auktioniert)	✓	✓ (Projektzuschlag)
<b>Quote</b> (Markt)	✓	✓ (Laufzeit)
*Hier wird nicht zwischen einer Prämie auf Leistung und einer Prämie auf Erzeugung unterschieden, die sich nur durch das Tragen des Mengenrisikos (Prämie auf Erzeugung) unterscheiden.		

**Tabelle 2: Wesentliche Investitionsrisiken unterschiedlicher EE Förderinstrumente**

Da es sich bei beiden Risiken um Marktrisiken handelt ist das Tragen dieser Risiken gleichbedeutend mit einer marktbasierter Förderung. Dabei bezieht sich „markt-“ sowohl auf den Strommarkt als auch auf einen eventuellen „Vergütungsmarkt“ (vgl. Klessmann, Nabe, et al. 2008:3646). Im Hinblick auf die strommarktbasierter Förderung wird auch oft von der „Marktintegration der EE“ gesprochen, die begriff-

<sup>10</sup> Darüber hinaus gibt es noch eine Reihe von weiteren Preisrisiken, technischen Risiken und finanziellen Risiken sowohl auf der Kosten- als auch Ertragsseite; siehe Tabelle 3.1 in Gross et al. (2007). Diese werden hier nicht näher betrachtet.

lich jedoch ungenau bzw. mehrdeutig ist<sup>11</sup>. Zielführender ist es, die Marktintegration der EE beispielsweise als Unterwerfung unter das allgemeine Marktpreisrisiko Gawel & Purkus (Gawel & Purkus 2013:43) bzw. das Agieren an den gleichen Märkten wie die Konventionellen und das Tragen des entsprechenden Marktpreisrisikos zu verstehen (2013:126). Dies gilt in ähnlicher Weise auch für das Vergütungsrisiko bzw. die vergütungsmarktbasierte Förderung. Dort steht allerdings nicht die Integration in einen bestehenden Markt zur Disposition, sondern die Schaffung eines neuen „Markts für Vergütung“ für den Grünanteil des produzierten Stroms (Auktionierung bzw. Zertifikatsmarkt).

Die besondere ökonomische Bedeutung des Tragens von Marktrisiken liegt darin, dass dadurch Anreize für langfristig effiziente Investitionsentscheidungen unter Unsicherheit erzeugt werden. Beim Bau einer neuen EE Anlage müssen Investoren drei Entscheidungen treffen: (1) die Wahl der allgemeinen Erzeugungstechnologie, (2) die Wahl des spezifischen Anlagentyps innerhalb dieser Technologie, und (3) die Wahl des Standorts der Anlage. Bei einer marktbasierter Förderung kombinieren Investoren diese voneinander abhängigen Wahlentscheidungen so, dass der über die finanzielle Laufzeit einer Anlage erwartete Ertrag möglichst hoch bzw. die Kosten möglichst gering sind. Entscheidend ist, dass sie dabei notwendigerweise die zukünftige Entwicklung der jeweiligen Märkte bzw. Preise in ihre Entscheidung einbeziehen müssen. Weil diese Entwicklungen unsicher sind, besteht dabei ein entsprechendes Investitionsrisiko. Müssen Investoren dieses Risiko tragen, bedeutet dies, dass sie für negative Abweichungen von den erwarteten Erträgen bzw. Kosten aufkommen müssen bzw. von positiven Abweichungen profitieren. Sie haben somit einen Anreiz, die Investitionsentscheidungen bestmöglich vorausschauend und unter Abwägung der Unsicherheiten zu treffen<sup>12</sup>. Nach den Grundsätzen der ökonomischen Theorie führen diese Investitionsentscheidungen in der Summe zu einem langfristig effizienten Ausbau der EE, der die im Markt bestehenden Unsicherheiten so gut wie möglich berücksichtigt.

Die konkreten mit dem Tragen des Strompreisrisikos verbundenen Anreize betreffen grundsätzlich alle drei oben beschriebenen Wahlmöglichkeiten. Bei einer technologiespezifischen Förderung wie im aktuellen Förderregime wird jedoch der Effekt des Strompreisrisikos auf die Technologiewahl nivelliert; es bleiben also lediglich die Wirkungen auf Anlagentyp- und Standortwahl. Maßgeblich für die Investitionen ist in dieser Hinsicht (a) die standortabhängige Ressourcenverfügbarkeit (erwartete Erzeugung) sowie (b) die standort- und anlagentypabhängige Kovarianz zwischen Einspeisung und Marktpreis (erwarteter Marktwert). Numerische Analysen unterstreichen, dass durch eine entsprechende marktbasierter Förderung die Kovarianz zwischen Winderzeugung und Residuallast zunimmt (Schmidt et al. 2013:269), was einer Erhöhung des Marktwerts der Anlage bzw. effizienteren Stromerzeugung aus Systemsicht gleichkommt.

---

<sup>11</sup> Beispielsweise verstehen Leprich et al. (2013:2) darunter relativ allgemein die stärkere Teilnahme der EE an bestehenden Märkten und eine besseren Koordination mit der konventionellen Erzeugung. Gelegentlich wird wie von der Agora Energiewende (2013:11) darunter sogar das Entfallen jeglicher Förderung verstanden, was allerdings durch „vollständige Marktintegration“ (Enervis & BET 2013:126) bzw. „Wettbewerbsfähigkeit“ (BDEW 2013:25) zutreffender beschrieben werden kann.

<sup>12</sup> Sie haben darüber hinaus auch Anreize, diese Unsicherheit durch Innovationen zu reduzieren. In diesem Sinn ist Risiko auch ein „energetisierendes Prinzip“ (Giddens 1999).

Die konkreten mit dem Tragen des Vergütungsrisikos verbundenen Anreize hängen hingegen von den spezifischen Vergütungsrisiken des Instruments ab. Wie in Tabelle 2 dargestellt kann eine solche Förderung durch eine Quote oder durch eine fixe auktionierte Marktprämie implementiert werden, mit denen jeweils unterschiedliche Vergütungsrisiken bzw. Unsicherheitsfaktoren verbunden sind (vgl. Frontier Economics 2012:77; Bofinger 2013:31-34).

Bei einer Auktionierung besteht lediglich Unsicherheit über das aggregierte Angebot zum Zeitpunkt der Auktion. Die beste „Entscheidung“ von Investoren unter dieser Unsicherheit ist, die Kosten einer Anlage im Vorfeld soweit wie möglich zu reduzieren, um den Zuschlag zu bekommen. Letztendlich handelt es sich also nur um einen statischen wettbewerblichen Effekt. Damit ist allerdings insofern ein Risiko verbunden, als dass im Fall eines Zuschlags die tatsächlichen Kosten eines Projekts das ursprüngliche Gebot überschreiten können (*winners's curse*). Diese Situation ergab sich beispielsweise bei den Auktionierungen in Großbritannien in den 1990er Jahren (NFFO) und in China Anfang der 2000er Jahre (Battle, Pérez-Arriaga, et al. 2012). Aktuell erfolgt der Einsatz dieses Instruments zum Beispiel in Brasilien, wo seit 2009 mehrere Auktionen von langfristigen Stromlieferverträgen (PPA) durchgeführt worden sind. Das dort verwendete Auktionsdesigns kann allerdings noch nicht umfassend bewertet werden (Cozzi 2012), nicht zuletzt weil der Verpflichtungszeitraum zum Bau von geförderten Anlagen drei bis fünf Jahre beträgt. Einige allgemeine Erfahrungen liegen allerdings schon vor (vgl. Rego 2013).

Bei der Quote hingegen kommen zwei langfristige Unsicherheitsfaktoren zum Tragen: (a) die politische Unsicherheit des Förderrahmens bedingt zum Beispiel durch mögliche nachträgliche Anpassungen der Förderung an den tatsächlichen EE Zubau<sup>13</sup> und (b) die Unsicherheit über die zukünftigen Kostenentwicklungen der EE Technologien, die sich beide in einem Zertifikatspreissrisiko widerspiegeln. Der potenzielle Effizienzvorteil im Hinblick auf (b) bestehen darin, dass Investoren auch nach dem Bau einer Anlage Anreize zur weiteren Kostenreduzierung haben (Menanteau, Finon, et al. 2003:810), was zum Beispiel durch die Senkung der Betriebskosten (z.B. Pacht) oder eine Modernisierung der Technik („Repowering“) möglich ist. Im Hinblick auf (a) besteht für Investoren die generelle Schwierigkeit, allgemeine politische Unsicherheit in ein kalkulierbares Risiko zu übersetzen. Je höher also die politische Unsicherheit, desto weniger wahrscheinlich sind effiziente Investitionen. Im Umkehrschluss leitet sich daraus ab, dass bei der Quote ein langfristig stabiler regulatorischer Rahmen essentiell ist<sup>14</sup>.

Vor diesem Hintergrund stellt sich im Rahmen der Debatte um das Förderinstrument die Frage, wie in den unterschiedlichen Vorschlägen für bzw. gegen das Tragen von Risiken argumentiert wird und wie diese Argumente zu bewerten sind. Wie oben dargestellt ist dieser Aspekt zentral, was zum Beispiel auch in der Gegenüberstellung der Argumente für eine gleitende Marktprämie und eine fixe Marktprämie durch den BDEW (2013) deutlich wird, die sich beiderseitig auf „Marktrisiken“ und „Risikoübernahmen“ konzentrieren. Zur genaueren Analyse der Argumente ist es hilfreich, vorab die einzelnen Studien im Hinblick auf ihre diesbezüglichen Empfehlungen einzuordnen (siehe Tabelle 3). In mehreren Studien

---

<sup>13</sup> Das bedeutet nicht, dass für Investoren bei der auktionierten fixen Marktprämie keine politische Unsicherheit besteht, denn auch der Bestandsschutz bzw. die Verträge können prinzipiell aufgehoben werden.

<sup>14</sup> Die tatsächliche Stabilität des regulatorischen Rahmens zeigt sich natürlich erst im Nachhinein. Daher ist für das politische Risiko vielmehr die Glaubwürdigkeit dieses Rahmens entscheidend.



werden aus politischen Gründen mehrere Reformschritte unterschieden; in diesen Fällen wird nur der langfristige Vorschlag berücksichtigt.

Vorschlag \ Risiken	Keins bzw. relativer Strompreis	Strompreis	Strompreis + Vergütung (Zuschlag)	Strompreis + Vergütung (Laufzeit)
	Zunehmendes Investitionsrisiko ->			
Agora Energiewende (2013)	X (kurzfristiger Fokus auf 2014-2017)			
Jacobs et al. (2013)	X			
SR Umwelt (2013)	X (gleitende MP)			
Leprich et al. (2013)	X (Option A)		X (Option B)	
BDEW (2013)			X (Zielmodell)	
BDI (2013)		X* (Auktionierung zu prüfen)		
Enervis & BET (2013)			X	
Frontier Economics (2012)		X*		
Kopp et al. (2013)			X (Zieldesign)	
Löschel et al. (2013)		X*		
Frondel et al. (2012)				X
Haucap & Kühling (2012)				X
Monopolkommission (2013)				X
SR Wirtschaft (2013)				X

\*Festlegung der Prämie (regulatorisch bzw. wettbewerblich) nicht spezifiziert

Tabelle 3: Übersicht der zu tragenden Risiken in den Vorschlägen zur EEG Reform

Im Hinblick auf das Strompreisrisiko sind die genannten ökonomischen Gründe gegen das Tragen dieses Risikos wenig überzeugend. Wie die Übersicht zeigt gibt es insgesamt vier Vorschläge, die vorsehen, dass EE Investoren weiterhin kein bzw. nur ein einseitiges Strompreisrisiko tragen sollten. Die Agora Energiewende begründet dies nicht explizit sondern weist lediglich daraufhin, dass eine Integration der EE aufgrund der für eine Refinanzierung zu niedrigen Strompreise überhaupt nicht möglich wäre (2013:11). Wie oben erläutert liegt dem allerdings ein bestimmtes Verständnis von Marktintegration zugrunde („Vollständige Marktintegration“ ohne weitere Förderung), dass weit über das Tragen des Strompreisrisikos hinausgeht. Jacobs et al. (2013:7) verweisen darauf, dass das Tragen des Strompreisrisikos (a) die Risikoprämien und damit die Förderkosten erhöhe und (b) bei fluktuierenden EE nicht „produktiv“ sei, da dargebotsabhängige Erzeugung nur begrenzt auf Marktpreise reagiere. Im Hinblick auf (a) stellt die Erhöhung der Förderkosten jedoch kein Gegenargument dar, sondern wie erläutert lediglich eine Abwägung zwischen Risikokosten in Form von Risikoprämien und dem Kostenrisiko durch die anfallenden Mehrkosten im Falle geringerer Rentabilität der EE. Im Hinblick auf (b) wird übersehen, dass die effizienzsteigernde Wirkung des Risikos vor allem bei der Investitionsentscheidung entsteht und nicht bei der

Produktion. Der SRU (2013:105) verweist ebenfalls auf die höheren Risikoprämien und argumentiert darüber hinaus, dass Investoren in der Konsequenz mit „Investitionszurückhaltung“ reagieren würden. Warum letzteres generell der Fall sein sollte bleibt jedoch unklar. Das elaborierteste Argument findet sich bei Leprich et al. (2013:44) und betrifft die Diversifizierung des Risikos durch Umlage auf die Stromverbraucher – an seiner Gültigkeit bzw. der Anwendbarkeit des zugrundeliegenden Arrow-Lind Theorems bestehen jedoch gewisse Zweifel (siehe Abschnitt 2). Auch andere im Rahmen der weiteren Debatte vorgebrachte ökonomische Argumente sind wenig überzeugend bzw. begründet: Gawel & Purkus (2013:59) zum Beispiel sehen das Tragen des Strompreisrisikos als nicht sinnvoll an, „solange keine Netzparität erreicht ist und Unsicherheit besteht, ob das gegenwärtige Strommarktdesign überhaupt zukunftsfähig ist“. Warum dies überhaupt ein Argument darstellen sollte führen die Autoren allerdings nicht aus.

Im Hinblick auf das Vergütungsrisiko konzentriert sich die Debatte auf die Frage, in welchem Ausmaß es getragen werden sollte. Eine wichtige Feststellung ist, dass die Vorschläge, die das Tragen des Strompreisrisikos vorsehen, auch – zumindest perspektivisch – das Tragen des Vergütungsrisikos in Form einer Auktionierung vorsehen. Diese „Trennlinie“ zu den Vorschlägen ohne Risiko legt nahe, dass es eine gewisse Grundüberzeugung zu geben scheint, ob marktliche Elemente in der Förderung sinnvoll sind oder nicht. Innerhalb der ersten Gruppe haben die Befürworter einer Quote einen gewissen Sonderstatus, nicht zuletzt weil sie in der Regel keine Reformzwischenstufen vorsehen und darüber hinaus für eine technologieneutrale Förderung plädieren. Der entscheidende Aspekt im Hinblick auf das Vergütungsrisiko ist also nicht ob es überhaupt getragen werden sollte, sondern nur in welchem Ausmaß.

Die in diesem Zusammenhang vorgebrachten ökonomischen Gründe sind in der Regel differenzierter und stichhaltiger. Vorschläge, die sich kritisch mit der Quote auseinandersetzen, betrachten sehr unterschiedliche Aspekte: die Notwendigkeit der Stabilität des Förderregimes (Kopp, Engelhorn, et al. 2013:4; Frontier Economics 2012:74), die Preisvolatilität (Löschel, Flues, Pothen, et al. 2013:11) bzw. Liquidität (Kopp, Engelhorn, et al. 2013:4) des Zertifikatsmarkts sowie eventuelle Fragen von Marktmacht (SRU 2013:94). Doch die Kritik ist zum Teil auch methodisch problematisch: Der SRU (2013:93) weist beispielsweise auf die im internationalen Vergleich höheren Förderkosten der Quote bei gleichzeitig geringere Effektivität hin; an der Grundlage eines solchen Vergleichs bestehen jedoch erhebliche Zweifel. Ebenso wird relativ einseitig mit der Höhe der Risikoprämien argumentiert (2013:93)<sup>15</sup>, obwohl sich diese wie erläutert im Hinblick auf das Kostenrisiko der Förderung relativieren. Darüber hinaus werden ganz allgemein Zweifel geäußert, ob den hohen Investitionsrisiken auch entsprechende Effizienzgewinne gegenüberstehen; siehe z.B. Kopp et al. (2013:4). Begründet werden diese Zweifel jedoch in der Regel nicht. Insgesamt werden die möglichen positiven Wirkungen des beständigen Kostendrucks bei vielen Kritikern kaum gewürdigt, auch wenn aus empirischer Sicht unklar bleibt, ob sie sich tatsächlich einstellen würden.

Die Debatte um das Förderinstrument bzw. die Risiken wird jedoch nicht allein mit ökonomischen Argumenten geführt. Es gibt auch ein politisches Argument, das allgemein gegen das Tragen von Risiken vorgebracht wird. Es beruht auf der Annahme, dass zur Umsetzung der Energiewende eine breite Ak-

---

<sup>15</sup> Siehe dazu auch Dieckmann et al. (2012).

teursstruktur auch mit kleinen bzw. privaten Investoren notwendig sei, weil durch die entsprechende ökonomische Teilhabe die notwendige Akzeptanz geschaffen werde. Jacobs et al. sprechen hier vom „Gemeinschaftswerk Energiewende“ und einer entsprechenden Finanzierung (2013:7), der SRU weißt auf (a) die Gefährdung der Akzeptanz durch eine verminderte Zahl an Investoren und Betreibern und (b) ein mögliches Ausbleiben von Investitionen hin (2013:94) und Leprich et al. sehen die Stärkung der Akzeptanz durch Partizipation an den Verdienstmöglichkeiten als erforderlich an (2013:80). Die „Benachteiligung“ kleiner Investoren bei entsprechenden Förderinstrumenten beschreiben Mitchell et al. (2006:31): *„As many renewable generators are small generators, they tend to be relatively risk averse due to a less diverse fuel portfolio and a limited ability to finance projects through the balance sheet. They are therefore likely to be disadvantaged by high-risk markets“*. Man muss daher davon ausgehen, dass Investitionsrisiken dazu führen, dass sich insbesondere Privatpersonen bzw. Einzeleigentümer, die zurzeit im Besitz von rund einem Viertel der EEG-geförderten Anlagen sind (trend:research & Universität Lüneburg 2013), nicht mehr am Ausbau der EE beteiligen können bzw. werden. Dementsprechend setzen die obigen Vorschläge die Maßgabe, dass EE Investoren keine oder nur sehr geringe Risiken tragen sollten<sup>16</sup>.

Im Hinblick auf die Akzeptanz wird jedoch auch die Annahme vertreten, dass die Unterstützung für die Energiewende entscheidend von ihrer Kostenentwicklung bestimmt sein wird; siehe z.B. Appelrath et al. (2012:4). In diesem Fall würden die potenziell realisierbaren Effizienzgewinne bzw. die wettbewerbliche Bestimmung der Vergütung grundsätzlich für das Tragen von Risiken sprechen. Die tatsächliche Bilanz lässt sich allerdings nur schwer quantifizieren und kann lediglich an Beispielen veranschaulicht werden. Eines davon sind die Pachtkosten von Flächen für den Betrieb von EE Anlagen. Deutsche WindGuard (2013) beziffert den durchschnittlichen Anteil der Pachtkosten an den Stromgestehungskosten einer WEA mittlerer Standortqualität auf rund 7% (0,5 ct/kWh). Laut einem einschlägigen Medienbericht betragen die absoluten Kosten in der Spitze an besonders windreichen Standorten bis zu 100.000 EUR pro Jahr und Windrad bei relativ geringem Flächenbedarf (Handelsblatt Online 2013). Solche Renten seitens der Landbesitzer erhöhen in der Summe die Förderkosten und senken damit ggf. die Akzeptanz. Eine wettbewerbsorientierte Förderung bzw. das Tragen von Risiken könnte hier also gegenläufig wirken<sup>17</sup>.

Welche Rolle die Risikoprämien in dieser Hinsicht spielen ist allerdings weniger eindeutig als oft dargestellt. Grundsätzlich erhöhen die Risikoprämien die Förderkosten, wobei nicht notwendigerweise davon auszugehen ist, dass die wettbewerbliche Festlegung der Vergütung diesen Aufschlag nicht mehr als kompensiert; siehe dazu die Diskussion der Ergebnisse im Vergleich mit anderen Studien bei Kitzing (2014:9). Nichtsdestotrotz stellen die Risikoprämien zusätzliche Kosten dar, die die gesamten Förderkosten erhöhen. Doch wie oben dargestellt bedeuten höhere Risikokosten auch ein niedrigeres Kostenrisiko für die Förderung. In dieser Hinsicht ist die entscheidende Frage, ob die Akzeptanz lediglich mit der ab-

---

<sup>16</sup> Bei Leprich et al. (2013) wird in dieser Hinsicht zwischen zwei Optionen unterschieden. Die obige Argumentation bezieht sich dabei lediglich auf Option A (Bürgermodell).

<sup>17</sup> Im konkreten Fall der Pachtkosten muss man allerdings berücksichtigen, dass die zögerliche Ausweisung neuer Flächen ein limitierender Faktor ist, der nicht unmittelbar durch Wettbewerb selbst behoben werden kann. Dieser würde jedoch für mehr Transparenz sorgen und könnte damit den Prozess vermutlich beschleunigen.

soluten Höhe der Förderkosten zusammen hängt oder ob auch unerwartete Schwankungen dabei von Bedeutung sind. Wäre letzteres der Fall, so müssten die Risikoprämien gesondert bilanziert werden.

Über die Frage der Akzeptanz hinaus wirft das Tragen bzw. Nicht-Tragen von Risiken noch einen weiteren Aspekt auf, der die Debatte auf eher subtile Weise durchzieht: Verantwortung. Diesbezüglich besteht ein breiter Konsens, dass die EE mehr Systemverantwortung durch das Erbringen von Systemdienstleistungen wie z.B. Netzstabilisierung übernehmen müssen. Entsprechende Regelungen werden bereits seit dem EEG 2009 umgesetzt. Der BDEW (2013:13) weist allerdings treffend darauf hin, dass diese Verantwortung eine technische ist, d.h. im übertragenen Sinn von den Anlagen und nicht etwa von den Investoren übernommen wird. Eine Verantwortung für Investoren bzw. Erzeuger hingegen würde bedeuten, dass sie sich die folgende Frage stellen müssten: „Was richtet die von mir erzeugte Kilowattstunde Strom im System an?“ (Matthes 2012:11). Verantwortung bzw. Verantwortlichkeit kommt somit ins Spiel, wenn Einzelne die Konsequenzen der Auswirkungen ihrer Entscheidungen auf das Gesamtsystem tragen müssen. Wenn diese Entscheidungen wie im Fall von Investitionen zudem langfristig sind und unter Unsicherheit erfolgen, dann bedeutet Verantwortung notwendigerweise auch das Tragen von Risiken (vgl. Giddens 1999:8). Doch für was genau übernehmen EE Investoren die Verantwortung?

Grundsätzlich übernimmt jeder Investor durch das Tragen der Risiken lediglich die Verantwortung für die eigene Investition bzw. deren Profitabilität. Wie oben dargestellt führt dies dazu, dass ein Investor seine Anlage so auslegt, dass sie unter den gegebenen Unsicherheiten Strom zukünftig zu möglichst hohen Preisen produziert. Hohe Preise bedeuten jedoch gleichzeitig, dass es im Gesamtsystem eine große Nachfrage gibt und der Strom somit dann erzeugt wird, wenn er gebraucht wird. So übernimmt der Investor neben der Verantwortung für die eigene Investition auch indirekt eine Verantwortung für die bedarfsgerechte Stromerzeugung aus Sicht des Gesamtsystems, die wie oben dargestellt nur dadurch entsteht, dass er die Konsequenzen seiner Entscheidung tragen muss. Bei einer Förderung ohne das Tragen von Risiken ist eben dies nicht der Fall, weil dort das Prinzip „Invest, produce & forget“ gilt und Investoren die Konsequenzen ihrer (Investitions-)Entscheidungen nicht oder nur sehr eingeschränkt tragen müssen. Das Nicht-Tragen von Risiken befreit also EE Investoren von der Übernahme der Verantwortung für eine bedarfsgerechte Stromerzeugung.

Insgesamt gesehen ist die Akteursbreite damit keine Frage von „ganz oder gar nicht“, sondern vielmehr eine Abwägung, die im Kontext der Gesamtentwicklung des Ausbaus getroffen werden muss. Die Markteinführung der Windenergie beispielsweise wurde anders als zum Beispiel in Spanien zum Großteil von Privatpersonen bzw. unabhängigen Projektentwicklern getragen, während sich die großen Energieunternehmen dieser Entwicklung aus verschiedenen Gründen nicht daran beteiligten (vgl. Stenzel & Frenzel 2008). Mittlerweile haben die wesentlichen EE Technologien jedoch Marktreife erreicht und ihr Anteil an der Gesamterzeugung beträgt rund 25%. Damit sind einerseits Geschäftsmodelle für Investition und Betrieb solcher Anlagen etabliert, die die Marktbarrieren für Investoren senken. Zudem sind neue Geschäftsmodelle für die Vermarktung von Kleinanlagen entstanden. Privatpersonen haben damit die Möglichkeit, sich auch im Fall einer marktbasierter Förderung an der Energiewende ökonomisch zu beteiligen, wenn auch nicht notwendigerweise über die PV Anlage auf dem eigenen Dach.

Darüber hinaus wird bei steigendem Marktanteil der EE das Gesamtsystem zunehmend koordinations- bzw. steuerungsintensiver, nicht zuletzt weil die Zahl der Anlagen bzw. deren unterschiedliche ökonomischen Bedingungen rapide wachsen. Das hat zur Folge, dass bei einer nicht-marktbasierten Förderung auch die regulatorische Komplexität bzw. die entsprechenden Anforderungen zunehmen, wodurch sich tendenziell die Ineffizienzen und damit die Kosten erhöhen; siehe dazu auch Klessmann et al. (2008:3659). In dieser Hinsicht illustrativ sind etwa die vom SRU angedachten Kilowattstundenkontingente zur spezifischen Förderung unterschiedlicher EE Anlagen. Laut Vorschlag wäre deren Berechnung beispielsweise auf Basis der standortspezifischen Sonneneinstrahlung für PV bzw. der überstrichenen Rotorfläche für Wind möglich (SRU 2013:101). Doch selbst wenn diese Informationen für jede einzelne Anlage verfügbar wären bleibt völlig unklar, wie damit konkret Anreize geschaffen werden können, um EE Anlagen effizient auszulegen und zu betreiben. Dieses Beispiel unterstreicht, dass mit zunehmendem Marktanteil der EE die „Durchregulierung eines sehr koordinationsintensiven Systems kaum funktionieren wird“ (Matthes 2013:2) und eine marktbasierende Förderung immer dringlicher wird. Entsprechend wird es sich nicht vermeiden lassen, dass das dafür notwendige Tragen von Risiken die Akteursbreite reduzieren wird.

Insgesamt gesehen spricht also Vieles dafür, dass ein Übergang zu einer marktbasierenden Förderung zur Erreichung des „Strommarktdesigns der Zukunft“ notwendig ist. Streitbar ist allerdings der Zeitpunkt des Übergangs – aber aus mindestens zwei Gründen wäre die Politik gut damit beraten, diesen eher früher und gezielt als später und nur reagierend einzuleiten: Erstens, die Bereitschaft der Gesellschaft, die zunehmenden Kosten zu tragen, scheint sich zunehmend auf der Kippe zu befinden. In einer repräsentativen Befragung vom Herbst 2013<sup>18</sup> stimmten beispielsweise nur 55% der Befragten zu, dass die damals anstehende Erhöhung der EEG Umlage von 5 ct/kWh auf 6 ct/kWh angemessen (50%) oder noch zu niedrig (5%) sei. Eine einzelne Befragung ist zwar kein definitiver Gradmesser, aber zumindest ein Indikator für die aktuelle Situation. Zweitens, mit der Erlangung der Marktreife von PV und Wind hat der Ausbau der EE eine Phase erreicht, in der man eigentlich nicht mehr von einer Förderung sprechen kann. Verschiedentlich wird daher wie zum Beispiel bei Kopp et al. (2013), dem SRU (2013) oder Leprih et al. (2013) nicht mehr von einem Förderinstrument, sondern von einem Finanzierungsinstrument gesprochen. Wenn aber nur noch „Anlagen finanziert“ und nicht mehr „Technologien gefördert“ werden läuft die Energiewende Gefahr, im Hinblick auf eines ihrer wesentlichen Ziele – der Weiterentwicklung von EE Technologien wie als Ziel im EEG formuliert – in einen statischen Zustand zu verfallen. Das Tragen von Risiken ist in dieser Hinsicht sicher kein Allheilmittel, aber zumindest eine Triebkraft für Innovation und Fortschritt, um die Entwicklung der EE und ihre systemische Einbindung weiter zu voranzutreiben.

---

<sup>18</sup> [http://unendlich-viel-energie.de/media/image/3838.aee\\_akzeptanzumfrage2013\\_eeg\\_umlage\\_72dpi.jpg](http://unendlich-viel-energie.de/media/image/3838.aee_akzeptanzumfrage2013_eeg_umlage_72dpi.jpg)

## 5. Diskussion & Schlussfolgerung

In diesem Papier wurden verschiedene Aspekte im Hinblick auf die Rolle von Risiko bei der Förderung der EE erläutert und diskutiert. Es wurde insbesondere klargestellt, dass (a) sich das gesellschaftliche Kostenrisiko nicht durch die Wahl eines Förderinstruments reduzieren lässt und (b) das Tragen von Investitionsrisiken auch bei fluktuierenden EE nicht „unproduktiv“, sondern langfristig effizient ist, sofern die zugrundeliegenden Märkte funktionsfähig sind. Es wurde ebenfalls dargestellt, dass das Tragen von Risiken im Konflikt mit der Erhaltung einer großen Akteursbreite beim Ausbau der EE steht, da kleinere Akteure diese Risiken tendenziell nicht tragen wollen oder können. Aufgrund der steigenden Kosten der Förderung und den steigenden regulatorischen Anforderungen bei einer nicht-marktbasierten Steuerung bei zunehmenden EE Anteilen liegt es jedoch nahe, dass EE Investoren in zunehmendem Umfang Risiken tragen sollten.

Vor diesem Hintergrund gibt der aktuelle Gesetzentwurf für die EEG Reform eine vergleichsweise klare Vorgabe in die entsprechende Richtung. Zwar gelten die unmittelbaren Maßnahmen vornehmlich der Kontrolle der absoluten Förderkosten und nur die verpflichtende Direktvermarktung mittels gleitender Marktprämie für Neuanlagen erhöht geringfügig die Effizienz. Doch eine marktbasierende Förderung in Form von technologiespezifischen Ausschreibungen (Auktionierung) soll in einem Pilotprojekt vorbereitet und ab 2017 bzw. 2020 (Wind Offshore) umfassend eingesetzt werden. Wenn eine entsprechende umfassende Förderung durch Ausschreibungen zumindest für Wind Onshore und PV tatsächlich bis zum Ende der Legislaturperiode eingeführt werden würde, wäre dies angesichts der Herausforderungen der Energiewende ein wichtiger Schritt und eine große politische Leistung.

Längerfristig stellt sich allerdings unabhängig vom Instrument die Frage, ob eine dauerhafte Förderung der EE notwendig bzw. sinnvoll ist. Der Koalitionsvertrag von CDU, CSU und SPD stellt diesbezüglich klar, dass die EE perspektivisch ohne Förderung am Markt bestehen sollen. Ob dies allerdings im Rahmen der aktuellen Ausbauziele möglich ist bzw. ab wann genau die EE ohne Förderung auskommen sollen bleibt unklar. In dieser Hinsicht wird zukünftig sicherlich auch der gesellschaftliche Nutzen des EE Ausbaus ein zunehmend wichtigeres Thema werden. Hier stellt sich allem voran die Frage, welche Ziele die Politik bzw. Gesellschaft dadurch erreichen möchte.

Aus Sicht des Klimaschutzes als einem wesentlichen Ziel der Energiewende spricht Einiges dafür, EE Technologien zumindest bis hin zur Erreichung der allgemeinen Marktreife zu entwickeln. Die Vermeidung von THG Emission ist allerdings noch mit einer Reihe von anderen Technologien möglich, die schon bekannt und erprobt oder vielleicht noch gänzlich unbekannt sind. Ein langfristig stabiler und angemessener hoher Preis auf CO<sub>2</sub> zusammen mit einer Intensivierung der F&E Förderung könnte allen diesen Technologien eine Chance zur Entwicklung geben, sofern sich dafür im jeweiligen Fall die gesellschaftliche Unterstützung findet. Und er könnte ebenso dafür sorgen, dass die EE ohne weitere Förderung und nur durch Berücksichtigung der externen Kosten einen hohen bis sehr hohen Anteil in der Stromerzeugung erreichen. Wenn die Politik nicht schon frühzeitig die Weichen für einen Übergang von einem EE-Förderregime zu einem CO<sub>2</sub>-Vermeidungsregime stellt, stellt dies vielleicht sogar das größte Risiko für das Gelingen der Energiewende dar.

## Literatur

- Agora Energiewende, 2013. *Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess. Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014 - 2017*. Verfügbar unter: [http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Impulse/EEG\\_2.0/EEG20\\_ms-final.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Impulse/EEG_2.0/EEG20_ms-final.pdf).
- Appelrath, H.-J., Bettzüge, M.O., Edenhofer, O., et al., 2012. *Die Energiewende finanzierbar gestalten. Effiziente Ordnungspolitik für das Energiesystem der Zukunft*. Berlin. Verfügbar unter: [http://www.acatech.de/fileadmin/user\\_upload/Baumstruktur\\_nach\\_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Stellungnahmen/acatech\\_POSITION\\_Energiewende\\_WEB.pdf](http://www.acatech.de/fileadmin/user_upload/Baumstruktur_nach_Website/Acatech/root/de/Publikationen/Stellungnahmen/acatech_POSITION_Energiewende_WEB.pdf).
- Arrow, K.J. & Lind, R.C., 1970. Uncertainty and the evaluation of public investment decision. *American Economic Review*, 60, S. 364-378.
- Awerbuch, S. & Berger, M., 2003. *APPLYING PORTFOLIO THEORY TO EU ELECTRICITY PLANNING AND POLICY-MAKING. IEA/EET Working Paper EET/2003/03*. Verfügbar unter: <http://www.awerbuch.com/shimonpages/shimondocs/iea-portfolio.pdf>.
- Barnea, A., Cronqvist, H., et al., 2010. Nature or nurture: What determines investor behavior? *Journal of Financial Economics*, 98(3), S. 583-604.
- Batlle, C., Pérez-Arriaga, I.J., et al., 2012. Regulatory design for RES-E support mechanisms: Learning curves, market structure, and burden-sharing. *Energy Policy*, 41, S. 212-220.
- Baumstark, L. & Gollier, C., 2013. *The relevance and the limits of the Arrow-Lind Theorem*. Verfügbar unter: [http://www.pwfinance.net/document/research\\_reports/Research%20Fallacies%20Arrow.pdf](http://www.pwfinance.net/document/research_reports/Research%20Fallacies%20Arrow.pdf).
- BDEW, 2013. *Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG*. Verfügbar unter: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A4D4CB545BE8063DC1257BF30028C62B/\\$file/Anlage\\_2\\_Vorschlaege\\_fuer\\_eine\\_grundlegende\\_Reform\\_EEG\\_Presse.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A4D4CB545BE8063DC1257BF30028C62B/$file/Anlage_2_Vorschlaege_fuer_eine_grundlegende_Reform_EEG_Presse.pdf).
- BDI, 2013. *Energiewende ganzheitlich denken*. Verfügbar unter: [http://www.bdi.eu/download\\_content/Marketing/Energiewende\\_ganzheitlich\\_denken.pdf](http://www.bdi.eu/download_content/Marketing/Energiewende_ganzheitlich_denken.pdf).
- Bofinger, P., 2013. *Förderung fluktuierender erneuerbarer Energien: Gibt es einen dritten Weg? Gutachten im Rahmen des Projekts „Stromsystem - Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes“*. Verfügbar unter: [http://www.um.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/110541/Gutachten\\_Bofinger\\_EEG.pdf](http://www.um.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/110541/Gutachten_Bofinger_EEG.pdf).
- Cozzi, P., 2012. *Assessing Reverse Auctions as a Policy Tool for Renewable Energy Deployment*. Verfügbar unter: <http://fletcher.tufts.edu/CIERP/Publications/more/~media/Fletcher/Microsites/CIERP/Publications/2012/May12CozziReverseAuctions.pdf>.
- Deutsche WindGuard, 2013. *Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland*. Verfügbar unter: [http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/kostensituation-der-windenergie-land-deutschland/20131112\\_kostensituation\\_windenergie\\_land.pdf](http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/kostensituation-der-windenergie-land-deutschland/20131112_kostensituation_windenergie_land.pdf).

- Diekmann, J., Kemfert, C., Neuhoff, K., et al., 2012. *Erneuerbare Energien: Quotenmodell keine Alternative zum EEG. Wochenbericht des DIW Berlin (45)*.
- Enervis & BET, 2013. *Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland*. Verfügbar unter: [www.vku.de/fileadmin/get/?24103/EMD\\_Gutachten\\_\\_Langfassung.pdf](http://www.vku.de/fileadmin/get/?24103/EMD_Gutachten__Langfassung.pdf).
- Friedman, M. & Savage, L.J., 1948. The Utility Analysis of Choices Involving Risk. *The Journal of Political Economy*, 56(4), S. 279-304.
- Frondel, M., Schmidt, C.M., et al., 2012. *Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien*. Essen. Verfügbar unter: [http://www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-projektberichte/PB\\_Marktwirtschaftliche-Energiewende.pdf](http://www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-projektberichte/PB_Marktwirtschaftliche-Energiewende.pdf).
- Frontier Economics, 2012. *Die Zukunft des EEG – Handlungsoptionen und Reformansätze*. Verfügbar unter: [http://www.frontier-economics.com/\\_library/pdfs/RPT-Frontier-EnBW-Renewable%20integration.pdf](http://www.frontier-economics.com/_library/pdfs/RPT-Frontier-EnBW-Renewable%20integration.pdf).
- Gawel, E. & Purkus, A., 2013. Die Marktprämie im EEG 2012: Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien? *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 37(1), S. 43-61.
- Giddens, A., 1999. Risk and Responsibility. *The Modern Law Review*, 62(1), S. 1-10.
- Gross, R., Heptonstall, P., et al., 2007. *Investment in electricity generation: The role of costs, incentives and risks. A report produced by Imperial College Centre for Energy Policy and Technology (ICEPT) for the Technology and Policy Assessment Function of the UK Energy Research Centre*. Verfügbar unter: [http://www.ukerc.ac.uk/Downloads/PDF/06/0706\\_Investing\\_in\\_Power.pdf](http://www.ukerc.ac.uk/Downloads/PDF/06/0706_Investing_in_Power.pdf).
- Handelsblatt Online, 2013. 100.000 Euro Pacht für ein Windrad. Verfügbar unter: <http://www.handelsblatt.com/technologie/das-technologie-update/energie/reiche-stromernte-100-000-euro-pacht-fuer-ein-windrad/9010566.html>.
- Harrison, M., 2010. *Valuing the Future: the social discount rate in cost-benefit analysis*. Verfügbar unter: [http://pc.gov.au/\\_\\_data/assets/pdf\\_file/0012/96699/cost-benefit-discount.pdf](http://pc.gov.au/__data/assets/pdf_file/0012/96699/cost-benefit-discount.pdf).
- Haucap, J. & Kühling, J., 2012. *Wirtschafts- und rechtswissenschaftliches Gutachten über die „Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien“*. Verfügbar unter: <http://www.energie.sachsen.de/download/Sachsen-Quotenmodell.pdf>.
- Jacobs, D., Schäuble, D., Bayer, B., et al., 2013. *Eckpunkte für die Gestaltung der Energiewende*. Verfügbar unter: [http://ftp02.iass-potsdam.de/publications/epaper/epaper-Eckpunkte\\_fuer\\_die\\_Gestal-6/epaper/ausgabe.pdf?rnd=5295ec446e7ec](http://ftp02.iass-potsdam.de/publications/epaper/epaper-Eckpunkte_fuer_die_Gestal-6/epaper/ausgabe.pdf?rnd=5295ec446e7ec).
- Jensen, M. & Bailey, M., 1972. *Risk and the Discount Rate for Public Investment*. Verfügbar unter: [http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract\\_id=390110](http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=390110).
- Kast, R. & Lapied, A., 2006. *Economics and finance of risk and of the future*, Chichester, England ; Hoboken, NJ: John Wiley & Sons.



- Kitzing, L., 2014. Risk implications of renewable support instruments: Comparative analysis of feed-in tariffs and premiums using a mean–variance approach. *Energy*, 64, S. 495-505.
- Klessmann, C., Nabe, C., et al., 2008. Pros and cons of exposing renewables to electricity market risks—A comparison of the market integration approaches in Germany, Spain, and the UK. *Energy Policy*, 36(10), S. 3646-3661.
- Knight, F.H., 1921. *Risk, Uncertainty, and Profit*, Boston: Hart, Schaffner & Marx; Houghton Mifflin Co.
- Kopp, O., Engelhorn, T., et al., 2013. *Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien*. Mannheim. Verfügbar unter: [https://www.mvv-energie.de/media/media/downloads/mvv\\_energie\\_gruppe\\_1/nachhaltigkeit\\_1/MVV\\_Studie\\_EE\\_Marktdesign\\_2013.pdf](https://www.mvv-energie.de/media/media/downloads/mvv_energie_gruppe_1/nachhaltigkeit_1/MVV_Studie_EE_Marktdesign_2013.pdf).
- Leprich, U., Grashof, K., Guss, H., et al., 2013. *Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes*. Verfügbar unter: [http://www.um.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/110541/20131011\\_0926\\_Endbericht%20EEG2\\_0\\_IZESBofingerBET.PDF](http://www.um.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/110541/20131011_0926_Endbericht%20EEG2_0_IZESBofingerBET.PDF).
- Löschel, A., Flues, F., Pothén, F., et al., 2013. *Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen: Skizze einer neuen Marktordnung. Discussion Paper No. 13-065*. Verfügbar unter: <http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp13065.pdf>.
- Lynch, M.Á., Shortt, A., Tol, R.S.J., et al., 2013. Risk–return incentives in liberalised electricity markets. *Energy Economics*, 40, S. 598-608.
- Matthes, F.C., 2012. In: Sperrstunde für die Förderung? Dr. Felix Christian Matthes und Prof. Dr. Justus Haucap im Gespräch über die Zukunft des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. *BDEW Streitfragen*, 2012(3), S. 6-11.
- Matthes, F.C., 2013. Vision und Augenmaß. Zur Reform des Flankierungsrahmens für die Stromerzeugung aus erne

- Roques, F.A., Newbery, D.M., et al., 2008. Fuel mix diversification incentives in liberalized electricity markets: A Mean–Variance Portfolio theory approach. *Energy Economics*, 30(4), S. 1831-1849.
- Schmalensee, R., 2012. Evaluating Policies to Increase Electricity Generation from Renewable Energy. *Review of Environmental Economics and Policy*, 6(1), S. 45-64.
- SRU, 2013. *Den Strommarkt der Zukunft gestalten*. SRU. Verfügbar unter: [http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02\\_Sondergutachten/2013\\_11\\_SG\\_Strommarkt\\_der\\_Zukunft\\_gestalten.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2013_11_SG_Strommarkt_der_Zukunft_gestalten.pdf?__blob=publicationFile).
- SRW, 2013. *Energiepolitik: Warten auf die dringend notwendigen Weichenstellungen. Kapitel 10 des Jahresgutachten 2013/14*. Verfügbar unter: [http://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/jg201314/dokumente/JG13\\_X.pdf](http://www.sachverstaendigenrat-wirtschaft.de/fileadmin/dateiablage/gutachten/jg201314/dokumente/JG13_X.pdf).
- Stenzel, T. & Frenzel, A., 2008. Regulating technological change—The strategic reactions of utility companies towards subsidy policies in the German, Spanish and UK electricity markets. *Energy Policy*, 36(7), S. 2645-2657.
- trend:research & Universität Lüneburg, 2013. *Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland*. Verfügbar unter: [http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/198.trendresearch\\_Definition\\_und\\_Marktanalyse\\_von\\_Buergerenergie\\_in\\_Deutschland\\_okt13..pdf](http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/198.trendresearch_Definition_und_Marktanalyse_von_Buergerenergie_in_Deutschland_okt13..pdf).