

Ein EEG für eine effiziente Energiewende:

---

## KRITISCHE BETRACHTUNG VON FIXEN UND KAPAZITÄTSPRÄMIEN FÜR ERNEU- ERBARE ENERGIEN

Uwe Nestle

Im Auftrag von Greenpeace Deutschland



Ein EEG für eine effiziente Energiewende:

---

# KRITISCHE BETRACHTUNG VON FIXEN UND KAPAZITÄTSPRÄMIEN FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN

## Gutachten für Greenpeace Deutschland

### Auftragnehmer

**EnKliP**   
Energie- und KlimaPolitik | Beratung

Dipl.-Ing. Uwe Nestle  
Reventlouallee 28 / 24 105 Kiel  
0431-53677053  
[Uwe.Nestle@EnKliP.de](mailto:Uwe.Nestle@EnKliP.de)  
[www.EnKliP.de](http://www.EnKliP.de)

Kiel, Februar 2015

## **Die wichtigsten Punkte**

### ***Die fixe Marktprämie***

- setzt keine neuen Anreize für die technische Systemintegration,
- erhöht das Risiko für Investoren und damit die Projekt- und auch die Verbraucherkosten,
- kann zusätzlich zu hohen Mitnahmeeffekten bei Investoren und damit zu weiteren erheblichen zusätzlichen Kosten für die Verbraucher führen und
- gefährdet die Akteursvielfalt.

Mitunter wird die Forderung nach einer fixen Prämie mit grundsätzlichen Überlegungen zur Gleichbehandlung von konventionellen und Erneuerbaren Energien bezüglich der Übernahme von langfristigen Preisrisiken begründet. Diese haben in einem funktionierenden Markt einen wichtigen Einfluss darauf, welche Menge eines Produktes angeboten wird. Dass die Erneuerbaren Energien auf diese Risiken reagieren sollen ist allerdings mindestens solange nicht schlüssig, wie die Politik konkrete Ziele für ihren Ausbau gesetzt hat.

### ***Eine Kapazitätsprämie***

- kann für regelbare Erneuerbaren Energien wie Biomasse sinnvoll sein und ist mit dem Flexibilitätsbonus seit 2012 in Ansätzen eingeführt.
- Eine Kapazitätsprämie für Windenergie und Photovoltaik
  - dürfte, wenn sie auf Basis der Nennleistung oder der installierten Leistung bemessen wird, zu massiven Effektivitäts- und Effizienzverlusten und damit zu einem zusätzlichen Bedarf von Windenergie- und Photovoltaikanlagen sowie zu höheren Kosten führen,
  - kann auch bei einer anderen Bemessung der Kapazität nur sehr begrenzt zusätzliche Anreize für die Systemtransformation schaffen und
  - verfolgt teilweise – wie bei der Vermeidung der Einspeisung von Strom aus Wind- und Photovoltaikanlagen bei negativen Strompreisen – volkswirtschaftlich nachteilige Ziele.

## Inhalt

1 Zusammenfassung für Entscheider .....	6
1.1 Die fixe Prämie .....	6
1.2 Kapazitätsprämien.....	8
2 Einleitung.....	9
3 Fixe Prämie .....	13
3.1 Funktionsweise und Wirkung der fixen Prämie .....	13
3.1.1 Funktionsweise der fixen Prämie .....	13
3.1.2 Steigende Komplexität durch notwendige Abschätzung des künftigen Strompreises .	14
3.1.3 Mitnahmeeffekte.....	17
3.1.4 Risikozuschläge.....	22
3.1.5 Akteursvielfalt .....	23
3.2 Kritische Betrachtung der angeführten Ziele .....	23
3.2.1 Übernahme von Verantwortung für die Stromversorgung.....	23
3.2.2 Optimierung des Betriebsverhaltens und der Auslegung von EE-Anlagen .....	24
3.2.3 Gleiche Risiken für alle / ein einheitliches Strommarktdesign.....	26
3.2.4 Europarecht.....	28
3.3 Zwischenfazit zur fixen Prämie.....	28
4 Kapazitätsprämien.....	31
4.1 Funktionsweise und Wirkung von Kapazitätsprämien .....	31
4.1.1 Funktionsweise einer Kapazitätsprämie auf Basis der Nennleistung.....	31
4.1.2 Effektivität und Effizienz.....	32
4.1.3 Kapazitätsprämien auf Basis von „10 Prozent / 90 Prozent Dezilen“ .....	35
4.2 Kritische Betrachtung der angeführten Ziele .....	36
4.2.1 Hohe Stromeinspeisung in wind- und sonnenarmen Zeiten.....	37
4.2.2 Vermeidung von negativen Strompreisen.....	39
4.2.3 Teilnahme am Regelenergiemarkt .....	40
4.2.4 Der unverzerrte Strompreis.....	41
4.3 Zusätzliche Anreize für die Systemdienlichkeit .....	42
4.3.1 Bisherige Verbesserungen bei der Systemdienlichkeit von fluktuierenden Erneuerbaren Energien .....	42
4.3.2 Neue Anreize für regelbare EE-Anlagen .....	44
4.3.3 Neue Anreize für fluktuierende EE-Analgen.....	45
4.4 Alternativen zur Stärkung der Anreize für systemdienlichere EE-Anlagen .....	47
4.4.1 Aussetzung der Vergütungspflicht bei negativen Strompreisen.....	47
4.4.2 Verlängerung der Förderung bei Abregelung aufgrund negativer Strompreise .....	47
4.4.3 Mengenkontingentierung.....	48
4.4.4 Jährliche Bestimmung der gleitenden Marktprämie.....	48
4.5 Zwischenfazit Kapazitätsprämien.....	49
5 Literaturverzeichnis.....	53



# 1 ZUSAMMENFASSUNG FÜR ENTSCHEIDER

## 1.1 Die fixe Prämie

Mit einer fixen Prämie soll die Höhe der Prämie, die ein Anlagenbetreiber zusätzlich zu den Erlösen am Strommarkt erhalten soll, für die gesamte Förderdauer fest sein. Die bestehende gleitende Marktprämie ist dagegen nur für einen Monat fix und wird regelmäßig an die mittel- und langfristige Strompreisentwicklung angepasst.

### **Keine Vorteile für das Systemtransformation**

Die von einer fixen Marktprämie ausgehenden Anreize zur Systemintegration bestehen bereits in gleichem Maße im bestehenden System der gleitenden Marktprämie. Dies betrifft die Übernahme von Verantwortung für das Stromversorgungssystem, den systemdienlicheren Betrieb und die systemdienlichere Auslegung von EE-Anlagen sowie die Teilnahme von EE-Anlagen am Regelenenergiemarkt.

Entsprechend wird oft ein grundsätzliches Argument für die fixe Prämie angeführt: Die Erneuerbaren Energien müssten wie die konventionellen Energien mit den langfristigen Preisrisiken konfrontiert werden. In einem funktionierenden Markt soll der Preis das Knappheitsverhältnis eines Gutes widerspiegeln. Ein Überangebot führt beispielsweise zu niedrigen Preisen, bei denen keine Investitionen in eine Ausweitung der Produktion stattfinden. Beim EE-Ausbau hat der Staat allerdings sehr konkrete Ziele festgelegt, die von einer großen politischen und gesellschaftlichen Mehrheit getragen werden. Die Entscheidung über die Nachfrage nach Ökostrom hat die Politik somit bereits gefällt. Der Staat definiert praktisch eine Knappheit, die durch den Strompreis nicht angezeigt wird.

Weder der aktuell niedrige noch ein absehbar weiter fallende Strompreis am Strommengenmarkt wie beispielsweise der Börse EEX darf somit missverstanden werden als ein Überangebot an Ökostrom. Vielmehr kann dieser Preis seine eigentliche Funktion der Koordination von Angebot und Nachfrage hier nicht ausüben. Insofern ist der Grundsatz, dass Investoren das langfristige Preisrisiko in ihrer Investitionsentscheidung berücksichtigen müssen, beim Ökostromausbau zumindest so lange nicht anwendbar, wie die Politik konkrete Ausbauziele definiert hat und eine entsprechende Förderung vorsieht. Damit ist diese Begründung für eine fixe Prämie nicht schlüssig.

### **Höheres Risiko und Akteursvielfalt**

Die Einführung einer fixen Prämie würde für den Stromverbraucher sehr teuer. In jedem Fall kommt es zu einem gestiegenen Risiko für die Investoren, das von den Befürwortern einer fixen Marktprämie als zentrales Ziel angeführt wird. Dadurch steigen die Finanzierungskosten um insgesamt acht bis 20 Prozent. Diese Kosten werden letztlich auf die Stromkunden abgewälzt.

Ein solches erhöhtes Risiko kann besser von großen Unternehmen verkraftet werden als von kleinen und mittleren Akteuren wie beispielsweise der Bürgerenergie. Diese haben bislang maßgeblich den EE-Ausbau vorangebracht. Die Akteursvielfalt dürfte daher mit einer fixen Prämie gefährdet sein.

### **Drohende große Mitnahmeeffekte**

Zusätzlich führen die sehr wahrscheinlich auftretenden erheblichen Mitnahmeeffekte zu Zusatzkosten für die Verbraucher (Abbildung A). Diese treten auf, weil die Investoren hinsichtlich der künftigen Strompreise vor einer ungewöhnlich großen Unsicherheit stehen. Um das Risiko von großen

Verlusten zu minimieren, müssen sie bei der Kalkulation einen Strompreis anlegen, der Ihrer Meinung nach mit recht hoher Wahrscheinlichkeit nicht unterschritten wird.

Während wenig darauf hinweist, dass der Strompreis kurzfristig über das aktuell niedrige Niveau steigen könnte, ist dies mittel- bis langfristig durchaus denkbar. Entscheidend für die Finanzierbarkeit eines Projektes sind aber die ersten Jahre. Vor diesem Hintergrund würden potenzielle Investoren in einem Ausschreibungsverfahren sehr wahrscheinlich niedrige Stromerlöse annehmen. Alles andere wäre mit einem zu großen Risiko auf sehr hohe Verluste verbunden. Auch wenn der Staat die Höhe der fixen Prämie festlegen würde, müsste er einen sehr niedrigen Erlös annehmen. Nur damit kann er sicherstellen, dass der gewünschte Zubau tatsächlich stattfindet.

Damit sind erhebliche Mitnahmeeffekte und höhere Kosten für die Verbraucher wahrscheinlich, denen kaum Chancen auf Kosteneinsparungen gegenüber stehen. In einer Abschätzung für die Festlegung der fixen Prämie einer Windenergieanlage an Land wurde ein Erlös entsprechend der aktuellen Marktsituation am Spot- und Terminmarkt zugrunde gelegt. Zur Ermittlung der möglichen Mitnahmeeffekte wurde eine vom Öko-Institut modellierte Bandbreite der möglichen Strompreisentwicklung verwendet. Danach lägen die Einnahmen eines Betreibers bei einem mittleren Strompreis um gut 20 Prozent höher als bei der bestehenden gleitenden Marktprämie, bei einem hohen Strompreis um knapp 60 Prozent. Noch stärker würden dann die Gewinne der Betreiber und die Belastung der EEG-Umlage steigen. Letztere wäre im Vergleich zur gleitenden Marktprämie um knapp die Hälfte bzw. viereinhalb Mal so hoch. Das Öko-Institut geht sogar davon aus, dass der Strompreis noch niedriger und die fixe Prämie damit noch höher angesetzt werden müsste. Dadurch wären Mitnahmeeffekte, Zusatzgewinne und Zusatzbelastung der EEG-Umlage noch höher.

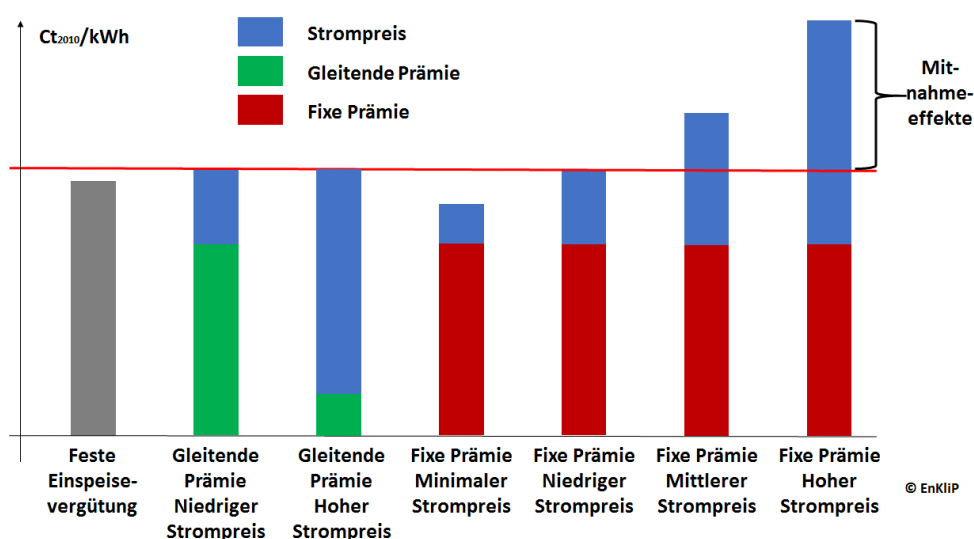


Abbildung A: Vergleich der Erlöse für eine Windenergieanlage an Land im Falle einer Festvergütung, einer Vergütung nach gleitender Marktprämie und nach fixer Marktprämie (eigene Darstellung, in Anlehnung an (Öko-Institut c), Beispieljahr 2025)

Die fixe Marktprämie funktioniert somit praktisch nach dem Prinzip „Risiken sozialisieren, Gewinne privatisieren“. Mit der gleitenden Marktprämie wird dagegen ein perfektes Hedging<sup>1</sup> bezüglich der mittel- bis langfristigen Änderungen des Strompreises durchgeführt. Sowohl Verbraucher als auch Produzenten sind so gegen Preisschwankungen abgesichert. Mit der fixen Prämie würde ein Risiko für Verbraucher und Investoren geschaffen, das es derzeit faktisch nicht gibt.

<sup>1</sup> Hedge (engl.): Das Sicherungsgeschäft. Ein Hedge dient der Ausschaltung oder Verringerung von Preisrisiken bei börsengängigen Objekten (Meyers 2001).



## 1.2 Kapazitätsprämien

Bei einer Kapazitätsprämie erhält der Anlagenbetreiber seine Einnahmen nicht wie bisher ausschließlich aufgrund der Einspeisung von Strom, sondern zum größeren Teil allein aufgrund der Kapazität einer Anlage und unabhängig von ihrer Stromspeisung. Ihr wichtigstes Ziel ist eine systemdienlichere Stromspeisung und Auslegung von EE-Anlagen. Für regelbare wie insbesondere Biomasseanlagen sind solche Anreize grundsätzlich sinnvoll.

### **Effektivitäts- und Effizienzverluste bei fluktuierenden EE-Anlagen (FEE-Anlagen)**

Wenn die Kapazität anhand der Nennleistung bzw. der installierten Leistung einer Anlage bemessen wird, sinken beispielsweise bei einer Windenergieanlage an Land die Einnahmen aus dem Stromverkauf auf nur noch rund ein Drittel. Damit wird der ökonomische Anreiz deutlich reduziert, eine Anlage effektiv und effizient zu betreiben und auszulegen. Überdimensionierte Generatoren, kleinere und damit kostengünstigere Nabenhöhen und Rotordurchmesser oder eine ineffiziente Fahrweise einer Anlage können betriebswirtschaftlich sinnvoll werden. Volkswirtschaftlich wären sie dagegen ineffizient. Dies wird nicht grundsätzlich besser, wenn eine Mindestverfügbarkeit vorgeschrieben wird.

### **Das 10 Prozent / 90 Prozent Dezile**

Im System der „10 Prozent / 90 Prozent Dezile“, das vom Öko-Institut im Auftrag von Agora Energiewende entwickelt wurde, wird die Kapazität einer Anlage nicht anhand der Nennleistung, sondern jährlich aufgrund ihrer tatsächlichen Stromspeisung bestimmt. In wind- bzw. sonnenschwachen Jahren sind die Kapazitätzahlungen somit gering, das Risiko von zeitweise geringen Einnahmen verbleibt grundsätzlich. Die o.g. Nachteile einer geringeren Effektivität und Effizienz werden damit vermutlich beseitigt. Die Berechnung ist allerdings sehr komplex, was ein hohes Risiko von Fehlparametrisierungen beim Gesetzgeber zur Folge hat.

### **Markt- und Systemintegration**

Eine Kapazitätsprämie auf Basis der Nennleistung wird bei FEE-Anlagen auch in wind- und sonnenarmen Zeiten zu einer geringeren Stromspeisung führen. Für das System des Öko-Instituts ist nicht erwiesen, dass eine relevant verstärkte Stromspeisung in wind- und sonnenarmen Zeiten angereizt wird und damit die Kosten zur Vorhaltung von Back-up-Kapazitäten eingespart werden können. Es ist allerdings bereits auf Grundlage der Festvergütung und der gleitenden Marktprämie eine positive Entwicklung zu beobachten. Nabenhöhe und Rotordurchmesser von neuen Anlagen sind in den vergangenen Jahren kontinuierlich gestiegen – und mit ihnen die Volllaststunden. Entsprechend wurde die Stromspeisung gleichmäßiger und bei schwachem Wind absolut und relativ stärker.

### **Negative Strompreise**

Durch die Umstellung auf Kapazitätsprämien könnte die Stromspeisung von Wind- und Photovoltaikanlagen bei negativen Strompreisen verhindert werden. Allerdings ist dies aus drei Gründen zumindest in absehbarer Zeit grundsätzlich volkswirtschaftlich nachteilig. Erstens würde der Druck gesenkt, den konventionellen Kraftwerkspark zu flexibilisieren. Diese Flexibilität ist aber für die Systemtransformation unverzichtbar. Zweitens würde eine Stromerzeugung ohne Umweltschadenskosten abgeregelt statt die umweltschädliche Verstromung von fossilen Energien. Drittens würden Anlagen ohne Brennstoffverbrauch abgeregelt statt fossile Kraftwerke mit Brennstoffverbrauch.

Weder Kapazitätsprämien auf Basis der Nennleistung noch auf Basis der „10 Prozent / 90 Prozent Dezile“ können überzeugen. Es erscheint sinnvoller, Anreize zur Systemoptimierung beispielsweise durch eine Mengenkongentierung und/oder durch eine Optimierung der bestehenden gleitenden Marktprämie mit Hilfe einer Umstellung von der monatlichen auf eine jährliche Bestimmung der Marktprämienhöhe zu setzen.

## 2 EINLEITUNG

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat maßgeblich dazu beigetragen, den Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch in Deutschland von rund 6 Prozent im Jahr 2000 (BMU 2013) auf über 27 Prozent im Jahr 2014 zu steigern (Agora Energiewende 2015). Schon im Jahr 2013 hat das EEG über 80 Millionen Tonnen Treibhausgasemissionen vermieden (BMU 2013), kein anderes Klimaschutzinstrument hat bislang stärkere Einsparungen bewirkt (BMU 2007: 12). Darüber hinaus hat das EEG eine bemerkenswerte Technologieentwicklung ausgelöst. Anlagen zur Erzeugung von Ökostrom sind nicht nur zuverlässiger und leistungsstärker geworden, zusätzlich sind ihre Stromgestehungskosten teilweise deutlich gesunken. Während die Vergütung von Strom aus Photovoltaik-Anlagen im Jahr 2004 noch bis zu 57 Ct/kWh betrug (EEG 2004), sank sie bis Anfang 2015 auf knapp 11 bis knapp 13 Ct/kWh (BNetzA 2015) – Tendenz weiter fallend. Für das gleiche Geld bekommt man heute somit fünf Mal mehr Photovoltaikstrom als vor gut zehn Jahren. Damit liegt sogar Strom aus den einst so teuren Photovoltaikanlagen heute im Kostenbereich von neuen fossilen Kraftwerken, die laut Bundesregierung Stromgestehungskosten von 7 bis 11 Ct/kWh aufweisen (BMWi 2014a:3). Windenergieanlagen an Land erhalten dagegen schon seit vielen Jahren Vergütungen von unter 10 Ct/kWh, derzeit liegt die Anfangsvergütung bei 8,9 Ct/kWh, nach frühestens 5 Jahren Betriebszeit sinkt sie auf nur 4,95 Ct/kWh (EEG 2014).

Vor dem Hintergrund der globalen Klimakrise, den Klimaschutzverpflichtungen Deutschlands und des Ausstieges aus der Atomenergie soll das Wachstum der Erneuerbaren Energien weitergeführt werden. Weitere gute Gründe dafür sind die durch Erneuerbaren Energien bestehenden rund 380.000 Arbeitsplätze (2012), die Einsparung von traditionellen Luftschadstoffen, die Vermeidung der Landschafts- und Naturzerstörung beispielsweise durch den Braunkohletagebau und die Tatsache, dass die Erneuerbaren Energien unabhängiger machen gegenüber Energieimporten, die oft aus geopolitisch unsicheren Regionen stammen und deren Kostenentwicklungen kaum abschätzbar sind (BMU 2013). Die Bundesregierung und der Bundestag möchten daher den Anteil der Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch bis 2050 auf „mindestens 80 Prozent“ steigern (EEG 2014: § 1 Abs. 2). Trotz und wegen des beeindruckenden Erfolgs wurde und muss das EEG allerdings regelmäßig an die sich schnell ändernden technischen und wirtschaftlichen Bedingungen angepasst werden. Entsprechende Vorschläge wurden in den letzten Jahren von verschiedenen Forschungsinstituten und Lobbyorganisationen erarbeitet. Übersichten darüber bieten (AEE 2014b; IASS 2014; Nestle2013).

Bereits in die feste Planung der Bundesregierung eingegangen ist, dass die Vergütungen bis spätestens 2017 über Ausschreibungen bestimmt werden sollten (EEG 2014). Derzeit wird ein Pilotprojekt für Photovoltaik-Freiflächenanlagen durchgeführt. Zu diesem Thema bestehen bereits einige Untersuchungen, weswegen darauf im vorliegenden Gutachten nicht weiter eingegangen wird (Leuphana Universität und Uwe Nestle 2014; IZES 2014; Agora Energiewende 2014; Stiftung Umweltenergie recht 2014). Zwei weitere von manchen Akteuren vorgeschlagenen und grundsätzliche Änderungen des EEG, deren Umsetzung sich die Bundesregierung noch offen lässt, beziehen sich auf die Finanzierungssystematik für neue EE-Anlagen und werden im vorliegenden Gutachten diskutiert.

Dies ist erstens die Umstellung von der derzeit bestehenden gleitenden Marktprämie zu einer fixen Prämie (Kapitel 3). Mit ihr soll die Höhe der Prämie, die ein Anlagenbetreiber zusätzlich zu den Erlösen am Strommarkt erhalten soll, für die gesamte Förderdauer fest sein. So sprechen sich (frontier economics 2013; frontier economics und r2b 2013; VKU 2013; ZEW 2013) für eine fixe Prämie aus.

Auch der BDEW möchte von der gleitenden auf eine fixe Prämie wechseln, wobei im entsprechenden Positionspapier sehr deutlich auf Nachteile hingewiesen wird sowie auf notwendige Voraussetzungen, die aus Sicht des BDEW auf absehbare Zeit nicht vorliegen dürften (BDEW 2013a). Auch das Arrhenius-Institut weist darauf hin, dass die Einführung einer fixen Prämie jetzt zumindest zu früh sei und eine ggf. mögliche Einführung eher langfristig anhand der dann vorliegenden Marktsituation geprüft werden sollte (Arrhenius-Institut 2013).

Anders als fast alle Akteure differenziert (IZES et al. 2013) zwischen den unterschiedlichen EE-Sparten (AEE 2014b). Beispielsweise für die flexibel steuerbare Biomasse und für Offshore Windenergie wird eine fixe Prämie vorgeschlagen, die – anders als bei den bisher genannten Akteuren – nicht für die Strommenge (in kWh), sondern für die Kapazität (in kW) vergütet werden soll. Auch Bofinger setzt sich dafür ein, die Finanzierung von EE-Anlagen auf Kapazitätsprämien umzustellen (Bofinger 2013). Dies ist die zweite grundsätzliche Änderung des EEG, die im vorliegenden Gutachten kritisch diskutiert wird (Kapitel 4).

Die aktuellste und umfassendste Untersuchung zu diesen beiden Aspekten hat das Öko-Institut im Auftrag von Agora Energiewende vorgelegt (Öko-Institut 2014b). Hier wird vorgeschlagen, bei allen EE-Technologien sowohl auf eine fixe Prämie als auch auf Kapazitätsprämien umzustellen. Aufgrund der im Vergleich zu anderen Veröffentlichungen tiefergreifenden Untersuchungen wird auf diese Studie im vorliegenden Gutachten ausführlicher eingegangen.

In Kapitel 3 und 4 werden Funktionsweise und Folgen einer Umstellung auf eine fixe Prämie bzw. Kapazitätsprämien dargestellt. Ferner werden Motivation und Ziele einer entsprechenden Umstellung kritisch diskutiert. Bezüglich Kapazitätsprämien werden andere Optionen dargestellt, mit denen die angestrebten Ziele erreicht werden können. Um einen Vergleich mit dem geltenden EEG zu ermöglichen, werden im Exkurs auf den Seiten 11f Funktionsweise und Anreize der gleitenden Marktprämie ausführlich beschrieben.

### Exkurs: Die gleitende Marktprämie

Seit Anfang 2012 konnten EE-Anlagenbetreiber die Option wählen, statt der festen Einspeisevergütung ihren Strom am Markt zu verkaufen und die „gleitende Marktprämie“ zu erhalten. Seit 1. August 2014 ist die feste Einspeisevergütung abgeschafft – mit Ausnahme von ganz kleinen Anlagen. Seitdem nutzen praktisch alle neuen EE-Anlagen das System der gleitenden Marktprämie. In diesem System werden alle Anlagenbetreiber mit dem Vermarktungsrisiko und den kurzfristigen Strompreisschwankungen konfrontiert. Bereits vor 2012 gab es mit dem Finanzierungssystem des Grünstromprivilegs eine Option, EE-Anlagen bei vollem Risiko am Markt zu betreiben. Es wurde mit dem EEG 2014 abgeschafft.

Wer die Option der gleitenden Marktprämie nutzt, erhält zwei Einnahmeströme:

- Erlöse auf dem Strommarkt, an dem die EE-Anlagenbetreiber ihren Strom verkaufen und
- die gleitende Marktprämie, die vom Netzbetreiber vergütet wird (siehe Abbildung 1).

Die gleitende Marktprämie wird aus der Differenz zwischen der Festvergütung einer konkreten EE-Anlage und dem durchschnittlichen Erlös der jeweiligen EE-Sparte am Spotmarkt der Strombörse ermittelt. Dies findet im Nachhinein (ex post) und monatlich statt. Da das neue EEG 2014 grundsätzlich keine Festvergütung mehr vorsieht, wird nun statt dessen der Begriff „anzulegender Wert“ verwendet, auf dessen Grundlage die Höhe der gleitenden Marktprämie berechnet wird. In der Systematik entspricht er praktisch der ehemaligen Festvergütung. Da sich die „gleitende“ Marktprämie innerhalb eines Monats fest und für die Betreiber einer EE-Anlage nicht beeinflussbar ist, handelt es sich praktisch um eine fixe Marktprämie, die monatlich angepasst wird.

Die Vermarktung von EE-Strom ist mit einem Aufwand verbunden. Ferner sollte ein finanzieller Anreiz für den Wechsel aus dem sehr sicheren Festvergütungsmodell in das etwas risikoreichere Marktprämienmodell geschaffen werden. Daher erhielten Nutzer der gleitenden Marktprämie im EEG 2012 als „Aufwandsentschädigung“ zusätzlich die sogenannte Managementprämie. Da seit 1.8.2014 die Direktvermarktung grundsätzlich verpflichtend ist, sind diese Kosten inzwischen in die gleitende Prämie eingepreist, so dass die Managementprämie optisch verschwunden ist.

Was bedeutet der Wechsel von der Festvergütung zur gleitenden Marktprämie? Da der Anlagenbetreiber seinen Strom am Markt verkauft, übernimmt er die vollen Vermarktungsrisiken. So muss er, wenn er eine zu hohe Prognose für die Stromeinspeisung abgegeben hat, Ausgleichsenergie organisieren. Eine gute Prognose reduziert die Kosten für Ausgleichsenergie für die Betreiber. Da er frei ist, neben der Strombörse auch andere Strommärkte zu nutzen, hat er ferner das Risiko, an dem Markt, an dem er seinen Strom verkauft, niedrigere Erlöse zu erzielen als an anderen Märkten. Der Anlagenbetreiber hat die Möglichkeit seine Erlöse zu erhöhen, wenn er zum richtigen Zeitpunkt einspeist – also wenn der Preis gerade hoch ist. Auch dadurch ändert sich seine gleitende Marktprämie nicht. Er geht aber auch das Risiko ein, die Stromeinspeisung seiner Anlage falsch zu planen und damit unterdurchschnittliche Preise zu erhalten.

Die Höhe der Marktprämie ändert sich bei kurzfristigen, also viertelstündlichen, stündlichen, oder täglichen Preisschwankungen nicht und kann vom einzelnen Anlagenbetreiber nicht beeinflusst werden. Somit ist der Anreiz zur Anpassung der Fahrweise an die kurzfristigen Schwankungen des Strompreises vollständig gegeben. Durch die Übertragung des Marktpreises auf die Erlössituation der Anlagenbetreiber können diese durch die Betriebsweise und – bei Neuanlagen – die Auslegung ihrer

Anlage ihre Gesamterlöse verbessern. Sie müssen aber auch das Risiko übernehmen, unterdurchschnittliche Einnahmen zu erzielen, wenn sie ihr Einspeiseprofil nicht optimieren. Insbesondere für regelbare EE-Anlagen kann dies ein wichtiger Anreiz sein, flexibel und bedarfsgerecht einzuspeisen. Da die am Markt erzielbaren Zusatzerlöse die notwendige Umrüstung von Biomasseanlagen allerdings noch nicht wirtschaftlich machen, wird dies zusätzlich mit der Flexibilitätsprämie gefördert.

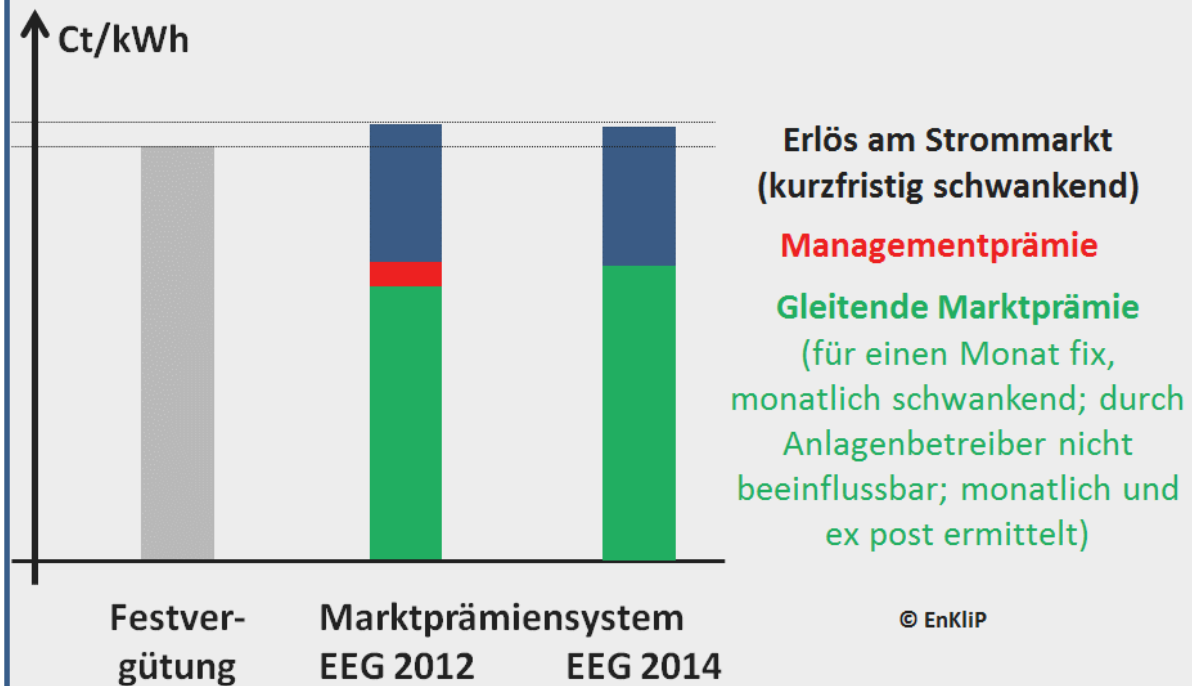


Abbildung 1: Prinzip der gleitenden Marktprämie nach EEG 2012 und EEG 2014 im Vergleich zur Festvergütung am Beispiel einer Windenergieanlage an Land (Annahme eines anzulegenden Wertes von 8,9 Ct/kWh und eines Stromerlöses von 2,85 Ct/kWh) (eigene Darstellung)

Um auf die schwankenden Marktpreise reagieren zu können, werden Anlagen, die am Marktprämiensmodell teilnehmen wollen, sinnvoller Weise mit einer Fernsteuerung ausgestattet. Denn nur so können sie beispielsweise bei zu stark negativen Preisen kurzfristig abgeschaltet werden. Dies ist dann sinnvoll, wenn die Summe aus gleitender Marktprämie und negativem Strompreis unter Null ist, da dann die Gesamterlöse für die Einspeisung einer Kilowattstunde ebenfalls negativ sind. Damit würde die Stromeinspeisung zu Verlusten führen.

Wie bedeutend die „Marktintegration“ durch die gleitende Marktprämie für die fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE) tatsächlich ist, ist umstritten. Denn mit Ausnahme einer Abregelung können bestehende Wind- und Solaranlagen ihre Einspeisung praktisch nicht steuern und an die Höhe des Marktpreises anpassen. Ferner wird die Auslegung neuer Anlagen von zahlreichen anderen Faktoren stark beeinflusst, wie beispielsweise der Verfügbarkeit eines Standortes und den jeweiligen Genehmigungsbedingungen. Damit kann in Frage gestellt werden, ob durch die gleitende Marktprämie die Einspeisecharakteristika sowohl bestehender als auch neuer FEE Anlagen tatsächlich nennenswert beeinflusst wird.

Dennoch wurde die Option der gleitenden Marktprämie nach ihrer Einführung sehr schnell stark angenommen. Derzeit wird fast die vollständige Kapazität aller Windenergieanlagen und knapp 70% der Kapazität aller Biomasseanlagen über die gleitende Marktprämie vermarktet (ISI et al. 2014).

### 3 FIXE PRÄMIE

In diesem Kapitel wird zunächst in Kapitel 3.1 die Funktionsweise einer fixen Prämie im Vergleich zur derzeit bestehenden gleitenden Marktprämie dargestellt. Anschließend werden in Kapitel 3.2 die in der Literatur angeführten Ziele für eine Umstellung auf eine fixe Prämie genannt und kritisch diskutiert. Hier wird ferner diskutiert, inwiefern bei einer Umstellung von einer gleitenden zu einer fixen Marktprämie neue Anreize zur Erreichung dieser Ziele gesetzt werden. Damit ein Vergleich mit dem geltenden EEG möglich ist, werden im Exkurs auf den Seiten 11f Funktionsweise und Anreize der gleitenden Marktprämie ausführlich beschrieben. In Kapitel 3.3 wird ein Fazit zur fixen Prämie gezogen.

Es ist im Folgenden zu unterscheiden zwischen der „Marktprämie“, in der die Prämie auf die Strommenge (in kWh) ausgezahlt wird und der „Kapazitätsprämie“, in der die Vergütung auf die Kapazität (in kW) einer Anlage ausgezahlt wird. Wird in den folgenden Kapiteln der Überbegriff „Prämie“ verwendet, sollen beide Prämienarten darunter verstanden werden. Dabei wird zunächst eine fixe Marktprämie dargestellt und diskutiert. Bezüglich der Auswirkungen bestehen in der Regel grundsätzlich keine Unterschiede zwischen einer Markt- und einer Kapazitätsprämie. Die Diskussion zu Kapazitäts- im Vergleich zu Marktprämien wird in Kapitel 4 durchgeführt.

#### 3.1 Funktionsweise und Wirkung der fixen Prämie

In der Literatur wird die Forderung nach einer Umstellung von einer gleitenden auf eine fixe Marktprämie meist mit der Forderung nach der gleichzeitigen Umstellung auf ein Ausschreibungssystem verbunden. Unabhängig davon ist die Einführung eines Ausschreibungssystems von der Bundesregierung bis spätestens 2017 geplant (EEG 2014). Sie hat sich dabei offen gelassen, ob in dieser Ausschreibung das bestehende System der gleitenden Marktprämie beibehalten oder beispielsweise eine fixe Prämie oder/und Kapazitätsprämien eingeführt werden sollen. Daher werden im Folgenden zunächst Funktionsweise und Wirkung einer fixen Marktprämie in einem Ausschreibungssystem dargestellt. Grundsätzlich ist aber auch eine Festlegung der Höhe der fixen Marktprämie durch den Staat möglich. Dies wird z.B. vom Öko-Institut vorgeschlagen. Es sei *„auf einer abstrakten Ebene [als] sinnvoll ... die umfassende strukturelle Reform der Einkommensströme [also die Umstellung auf fixe Kapazitätsprämien (der Autor)] für erneuerbare Stromerzeugungsanlagen zeitlich vorgelagert umzusetzen“* (Öko-Institut 2014c: 41). Daher wird im Folgenden auch auf eine staatlich festgelegte fixe Prämie eingegangen.

##### 3.1.1 Funktionsweise der fixen Prämie

Mit der Einführung einer fixen Prämie würde die seit 2012 bestehende gleitende Marktprämie abgelöst. Sowohl bei der gleitenden als auch bei der fixen Marktprämie verkauft der EE-Anlagenbetreiber seinen Strom am Markt selbst – oder beauftragt einen Dienstleister. Da die Erlöse am Strommarkt nicht ausreichen, um eine neue Anlage zu refinanzieren, erhält er zusätzlich eine Prämie.

Der im Prinzip einzige Unterschied zwischen einer gleitenden und einer fixen Prämie ist, dass letztere nicht an die mittel- bis langfristige Strompreisentwicklung angepasst wird. Entwickelt sich der Strompreis mittel- bis langfristig anders als angenommen, treten im System der fixen Prämie – anders als bei der gleitenden Marktprämie – entweder höhere Gewinne oder Mindereinnahmen und ggf. Verluste bei den Investoren auf. Für die Verbraucher führt dies spiegelbildlich zu einem höheren oder



niedrigeren Gesamtstrompreis (siehe Kapitel 3.1.3). Während die gleitende Marktprämie Produzenten und Verbraucher gegen mittel- und langfristige Preisänderungen absichert, sind bei der fixen Prämie beide Seiten dem mittel- bis langfristigen Preisrisiko voll ausgesetzt. Da der Großmarktstrompreis durch Einzelakteure nicht nennenswert beeinflusst werden kann, gibt es für die Investoren und insbesondere auch für die Stromverbraucher praktisch keine Möglichkeit, sich vor diesem Risiko zu schützen.

Von den kurzfristigen Preisänderungen sind die EE-Anlagenbetreiber sowohl bei der gleitenden als auch bei der fixen Prämie gleichermaßen betroffen. Denn da die gleitende Marktprämie innerhalb eines Monats fix und unabhängig vom Verhalten des Betreibers ist, wirken bei ihr kurzfristige Preisänderungen gleichermaßen auf die Anlagenbetreiber wie bei der fixen Prämie. Sie können darauf – zumindest theoretisch – durch die Betriebsweise und die Auslegung ihrer Anlage reagieren (siehe Exkurs auf Seiten 11f und Kapitel 3.2.2).

### **3.1.2 Steigende Komplexität durch notwendige Abschätzung des künftigen Strompreises**

Sowohl im Festpreissystem für EE-Strom als auch bei der gleitenden Marktprämie müssen die Teilnehmer einer Ausschreibung bzw. der Staat nur die Stromgestehungskosten der einzelnen EE-Technologien kennen. Denn sie müssen im Angebot nicht die Höhe der gleitenden Prämie nennen, sondern einen „anzulegenden Wert“. Aus diesem Wert wird nach der Ausschreibungsphase die Höhe der gleitenden Marktprämie ermittelt, indem der durchschnittliche Erlös an der Strombörse beispielsweise von Windenergieanlagen an Land abgezogen wird. Das ist bei einer fixen Prämie anders. Denn ihre Höhe wird in der Ausschreibungsphase festgelegt und ändert sich anschließend nicht mehr. Hier spielt es bei der Angebotserstellung eines Teilnehmers der Ausschreibung zusätzlich eine zentrale Rolle, wie die Höhe des künftigen Strompreises von ihm eingeschätzt wird. Je niedriger der Preis angenommen wird, desto höher wird die fixe Prämie sein – und umgekehrt.

Wird also eine fixe Prämie ausgeschrieben, muss der Investor für die Angebotsstellung sowohl die Stromgestehungskosten seiner EE-Anlage am entsprechenden Standort kennen als auch eine Annahme treffen, welche Einnahmen am Strommarkt er über die gesamte Laufzeit der Finanzierung erwartet. Dieser Zeitraum könnte 20 Jahre umfassen, so wie die Vergütung von EEG-Anlagen derzeit im EEG geregelt ist. Sollte der Staat die Höhe der Prämie festlegen, muss er neben Kenntnissen zu den Stromgestehungskosten ebenfalls eine möglichst gute Vorstellung von den künftigen Strompreisen haben.

#### **Künftige Strompreisentwicklung: Nichts ist so sicher wie die Unsicherheit**

Für Teilnehmer einer Ausschreibung ist dabei die Unsicherheit bei der Abschätzung der künftigen Strompreisentwicklung von Bedeutung. Denn je unsicherer sie ist, desto höher ist das spätere Risiko – und damit die Kreditzinsen und Risikozuschläge. Dies muss in die Ermittlung des Angebotspreises einbezogen werden. Legt der Staat die Höhe der fixen Prämie fest, muss er berücksichtigen, wie wichtig es für ihn ist, dass die gewünschte Zubaumenge tatsächlich erreicht wird. Wenn ihm das sehr wichtig ist, muss er sicherheitshalber einen sehr niedrigen künftigen Strompreis unterstellen. Denn nur dann kann er unterstellen, dass sich in ausreichendem Maße Investoren finden, so dass genügend EE-Anlagen gebaut und die Ausbauziele erreicht werden. Insgesamt wird das System damit deutlich komplexer.

Zu berücksichtigen ist, dass die langfristige Preisentwicklung bei Strom mit größeren Unsicherheiten verbunden sein dürfte als bei vielen anderen Produkten (arrhenius 2013: 23). Dies liegt beispielsweise am großen Einfluss von staatlichen Maßnahmen. So hat der vom Staat initiierte starke EE-Ausbau und der vom Staat akzeptierte Verfall des Preises von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten maßgeblich dazu beigetragen, dass der Strompreis in den letzten Jahren deutlich gefallen ist.

Für die kommenden Jahre gibt es zunächst kaum Hinweise oder Entwicklungen, die annehmen lassen würden, dass die Strompreise steigen könnten. So gehen die meisten Experten davon aus, dass die Preise für CO<sub>2</sub> im europäischen Emissionshandelssystem bis mindestens 2020 kaum steigen werden (BMW<sub>i</sub> 2014: 36). Der eingebrochene Ölpreis könnte mittelfristig auch zu sinkenden Gas und ggf. auch Kohlepreisen führen. Nicht zuletzt ist davon auszugehen, dass der EE-Ausbau im Strombereich in den kommenden Jahren entsprechend der Planungen der Bundesregierung fortgesetzt wird und auch in anderen EU Mitgliedsstaaten entsprechend der Planungen der Kommission ein weiterer Zubau stattfindet (EU 2009). Zu den aktuell bestehenden Überkapazitäten am Kraftwerkspark werden also weitere Stromerzeugungskapazitäten hinzugebaut, was eine preissenkende Wirkung hat.

Mittel- und längerfristig ist es dagegen sehr wohl vorstellbar, dass die Strompreise steigen. Sowohl bei fossilen Energieträgern also auch bei CO<sub>2</sub>-Zertifikaten ist es gut denkbar, dass es zu deutlich höheren Preisen kommt. Ferner sind viele konventionelle Kraftwerke in Deutschland bereits recht alt und müssen in nicht allzu langer Zeit ersetzt werden. Dies trifft nicht nur für die Atomkraftwerke zu, die bis spätestens 2022 abzuschalten sind. So stellte die Bundesregierung bereits 2006 fest: *„Hinsichtlich der Entwicklung der Erzeugungsstruktur ist zu beachten, dass im Zeitraum bis 2030 mehr als die Hälfte der bestehenden Kraftwerkskapazität ersetzt werden muss. [...] Ein erheblicher Teil der Kapazitäten auf fossiler Basis ist älter als 25 Jahre“* (BMW<sub>i</sub> und BMU 2006). Nach der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur ist rund die Hälfte aller Kohlekraftwerke Deutschlands älter als 30 Jahre, rund ein Viertel ist älter als 40 Jahre. Rund 40 % der Erdgaskraftwerke sind älter als 30 Jahre (BNetzA 2014). Diese Altersstruktur dürfte den Abbau der bestehenden Überkapazität unterstützen. Wenn parallel dazu der Verkehrs- und Wärmebereich stärker über Strom versorgt wird – so wie es manche Szenarien erwarten – würde es zu einer deutlichen Steigerung des Stromverbrauchs kommen (DLR et al. 2012; UBA 2014). Ein sinkendes Angebot würde dann auf einen steigenden Bedarf treffen, was den Strompreis nach oben treiben würde.

### **Abschätzung der künftigen Strompreise durch das Öko-Institut**

Die oben dargestellte Unsicherheit bei der künftigen Strompreisentwicklung macht ein System mit einer fixen Marktprämie für alle Teilnehmer hoch komplex. Das Öko-Institut hat eine Abschätzung der Strompreisentwicklung bis 2045 anhand einer umfassenden Analyse auf Grundlage ihres Strommarktmodells „PowerFlex“ durchgeführt (Öko-Institut 2014c: 115). Hier schätzt das Öko-Institut in einem „unteren Erlösszenario“ und einem „oberen Erlösszenario“ eine Bandbreite der möglichen Preisentwicklung bis 2045 ab. In den Szenarien werden verschiedene Parameter variiert wie beispielsweise die installierte Kapazität von konventionellen und erneuerbaren Kraftwerken sowie von Speichern, die Brennstoffkosten von Kohle, Öl und Gas, der Umfang von Import und Export von Strom sowie von Lastmanagement und nicht zuletzt der gesamte Stromverbrauch. In allen Fällen wurden maximale und minimale Werte definiert, um jeweils den maximal und den minimal zu erwartenden Strompreis zu ermitteln (Tabelle 1). Neben den oben beschriebenen quantitativ bestimmbareren Parametern, die den künftigen Strompreis mit bestimmen und die im Modell des Öko-Instituts



eingeflossen sind, besteht eine weitere, nur qualitativ beschreibbare Unsicherheit. Diese betrifft das zukünftige Strommarktdesign. Noch ist völlig unklar, wie dieses in fünf, zehn oder 20 Jahren aussehen wird. Denkbar ist, dass es im Wesentlichen so bleibt wie bisher. Möglich ist aber auch, dass es beispielsweise einen umfassenden Kapazitätsmarkt geben wird. In diesem Fall wären die Preise am Strommengenmarkt wie beispielsweise der Strombörse vermutlich spürbar niedriger als ohne Kapazitätsmärkte. Auch diese Unsicherheit macht die Abschätzung des langfristigen Strompreises extrem schwer und risikoreich (arrhenius 2013: 23).

Auf der Grundlage der abgeschätzten Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise wurden vom Öko-Institut ferner die durchschnittlichen Erlöse beim Verkauf von Strom von Anlagen verschiedener EE-Sparten wie beispielsweise Windenergie an Land oder Photovoltaik abgeschätzt. Diese sind niedriger als der Durchschnittspreis an der Börse, da aufgrund des hohen Stromangebots bei viel Wind oder starker Sonneneinstrahlung der Preis an der Börse automatisch sinkt (Öko-Institut 2014c). Tabelle 1 stellt die Ergebnisse für die Jahre 2025, 2035 und 2045 in realen Werten von 2010 dar<sup>2</sup>.

*Tabelle 1: Abschätzung der Bandbreite der Entwicklung des Strompreises und der Durchschnittserlöse für Strom aus Windenergie an Land und Photovoltaik nach (EEG 2014) und nach (Öko-Institut 2014: Seite 116, Tabellen 15 und 16)*

	2025	2035	2045
Strompreis (Durchschnitt) (Ct <sub>2010</sub> /kWh)	2,15-10,29	2,76-12,60	2,63-14,27
Erlös für Windenergieanlagen an Land (Ct <sub>2010</sub> /kWh)	1,28-7,53	1,47-8,83	1,34-9,70
Erlös für Photovoltaikanlagen (Ct <sub>2010</sub> /kWh)	1,53-8,10	1,45-10,21	1,18-11,59

Diese Analysen bestätigen, dass es höchst unsicher ist, wie sich der Strompreis mittel- bis langfristig entwickeln wird. Tatsächlich könnte diese bereits große Bandbreite noch deutlich zu klein sein. Denn das Öko-Institut unterstellt, dass die Stromnachfrage im Jahr 2045 zwischen 564,7 TWh/a und 568,7 TWh/a liegen würde (Öko-Institut 2014c). Dies ist ein sehr enger Korridor für die Stromnachfrage in 30 Jahren. Tatsächlich kommt das Öko-Institut in einer anderen Studie, in der die Zukunft eines klimafreundlichen Verkehrssystems untersucht wird, in verschiedenen Szenarien zu Stromverbräuchen von 375 TWh/a bzw. 744 TWh/a im Jahr 2050 (Öko-Institut 2014c: 142, Tabelle 5-15). Während DLR im Szenario „2011 C“ einen Stromverbrauch von 534 TWh/a annimmt, werden im anspruchsvollen Szenario „THG95“ im Jahr 2050 knapp 840 TWh/a ermittelt (DLR et al. 2012: 141 Tabelle 5-2 bzw. 152, Tabelle 5-8). Das UBA kommt sogar auf einen Stromverbrauch von 2.600 bis 3.000 TWh im Jahr 2050 (UBA 2014: 85 Tabelle 2).

<sup>2</sup> Reale Kosten werden verwendet, um Entwicklungen in der Zukunft und in der Vergangenheit vergleichbar zu machen. Sie basieren auf einem festen Bezugsjahr, das der Währungsangabe tiefgestellt hinzugefügt wird (z.B. 100 €<sub>2010</sub>). Nominale Kosten stellen hingegen die tatsächlichen, absoluten Kosten im betreffenden Jahr dar und hängen von der Inflation ab, die entsprechend einkalkuliert werden muss.

Hierzu ein Rechenbeispiel: Betragen die Kosten für ein Gut im Jahr 2010 100 € und bleiben sie stabil, ergeben sich bei einer angenommenen Inflation von zwei Prozent pro Jahr für das Jahr 2020 nominale Kosten von 121,90 €<sub>2020</sub>. Die realen Kosten bezogen auf das Jahr 2010 liegen aber weiterhin bei 100 €<sub>2010</sub>.

Tabelle 2: Bandbreite der Stromverbräuche im Jahr 2050 nach verschiedenen Studien

Studie	Stromverbrauch (TWh/a)	
	Minimalwert	Maximalwert
EEG 3.0 (Öko-Institut 2014c)	564,7	568,7
eMobil 2050 (Öko-Institut 2014a)	375	744
Leitstudie 2011 (DLR et al. 2012)	534	840
THG-neutral 2050 (UBA 2014)	2.600	3.000

Diese deutlich unterschiedlichen Annahmen zum zukünftigen Stromverbrauch vergrößern die mögliche Bandbreite der künftigen Strompreise deutlich. Die Unsicherheit bezüglich der Strompreisentwicklung dürfte also noch spürbar größer sein als vom Öko-Institut angenommen. Sollten Investoren und Kreditgeber in die Bestimmung der Kreditbedingungen und die Berechnung der Risikoprämie diese enorme Bandbreite berücksichtigen, würde das die Finanzierungs- und damit die Projektkosten weiter steigern.

### 3.1.3 Mitnahmeeffekte

Da im System der fixen Prämie die mittel- und langfristigen Änderungen des Strompreises vollständig beim Investor ankommen und zunächst nicht durch Minder- oder Mehreinnahmen an anderer Stelle ausgeglichen werden, können die Erlöse und Gewinne höher oder auch niedriger liegen als geplant. Dies kann bei niedrigen Strompreisen dazu führen, dass ein Projekt nicht wirtschaftlich ist und für den Investor sogar zur Insolvenz führen. Bei mittleren und hohen Strompreisen führt es aber zu sehr hohen zusätzlichen Erlösen und Gewinnen – und damit zu großen Mitnahmeeffekten. Im Gegensatz dazu werden bei der gleitenden Marktprämie die mittel- bis langfristigen Änderungen des Strompreises durch die sich entsprechend ändernde Prämienhöhe ausgeglichen. *„Im Ergebnis entstünden durch die ex ante fixierte Prämie erhebliche Risiken für die Endkundenpreise, weil der Hedge zwischen EEG-Umlage und Marktpreisen aufgelöst werde.“* (BDEW 2013a: 28f) Dieser praktisch „perfekte Hedge“<sup>3</sup> der gleitenden Marktprämie schützt nicht nur Investoren sondern auch die Stromkunden ideal vor Preisänderungen durch schwankende Strompreise und vermeidet unangemessene Gewinne bei Investoren, die am Ende der Stromkunde bezahlen muss.

Die bei mittleren und höheren Strompreisen eintretenden Zusatzeinnahmen werden hier auch deshalb als Mitnahmeeffekte bezeichnet, weil mit höheren Strompreisen keine zusätzlichen Kosten für Investoren und Betreiber von Wind- und Photovoltaikanlagen einhergehen. Ein um einen Cent höherer Strompreis entspricht hier einem um einen Cent höheren Gewinn – abzüglich Steuern. Bei fossilen Kraftwerken ist das anders. Denn steigt der Strompreis aufgrund von steigenden Preisen für Kohle und Gas oder für CO<sub>2</sub>-Zertifikate, steigen auch die Kosten für die Erzeugung fossilen Stroms. Nicht aber bei Strom aus Wind und Sonne, da bei ihrer Produktion keine Brennstoffe benötigt und kein CO<sub>2</sub> emittiert wird. Auch in anderen Bereichen profitieren Wettbewerber zumindest nicht in dem Maße von steigenden Produktpreisen, beispielsweise bei der Stahlproduktion. Der Preis von Stahl steigt etwa im Falle steigender Kohlepreise. Damit stehen höheren Erlösen aus dem Stahlverkauf auch höhere Kosten für Kohle gegenüber, so dass sich die Gewinne nicht unbedingt verändern. Dies betrifft alle Stahlproduzenten in ähnlicher Weise.

<sup>3</sup> Hedge (engl.): Das Sicherungsgeschäft. Ein Hedge dient der Ausschaltung oder Verringerung von Preisrisiken bei börsengängigen Objekten (Meyers 2001).

Die möglichen Mitnahmeeffekte werden in der folgenden Beispielrechnung für eine Windenergieanlage an Land abgeschätzt. Dabei wird davon ausgegangen, dass die Anbieter bei einer Ausschreibung aus der Bandbreite der möglichen Entwicklungen einen relativ niedrigen mittelfristigen Stromerlös pro eingespeister Strommenge (in kWh) annehmen. Folgende Überlegungen sind dabei berücksichtigt worden:

- Die Prognose der mittel- und langfristigen Entwicklung der Strompreise ist mit „*erheblichen Unsicherheiten verbunden*“ (arrhenius 2013: 23).
- Das Öko-Institut geht in seinen Beispielrechnungen von einem Stromerlös in Höhe von 2 Ct/kWh aus. Dieser Erlös liegt im unteren Bereich der vom Öko-Institut angenommenen Bandbreite, aber noch über den Minimalwerten (Öko-Institut 2014c: 85 links und 155f).
- Die durchschnittlichen Erlöse für Strom aus Windenergieanlagen an Land sind niedriger als der Durchschnittspreis an der Börse. Derzeit wird Seitens der Übertragungsnetzbetreiber ein Marktfaktor von 0,849 angenommen (50Herz Transmission et al. 2014). Mit steigenden Anteilen von Windstrom ist davon auszugehen, dass dieser Faktor weiter spürbar abnimmt. Davon geht auch das Öko-Institut aus (Öko-Institut 2014c: 117, Abbildung 17).
- Die an der Strombörse EEX gehandelten Phelix Baseload Year Futures liegen bis 2021 im Bereich von nur rund 3 bis 3,4 Ct/kWh. Dies entspricht bei Windenergieanlagen an Land mittelfristigen Erlösen von rund 2,4 bis 2,7 Ct/kWh.
- In einem Interview mit dem Geschäftsführer der Windwärts Energie GmbH machte der Geschäftsführer Lothar Schulze die erste Einschätzung, dass sie bei einer Ausschreibung auf Grundlage einer fixen Prämie nicht über den aktuellen Marktpreis hinausgehen würden (Windwärts 2015). Der durchschnittliche Erlös für Strom aus Windenergieanlagen an Land lag im Jahr 2014 bei rund 2,8 Ct/kWh (50Herz Transmission et al. 2015).

Wie in Kapitel 3.1.2 dargestellt gibt es für die kommenden Jahre kaum Anzeichen dafür, dass der Strompreis steigen könnte. Die Erlöse in den ersten Jahren sind für den Erfolg eines Projektes allerdings entscheidend. Wenn hier keine ausreichenden Einnahmen erzielt werden, können die Kredite nicht bedient werden und es kann zur Insolvenz kommen. Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden bei der Abschätzung von möglichen Mitnahmeeffekten ein durchschnittlicher Stromerlös von 2,5 Ct/kWh für eine Windenergieanlage an Land angenommen. Dies ist ein relativ hoher Wert, der sicherstellen soll, dass die Mitnahmeeffekte im Folgenden nicht überschätzt werden. Damit verbleibt für die Investoren ein relevantes Risiko, dass die Erlöse noch darunter liegen werden. Denn in letzter Zeit sind die Strompreise immer weiter gefallen.

Eine Absicherung der Bewerber gegen erhebliche Verluste ist umso wichtiger, da der einzelne Investor keinerlei Einfluss auf den künftigen Strompreis hat. Ferner sind Investitionen in Stromerzeugungsanlagen sehr langfristige Projekte und das Risiko kann in diesem Sektor nicht gestreut werden: Alle Projekte sind vom gleichen Strompreisrisiko betroffen. Läuft aus diesem Grund ein Projekt schlecht, läuft es automatisch für alle anderen Projekte ebenfalls schlecht. Liegt der Strompreis unter dem abgeschätzten Preispfad, führt das direkt zu Verlusten beim Investor.

Dies ist in vielen anderen Sektoren anders, beispielsweise bei einer hoch riskanten Suche nach neuen Ölvorkommen. Sucht eine Firma an zehn Standorten nach Öl und findet an einem Standort keine Vorkommen, sind in diesem Projekt viele Millionen Euro verloren gegangen. Die Wahrscheinlichkeit, an den anderen Standorten auf Ölvorkommenisse zu stoßen, ist dadurch aber nicht beeinträchtigt.

Hier können – bei Erfolg – bei der späteren Förderung des Öls hohe Gewinne eingefahren und damit die verlorenen Investitionen bei der einen fehlgeschlagenen Probebohrung mehr als ausgeglichen werden. Ein solcher Ausgleich ist bei einer fixen Prämie und niedrigem Strompreis nicht möglich.

So wie Anbieter in einer Ausschreibung vermutlich einen niedrigen langfristigen Strompreis annehmen würden, da das Risiko ansonsten zu hoch wäre, müsste auch der Staat, legt er die Höhe der fixen Prämie selber fest, einen niedrigen Preis annehmen. Denn sonst würde er ein zu hohes Risiko eingehen, dass nicht genügend Anlagen gebaut und die politischen Ausbauziele verfehlt werden.

Wie sich dies auf die Erlössituation im System einer fixen Marktprämie für einen Betreiber einer Windenergieanlage an Land im Vergleich zum System einer Festvergütung und der gleitenden Marktprämie auswirkt, wird in der folgenden Beispielrechnung ermittelt und in Abbildung 2 und Tabelle 3 dargestellt. Dabei werden immer reale Werte mit dem Bezugsjahr 2010 verwendet. Damit sind auch die Mitnahmeeffekte entsprechende reale Werte. Die nominalen Werte für 2025 liegen bei einer durchschnittlichen Inflation von 2 % um knapp 40 % höher.

Es wurde eine Windenergieanlage an Land gewählt, die nach dem EEG 2012 eine Vergütung von 8,5 Ct/kWh erhalten und für die bei der Berechnung der gleitenden Marktprämie nach EEG 2014 ein „anzulegender Wert“<sup>4</sup> von 8,9 Ct/kWh gelten würde. Bei einem angenommenen Strompreis von 2,5 Ct/kWh beträgt die fixe Prämie 6,4 Ct/kWh. In Anlehnung an (Öko-Institut 2014c: 115) wird für die Darstellung der Erlöse im Falle eines hohen Strompreises der Wert von 7,5 Ct/kWh verwendet, zusätzlich wird der Effekt bei einem mittleren Erlös von 4,4 Ct/kWh und einem sehr niedrigen Erlös von 1,3 Ct/kWh angegeben.<sup>5</sup>

Anhand Abbildung 2 und Tabelle 3 wird deutlich, dass die bestehende gleitende Marktprämie praktisch keine Mitnahmeeffekte hervorruft. Bei einer fixen Marktprämie entstehen sie dagegen mit hoher Wahrscheinlichkeit, und zwar immer dann, wenn der Stromerlös am Markt höher ausfällt, als bei der Festlegung der fixen Marktprämie durch den Investor oder den Staat als mit großer Wahrscheinlichkeit mindestens erreichter Preis angenommen.

Wird die Bandbreite der möglichen Strompreise beispielsweise für das Jahr 2025 nach (Öko-Institut 2014c) betrachtet, können diese Mitnahmeeffekte erheblich sein. Bei Eintreten eines niedrigen Stromerlös von 2,5 Ct/kWh, der hier bei der Ermittlung der Höhe der fixen Prämie unterstellt wurde, würden die Gesamterlöse bei 8,9 Ct/kWh liegen. Dies entspricht den durchschnittlichen Einnahmen im System der gleitenden Marktprämie, es entstehen genau wie bei einer gleitenden Marktprämie keine Mitnahmeeffekte. Bei einem mittleren Stromerlös von 4,4 Ct/kWh würden bereits Gesamterlöse von 10,8 Ct/kWh erzielt und bei einem im Strommarktmodell des Öko-Instituts als möglich erachteten hohen Stromerlös von 7,5 Ct/kWh Gesamterlöse von 13,9 Ct/kWh. Das entspricht Zusatzeinnahmen von gut 20 bzw. knapp 60 %. Zukünftig eventuell steigende Strompreise sind somit für die

---

<sup>4</sup> Der „anzulegende Wert“ wird nach EEG 2014 verwendet, um die Höhe der gleitenden Marktprämie zu ermitteln. Dazu wird der monatliche durchschnittliche Strompreis am Spotmarkt der Strombörse vom anzulegenden Wert abgezogen. Er entspricht damit praktisch der früheren Festvergütung zuzüglich der damaligen Managementprämie. Diese wurde im EEG 2014 in den „anzulegenden Wert“ in Höhe von 0,4 Ct/kWh für FEE eingepreist ist.

<sup>5</sup> Ein hoher Strompreis kann möglich sein, wenn beispielsweise die Preise für Energierohstoffe und/oder für CO<sub>2</sub>-Emissionen deutlich steigen (Öko-Institut 2014c: 85 links). Möglich ist aber auch, dass die Stromnachfrage nicht sinkt – wie von der Bundesregierung geplant –, sondern mittel- bis langfristig steigt, da im Wärme und Verkehrsbereich zukünftig mehr Strom verbraucht wird (siehe dazu weiter oben).

Betreiber höchst lukrativ. Läge der Strompreis unter den erwarteten 2,5 Ct/kWh, wären die Erlöse zu niedrig. Bei der bestehenden gleitenden Marktprämie findet dagegen durch die Anpassung der Prämienhöhe – wie oben beschrieben und in Tabelle 3 erkennbar– ein Ausgleich statt.

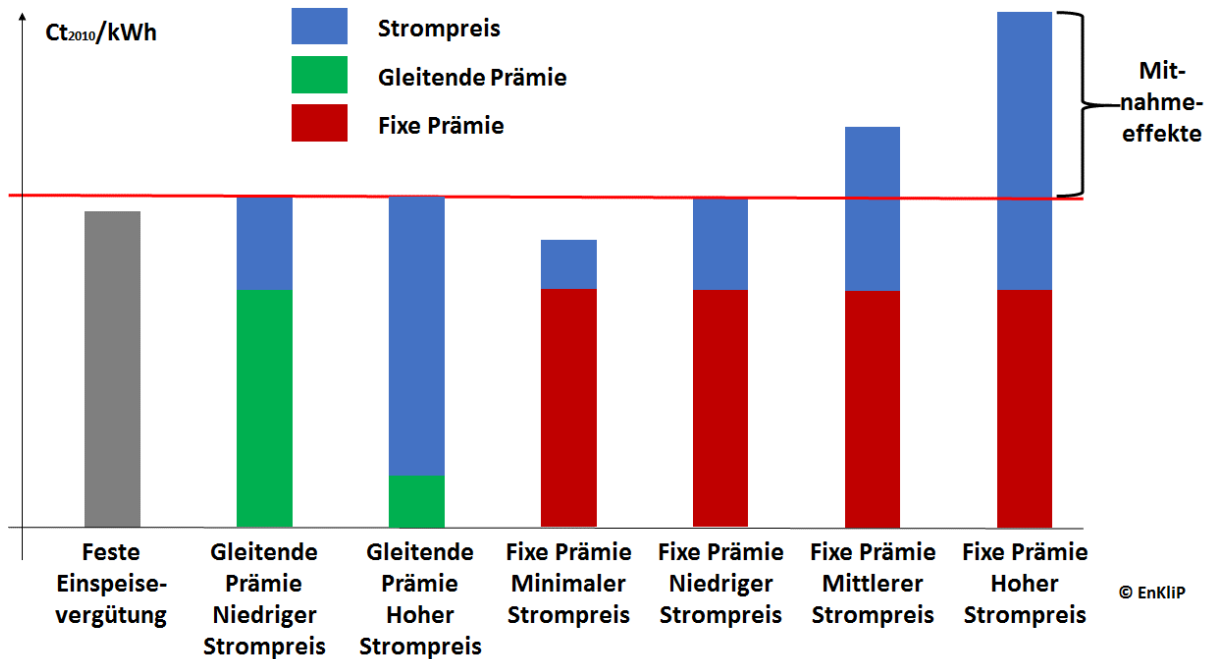


Abbildung 2: Vergleich der Erlöse für eine Windenergieanlage an Land im Falle einer Festvergütung, einer Vergütung nach gleitender Marktprämie und nach fixer Marktprämie (eigene Darstellung, in Anlehnung an (Öko-Institut 2014c), Beispieljahr 2025)

Die o.g. Zusatzerlöse müssen über die Stromrechnung der Endkunden bezahlt werden. Bezüglich der EEG-Umlage ist nur die Prämienhöhe relevant, da nur sie in die Umlageermittlung eingeht. Dies gilt für die gleitende wie auch für die fixe Marktprämie. Die Höhe der Marktprämie bestimmt also, welchen Einfluss der jeweilige EE-Ausbau auf die EEG-Umlage hat. Sollte der niedrige Stromerlös von 2,5 Ct/kWh eintreten, würde im Vergleich zur gleitenden die fixe Marktprämie keinen Unterschied machen. In diesem Fall müssten in beiden Fällen 6,4 Ct/kWh über die EEG-Umlage finanziert werden. Beim mittleren Strompreis müssen bei der gleitenden Marktprämie nur 4,5 Ct/kWh über die EEG-Umlage finanziert werden, beim hohen Strompreis nur 1,4 Ct/kWh. Bei der fixen Marktprämie müssten – völlig unabhängig vom aktuellen Strompreis – immer 6,4 Ct/kWh über die EEG-Umlage finanziert werden. Das bedeutet, dass bei der fixen Marktprämie im Falle eines mittleren Strompreises der Beitrag einer Kilowattstunde Windstrom zur EEG-Umlage um knapp die Hälfte, im Falle eines hohen Strompreises um gut viereinhalb Mal höher wäre (Tabelle 3).

Grundsätzlich kann der Stromerlös für Strom aus Windenergieanlagen an Land auch auf den niedrigsten modellierten Wert sinken und im Jahr 2025 bei 1,3 Ct/kWh liegen. Das hätte Mindereinnahmen in Höhe von 1,2 Ct/kWh bei den EE-Anlagenbetreibern zur Folge. Dies würde zu erheblichen wirtschaftlichen Problemen beim Betreiber führen. Halten solche niedrigen Stromerlöse für längere Zeit an, dürfte dies häufig zur Insolvenz der Betreiber führen. Dies macht deutlich, dass auch bei einem niedrig angenommenen Strompreis das Risiko für die Investoren sehr hoch ist. Der hier angenommene Erlös von 2,5 Ct/kWh für Windstrom erscheint daher eher konservativ.

Tabelle 3: Prämienhöhe, Mitnahmeeffekte und über die EEG-Umlage zu finanzierenden Kosten für das Beispieljahr 2025 beim Festpreissystem sowie der gleitenden und der fixen Marktprämie. Es wird ein durchschnittlicher Stromerlös von 2,5 Ct/kWh für Windstrom unterstellt, was einem Durchschnittspreis von rund 3,2 Ct/kWh entspricht (jeweils in realen Werten von 2010) (eigene Berechnungen in Anlehnung an (Öko-Institut 2014c))

	Stromerlös am Spotmarkt	Prämienhöhe	Durchschnittl. Gesamterlöse	Mitnahmeeffekte	Umlagerelevanter Anteil
Festvergütung	1,3 (minimal)	-	8,5	-	7,2
	2,5 (niedrig)	-	8,5	-	6,0
	4,4 (mittel)	-	8,5	-	4,1
	7,5 (hoch)	-	8,5	-	1,0
Gleitende Marktprämie	1,3 (minimal)	7,6	8,9	-	7,6
	2,5 (niedrig)	6,4	8,9	-	6,4
	4,4 (mittel)	4,5	8,9	-	4,5
	7,5 (hoch)	1,4	8,9	-	1,4
Fixe Marktprämie	1,3 (minimal)	6,4	7,7	-1,2	6,4
	2,5 (niedrig)	6,4	8,9	0	6,4
	4,4 (mittel)	6,4	10,8	1,9	6,4
	7,5 (hoch)	6,4	13,9	5,0	6,4

Für die Umlagezahler würde ein sehr niedriger Strompreis im Vergleich zur gleitenden Marktprämie Einsparungen von 1,2 Ct/kWh bedeuten. Denn bei diesem niedrigen Strompreis läge die gleitende Marktprämie bei 7,6 Ct/kWh, während die fixe Prämie nach wie vor 6,4 Ct/kWh betragen würde. Zwar profitieren die Stromkunden in beiden Systemen vom niedrigen durchschnittlichen Strompreis. Allerdings wird dieser bei der gleitenden Marktprämie ausgeglichen. Daher kämen niedrigere Strompreise bei der fixen Marktprämie grundsätzlich den Stromkunden zugute. Eine Situation, in der die tatsächlichen durchschnittlichen Strompreise niedriger sind als in der Kostenkalkulation des Anlagenbetreibers, ist aber eher unwahrscheinlich. Im Vergleich zur Höhe der potenziellen Mitnahmeeffekte auf Seiten der Investoren ist die Höhe der möglichen Einsparungen für Verbraucher ferner als gering einzuschätzen.

Die Risiken der deutlich höheren Kosten und der volkswirtschaftlich fraglichen hohen Mitnahmeeffekte sind manchen Autoren bewusst. Da zu hohe Mitnahmeeffekte nur in Grenzen tolerierbar seien, schlägt das Öko-Institut einen „Risiko-Bandbreiten-Mechanismus“ vor. Mit ihm sollen die „Produzentenrenten auf eine bestimmte Bandbreite begrenzt werden. Grundsätzlich werden dabei Prämienzahlungen nur dann gewährt, wenn sich die Betreiber dem entsprechenden Abschöpfungsmechanismus verbindlich unterwerfen. Dieses Modell definiert angemessene Risikobänder für die Investoren in Regenerativkraftwerke, die sich aus der Kombination einer konservativen Strompreisannahme für die Festlegung der Prämienhöhe (Abbau des Risikos für die Produzenten) sowie einer Abschöpfung der Produzentenrenten bei sehr deutlich über den Parametrisierungsansätzen liegenden Erlösniveaus aus dem Energy-only-Markt (Abbau des Risikos für die Umlagezahler) ergeben.“ (Öko-Institut 2014c: 85 rechts) (siehe auch (IZES et al. 2013: 83) Mit einem solchen Mechanismus, der das gesamte Finanzierungssystem spürbar verkompliziert, können die möglichen Mitnahmeeffekte und Zusatzkosten zwar begrenzt, aber nicht vollständig abgeschafft werden. Nach wie vor führt eine fixe Prämie mit großer Wahrscheinlichkeit zu höheren Renditen bei den Investoren, höheren Aufschlägen bei der EEG-Umlage und höheren Stromkosten für die Endverbraucher.



Mit der Ablösung der bestehenden gleitenden durch eine fixe Marktprämie entsteht somit ein erhebliches Risiko für die Stromkunden, so dass die Kosten des EE-Ausbaus und der Endkundenstrompreis deutlich steigen. Chancen auf einen günstigeren EE-Ausbau oder niedrigere Strompreise bestehen kaum und wären mit ernsthaften wirtschaftlichen Problemen bei den Anlagenbetreibern verbunden. Auf Seiten der Investoren entstehen gleichzeitig Risiken und große Chancen auf hohe Zusatzgewinne.

### 3.1.4 Risikozuschläge

Grundsätzlich ist das Risiko, Verluste zu machen, für Investoren bei der fixen Prämie sehr viel höher als bei der gleitenden Marktprämie. Denn sie sind den mittel- und langfristigen Änderungen des Strompreises ausgeliefert, dessen Abschätzung mit einer ungewöhnlich großen Unsicherheit verbunden ist (arrhenius 2013: 23). Ferner besteht praktisch keine Möglichkeit gegenzusteuern oder durch besonders intelligentes Management diesen Risikofaktor entschärfen zu können. Das Risiko ist dabei umso größer, je höher der Strompreis bei der Festlegung der fixen Prämie unterstellt wird und je niedriger somit die Prämie ausfällt. Nur bei einem extrem niedrig angenommenen Strompreis liegt das Strompreisrisiko allein beim Verbraucher, da alle Abweichungen von der Annahme – also höhere Strompreise – zu Mitnahmeeffekten führen und so direkt den Strompreis für die Endkunden nach oben treiben.

Das von der Höhe der Prämie abhängige Risiko auf Seiten des Investors wird zu steigenden Kreditzinsen, Risikozulagen und Renditeerwartungen führen – unabhängig davon, ob der Bewerber in einem Ausschreibungssystem oder der Staat die Höhe der fixen Prämie festlegt. Die dadurch bestimmten Kapitalkosten werden durch den „gewichteten durchschnittlichen Kapitalkostenansatz“ (Weighted Average Cost of Capital – WACC) dargestellt. Das mit einer Umstellung auf eine fixe Prämie einhergehende höhere Risiko führt nach einer Literaturstudie des Öko-Instituts zu einem um 1 bis 2,15 Prozentpunkte höheren WACC. Ein Zuschlag von einem Prozentpunkt beim WACC führe dabei zu höheren Finanzierungskosten von acht bis neun Prozent (Öko-Institut 2014c: 58 links). Diese zusätzlichen Kosten in Höhe von insgesamt acht bis knapp 20 Prozent, die ebenfalls über die EEG-Umlage finanziert werden müssten, entstehen in jedem Fall und unabhängig von der tatsächlichen Strompreisentwicklung, da sie im Wesentlichen vor Inbetriebnahme einer Anlage festgelegt werden. Sie kommen zu den oben genannten Kosten durch mögliche Mitnahmeeffekte hinzu. Und sie werden am Ende auf die Stromrechnung der Verbraucher aufgeschlagen.

Diesen Effekt zitiert auch der BDEW. *„Im Erwartungswert seien aber die Gesamtkosten [einer fixen ggü. einer gleitenden Prämie] für die Allgemeinheit (Umlage plus Beschaffung) höher. Dies liege daran, dass ein Investor die oben genannten Unwägbarkeiten einpreisen müsste, ganz unabhängig davon, ob sich diese Risiken realisieren. Infolgedessen wäre mit Risikozuschlägen zu rechnen, die u.a. in höheren Zinsen – und damit im Erwartungswert in steigenden Kosten für die Letztverbraucher – ihren Ausdruck finden.“* (BDEW 2013a: 28f)

### 3.1.5 Akteursvielfalt

Das oben genannte mit einer fixen Prämie einhergehende höhere Investitionsrisiko kann Auswirkungen auf die Akteursvielfalt haben. Denn kleine und mittlere Investoren sind meist weniger gut in der Lage, höhere Risiken einzugehen als große Investoren. Sie verfügen über weniger Kapital und haben weniger Möglichkeiten, Verluste in einem Bereich durch andere Projekte auszugleichen (ZES et al. 2013: 5). Hinzu kommt, dass gerade bei Bürgerenergieprojekten die Sicherheit der Geldanlage für viele Teilnehmer eine große Rolle spielt (Leuphana Universität Lüneburg und Uwe Nestle 2014).

Große Unternehmen, die bislang nur wenig am Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland beteiligt waren, kämen mit einer fixen Prämie also besser zurecht als kleine Akteure. Die mit gewisser Wahrscheinlichkeit eintretenden Mitnahmeeffekte und hohen Renditen entsprechen ferner den Anforderungen großer Unternehmen an hohe Renditeerwartungen. Diese Anforderungen bestanden und bestehen bei vielen kleineren Akteuren wie beispielsweise Bürgerenergieorganisationen nicht in gleichem Maße. Zwar sind nach rund 15 Jahren EEG eine Reihe finanzstarke und erfahrene neue Unternehmen entstanden, die durchaus gut mit Investitionsrisiken umgehen können. Es muss aber davon ausgegangen werden, dass es eine Reihe von Akteuren gibt, die unter den geänderten Investitionsbedingungen bei einer fixen Prämie nicht mehr in der Lage oder nicht mehr willens sind, mit eigenem finanziellen Engagement die Energiewende voran zu treiben, beispielsweise Bürgerenergieorganisationen.

## 3.2 Kritische Betrachtung der angeführten Ziele

In der Literatur werden eine Reihe von Zielen für die Umstellung auf eine fixe Prämie angeführt. Diese werden im Folgenden kritisch diskutiert:

- Die Übernahme von Verantwortung in der Stromversorgung
- Die Optimierung des Betriebsverhalten und der Auslegung von Anlagen
- Die Gleichbehandlung mit konventionellen Energien bei der Übernahme von Risiken
- Anforderungen des Europarechts

### 3.2.1 Übernahme von Verantwortung für die Stromversorgung

Von einigen Akteuren wird in Zusammenhang mit der Forderung nach einer fixen Prämie verlangt, dass „den Grünstrom-Produzenten ... die Verantwortung für die Einhaltung ihrer im Stromhandel eingegangenen Lieferverpflichtungen auferlegt“ wird. „Damit könnte die für die Versorgungssicherheit erforderliche Komplementarität zwischen den fluktuierenden erneuerbaren Energien und den Ausgleichsenergiekapazitäten Berücksichtigung finden und es würde ... insbesondere erreicht, dass die möglichst genaue Prognose ihrer Produktion sowie die möglichst kostengünstige Absicherung gegen witterungsbedingte Schwankungen im Interesse der einzelnen Betreiber liegen.“ (ifo 2012: 120; BDEW 2013b: 27). Tatsächlich müssen EE-Anlagenbetreiber in einem System der fixen Prämie in diesem Sinne Verantwortung für die Stromversorgung übernehmen. Denn sie müssen ihren Strom selbst am Strommarkt verkaufen und sind entsprechend gezwungen, einen bestimmten Fahrplan einzuhalten und ggf. selbst Ausgleichsenergie vorzuhalten, wenn ihre Anlagen den Fahrplan nicht selbst einhalten können. Sie haben damit ferner einen Anreiz, möglichst genaue Prognosen zu erstellen. Im Festpreissystem des ehemaligen EEG mussten die EE-Anlagenbetreiber all dies nicht machen.



Allerdings übernehmen diejenigen EE-Anlagenbetreiber, die das bestehende System der gleitenden Prämie nutzen, bereits in diesem Sinne vollständig die Verantwortung für die Stromversorgung. Sie erfüllen die Pflicht der Fahrplaneinhaltung und halten Regelenergie vor. Daher kann eine Umstellung auf eine fixe Prämie gegenüber dem geltenden EEG 2014 keine Verbesserungen bezüglich der Übernahme von Verantwortung für das Stromsystem durch EE-Anlagenbetreiber mehr bewirken.

Unabhängig davon kann durchaus in Frage gestellt werden, ob es richtig, notwendig und volkswirtschaftlich effizient ist, wenn hunderttausende von kleinen Stromerzeugern, insbesondere wenn sie fluktuierende Erneuerbare Energien nutzen, einen Fahrplan einhalten und Ausgleichsenergie vorhalten müssen. So ist das IASS der Meinung, dass *“die Vermarktung von Wind- und Photovoltaikstrom ... zentral organisiert werden [sollte]. Die zentrale Vermarktung ermöglicht eine höhere Prognosegüte, senkt damit die Kosten für Regelenergie und erhöht die Versorgungssicherheit.“* (IASS 2013: 8)

Eine zentrale Vermarktung könnte also ggf. volkswirtschaftlich effizienter sein. Der zentrale Akteur könnte berücksichtigen, dass die Einspeiseschwankungen der vielen EE-Anlagen sich teilweise ausgleichen. Es würde verhindert, dass möglicherweise einzelne Betreiber gegeneinander regeln. Dies kann beispielsweise passieren, wenn ein Betreiber aufgrund einer nicht prognostizierten Bewölkung weniger Strom mit seinen Photovoltaikanlagen einspeisen kann, ein Windparkbetreiber zur gleichen Zeit aber aufgrund einer nicht prognostizierten hohen Windstärke mehr Windstrom als geplant produzieren kann. In einer solchen Situation müsste der Betreiber der Photovoltaikanlagen Ausgleichsenergie zukaufen, während der Windmühlenbetreiber seine Anlagen herunter regeln müsste.

Zwar übernehmen diese Aufgabe in der Praxis häufig Dienstleister. Sie vermarkten ein mehr oder weniger großes Portfolio unterschiedlicher EE-Anlagen, die sich bereits teilweise ausgleichen. Die bei einem Vermarkter zusammengeführten Anlagen würden dann nicht gegeneinander geregelt. Das Problem bleibt dennoch im Grundsatz erhalten, solange es mehrere Vermarkter gibt. Grundidee der Direktvermarktung ist aber, in einem Wettbewerb mehrerer Vermarkter möglichst gute Prognosen und die notwendige Ausgleichsenergie möglichst günstig bereitzustellen. Dieser Wettbewerb um die günstigsten Vermarktungskosten setzt eine Mindestanzahl Vermarkter voraus, so dass die genannten Nachteile von mehreren Vermarktern anstatt eines zentralen Vermarkters grundsätzlich verbleiben.

### **3.2.2 Optimierung des Betriebsverhaltens und der Auslegung von EE-Anlagen**

In gleicher Weise wie bei der Übernahme von Verantwortung für die Stromversorgung schafft eine fixe Marktprämie auch bezüglich der Systemdienlichkeit<sup>6</sup> keine neuen finanziellen Anreize. Dennoch wird dies von (Öko-Institut 2014c: 84 rechts; frontier economics 2013: 12; frontier economics und r2b 2013: 6 und 54f und BDEW 2013b: 5) als Vorteil einer fixen Marktprämie genannt.

Zwar gehen von einem System mit fixer Marktprämie entsprechende Anreize aus. Genau diese Anreize werden aber bereits in gleicher Weise im System der gleitenden Marktprämie gesetzt.<sup>7</sup> Auch in diesem – seit 2012 eingeführten – System wird das Preissignal grundsätzlich an den Anlagenbetreiber weitergegeben. Er spürt über das Preissignal, ob der Strom vom Markt gerade nachgefragt wird oder

<sup>6</sup> Unter „systemdienlich“ wird hier insbesondere verstanden, dass EE-Anlagen bei wenig Wind und Sonne möglichst viel und bei viel Wind und Sonne nicht übermäßig viel Strom einspeisen. Viele Autoren nennen vor allem die Abregelung von EE-Anlagen bei negativen Preisen. Ferner kann die Teilnahme am Regelenergiemarkt systemdienlich sein.

<sup>7</sup> Anders als bei der Festpreisregelung, die zum 1.8.2014 praktisch abgeschafft wurde.

nicht und ob der aktuelle Marktpreis hoch oder niedrig ist. All das kann somit im Betrieb und bei der Auslegung einer Anlage berücksichtigt werden. Im Sinne eines betriebswirtschaftlich effizienten Managements sollten diese Signale berücksichtigt werden. Denn EE-Anlagenbetreiber haben im System der gleitenden Marktprämie einen finanziellen Vorteil, bei hohen Strompreisen – also bei wenig Wind und Sonne – einzuspeisen, da sie dann entsprechend höhere Erlöse erzielen können. Speisen sie bei niedrigen Strompreisen ein, lohnt sich das pro eingespeister Kilowattstunde nicht so stark (siehe hierzu Exkurs zur gleitenden Marktprämie auf Seiten 11f).

Auch hinsichtlich des Verhaltens bei negativen Strompreisen gibt es keinen Unterschied zwischen gleitender und fixer Marktprämie. Wird der Strompreis deutlich negativ und sinkt die Summe aus Marktprämie und Strompreis unter Null, wird der Betreiber seine Anlage in der Regel abregeln, da er sonst für jede eingespeiste Kilowattstunde bares Geld bezahlen müsste. Die Logik der gleitenden Marktprämie, ihre Höhe monatlich an die Strompreisentwicklung anzupassen – und während eines Monats fix zu sein, ändert nichts daran, dass mit ihr in gleicher Weise die systemdienliche Einspeisung und Auslegung von EE-Anlagen angereizt wird wie bei einer fixen Marktprämie.

In beiden Systemen, einer gleitenden und einer fixen Marktprämie, können EE-Anlagenbetreiber grundsätzlich am Regelenergiemarkt teilnehmen. Allerdings dürfte dies vor allem bei positiver Regelenergie meist finanziell nicht lohnenswert sein. Denn dann müsste eine Anlage ständig weniger Strom produzieren, als sie eigentlich gerade kann. Damit verliert sie ständig die vollen Einnahmen aus Marktprämie und Erlös am Strommarkt. Nur wenn das durch die Vergütungen bei der Teilnahme am Regelenergiemarkt ausgeglichen würde, wäre diese Teilnahme betriebswirtschaftlich sinnvoll. Wird negative Regelenergie angeboten, würden die Einnahmen durch Marktprämie und Stromverkauf am Markt nur dann entfallen, wenn sie tatsächlich abgerufen wird. Dies könnte betriebswirtschaftlich eher rentabel sein. In jedem Fall unterscheiden sich die Möglichkeiten und der betriebswirtschaftliche Nutzen einer Teilnahme am Regelenergiemarkt zwischen der gleitenden und fixen Marktprämie nicht.

Daher bestehen keine nennenswerten Vorteile einer fixen gegenüber einer gleitenden Marktprämie bezüglich der Optimierung des Betriebsverhaltens oder der Anlagenauslegung von EE-Anlagen im Sinne einer systemdienlichen Auslegung. Dies stellt auch der BDEW fest:

*„Eine ex ante fixierte Prämie hebe zudem keine Effizienzpotentiale, die eine gleitende Prämie nicht heben könne. Die kurzfristigen (Dispatch-) Anreize seien bei einer gleitenden Prämie dieselben wie bei einer fixen Prämie – allein die Höhe der Prämie bestimme, ab welchem Niveau negativer Preise auf Einspeisung verzichtet werde. In beiden Fällen würden Anlagenbetreiber stets auch bei negativen Marktpreisen einspeisen bis die Höhe der Marktprämie – unabhängig davon ob ex ante festgelegt oder ex post ermittelt – aufgezehrt sei.“ (BDEW 2013a: 29)*

Unabhängig davon ist es strittig, ob und inwiefern es sinnvoll ist, dass fluktuierende Erneuerbare Energien wie Windenergie- und Photovoltaikanlagen zu bestimmten Zeiten ihre Stromeinspeisung drosseln, während noch konventionelle Kraftwerke am Netz sind (siehe hierzu Kapitel 4.2.2). Ebenso ist es strittig, ob und inwiefern ökonomische Anreize für eine systemdienlichere Auslegung von FEE-Anlagen volkswirtschaftlich effizient sind (siehe Kapitel 4.2.1).

### 3.2.3 Gleiche Risiken für alle / ein einheitliches Strommarktdesign

Als weiteres Argument für die fixe Prämie wird von Befürwortern der Grundsatz der Gleichbehandlung angeführt. Bisher unterscheiden sich die über das EEG finanzierten EE-Anlagen von konventionellen Kraftwerken bei der Übernahme von Risiken. Bei konventionellen Kraftwerken wissen die Betreiber nicht, über welchen Zeitraum sie wie viel Strom zu welchem Preis verkaufen können (Erlöshöhen- und Erlösdauerrisiko). Diese unterschiedliche Behandlung wird von verschiedenen Akteuren kritisiert. „Grundsätzlich gehöre zum wettbewerblichen Verhalten auch die Prognose der langfristigen Marktpreiserlöse vor Errichtung einer Erzeugungsanlage“ (BDEW 2013a: 27; siehe auch frontier economics 2013: 12; Öko-Institut 2014c: 5; frontier economics und r2b 2013: 6). Da eine fixe Prämie nicht an einen sich ändernden Strompreis angepasst wird, würden die EE-Anlagenbetreiber in diesem System das Erlöshöhen- und Erlösdauerrisiko übernehmen. Damit wäre eine Gleichberechtigung mit den Betreibern von konventionellen Kraftwerken hergestellt.

Allerdings stellt auch der BDEW fest, dass es *„bei der Risikoübernahme nicht um ihrer selbst Willen [gehe]. Risikoübernahme sei in einer Marktwirtschaft nie Selbstzweck, sondern eine Folge von Wettbewerb, der Effizienzgewinne generieren könne. Da das Ausbaziel im Bereich der Erneuerbaren Energien politisch gesetzt sei, führe eine Übernahme von Preisrisiken nicht automatisch zu einer höheren Effizienz. Anders als auf anderen Märkten sei die Nachfrage vorbestimmt. Insofern gehe es darum, diese Nachfrage möglichst kostengünstig zu erreichen.“* (BDEW 2013a: 28)

Wie oben beschrieben, kann die Einführung einer fixen Prämie gegenüber der bestehenden gleitenden Marktprämie keine systemrelevanten Vorteile bewirken. Sollten die Erneuerbaren Energien dennoch das mittel- und langfristige Preisrisiko übernehmen? Der Zweck der Konfrontation von Investoren mit der Preisentwicklung ist, sie dazu anzureizen, die Entscheidung zu treffen, ob sie von einem Produkt mehr oder weniger produzieren. In diesem Fall geht es um die Entscheidung, mehr oder weniger EE-Anlagen ans Stromnetz anzuschließen. Denn in einem funktionierenden Markt soll der Preis das Knappheitsverhältnis eines Gutes widerspiegeln. Ein Überangebot führt beispielsweise zu niedrigen Preisen, bei denen keine Investitionen in eine Ausweitung der Produktion stattfinden. Nur bei hohen Preisen, die eine Knappheit darstellen, wird in eine Produktionsausweitung investiert.

Beim EE-Ausbau hat der Staat allerdings seit Jahren und derzeit sehr konkrete und langfristige Ziele festgelegt. Nach geltendem EEG, das von der Bundesregierung und dem Bundestag beschlossen wurde, gibt es bis 2035 einen sehr konkreten Ausbaupfad und für das Jahr 2050 das Mindestziel eines Anteils der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch von 80 Prozent (EEG 2014). Der Staat will somit eine Produktionsausweitung – unabhängig vom Preis am Strommarkt.

Auch die Bevölkerung will diese Produktionsausweitung und trägt damit die Ziele der Politik. So befürworten 92 % der Deutschen den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien (AEE 2014a). Das gilt, obwohl der Marktpreis für Strom seit Jahren so niedrig ist, dass es sich ohne zusätzliche Gelder kaum rentiert, eine neue Stromerzeugungsanlage zu errichten. Ohne Förderung würde derzeit niemand ein neues Windrad bauen – obwohl die Menschen und die Politik genau das wollen.

Mit der Zielsetzung zum EE-Ausbau hat der Staat somit die Entscheidung über die Nachfrage nach Ökostrom bereits gefällt. Er definiert praktisch eine Knappheit, die durch den Strompreis nicht angezeigt wird. Weder der aktuell niedrige noch ein absehbar weiter fallende Strompreis am Strommen- genmarkt wie beispielsweise der Börse EEX darf somit missverstanden werden als ein Anzeichen für ein Überangebot an Ökostrom. Vielmehr kann dieser Preis seine eigentliche Funktion der Koordinati-

on von Angebot und Nachfrage hier nicht ausüben. Anders ausgedrückt: Es gibt beim EE-Ausbau keine Angebots- und Nachfragekurven, die sich automatisch im Rahmen der Marktwirtschaft anhand des Preises bilden und treffen könnten. Insofern ist der Grundsatz, dass Investoren das langfristige Preisrisiko in ihrer Investitionsentscheidung berücksichtigen müssen, beim Ökostromausbau zumindest derzeit nicht anwendbar und damit auch diese Begründung für eine fixe Prämie nicht schlüssig.

Dies ist ein grundsätzlicher Unterschied zur konventionellen Erzeugung, bei der es durchaus gewünscht war, dass fallende Preise zu einem Abbau von Überkapazitäten geführt haben. Dass das derzeitige Marktdesign eventuell auch für den Betrieb und den Neubau von Gaskraftwerken, die im Rahmen der Systemtransformation auf absehbare Zeit noch notwendig sind, nicht immer ausreichende finanzielle Rahmenbedingungen schafft, ist dabei ein anderes Problem. Um dieses Problem zu lösen wird bei den Vertretern im konventionellen Bereich laut nach mehr Absicherung und somit einer Abkehr von der Übernahme der langfristigen Preisrisiken gerufen.

Das Öko-Institut begründet die Forderung nach Gleichbehandlung von konventionellen und Erneuerbaren Energien ferner damit, dass es mittel- bis langfristig eine „*Grundstruktur eines ganzheitlichen Marktdesigns für das zukünftige Stromsystem*“ geben müsse (Öko-Institut 2014c: 33 Abb. 3). Denn „*das langfristige Ziel ist die Schaffung von konsistenten, systemweit und längerfristig angelegten Koordinations- und Finanzierungsmechanismen sowie das strukturelle Zusammenführen der Flankierungsmaßnahmen für die regenerative Stromerzeugung und die langfristig unverzichtbaren Flexibilitätsoptionen.*“ (Öko-Institut 2014c: 64; siehe auch IW Köln 2014: 6) Allerdings ist es nur schwerlich vorherzusagen, wie das Marktdesign in fünf, zehn oder 20 Jahren tatsächlich aussehen wird.

So schlägt das Öko-Institut „fokussierte Kapazitätsmärkte“ vor (Öko-Institut et al. 2012), während das Bundeswirtschaftsministerium Kapazitätsmärkte bislang kritisch sieht (BMW 2014b). Somit ist es fraglich, ob es zielführend ist, heute eine spezielle Änderung der EE-Finanzierung durchzuführen mit dem Ziel, später ein konsistentes Marktdesign zu erreichen, wenn noch völlig unklar ist, wie dieses tatsächlich aussehen wird. So stellt das Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München (ifo) fest, dass auch bei den konventionellen Kraftwerken marktwirtschaftlichen Anreizen zukünftig „*mehr oder weniger Raum*“ gegeben werden könne: „*Ähnlich wie zurzeit beim EEG könnten etwa den [konventionellen] Erzeugern Einspeisevergütungen gewährt werden, die dann allerdings nicht mehr primär der Förderung der technologischen Entwicklung bei erneuerbaren Energien, sondern der Grundfinanzierung von (Re)Investitionen in Grünstrom-Anlagen sowie konventionellen Reservekraftwerken und Energiespeichern dienen würden.*“ (ifo 2012: 150)

Es soll abschließend darauf hingewiesen werden, dass auch in den Systemen der Festvergütung oder der gleitenden Marktprämie bereits Investitionsrisiken übernommen werden – was hier keinesfalls kritisiert werden soll. So können die Prognosen für die Windgeschwindigkeit oder die Sonneneinstrahlung an einem Standort fehlerhaft sein, so dass die Stromerzeugung unterhalb der Erwartungen liegt. Es können technische Probleme auftreten, so dass Teile der EE-Anlage frühzeitig ausgetauscht werden müssen. Die Qualität einzelner Anlagenteile könnte mangelhaft sein, beispielsweise die Flügelform einer Windenergieanlage oder die Umrichter einer Photovoltaikanlage. All das kann zu Mindererträgen und Mindereinnahmen führen. Mit diesen und weiteren Risiken müssen und können Investoren der EE-Branche verantwortungsvoll umgehen. Wer das System der gleitenden Marktprämie nutzt übernimmt ferner ein „Vermarktungsrisiko“, denn er kann seine Erlöse aus dem Verkauf seines Stroms am Markt nicht risikolos abschätzen und muss ggf. Ausgleichsenergie beschaffen.

### 3.2.4 Europarecht

Das Öko-Institut führt an, dass „*das Fördermodell des heutigen EEG nur sehr eingeschränkt mit dem liberalisierten Strommarkt und den in diesem Kontext über kurz oder lang erwartbaren europäischen beziehungsweise europarechtlichen Anforderungen kompatibel*“ sei (Öko-Institut 2014c: 66 rechts).

Das EEG 2014 wurde von der EU Kommission beihilferechtlich geprüft und nicht beanstandet. Dies ist ein klarer Hinweis darauf, dass die Finanzierung von EE-Anlagen zur Stromerzeugung jedenfalls gegenwärtig auch dann EU-rechtskonform ist, wenn weder eine fixe Marktprämie noch Kapazitätzahlungen für EE-Anlagen vorgesehen sind. Wie sich die europäischen rechtlichen Regelungen diesbezüglich ändern werden, ist schwer abzuschätzen. In jedem Fall finden mögliche Änderungen in einem Prozess des Austausches zwischen der Europäischen Kommission und den Mitgliedsstaaten statt. Im Falle einer Änderung der einschlägigen EU Richtlinien wäre Deutschland im Rat ferner förmlich beteiligt. Es bestünde somit für die Bundesregierung die Möglichkeit, Einfluss auf die künftige Ausgestaltung des EU Energierechts zu nehmen. Wenn sie auf die Einführung einer fixen Prämie und Kapazitätsprämien für EE-Anlagen verzichten möchte, kann sie somit versuchen, das europäische Recht entsprechend mitzugestalten.

## 3.3 Zwischenfazit zur fixen Prämie

### Keine Vorteile für das Stromsystem

Die Umwandlung der im geltenden EEG bestehenden gleitenden in eine fixe Marktprämie setzt keinerlei neue Anreize für die technische Systemtransformation. Denn im Vergleich zur bestehenden gleitenden Marktprämie setzt sie weder stärkere Anreize zur Übernahme von Verantwortung für das Stromversorgungssystem – z.B. bei der Fahrplanteue – noch für einen systemdienlicheren Betrieb oder Auslegung von EE-Anlagen. Letzteres betrifft eine möglichst starke Stromeinspeisung in wind- und sonnenarmen Zeiten, eine Vermeidung der Einspeisung bei negativen Strompreisen und die Teilnahme von EE-Anlagen am Regenergiemarkt. Denn die gleitende Marktprämie wird nur monatlich geändert und ist innerhalb eines Monats fix. Sie unterscheidet sich also bei kurzfristigen Strompreisänderungen nicht von einer fixen Prämie.

Entsprechend wird oft eine grundsätzliche Begründung für eine fixe Prämie angeführt. So stellt beispielsweise der BDEW fest: „*Grundsätzlich gehöre zum wettbewerblichen Verhalten auch die Prognose der langfristigen Marktpreiserlöse vor Errichtung einer Erzeugungsanlage*“. (BDEW 2013b: 27)

### Höheres Risiko und Akteursvielfalt

Allerdings wäre die Umsetzung dieses Grundsatzes, d.h. die Einführung einer fixen Prämie, für den Stromverbraucher teuer. In jedem Fall kommt es zu einem gestiegenen Risiko für die Investoren. Dieses höhere Risiko wird von den Befürwortern einer fixen Marktprämie als zentrales Ziel angeführt. Dadurch steigen die Finanzierungskosten um insgesamt acht bis knapp 20 Prozent, was die gesamten Projektkosten nach oben treibt. Diese Kosten werden von den Investoren auf die Stromkunden abgewälzt, so dass letztere höhere Stromkosten tragen müssten.

Dieses hohe Risiko kann deutlich besser von großen Unternehmen verkraftet werden als von kleinen und mittleren Akteuren wie beispielsweise der Bürgerenergie. Diese haben bislang maßgeblich den Ausbau der Erneuerbaren Energien vorangebracht. Die bestehende Akteursvielfalt dürfte daher mit einer fixen Prämie gefährdet sein.

## Mitnahmeeffekte

Zusätzlich zu den höheren Finanzierungskosten führen die sehr wahrscheinlich auftretenden erheblichen Mitnahmeeffekte zu Zusatzkosten für die Verbraucher. Diese treten auf, weil die Investoren auch im Vergleich zu anderen Produkten hinsichtlich der künftigen Strompreise vor einer ungewöhnlich großen Unsicherheit und sehr langfristigen Investitionsentscheidungen stehen. Um das Risiko von großen Verlusten zu minimieren, müssen sie bei der Kalkulation einen Strompreis unterstellen, der Ihrer Meinung nach mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht unterschritten wird. Dieser wird in den kommenden Jahren vermutlich auf dem aktuell niedrigen Niveau bleiben oder noch weiter sinken. Das bestätigen die aktuellen Strompreise an den Terminmärkten bis 2021 sowie grundsätzliche Überlegungen zur Marktentwicklung, beispielsweise bezüglich der Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate. Entsprechend nimmt auch das Öko-Institut in einer zentralen Studie im Auftrag von Agora Energiewende für die Ermittlung einer angemessenen fixen Prämie einen sehr niedrigen künftigen Stromerlös für Windenergieanlagen an Land von 2 Ct/kWh an.

In den Abschätzungen in diesem Gutachten wird ein etwas höherer Stromerlös von 2,5 Ct/kWh unterstellt, da sowohl die Spotmarkterlöse als auch die Erlöse entsprechend der aktuellen Terminmarktpreise bis 2012 leicht über 2 Ct/kWh liegen. Damit ist ein höheres Risiko für die Investoren verbunden, da sowohl die Wahrscheinlichkeit für niedrigere Stromerlöse als auch die mögliche Differenz zwischen angenommen und tatsächlichen Stromerlösen höher ist.

Mittel- und langfristig ist ein höherer Strompreis allerdings gut möglich. Denn die Kosten für fossile Energien und CO<sub>2</sub>-Zertifikate könnten steigen, die Überkapazitäten des Kraftwerkspark könnten abgebaut werden und der gesamte Stromverbrauch könnte durch eine stärkere Versorgung des Wärme- und Verkehrsbereichs mit Strom ggf. spürbar zunehmen. Wenn die künftigen Strompreise höher liegen als die zwingend konservativen Annahmen zur Strompreisentwicklung vor Festlegung der Höhe der fixen Prämie, sind erhebliche Mitnahmeeffekte die Folge.

Unterstellt man die Bandbreite der möglichen Strompreisentwicklung des Öko-Instituts, lägen die Einnahmen eines Betreibers einer Windenergieanlage an Land im Jahr 2025 bei einem mittleren Strompreis um gut 20 Prozent höher als bei der bestehenden gleitenden Marktprämie, bei einem hohen Strompreis um knapp 60 Prozent. Noch stärker wirkt sich ein höherer Strompreis auf die Gewinne der Anlagenbetreiber und die Belastung der EEG-Umlage aus. Letztere wäre um knapp die Hälfte bzw. viereinhalb Mal so hoch als bei der gleitenden Marktprämie.

## Abschaffung eines perfekten Hedges

Der BDEW erläutert, wieso diese Mitnahmeeffekte und Zusatzbelastungen für die Stromkunden bei der bestehenden gleitenden Marktprämie nicht entstehen. So würde mit der Umstellung auf eine fixe Prämie der bei der gleitenden Prämie bestehende „Hedge zwischen EEG-Umlage und Marktpreisen aufgelöst“. (BDEW 2013b: 29) Mit diesem Hedging<sup>8</sup> werden bei der gleitenden Marktprämie mittel- bis langfristige Änderungen des Strompreises durch die Höhe der Marktprämie ausgeglichen. Steigt der Strompreis – was der Verbraucher auf seiner Rechnung spüren würde – sinkt die EEG-Umlage – und umgekehrt. Das entspricht praktisch einer perfekten Absicherung für Investoren und Verbraucher. Ein solcher Ausgleich findet bei einer fixen Prämie nicht statt. Vielmehr würde ein Risi-

---

<sup>8</sup> Hedge (engl.): Das Sicherungsgeschäft. Ein Hedge dient der Ausschaltung oder Verringerung von Preisrisiken bei börsengängigen Objekten (Meyers 2001).



ko für Verbraucher und Investoren geschaffen, das es derzeit faktisch nicht gibt. Es ist also gerade nicht so, dass dieses neue Risiko für Investoren anderen Akteuren ein Risiko abnimmt; sondern spiegelbildlich würde das neue Risiko auch den Stromverbrauchern zusätzlich aufgebürdet.

Einsparungen für die Verbraucher wären nur in Ausnahmesituationen mit dauerhaft extrem niedrigem Strompreis möglich. Und sie wären im Vergleich zu den möglichen Zusatzgewinnen bei den Investoren vernachlässigbar gering. Damit funktioniert die fixe Prämie praktisch nach dem Prinzip „Risiken sozialisieren, Gewinne privatisieren“.

### **Politik und Gesellschaft wollen EE-Ausbauentscheidungen nicht dem Markt überlassen**

Vor diesem Hintergrund sollte hinterfragt werden, ob beim Ausbau der Erneuerbaren Energien der Grundsatz gilt, dass eine „*Prognose der langfristigen Marktpreiserlöse vor Errichtung einer Erzeugungsanlage*“ durch Investoren durchgeführt werden muss. Denn diese Prognose soll eine Aussage treffen, wie viel eines Produktes am Markt nachgefragt wird. Wird das Strompreisrisiko auf die Investoren übertragen bedeutet das praktisch, den Markt entscheiden zu lassen, wie stark der EE-Ausbau ausfallen soll.

Denn in einem funktionierenden Markt soll der Preis das Knappheitsverhältnis eines Gutes widerspiegeln. Ein Überangebot führt beispielsweise zu niedrigen Preisen, bei denen keine Investitionen in eine Ausweitung der Produktion stattfinden. Umgekehrt zeigt ein hoher Preis eine Knappheit an, bei der in eine Mehrproduktion investiert werden soll. Beim Ausbau der Erneuerbaren Energien hat der Staat allerdings sehr konkrete Ziele festgelegt, die von einer großen politischen und gesellschaftlichen Mehrheit getragen werden. Die Entscheidung über die Nachfrage nach Ökostrom hat die Politik somit bereits gefällt. Das Ziel laut EEG 2014 ist, den Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch bis 2050 auf „mindestens 80 %“ zu steigern. Der Staat definiert damit praktisch eine Knappheit, die durch den Strompreis nicht angezeigt wird.

Weder der aktuell niedrige noch ein absehbar weiter fallende Strompreis am Strommengenmarkt wie beispielsweise der Börse EEX darf somit missverstanden werden als ein Anzeichen für ein Überangebot an Ökostrom. Vielmehr kann dieser Preis seine eigentliche Funktion der Koordination von Angebot und Nachfrage hier nicht ausüben. Um die o.g. EE-Ziele zu erreichen, müssen Windenergie- und Photovoltaikanlagen gebaut werden – unabhängig vom mittel- bis langfristigen Strompreis an der Börse. Insofern ist der Grundsatz, dass Investoren das langfristige Preisrisiko in ihrer Investitionsentscheidung berücksichtigen müssen, beim Ökostromausbau zumindest derzeit nicht anwendbar und damit auch diese Begründung für eine fixe Prämie nicht schlüssig.

Dabei unterscheidet sich das Produkt „EE-Strom“ fundamental von anderen Produkten wie beispielsweise einer Bäckerei. Wenn ein Investor überlegt, in einem Wohngebiet eine Bäckerei zu eröffnen, muss er abschätzen, welche Preise er an diesem Standort für Brot und Brötchen erzielen und wie viele er verkaufen kann. Dies ist beispielsweise abhängig vom durchschnittlichen Preis für Backwaren, vom Konsumverhalten der ansässigen Bevölkerung und der bereits bestehenden Konkurrenz vor Ort. Im Unterschied zum Ökostrom hat der Staat kein explizites Interesse daran, dass eine bestimmte Anzahl von neuen Bäckereien entsteht, und keine entsprechenden Ziele definiert. Daher mischt er sich hier nicht ein sondern lässt den Markt entscheiden.

## 4 KAPAZITÄTSPRÄMIEN

In diesem Kapitel werden Vorschläge diskutiert, von der bestehenden gleitenden Marktprämie auf eine Kapazitätsprämie umzustellen. Zunächst wird in Kapitel 4.1 dargestellt, wie solche Kapazitätsprämien funktionieren könnten und welche Wirkungen sie hätten. Anschließend werden in Kapitel 4.2 die damit verfolgten Ziele genannt und kritisch diskutiert, inwiefern diese Ziele im Sinne einer im Rahmen der Energiewende notwendigen Systemtransformation sinnvoll sind. Dazu wird auch auf die technische Entwicklung der letzten Jahre bei Windenergieanlagen an Land eingegangen.

In Kapitel 4.3 wird vor dem Hintergrund der unter 4.2 genannten Ziele untersucht, inwiefern durch eine Umstellung auf Kapazitätsprämien tatsächlich neue Anreize ausgehen. Damit ein Vergleich mit dem geltenden EEG besser möglich ist, wird im Exkurs auf den Seiten 11f die gleitende Marktprämie ausführlich beschrieben. Abschließend werden alternative Optionen vorgestellt, mit denen die angestrebten Ziele erreicht werden könnten.

### Differenzierung zwischen regelbaren und fluktuierenden Erneuerbaren Energien

Bei der Diskussion darüber, ob und inwiefern eine Kapazitätsprämie sinnvoll ist, sollte klar zwischen den fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE) wie Wind- und Sonnenenergie und wetterunabhängigen und gut regelbaren EE-Sparten wie insbesondere der Biomasse, aber auch Geothermie und manchen Wasserkraftanlagen, differenziert werden. Denn regelbare EE eignen sich technisch in der Regel sehr gut für eine systemdienliche Einspeisung, was bei fluktuierenden Erneuerbaren Energien nur sehr eingeschränkt der Fall ist. So schlagen (arrhenius 2011; IASS 2013; Agora Energiewende 2013) Kapazitätsprämien explizit für dargebotsunabhängige EE-Anlagen vor.

Auch die Bemessung der Kapazität ist bei den regelbaren EE ungleich leichter. Eine Differenzierung zwischen dargebotsunabhängigen und fluktuierenden Erneuerbaren Energien findet bei vielen Akteuren nicht statt oder führt trotz der festgestellten grundsätzlichen Unterschiede zu keinen differenzierten Ergebnissen und einer Forderung von Kapazitätsprämien für alle EE-Anlagen (VKU 2013; Bofinger 2013; Öko-Institut 2014c; IZES et al. 2013; AEE 2014b). Eine Differenzierung zwischen dargebotsabhängigen und dargebotsunabhängigen Erneuerbaren Energien wird im Folgenden vorgenommen.

## 4.1 Funktionsweise und Wirkung von Kapazitätsprämien

### 4.1.1 Funktionsweise einer Kapazitätsprämie auf Basis der Nennleistung

Das heutige und bisherige EEG bemisst die Vergütungen für EE-Anlagen ausschließlich an der eingespeisten Strommenge (in kWh). Das gilt sowohl für das System des Festpreises als auch für die gleitende Marktprämie. In einem System mit Kapazitätsprämien wird die Prämie dagegen für die Kapazität (in kW) vergütet. Wie bei der gleitenden Marktprämie verkaufen im System mit Kapazitätsprämien die EE-Anlagenbetreiber ihren Strom am Strommengenmarkt, erzielen also neben der Kapazitätsprämie Erlöse für die eingespeiste Strommenge (in kWh). Die Prämienhöhe sollte so ausgestaltet sein, dass diese Erlöse am Strommengenmarkt notwendig sind, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu ermöglichen. Die Auszahlung der Kapazitätsprämie ist unabhängig davon, ob Strom eingespeist wird.



Dies ist bei der geltenden gleitenden Marktprämie anders. Ohne Stromeinspeisung wird hier keine Vergütung ausgezahlt. Je höher die Einspeisung ist, desto höher sind somit grundsätzlich die Zahlungen im Marktprämiensystem. Letzteres trifft uneingeschränkt auch für die Festpreisvergütung zu. Im EEG 2014 ist als Ausnahme neu geregelt, dass keine Prämie mehr vergütet wird, wenn der Strompreis für sechs oder mehr Stunden negativ ist (EEG 2014). Ferner wird zwar auch dann eine gleitende Marktprämie vergütet, wenn die kurzfristigen Preise am Großmarkt für weniger als sechs Stunden negativ werden. Wenn aber die Summe aus Prämie und negativem Strompreis – also die Gesamterlöse – unter Null fallen, würde eine Stromeinspeisung für den Anlagebetreiber insgesamt Geld kosten statt Einnahmen zu erbringen. Dann wird er die Stromproduktion in der Regel einstellen und somit keine Prämie beziehen (siehe Exkurs zur gleitenden Marktprämie auf Seiten 11f).

Grundsätzlich kann eine Kapazitätsprämie ebenso wie die derzeitige gleitende Marktprämie an den sich mittel- bis langfristig ändernden Strompreis angepasst werden. Das schlägt (Bofinger 2013) vor. Andere Akteure empfehlen, eine Kapazitätsprämie als fixe Prämie umzusetzen (Öko-Institut 2014c; IZES et al. 2013). Die Auswirkungen einer Umstellung auf eine fixe Prämie wurden in Kapitel 3 ausführlich untersucht und werden hier nicht weiter betrachtet.

Die meisten Autoren definieren nicht näher, wie die Kapazität bemessen werden soll, weswegen zunächst von der installierten oder der Nennleistung<sup>9</sup> ausgegangen werden muss (enervis und BET 2013; Bofinger 2013). Die Folgen einer solchen Bemessung werden im folgenden Kapitel dargestellt.

#### 4.1.2 Effektivität und Effizienz

Kapazitätsprämien sind u.a. dann sinnvoll, wenn sie sicherstellen können, dass bestimmte Kapazitäten verlässlich zur Verfügung stehen. Dann können sie helfen, die Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten (ifo 2012: 113). Hierfür eignen sich regelbare EE-Anlagen wie Biomassekraftwerke. Wird die Auszahlung einer Kapazitätsprämie z.B. durch eine Mindestverfügbarkeitsregelung an eine faktische Verfügbarkeit gebunden, kann eine regelbare EE-Anlage einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten und konventionelle Kraftwerke Stück für Stück verzichtbar machen.

Bei fluktuierenden EE-Anlagen ist dies nicht möglich, da sie aufgrund der Dargebotsabhängigkeit nicht immer verfügbar sein können. Daher birgt bei ihnen eine Finanzierung nach der installierten Leistung eine Reihe von Gefahren:

- Es können Anreize entstehen, *„die Anlagen allein mit Blick auf die Leistung und nicht mit Blick auf die Arbeit zu optimieren. So könnte z.B. an einem für Schwachwindanlagen geeigneten Standort die Installation eines überdimensionierten Generators lukrativ werden, was zu einer geringeren Ausbeute an elektrischer Arbeit führen würde.“* (arrhenius 2013: 30)
- Es entsteht der Anreiz, *„Billiganlagen mit schlechter Verfügbarkeit zu errichten“.* (IZES et al. 2013: 83)
- *„Im Extremfall würde eine Prämienzahlung<sup>10</sup> bezogen auf die installierte Leistung dazu führen, dass Anlagen mit sehr großen Generatorleistungen und sehr kleinen Rotordurchmessern gebaut würden, deren Generatoren jedoch zu keinem Zeitpunkt mit Nennleistung betrieben werden könnten.“* (Öko-Institut 2014c: 133 links)

<sup>9</sup> Um die Lesbarkeit des Textes zu erhöhen wird im Folgenden nur der Begriff „Nennleistung“ verwendet. Die beschriebenen Effekte treten aber in gleichem Maße auch bei der „installierten Leistung“ auf.

<sup>10</sup> Öko-Institut 2014c definiert „Prämienzahlungen“ als „Kapazitätzahlungen“.

Kern dieser volkswirtschaftlich ineffizienten Anreize ist, dass es für die EE-Anlagenbetreiber ökonomisch nicht mehr so entscheidend ist, wie viel Strom eine Anlage erzeugt. Denn mit einer Kapazitätsprämie sind die spezifischen Erlöse pro eingespeister Strommenge deutlich geringer als bei der Festvergütung oder der bestehenden gleitenden Marktprämie. Bei einer Windenergieanlage an Land liegen die Gesamterlöse pro eingespeister Kilowattstunde nach EEG 2014 im System der gleitenden Marktprämie bei rund 8,9 Ct/kWh. Würde die Marktprämie durch eine Kapazitätsprämie ersetzt, sähen die direkten Einnahmen für die Stromeinspeisung auf die Erlöse am Strommengenmarkt, beispielsweise dem Spotmarkt der EPEX. Diese lagen im Jahr 2014 bei durchschnittlich rund 2,85 Ct/kWh (50Herz Transmission et al. 2015), was knapp einem Drittel der Gesamteinnahmen pro Kilowattstunde eingespeistem Strom bei der gleitenden Marktprämie entspricht. Damit sinkt der Anreiz, möglichst viel Strom mit einer Anlage zu erzeugen.

Je stärker der Anreiz aber ist, möglichst viel Strom zu erzeugen, desto mehr wird in die Optimierung der Anlagen investiert. Das macht die Anlagen effektiver und gleichzeitig effizienter. Zahlreiche technische Maßnahmen zur Maximierung der Stromerzeugung würden bei geringeren Anreizen für die Erzeugung von großen Strommengen nicht oder nicht in dem Maße umgesetzt wie beim Festpreissystem oder der derzeitigen Marktprämie. Denn sie steigern insbesondere die Investitionskosten, führen aber in einem System mit Kapazitätzahlungen nur noch zu relativ geringen Zusatzeinnahmen. Zu solchen technischen Maßnahmen, die Effektivität und Effizienz einer Anlage steigern, gehören bei Windenergieanlagen beispielsweise:

- Die Maximierung der Nabenhöhe
- Die Maximierung des Rotordurchmessers
- Ein optimiertes Flügeldesign
- Ein optimaler Standort
- Ein idealer, nicht zu kleiner Abstand zwischen und die optimierte Anordnung von Windenergieanlagen in Windparks

Bei all diesen Maßnahmen wird bei einem System mit Kapazitätzahlungen deutlich weniger intensiv nach Möglichkeiten gesucht, EE-Anlagen möglichst effektiv und effizient auszulegen. Wenn beispielsweise besser designte, aber teurere Windflügel einen um zehn Prozent höheren Stromertrag ermöglichen würden, kann es gut sein, dass diese nicht wirtschaftlich sind wenn die Zusatzeinnahmen durch die Mehrproduktion nur noch ein Drittel dessen ausmacht, was bei einer Finanzierung ausschließlich auf Grundlage der Stromproduktion zusätzlich eingenommen werden würde. Entsprechend würden die billigeren und schlechteren Windflügel verwendet, die Anlage erzeugt weniger Strom als möglich. Dies senkt sowohl die Effektivität und Effizienz einer Anlage, sondern auch die Zahl der Volllaststunden. Deren Steigerung ist allerdings explizites Ziel mancher Befürworter von Kapazitätsprämien.

Auch bei der Betriebsführung von FEE-Anlagen würden im System einer Kapazitätsprämie auf Basis der Nennleistung vermutlich geringere Stromerträge in Kauf genommen als in den Systemen der gleitenden Marktprämie und der Festpreisvergütung. Auch dies senkt die Effektivität und die Effizienz der Anlagen. Denn wenn durch technische Betriebsstörungen die Stromerzeugung zeitweise ausfällt, gehen nur die Einnahmen aus dem Strommarkt verloren, nicht die Kapazitätzahlungen. Der Wartungsfirma einen Extra-Bonus zu zahlen, damit sie die Anlage möglichst schnell repariert, könnte betriebswirtschaftlich nicht rentabel sein. Eine Photovoltaikanlage bei Schneebedeckung wieder frei-

zulegen oder Bäume, die gewachsen sind und nun die Anlage beschatten, zurückzuschneiden, könnte sich ebenfalls in einem System mit Kapazitätsprämie bei geringeren Erlösen für die Stromproduktion nicht lohnen. Somit geht nicht nur erneuerbar erzeugter Strom verloren, sondern auch der technische Fortschritt kommt langsamer voran.

Mit dem System der vollständigen Finanzierung von Windenergieanlagen über die Stromeinspeisung wurden seit Inkrafttreten des Vorläufergesetzes des EEG, dem Stromeinspeisungsgesetz, beeindruckende technische Entwicklungen erreicht (Tabellen 4 und 5). Im Vergleich zu 1990 ist die Nabenhöhe einer modernen Windenergieanlage von 50 auf 135 Meter im Jahr 2008 gestiegen, der Rotordurchmesser von 30 auf 126 Meter und die Nennleistung von 0,25 auf 6 MW. Der Jahresertrag einer modernen Windenergieanlage stieg dadurch von 400 auf 20.000 MWh pro Jahr. Das ist eine Steigerung um den Faktor 50 (BWE 2010).

Die bisherige und zukünftige Steigerung der Effektivität von EE-Anlagen ist nicht nur aus ökonomischen Gründen wichtig. Mindestens genauso wichtig ist, dass durch sie die Anzahl von EE-Anlagen wie beispielsweise Windrädern reduziert werden kann, die wir benötigen, um unseren Strombedarf auf Basis Erneuerbarer Energien zu decken. Je mehr Strom eine EE-Anlage erzeugt, desto weniger davon benötigen wir grundsätzlich langfristig. Dieser Aspekt ist zentral für die Akzeptanz der Energiewende und für die Erreichung von anspruchsvollen EE-Ausbauzielen. Denn es kommt ja nicht darauf an, möglichst viele EE-Anlagen zu bauen, sondern möglichst viel Strom mit ihnen zu erzeugen.

*Tabelle 4: Technische Entwicklung von modernen Windenergieanlagen (BWE 2010)*

	1990	2008
Nabenhöhe (m)	50	135
Rotordurchmesser (m)	30	126
Nennleistung (kW)	250	6.000
Jahresenergieertrag (MWh/a)	400	20.000

Das führt dazu, dass FEE-Anlagen in einem System mit Kapazitätsprämien, die auf Grundlage der Nennleistung bemessen werden, weniger Strom erzeugen und einspeisen, als sie technisch könnten. Damit würden die durchschnittlichen Gesamtkosten von Strom aus FEE-Anlagen steigen, möglicherweise deutlich. Dies führt ferner zu geringeren Strommengen aus Wind- und Photovoltaikanlagen, die jeweils annähernd ohne Grenzkosten sowie ohne Umweltbelastungen und Umweltschadenskosten erzeugt werden. Entsprechend muss mehr Strom durch konventionelle Kraftwerke produziert werden, was sowohl Brennstoffkosten als auch Umweltschäden verursacht. Für eine volkswirtschaftliche Bewertung muss dies den Vorteilen einer erwünschten systemdienlicheren Einspeisung gegenüber gestellt werden.

Um die genannten Nachteile einer auf Basis der Nennleistung bemessenen Kapazitätsprämie zu minimieren gibt es den Vorschlag, für jede Anlage ein „*Stromerzeugungskonto*“ einzuführen und „*eine Mindestverfügbarkeit der Anlagen festzulegen und zu überprüfen*“ (IZES et al. 2013: 83). Eine solche Regelung kann den geringeren ökonomischen Anreiz, FEE-Anlagen auf eine hohe Stromproduktion auszuliegen und sie effektiv zu betreiben, allerdings höchstens teilweise ausgleichen. Denn auch mit einer vorgeschriebenen Mindestverfügbarkeit besteht wenig Anreiz zu optimieren und über die Mindestverfügbarkeit hinaus Stromproduktion zu erzeugen.

### 4.1.3 Kapazitätsprämien auf Basis von „10 Prozent / 90 Prozent Dezilen“

Aufgrund der Nachteile der Bemessung der Kapazität einer FEE-Anlage auf Basis der Nennleistung hat das Öko-Institut das Modell der „10 Prozent / 90 Prozent Dezile“ entwickelt. Danach soll die zu finanzierende Kapazität „aus dem Mittelwert der Einspeiseleistung für die mittleren acht Stundendezile des Jahres (10-Prozent-/90-Prozent-Dezil)“ ermittelt werden (Öko-Institut 2014c: 5 links). Es wird somit der Mittelwert der gesamten Einspeisung gebildet, wobei die 10 % der Stunden mit den höchsten und die 10 % der Stunden mit den niedrigsten Einspeisungen herausgerechnet werden. Mit dieser Regelung haben die besonders wind- und sonnenstarken und –armen Zeiten keinen Einfluss auf die Höhe der Prämienzahlungen. Anlagen mit gleichmäßigerer Einspeisecharakteristika würden damit besser gestellt (Öko-Institut 2014c: 133 rechts). In dieser Systematik wird die anzunehmende Kapazität von FEE-Anlagen jährlich neu ermittelt und ist abhängig von der jeweiligen Stromeinspeisung. In wind- und sonnenstarken Jahren ist sie höher, in wind- und sonnenschwachen Jahren niedriger.

Mit dieser Regelung sind – anders als bei der Bemessung der Kapazität an der Nennleistung – die Höhe der anzulegenden Kapazität und damit die Kapazitätzahlungen für eine FEE-Anlage ausschließlich davon abhängig, wie viel Strom (in kWh) sie tatsächlich in einem Jahr einspeist. Die Nennleistung geht nicht in die Ermittlung der Prämie ein. Es handelt sich somit systematisch eher um eine Prämie auf die Strommenge als um eine echte Kapazitätsprämie. Sie unterscheidet sich insofern nicht grundsätzlich von einer Marktprämie, bei der die Prämie direkt für die eingespeisten Kilowattstunden vergütet wird. Allerdings ist die Ermittlung der Prämienhöhe ungleich komplizierter als bei der aktuell gültigen Marktprämie. Unabhängig davon dürften mit dieser Systematik die meisten in Kapitel 4.1.2 genannten Nachteile von Kapazitätzahlungen zumindest deutlich reduziert sein.

Nach Angabe des Öko-Instituts wird mit dieser Systematik „für Betreiber dargebotsabhängigen Stromerzeugungsanlagen ... tendenziell das Risiko dargebotsarmer (das heißt wind- oder sonnenarmer) Betriebsjahre abgebaut, das zumindest in den vergangenen Jahren eine durchaus signifikante Größenordnung erreichen konnte. Das Einkommen aus den Prämienzahlungen wird damit verstetigt, die entsprechenden wirtschaftlichen Risiken werden abgebaut“ (Öko-Institut 2014c: 34 links). Soweit die Kapazitätzahlungen aber nicht im Voraus und über die gesamte Laufzeit, sondern wie vom Öko-Institut vorgesehen jährlich festgelegt werden, hat ein windschwaches Jahr zur Folge, dass die mit dem „10 Prozent / 90 Prozent Dezil“ ermittelte Kapazität kleiner ist als in einem windstarken Jahr. Entsprechend sind auch die Kapazitätzahlungen für ein ertragsschwaches Jahr geringer, es verbleibt somit ein Risiko wind- oder sonnenschwacher Jahre. Es bleibt unklar, inwiefern dies geringer ist als bei der Finanzierung von EE-Anlagen auf Basis der gesamten eingespeisten Strommenge, wie es im geltenden EEG der Fall ist.

## 4.2 Kritische Betrachtung der angeführten Ziele

Sowohl an der Festpreisvergütung als auch an der gleitenden Marktprämie wird kritisiert, dass keine oder keine ausreichenden Anreize gesetzt werden, EE-Anlagen systemdienlich zu betreiben oder auszulegen. Systemdienlich bedeutet dabei, dass die Einspeisung näher am tatsächlichen – und schwankenden – Strombedarf oder gleichmäßiger stattfinden soll. Anlagen, die systemdienlich betrieben bzw. ausgelegt werden, sollen dabei

- in wind- und sonnenarmen Zeiten möglichst viel Strom einspeisen,
- in wind- und sonnenstarken Zeiten negative Strompreise vermeiden, u.a. durch eine Abregelung,
- am Regelle Energiemarkt teilnehmen sowie
- generell einem „unverzerrtem“ Strompreissignal ausgesetzt sein.

Im Folgenden werden diese Ziele von Kapazitätsprämien kritisch gewürdigt. Dabei wird dies in den Unterkapiteln nur bezüglich der FEE wie Windenergie und Photovoltaik durchgeführt. Denn für regelbare EE wie Biomasseanlagen ist die Situation relativ einfach. Die ersten drei hier diskutierten Ziele können sinnvoll von flexiblen EE-Anlagen erfüllt werden. Sie sind technisch grundsätzlich in der Lage, ihre Einspeisung flexibel zu gestalten. Der Brennstoff Biomasse ist ferner oft sehr teuer. Darüber hinaus verursacht der Anbau von Biomasse im Vergleich zu anderen EE-Sparten größere negative Umweltauswirkungen. Biomasse ist also sehr wertvoll und knapp. Sie sollte daher vor allem dann eingesetzt werden, wenn andere umweltfreundlichere und mit geringeren Betriebskosten verbundene Stromerzeugungsoptionen nicht zur Verfügung stehen. Anreize, regelbare EE-Anlagen systemdienlich einzusetzen, sind daher grundsätzlich sinnvoll.

Eine sehr wichtige Rolle bei der Optimierung bei der Stromeinspeisung aus FEE-Anlagen spielt die regionale Verteilung. So weht oft in einer Region Deutschlands ein kräftiger Wind, während in anderen Regionen Windflaute ist. Das gleiche gilt für die Sonneneinstrahlung. Würden mehr Windenergieanlagen im Süden und mehr Photovoltaikanlagen im Osten oder Norden Deutschlands gebaut, würde dies die gesamte Stromeinspeisung aus FEE-Anlagen in Deutschland spürbar vergleichmäßigen. Die Zeiten, in denen in ganz Deutschland wenig Windstrom und wenig Sonnenstrom eingespeist wird, würden kürzer. Eine solche bessere regionale Verteilung des Ausbaus kann vor allem durch entsprechende Regelungen auf Landesebene erreicht werden. Um dies zu erreichen müssten in Bundesländern, in denen bislang nur ein geringer Zubau stattfindet, die offensichtlich bestehenden Hemmnisse abgebaut werden.

Zu den in diesem Kapitel betrachteten Zielen von Kapazitätzahlungen wurde ein wichtiger Aspekt bislang nicht genannt. Für das Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München (ifo) ist das zentrale Argument für Kapazitätsprämien, dass damit Stromerzeugungskapazitäten finanziert werden können, die dann verlässlich zur Verfügung stehen, wenn der Strombedarf nicht anderweitig gedeckt werden kann. Sie tragen also zur Versorgungssicherheit bei. Genau das können FEE alleine nur sehr eingeschränkt, weswegen Kapazitätzahlungen für FEE vom ifo abgelehnt werden (ifo 2012: 113).

## 4.2.1 Hohe Stromeinspeisung in wind- und sonnenarmen Zeiten

### Technische Potenziale

Es ist ein zentrales Charakteristikum der fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE) wie Wind- und Sonnenenergie, dass sie nicht zu jeder Zeit ohne Speicherung Strom in das Netz einspeisen können. Diese häufig bedauerte Tatsache hat zur Folge, dass neben den FEE-Anlagen Back-up-Optionen vorgehalten werden müssen. Das können neben fossilen Kraftwerken regelbare Erneuerbare Energien wie Biomasseanlagen sein, Speicher, Notstromaggregate und weitere Technologien. Lastmanagement kann die notwendige Back-up-Kapazität reduzieren, genauso wie ein gutes überregionales Stromnetz (BET 2013).

Die Bereitstellung von Back-up-Kapazitäten erhöht die Kosten des Gesamtsystems. Wenn Back-up-Kapazitäten durch FEE-Anlagen, die auch in wind- und sonnenarmen Zeiten vergleichsweise viel Strom einspeisen, eingespart werden können, senkt dies zunächst die Kosten. Dies wird als Ziel von Kapazitätsprämien u.a. von (Öko-Institut 2014c: 123ff) angeführt. Vor diesem Hintergrund ist es grundsätzlich sinnvoll, dass Windenergieanlagen bei wenig Wind und Photovoltaikanlagen bei geringer Sonneneinstrahlung möglichst viel Strom einspeisen. Entsprechende Anreize können daher sinnvoll sein. Allerdings sind die Potenziale begrenzt, da die Abhängigkeit der FEE von den Witterungsbedingungen verbleibt. Egal wie hoch die zusätzlichen Anreize sind: So können beispielsweise Photovoltaikanlagen Nachts keinen Strom erzeugen – unabhängig von möglichen spezifischen Anreizen.

Abbildung 3 zeigt, dass der Rotordurchmesser einer Windenergieanlage einen entscheidenden Einfluss darauf hat, wie viel Strom bei geringer Windgeschwindigkeit eingespeist werden kann. So erzeugen die Anlagen Enercon E-115 und Nordex N117, die einen Rotordurchmesser von 115 bzw. 117 Meter aufweisen, praktisch bei allen Windgeschwindigkeiten deutlich mehr Strom als die anderen dargestellten Modelle, die mit 82 Meter einen deutlich geringeren Rotordurchmesser haben. Die Generatorleistung hat dagegen praktisch keinen Einfluss auf die Stromeinspeisung bei niedrigen Windgeschwindigkeiten. Dies zeigt der Vergleich der drei Enercon-Anlagen E-82 und der Vergleich der Nordex N117 und Enercon E115. Die Anlagen in diesen beiden Gruppen haben jeweils einen gleichen Rotordurchmesser, aber unterschiedliche installierte Leistungen. Innerhalb der Gruppen ist die Stromerzeugung bei geringen Windgeschwindigkeiten praktisch identisch. Allerdings erzeugen die Anlagen mit höherer Leistung bei mittleren und hohen Windgeschwindigkeiten deutlich mehr Strom.

Die bisherige Entwicklung auf Basis eines Festpreises bzw. der gleitenden Marktprämie hat – neben der beeindruckenden Steigerung der Effektivität von Windenergieanlagen (Kapitel 4.1) – auch zu einer deutlichen Steigerung der Volllaststunden bei neuen Windenergieanlagen geführt (Tabelle 5). Das entspricht einer Entwicklung hin zu einer gleichmäßigeren Einspeisung. Genau das, was mit einer Umstellung auf Kapazitätsprämien erreicht werden soll, passierte in den vergangenen Jahren somit grundsätzlich bereits ohne Kapazitätsprämien oder anderer besonderer Förderungen.

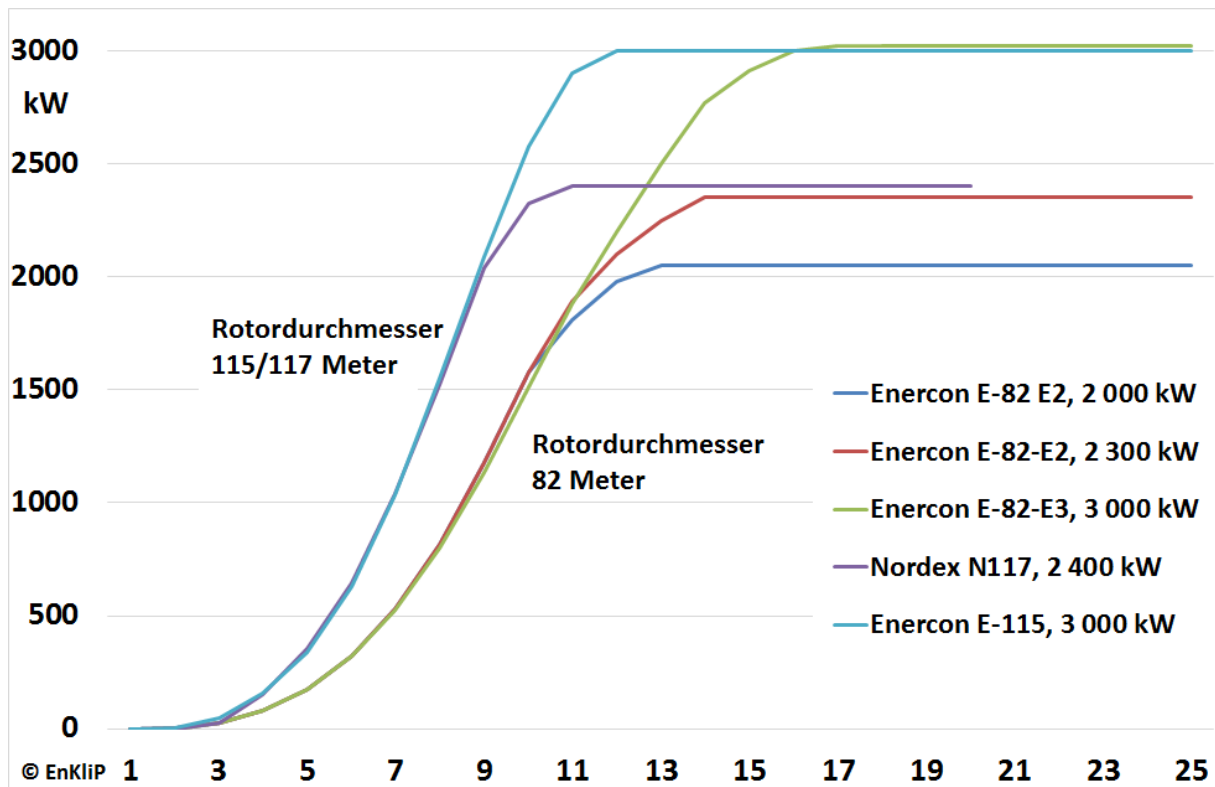


Abbildung 3: Stromerzeugung unterschiedlicher Windenergieanlagen entsprechend der Windgeschwindigkeit (Enercon 2014; juwi 2015) (eigene Darstellung)

Grund für die gestiegenen Volllaststunden sind die immer größer werdenden Rotordurchmesser und Nabenhöhen (Tabellen 4 und 5). Wie größere Rotordurchmesser nicht nur insgesamt höhere Stromerträge ermöglichen, sondern auch zu höheren Stromerträgen bei geringen Windgeschwindigkeiten führen, zeigt Abbildung 3. Höhere Nabenhöhen steigern den Stromertrag, da die Windgeschwindigkeit mit der Höhe über dem Boden steigt. Dass dabei auch die Leistung der Generatoren gestiegen ist, hat dagegen keinen spürbaren negativen Einfluss auf die Windstromproduktion bei wenig Wind.

Tabelle 5: Standards von Windenergieanlagen seit 2002 (juwi 2015)

	2002	2007	2009	2011	2012
Typ	Enercon E40	Enercon E70	Vestas V90	Enercon E82	Enercon E101
Nennleistung (kW)	600	2.300	2.000	2.300	3.000
Rotordurchmesser (m)	46	70	90	82	101
Nabenhöhe (m)	65	113	105	138,4	135,4
Energieertrag bei 6 m/s (MWh)	908	3.933	4.820	5.552	7.836
Volllaststunden bei 6 m/s	1.514	1.710	2.410	2.414	2.612

### Kostenwirkungen

Reizt also ein Finanzierungssystem eine insgesamt hohe Stromerzeugung an, wird offenbar automatisch auch eine hohe Stromerzeugung bei geringen Windgeschwindigkeiten angereizt. Der Anreiz zur hohen Stromproduktion ist am höchsten, wenn sich die vollständige Finanzierung ausschließlich über die eingespeiste Strommenge ergibt – wie bei der bestehenden gleitenden Marktprämie oder der ehemaligen festen Einspeisevergütung. Wird ein Teil der Finanzierung über die installierte Kapazität



ermittelt, sinkt der Anreiz, möglichst viel Strom zu erzeugen. Das gilt auch für Zeiten mit geringen Windgeschwindigkeiten.

Der Anreiz, einen leistungsstarken Generator einzubauen, steigt dagegen, wenn große Teile der Gesamteinnahmen allein durch die Höhe der installierten Leistung bestimmt werden – wie bei einer Kapazitätsprämie auf Basis der Nennleistung. Eine solche Finanzierung führt somit insgesamt zu ineffizienteren Auslegungen und spürbar höheren spezifischen Stromgestehungskosten (pro kWh). Ferner wären mehr EE-Anlagen für die Erzeugung einer bestimmten Strommenge notwendig. Um das Ziel eines hohen EE-Anteils am Stromverbrauch zu erfüllen, wären also insgesamt mehr Wind- und Solaranlagen notwendig (Kapitel 4.1.2).

Den potenziellen Einsparungen durch einen reduzierten Back-up-Bedarf stehen somit Mehrkosten gegenüber. Denn die Vorhaltung von Back-up Kapazitäten bildet nur einen von mehreren Kostenblöcken der Stromversorgung. Andere Kostenblöcke sind beispielsweise das Stromnetz, zunächst noch konventionelle Kraftwerke, regelbare und fluktuierende Erneuerbaren Energien. Wenn in einem Kostenblock Kosten eingespart werden können, muss für die Gesamtbilanz geprüft werden, ob und ggf. in welcher Höhe in anderen Kostenblöcken Zusatzkosten entstehen. Dies ist der Fall, wenn FEE systemdienlicher einspeisen sollen. Denn werden FEE-Anlagen „*systemdienlich ausgelegt*“, führt dies „*in der Regel ... zu höheren spezifischen Stromgestehungskosten*“ (Öko-Institut 2014c: 123 rechts). Sprich: Die Kosten pro Kilowattstunde steigen. Um die volkswirtschaftlichen Effekte einer möglichen zusätzlichen Förderung der systemdienlichen Einspeisung und Auslegung von FEE-Anlagen beurteilen zu können, sind daher Kostenanalysen für das Gesamtsystem notwendig.

#### **4.2.2 Vermeidung von negativen Strompreisen**

Viele Autoren konkretisieren den Aspekt der systemdienlichen Einspeisung oder Auslegung von FEE-Anlagen insbesondere mit der Abregelung der Anlagen im Falle von negativen Strompreisen (BDEW 2013b: 29; frontier economics und r2b 2013: 59; ZEW 2013: 5; ifo 2012: A115; IWES 2014a: 15). Häufig wird es als das zentrale Problem bezüglich der systemdienlichen Einspeisung und Auslegung von FEE genannt (Öko-Institut 2014c: 52; Bofinger 2013: 3; enervis und BET 2013: 10).

##### **Negative Strompreise und die EEG-Umlage**

Aber sind negative Strompreise tatsächlich ein volkswirtschaftliches Problem? Zunächst hat die Stromeinspeisung von EE-Anlagen bei negativen Preisen den ungünstigen Nebeneffekt, dass dadurch die EEG-Umlage steigt. Denn bei denjenigen EE-Altanlagen, die noch mit der Festvergütung vergütet werden, gehen die Einnahmen der Übertragungsnetzbetreiber beim Verkauf des EEG-Stroms in das EEG-Konto ein. Mit ihm werden die EEG-Umlagezahlungen finanziert. Sind diese „Einnahmen“ aufgrund von negativen Strompreisen allerdings negativ, steigt die EEG-Umlage. Im Falle der gleitenden Prämie führen negative Strompreise dazu, dass der durchschnittliche Spotmarktpreis eines Monats kleiner wird, was die Prämie nach oben treibt. Diese Prämie aber wird über die EEG-Umlage finanziert. Der Effekt einer Einspeisung bei negativen Strompreisen auf die EEG-Umlage ist in beiden Systemen – Festvergütung und gleitende Marktprämie – gleich groß. Allerdings regeln Anlagen in der gleitenden Marktprämie bei starken negativen Strompreisen theoretisch ab, Anlagen im Festvergütungssystem tun dies nicht.

Diese Effekte sind allerdings derzeit noch relativ gering, da negative Preise bislang nicht sehr häufig auftreten und in Summe vergleichsweise niedrig sind. Insgesamt wurde die EEG-Umlage im Jahr 2014



durch negative Strompreise mit rund 37 Mio. € belastet (Agora Energiewende 2015: 25). Dies entspricht 0,1 bis 0,2 % der EEG-Umlage bzw. 0,01 Ct/kWh des Endkundenpreises.

### **Negative Strompreise und die Systemtransformation**

Aus Sicht der Systemtransformation stellt arrhenius fest, dass „generell zu fragen [ist], wie gravierend das Problem negativer Gebote in der mittleren Frist wirklich ist und ob negative Preise ... nur eingedämmt oder gänzlich vermieden werden sollen. ... Derzeit tritt ein Überangebot von Strom aus erneuerbaren Energien eher punktuell als strukturell auf. Es gibt Hinweise darauf, dass mit einer größeren Zahl von Stunden, in denen in Deutschland insgesamt mehr Strom aus erneuerbaren Energien produziert als nachgefragt wird, erst in 10-15 Jahren zu rechnen ist. Richtig ist in diesem Zusammenhang aber auch, dass Bestandsanlagen dann noch Vergütungsgarantien auf Basis von Arbeit über bis zu 20 Jahre haben und mit den hinzukommenden Neuanlagen die Zahl von Stunden mit negativen Preisen weiter zunehmen könnte.“ (arrhenius 2013: 31)

IZES et al. ergänzen dies mit der Feststellung, dass das Auftreten von negativen Preisen „einen hohen betriebswirtschaftlichen Druck zur Flexibilisierung oder Stilllegung inflexibler konventioneller Bestandskraftwerke“ ausübe. „Resultierend könnte es zu einer schnelleren Transformation des Gesamtsystems kommen“ (IZES et al. 2013: 70). Genau diese Flexibilisierung des (konventionellen) Kraftwerksparks wird dringend benötigt, wenn der Anteil gerade der FEE weiter stark wachsen soll (IZES 2012; BMWi 2014b). Fossile Kraftwerke dazu anzureizen, ihre Stromproduktion im Bedarfsfall zu drosseln, ist aus zwei weiteren Gründen volkswirtschaftlich effizienter als Windenergie- oder Photovoltaikanlagen zu drosseln. Erstens stoßen FEE praktisch keine Treibhausgase aus und verursachen damit im Betrieb praktisch keine externen Kosten (wie z.B. Umweltschadenskosten) – anders als Kohle- und Erdgaskraftwerke. Zweitens produzieren Wind- und PV-Anlagen Strom praktisch ohne Betriebskosten, während Kohle- oder Erdgaskraftwerke fossile Energien verbrauchen.

Dennoch ist es das explizite Ziel vieler Befürworter einer Kapazitätsprämie für FEE-Anlagen, dass diese so ausgelegt werden, dass sie bei negativen Strompreisen möglichst keinen Strom einspeisen. Wird dieses Ziel erfüllt, kann dies bei Windenergieanlagen beispielsweise bedeuten, dass ein kleinerer Generator verwendet wird. Dies kann dazu führen, dass bei starkem Wind auch dann weniger Strom eingespeist werden kann, wenn gar keine negativen Strompreise vorliegen. Auch hier konventionelle Kraftwerke einspringen, was aus den o.g. Gründen volkswirtschaftlich nachteilig ist.

### **4.2.3 Teilnahme am Regenergiemarkt**

Derzeit wird der Regenergiemarkt noch überwiegend von konventionellen Kraftwerken bestritten. Das kann zur Folge haben, dass insbesondere Kohlekraftwerke nur deswegen noch am Netz sind bzw. Strom einspeisen, weil weder durch EE-Anlagen noch durch andere technische Optionen die notwendige Regenergie bereitgestellt wird. So müssen Kraftwerke, die Negativenergie anbieten, aktuell Strom erzeugen. Sonst sind sie nicht in der Lage, ihre Einspeisung zu drosseln und damit die Negativenergie zu liefern. Gerade Kohlekraftwerke müssen dabei aus technischen Gründen mehr Strom erzeugen, als sie als Negativenergie anbieten, da sie nur mit einer Mindestkapazität gefahren werden können. Das kann zu hohen unnötigen CO<sub>2</sub>-Emissionen führen. Eine ähnliche Situation kann bei positiver Regenergie auftreten. Denn viele konventionelle Kraftwerke sind nicht in der Lage, in der geforderten kurzen Zeit aus dem Stillstand heraus Strom zu erzeugen. Sie müssen also auch dann Strom

produzieren, wenn möglicherweise aktuell gar kein Bedarf besteht, nur um positive Regelenenergie liefern zu können, falls sie abgefragt wird.

Unter anderem deshalb kann es sinnvoll sein, dass auch FEE am Regelenenergiemarkt teilnehmen. Auch dies kann aber dazu führen, dass mehr konventioneller Strom eingespeist werden muss. Denn wenn beispielsweise Windenergieanlagen positive Regelenenergie anbieten wollen, müssen sie ihre Anlagen gedrosselt fahren. Nur dann können sie beim Abruf der positiven Regelenenergie ihre Einspeisung erhöhen. Das bedeutet, dass für den gesamten Zeitraum, für den sie positive Regelenenergie anbieten, weniger Windstrom eingespeist wird als möglich. Das müsste durch konventionelle Kraftwerke ausgeglichen werden – mit den oben beschriebenen volkswirtschaftlichen Nachteilen.

Auch wenn von FEE-Anlagen negative Regelenenergie angeboten wird kann es dazu kommen, dass weniger EE-Strom eingespeist werden kann. Dies allerdings nur in dem Fall, wenn die Regelenenergie tatsächlich abgerufen wird. Da dies nicht immer der Fall ist und es sich um einen vergleichsweise kurzen Zeitraum handelt, kommt es hier nur zu einer geringen Minderproduktion von EE-Strom.

#### **4.2.4 Der unverzerrte Strompreis**

Viele Akteure kritisieren an der gleitenden Marktprämie, dass sie den Strompreis nur verzerrt an die Anlagenbetreiber weiterleiten würde. Zwar wird beim System der gleitenden Marktprämie der kurzfristige Preisunterschied exakt an die EE-Anlagenbetreiber übertragen. Damit entspricht der Zusatzerlös beispielsweise eines Betreibers einer Biogasanlage im Falle einer Verschiebung der Stromeinspeisung in eine Zeit mit höheren Strompreisen exakt dem zusätzlichen Wert des Stroms in dieser Zeit. Die Änderungen des Strompreises werden somit unverzerrt übertragen. Allerdings erhalten EE-Anlagenbetreiber auch dann noch eine Prämie für die Stromeinspeisung, wenn der Preis für Strom an der Börse negativ ist. Diese „Verzerrung“ des absoluten Wertes des Strompreises führt dazu, dass Strom auch noch dann eingespeist wird, wenn „der Markt“ gerade keinen Bedarf signalisiert.

Unterstellt man, dass der Preis für Strom am Strommengenmarkt wie beispielsweise der Strombörse EPEX den volkswirtschaftlichen Wert von Strom wiedergibt, ist der Anreiz im System der gleitenden Marktprämie immer zu hoch, Strom aus dieser Windenergieanlage einzuspeisen. Denn die Anlagenbetreiber erhalten zusätzlich zum Erlös am Strommarkt für jede eingespeiste Kilowattstunde die Marktprämie. Bei dieser Betrachtung wird mit der gleitenden Marktprämie tatsächlich der Strompreis verzerrt – zu jeder Zeit.

Es sollte allerdings hinterfragt werden, ob der Strompreis tatsächlich den aus Sicht der Gesellschaft richtigen Wert von Ökostrom spiegelt und damit die richtigen Signale aussendet. Offensichtlich ist Ökostrom der Bevölkerung deutlich mehr wert als die derzeit knapp 3 Ct/kWh, die für Windstrom durchschnittlich am Spotmarkt der Börse Erlöst werden können. Genau deswegen gibt es seit fast 25 Jahren eine finanzielle Förderung von Ökostrom.

Tatsächlich ist der gesamte Strommarkt verzerrt. Nur aufgrund des großen Bestands alter, subventionierter und abgeschriebener fossiler und Atomkraftwerke, die ferner hohe externe Kosten verursachen, konnte der Strompreis in den letzten Jahren so tief sinken. Der Neubau von konventionellen und erneuerbaren Kraftwerken und teilweise der Betrieb bestehender fossiler Kraftwerke lässt sich mit diesem Preis nicht finanzieren. Dieser alte Kraftwerksbestand verzerrt den Strompreis. Er gibt daher keine realistische Information darüber, wie wertvoll Strom im Allgemeinen und Ökostrom im Speziellen für die Bevölkerung oder die Industrie sind. Der realistische Wert ist sicher viel höher.

Man könnte argumentieren, dass Strom für die Gesellschaft so viel wert ist, wie eine Kilowattstunde konventioneller Strom kostet, wenn die bisherigen und aktuellen Subventionen für konventionellen Strom eingerechnet werden. Bei Steinkohle sind das nach (FÖS 2015) heute 2,4 Ct/kWh. Würden die externen Kosten mit hinzugezählt, würde dieser Wert um weitere 9,5 Ct/kWh steigen. Zusammen mit dem durchschnittlichen Strompreis an der Börse ergeben das rund 15 bis 16 Ct/kWh. So viel gibt die Gesellschaft praktisch für Steinkohlestrom aus alten Kraftwerken aus. Am Strompreis an der Börse ist das nicht zu erkennen.

Wollen Bevölkerung und die Bundesregierung diese Kohlekraftwerke langfristig durch Erneuerbare Energien ersetzen, muss den letzteren ein entsprechender Wert zugeschrieben werden. Daran gemessen wäre der Gesamterlös der gleitenden Marktprämie – Markterlös plus Marktprämie – deutlich zu gering.

### **4.3 Zusätzliche Anreize für die Systemdienlichkeit**

#### **4.3.1 Bisherige Verbesserungen bei der Systemdienlichkeit von fluktuierenden Erneuerbaren Energien**

Die Anlagen zur Stromerzeugung mit Erneuerbaren Energien haben in den letzten Jahren eine starke technische Entwicklung durchlaufen (siehe auch Kapitel 4.2.1). Sie sind größer, stärker und effizienter geworden, und sie leisten heute oftmals einen Beitrag zur Systemsicherheit. Hat dies aber auch dazu geführt, dass sie „systemdienlicher“ oder „bedarfsgerechter“ geworden sind, d.h. gleichmäßiger und in mehr Stunden im Jahr einspeisen?

Das Öko-Institut sieht diesbezüglich bei Windenergieanlagen keine positive Entwicklung. So seien seit 1990 zwar die Nabenhöhe und Rotordurchmesser neuer Anlagen deutlich angestiegen, die *„spezifische, auf die Rotorfläche bezogene Nennleistung ist jedoch konstant geblieben“* (Öko-Institut 2014c: 50f, Abbildung 8). Es ist allerdings nicht nachvollziehbar, warum der Indikator „Rotorfläche zu Nennleistung“ ein geeigneter Indikator ist um zu bewerten, ob systemdienlicher eingespeist wird. Auch die Nabenhöhe ist diesbezüglich zum Beispiel relevant. Je größer sie ist, desto mehr Strom kann tendenziell bei wenig Wind erzeugt werden, umso gleichmäßiger kann eingespeist werden und desto mehr Volllaststunden können erreicht werden. Die Nabenhöhe müsste in einen entsprechenden Indikator also eingehen.

Damit Windenergieanlagen bei wenig Wind viel Strom einspeisen, ist neben der Rotorfläche eine große Nabenhöhe wichtig. Die diesbezüglich sehr positive Entwicklung zeigt Abbildung 4. Seit 1990 haben sich sowohl der Rotordurchmesser als auch die Nabenhöhe knapp vervierfacht. Es ist zwar auch erkennbar, dass sich die Nennleistung spürbar erhöht hat – sogar deutlicher als Nabenhöhe und Rotorfläche (IWES 2014b). Allerdings ist sie mit heute durchschnittlich rund 2,7 MW noch deutlich unter der Leistung von 7 oder 8 MW, mit der seit einigen Jahren Windenergieanlagen auf dem Markt angeboten werden (Enercon 2014). Offensichtlich werden bei weitem nicht immer die größten verfügbaren sondern meist deutlich kleinere Generatoren verwendet.

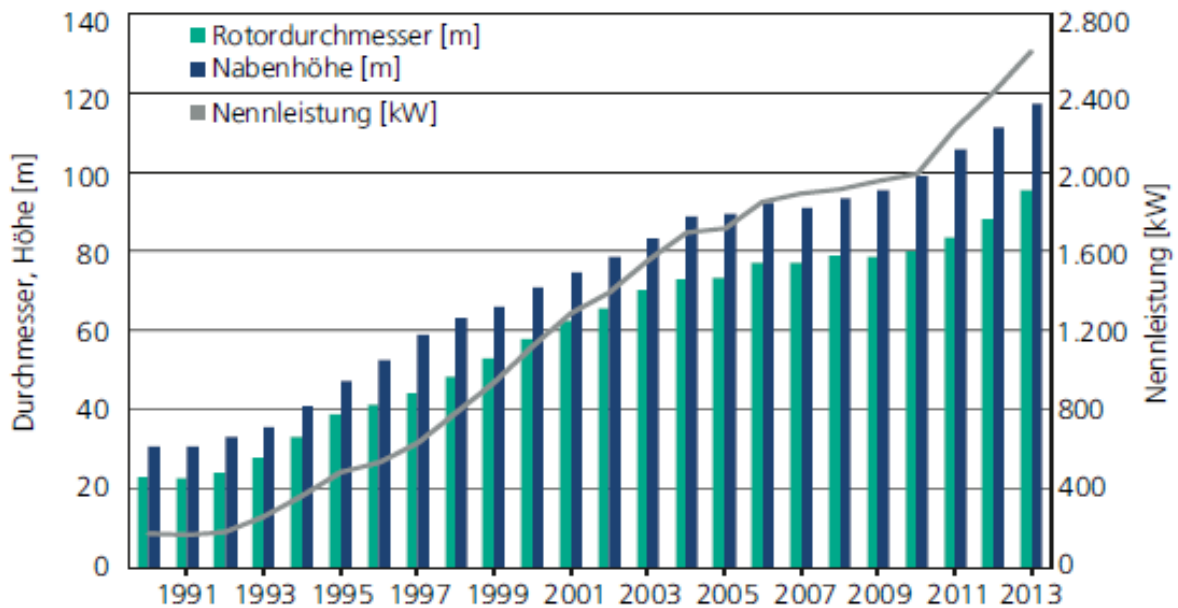


Abbildung 4: Entwicklung von Rotordurchmesser, Nabenhöhe und Nennleistung von Windenergieanlagen von 1990 bis 2013 (IWES 2014b)

Das hat gute Gründe. Denn ein größerer Generator ist deutlich schwerer als ein kleinerer und erzwingt eine deutlich aufwendigere Konstruktion der gesamten Anlage, vor allem beim Mast. Daher wird mit einem größeren Generator die Konstruktion der gesamten Windenergieanlage deutlich teurer. Dies gilt insbesondere, wenn eine möglichst große Nabenhöhe gewünscht wird. Offensichtlich ist es betriebswirtschaftlich nicht sinnvoll, deutlich höhere Investitionskosten in Kauf zu nehmen, um in den – ggf. seltenen – Zeiten mit starkem Wind mithilfe sehr großer Generatoren viel Strom zu erzeugen. Es scheint häufig sinnvoller zu sein, eine Anlage höher zu bauen mit einem großen Rotordurchmesser, um einen dann kleineren Generator möglichst häufig auszulasten und damit ebenfalls viel Strom zu erzeugen. Das optimale betriebswirtschaftliche Ergebnis bei der Planung einer Windenergieanlage wird – anders ausgedrückt – eher erreicht, wenn näher am Maximum von Nabenhöhe und Rotordurchmesser gebaut wird als am Maximum der Generatorleistung. Das ist sehr im Sinne des Ziels einer möglichst systemdienlichen Auslegung von Windenergieanlagen.

Ähnliche positive Effekte gibt es auch bei gebäudegebundenen Photovoltaikanlagen. Deren Ausrichtung ist maßgeblich davon abhängig, wo und wie bei einem Gebäude Solarzellen kostengünstig angebracht werden können. Je günstiger Solarzellen werden, desto weniger lohnt es sich, sie durch teure Aufständerkonstruktionen stärker nach Süden auszurichten. Die starke Ausrichtung nach Süden wird bei Dachanlagen damit vermutlich immer seltener. Damit wird der Photovoltaik-Peak zur Mittagszeit abgeschwächt und in den Morgen- und Abendzeiten mehr Photovoltaik-Strom eingespeist. Auch bei der Photovoltaik gibt es also eine Entwicklung, die bezüglich der Systemdienlichkeit der Anlagen in die richtige Richtung geht.

Die positive Entwicklung sowohl bei der Windenergie als auch bei der Photovoltaik könnte grundsätzlich bereits durch die gleitende Marktprämie gestärkt werden. Denn wer in diesem System finanziert wird, hat einen finanziellen Anreiz, bei hohen Strompreisen einzuspeisen – was bei niedrigen Windgeschwindigkeiten und geringer Sonneneinstrahlung häufiger vorkommt. Da die gleitende Markt-

prämie aber erst seit gut drei Jahren genutzt werden kann, sind Aussagen über ihre diesbezügliche Wirksamkeit noch schwierig und in diesem Gutachten nicht leistbar.

Das Öko-Institut nennt mit dem Verhältnis „Spitzeneinspeisung zu Gesamtstromerzeugung“ einen weiteren Indikator, der sich schlecht entwickelt habe. Denn im Vergleich zu 2007 sei bei Windenergieanlagen die Spitzeneinspeisung schneller gestiegen als die Gesamtstromerzeugung (Öko-Institut 2014: 50f, Abbildung 8). An diesem Vergleich ist kritisch, dass mit 2007 ein Basisjahr verwendet wurde, das aufgrund der besonders guten Windverhältnisse eine ausgesprochen hohe Gesamteinspeisung aus Windenergieanlagen vorweist. Würde 2010 als Basisjahr verwendet, käme genau die gegenteilige Aussage heraus: Die Gesamteinspeisung ist seit 2010 stärker gestiegen als die Spitzeneinspeisung. Offensichtlich eignet sich dieser Indikator höchstens, wenn ein sehr langer Zeitraum verglichen wird. Nur so könnte man ggf. trotz der deutlichen und verzerrenden Unterschiede bei den jährlichen Windgeschwindigkeiten einen gewissen Trend erkennen.

#### **4.3.2 Neue Anreize für regelbare EE-Anlagen**

Grundsätzlich bietet eine Kapazitätsprämie für dargebotsunabhängige und flexible EE-Anlagen Anreize, gerade dann Strom einzuspeisen, wenn die kurzfristigen Strompreise hoch und entsprechend die Stromnachfrage groß ist, die durch FEE-Anlagen nicht gedeckt wird (die „Residuallast“). Denn das entsprechende Strompreissignal wird an die Betreiber weiter gegeben. Da insbesondere Biogasanlagen bei entsprechender Auslegung ihre Stromeinspeisung mit relativ geringen Zusatzkosten zeitlich verschieben können, sind so durch eine bedarfsgerechte Einspeisung Zusatzgewinne möglich.

Die gleichen Anreize zur Verschiebung der Einspeisung bietet aber bereits das bestehende System der gleitenden Marktprämie. Knapp 70 % der installierten Leistung aller Biomassekraftwerke nutzen bereits diese Vermarktungsoption (ISI et al. 2014). Allerdings sind die meisten Bestandsanlagen derzeit technisch noch nicht so ausgestattet, dass sie eine zeitliche Verschiebung der Einspeisung in einem relevanten Umfang umsetzen könnten. Um dies leisten zu können sind Investitionen in die Anlagentechnik notwendig. Um diese zu refinanzieren sind die am Strommarkt zu erzielenden Zusatzeinnahmen einer bedarfsgerechten Stromeinspeisung allerdings derzeit zu gering (IWES et al. 2011). Um bei einer bestehenden Anlage die notwendige technische Umrüstung zu finanzieren oder eine neue Anlage entsprechend auszulegen, gibt es seit 2012 als zusätzlichen finanziellen Anreiz den Flexibilitätsbonus, der praktisch einer Kapazitätsprämie entspricht (EEG 2012). Dieser wird grundsätzlich vergütet, wenn eine Anlage entsprechend technisch aufgerüstet und anschließend tatsächlich bedarfsgerecht eingespeist wird. Wie stark diese Anreize bislang wirken, kann aufgrund der kurzen Zeit ihrer Wirksamkeit hier nicht beurteilt werden.

Mit diesen beiden Regelungen – gleitende Marktprämie verbunden mit dem Flexibilitätsbonus – werden die drei Ziele „starke Einspeisung bei hohen Strompreisen“ und „niedrige Einspeisung bei niedrigen Strompreisen“ unterstützt.

Da im System der gleitenden Marktprämie die Prämie auch dann vergütet wird, wenn negative Strompreise vorliegen, ist hier nicht sichergestellt, dass flexible EE-Anlagen in dieser Situation sofort abschalten. Ferner ist die Teilnahme am Regelenergiemarkt erschwert, weil neben den Einnahmen aus dem Strommarkt auch Prämieeinnahmen verloren gehen. In diesen beiden Bereichen – keine Einspeisung bei negativen Strompreisen und Teilnahme am Regelenergiemarkt – kann eine Kapazitätsprämie Vorteile gegenüber dem geltenden Recht haben.

### 4.3.3 Neue Anreize für fluktuierende EE-Anlagen

#### Neue Anreize für hohe Stromproduktion in wind- und sonnenarmen Zeiten

Wird die Kapazität einer Anlage auf Basis der Nennleistung bemessen, dürfte von einer Kapazitätsprämie gegenüber einer gleitenden Marktprämie oder auch einer Festvergütung kein erhöhter Anreiz für eine möglichst hohe Stromproduktion in wind- und sonnenarmen Stunden ausgehen. Vielmehr erhält der Anlagenbetreiber auch in diesen Stunden für die Stromeinspeisung selber nur die Einnahmen aus dem Strommengenmarkt. Diese betragen nur rund ein Drittel der Einnahmen aus der Stromeinspeisung bei der gleitenden Marktprämie. Denn die Prämienzahlungen der Marktprämie werden nicht mehr auf die Strommenge, sondern unabhängig von der Stromeinspeisung ausgezahlt. Sie entsprechen rund zwei Drittel der Gesamteinnahmen. Da aber eine FEE-Anlage, die bei schlechten Wind- oder Sonnenbedingungen relativ hohe Stromeinspeisungen ermöglicht, entweder höhere Investitionskosten erfordert (z.B. höhere Nabenhöhe oder größerer Rotordurchmesser) oder insgesamt geringere Stromerträge aufweist (z.B. nach Osten oder Westen ausgerichtete Photovoltaikanlage), müsste dies durch Zusatzeinnahmen abgedeckt werden. Ohne diese würde sich eine entsprechend ausgelegte Anlage nicht rentieren. Der im Vergleich zu einer Marktprämie geringere Anreiz einer Kapazitätsprämie, zu wind- und sonnenarmen Zeiten viel Strom einzuspeisen, kann auch nicht aufgewogen werden durch die dann überdurchschnittlichen Preise am Strommengenmarkt. Denn von diesen profitieren die Anlagenbetreiber auch im System der gleitenden sowie der fixen Marktprämie.

Ob beim System „10-Prozent-/90-Prozent-Dezil“ ein stärkerer Anreiz zur möglichst starken Stromeinspeisung zu wind- bzw. sonnenarmen Zeiten ausgeht, kann hier nicht abschließend beurteilt werden. Denn obwohl es mit „Kapazitätsprämie“ bezeichnet wird, ist die Höhe der Kapazitätszahlungen ausschließlich abhängig von der Stromeinspeisung. Je höher sie ist, desto größer sind die angenommene Kapazität einer Anlage und damit die Kapazitätszahlungen (Kapitel 4.1.3). Die aktuelle Einspeisung von Strom lohnt sich in diesem System also meist nicht nur, weil Erlöse durch den Stromverkauf am Strommengenmarkt erzielt werden können, sondern auch weil dadurch die Höhe der Kapazitätszahlungen beeinflusst wird. Die konkreten Regeln zur Bestimmung der Kapazität einer Anlage müssten also so ausgestaltet werden, dass sich die Einspeisung in Zeiten mit wenig Wind besondere positiv auf die Kapazitätszahlungen auswirken. Ob dies beim System „10-Prozent-/90-Prozent- Dezil“ der Fall ist, kann (Öko-Institut 2014c) nicht entnommen und kann hier nicht beurteilt werden.

Es wäre umfassender zu untersuchen, ob und inwieweit dieser Effekt die ohnehin seit Jahren bestehende diesbezüglich positive Entwicklung bei der Auslegung von FEE-Anlagen relevant verstärken könnte (siehe Kapitel 4.3.1).

#### Neue Anreize zur Vermeidung negativer Strompreise

Bezüglich der Abregelung von FEE-Anlagen bei negativen Strompreisen bietet ein System von Kapazitätszahlungen, das auf der Nennleistung basiert, einen vollständigen Anreiz. Denn mit einer Abregelung bei negativen Strompreisen vermeidet der Anlagenbetreiber, für die Stromeinspeisung negative Strompreise zu bezahlen, verliert aber keine Einnahmen, da die Zahlung und die Höhe der Kapazitätsprämie unabhängig von der Menge des eingespeisten Stroms ist.

Im System der „10 Prozent / 90 Prozent Dezilen“ wird dieser Anreiz erhalten, obwohl die Höhe der Kapazitätszahlungen von der eingespeisten Strommenge abhängig ist. Denn negative Strompreise



werden vor allem dann auftreten, wenn Wind- oder Solaranlagen ihre 10 Prozent stärkste Stromproduktion aufweisen. Die Stunden der stärksten Einspeisung zählen aber nicht zur Bestimmung der Kapazität einer Anlage, so dass eine Abregelung in diesen Zeiten keinen Einfluss auf die sich ergebene Kapazität hat. Dies gilt so lange, wie negative Preise nur dann auftreten, wenn Windenergie- oder Photovoltaikanlagen ihre 10 Prozent potenziell höchste Stromerzeugung aufweisen. Sollten langfristig negative Strompreise häufiger oder zu anderen Zeiten auftreten, würde dieser Anreiz geschwächt.

Nach geltendem EEG regeln FEE nur dann ab, wenn der negative Strompreis höher ist als die für die jeweilige Anlage geltende Marktprämie, so dass bei einer Stromeinspeisung keine positiven Gesamterlöse mehr erzielt werden können. Dies sind bei Windenergie an Land Börsenstrompreise von ca. -7 Ct/kWh. Viel niedriger dürfte der Strompreis am Spotmarkt grundsätzlich beim geltenden EEG nicht mehr sinken, da die meisten Windenergieanlagen das Marktprämiensystem nutzen und spätestens bei einem Spotpreis von ca. -7 Ct/kWh abregeln sollten. Das System der gleitenden Marktprämie begrenzt somit die Höhe von negativen Strompreisen, ganz verhindern kann sie sie allerdings nicht. Insofern wird dieses Ziel mit einer Kapazitätsprämie besser erreicht als mit dem geltenden EEG (zur Sinnhaftigkeit der Abregelung von FEE-Anlagen bei negativen Strompreisen siehe Kapitel 4.2.2).

### **Neue Anreize zur Teilnahme am Regelenenergiemarkt**

Die bestehende gleitende Marktprämie wie auch eine Festpreisvergütung erschwert eine Teilnahme am Regelenenergiemarkt. Denn wenn positive Regelenenergie angeboten wird, muss der Betreiber eine FEE-Anlage gedrosselt fahren und auf die Erlöse für die entsprechende Strommenge verzichten. Bei der gleitenden Marktprämie sind dies im Falle einer Windenergieanlage an Land bei neuen Anlagen derzeit knapp 9 Ct/kWh. Bei einer fixen Marktprämie wäre die Situation grundsätzlich ähnlich. In einem System einer Kapazitätsprämie auf Basis der Nennleistung erhielten die Anlagenbetreiber für die Einspeisung einer Kilowattstunde Strom bei derzeitigen Kosten und Preisen dagegen nur rund 3 Ct/kWh aus dem Verkauf des Stroms am Strommengenmarkt. Daher sind die Mindereinnahmen im System einer Kapazitätsprämie bei einer Teilnahme am Regelenenergiemarkt deutlich niedriger, so dass ein finanzielles Hemmnis spürbar abgebaut wird.

Gleiches gilt im System des „10 Prozent / 90 Prozent Dezils“. Denn auch hier erhalten Anlagenbetreiber für die Stromeinspeisung direkt nur die Erlöse am Strommengenmarkt. Ferner wird die Bereitstellung von Regelenenergie bei der Bestimmung der Kapazität einer Anlage so berücksichtigt, dass durch die dann nicht eingespeiste Strommenge die Höhe der Kapazitätzahlungen unverändert bleibt. (Öko-Institut 2014c: 48 rechts)

### **Vermeidung der Verzerrung des Strompreises**

Bei einer Kapazitätsprämie auf Basis der Nennleistung einer Anlage kann uneingeschränkt festgestellt werden, dass der Strompreis unverzerrt an die EE-Anlagenbetreiber weitergegeben wird. Denn die Förderung mit einer solchen Kapazitätsprämie ist vollständig unabhängig von der Stromeinspeisung. Die einzigen Einnahmen, die von der konkreten Stromeinspeisung abhängen, sind somit die Erlöse aus dem Strommengenmarkt wie beispielsweise die Strombörse EPEX. Eine Verzerrung findet nicht statt.

Das ist bei einer Kapazitätsprämie auf Basis des „10 Prozent / 90 Prozent Dezils“ anders. Denn die Kapazität einer Anlage ergibt sich explizit durch die Einspeisung von Strom innerhalb eines Jahres. Je mehr eingespeist wird, desto höher ist die resultierende Kapazität und desto höher sind die Kapazi-



tätzahlungen. Durch eine eingespeiste Kilowattstunde Strom profitiert der Anlagenbetreiber somit nicht nur aufgrund der Erlöse am Strommengenmarkt, sondern auch durch die damit erhöhte rechnerische Kapazität seiner Anlage. Der finanzielle Vorteil der Stromeinspeisung ist somit deutlich höher als die Erlöse am Markt. Er dürfte vergleichbar sein wie der finanzielle Vorteil der Stromeinspeisung bei der bestehenden gleitenden Marktprämie und der Festvergütung.

Allerdings werden hier Einspeisungen zu unterschiedlichen Zeiten gezielt unterschiedlich bewertet. Denn die Einspeisungen in den Zeiten mit den 10 Prozent niedrigsten und höchsten Einspeisungen gehen nicht in die Ermittlung der Höhe der Kapazität ein. Hier liegt eine weitere Verzerrung vor. Diese ist vom Öko-Institut zwar explizit gewünscht. Es macht es aber umso schwerer zu beurteilen, welche Verzerrung inwiefern berechtigter, angemessener und volkswirtschaftlich effizienter ist.

#### **4.4 Alternativen zur Stärkung der Anreize für systemdienlichere EE-Anlagen**

Um eine stärker systemdienliche Betriebsweise und Auslegung von FEE-Anlagen zu unterstützen bestehen neben der Umstellung auf eine Kapazitätsprämie andere Optionen. Dies betrifft die stärkere Einspeisung bei geringem Wind- und Sonnenaufkommen, die geringere Einspeisung bei guten Wetterbedingungen sowie die Abregelung bei negativen Strompreisen. Die folgenden Optionen erfüllen dabei jeweils nicht alle o.g. Ziele.

##### **4.4.1 Aussetzung der Vergütungspflicht bei negativen Strompreisen**

Sollte, auch wenn dies aus Sicht des Autors zumindest zum jetzigen Zeitpunkt nicht sinnvoll erscheint (Kapitel 4.2.2), eine Abregelung von FEE-Anlagen stärker angereizt werden, wäre nach (BDEW 2013b) *„die Einführung einer entsprechenden Vorschrift [möglich], dass kein Förderanspruch für Strom besteht, der in Stunden mit negativen Marktpreisen eingespeist wird. Diese Regelung könnte allerdings erheblichen administrativen Aufwand nach sich ziehen, da sie voraussetzt, dass die Zeitreihen jeder Erzeugungsanlage durch die abrechnenden Netzbetreiber geprüft werden müssen.“* Bereits nach dem geltenden EEG 2014 besteht die Anforderung, dass keine Vergütung mehr bezahlt werden darf, wenn es über einen Zeitraum von sechs Stunden oder länger negative Strompreise gibt (EEG 2014).

Diese Regelung setzt ausschließlich die Abregelung der EE-Anlagen bei negativen Strompreisen um, die anderen Ziele können nicht erreicht werden. Sie könnten ggf. parallel durch andere Instrumente angereizt werden.

##### **4.4.2 Verlängerung der Förderung bei Abregelung aufgrund negativer Strompreise**

Die Finanzierung von EE-Anlagen ist im geltenden EEG auf einen Zeitraum von 20 Jahren begrenzt. Ähnliches sehen auch die meisten anderen Finanzierungsmodelle vor. Dadurch ergibt sich die Option, diesen Finanzierungszeitraum zu verlängern, wenn Anlagen aufgrund von negativen Strompreisen abgeregelt werden. Damit würden die im geltenden EEG bestehenden finanziellen Nachteile einer solchen Abregelung gesenkt (IZES et al. 2013: 6).

Auch diese Regelung setzt ausschließlich die Abregelung der EE-Anlagen bei negativen Strompreisen um, die anderen Ziele können nicht erreicht werden. Sie könnten ggf. parallel durch andere Instrumente angereizt werden.

### 4.4.3 Mengenkontingentierung

Eine weitere Option ist, durch die Festlegung einer maximal geförderten Strommenge (Mengenkontingentierung) von vornherein festzulegen, welche Förderungsbeträge eine Erzeugungsanlage maximal erhält. Dann „*könnte ein Anlagenbetreiber davon ausgehen, dass er die ihm zustehende Förderung auch noch zu einem späteren Zeitpunkt in Anspruch nehmen kann. Würde er hingegen unterhalb seiner Grenzkosten einspeisen, würde er auf einen Teil der ihm zustehenden Förderung verzichten müssen. Anlagenbetreiber erhalten so den Anreiz wie alle anderen Anlagenbetreiber im Strommarkt, nur bei Marktpreisen oberhalb ihrer Grenzkosten Strom einzuspeisen.*“ (BDEW 2013b: 29; siehe auch SRU 2013)

Eine Mengenkontingentierung kann die Abregelung von EE-Anlagen bei negativen Strompreisen erzielen. Da die Förderung nur auf eine begrenzte Strommenge ausgezahlt wird und über diese Strommenge hinaus nur der Strompreis am Markt erlöst werden kann, sinkt der finanzielle Anreiz, mit einer konkreten Anlage über die kontingentierte Menge hinaus Strom zu erzeugen. Damit sinken Effektivität und Effizienz. Die anderen Ziele sind in Abhängigkeit der Ausgestaltung teilweise erreichbar.

### 4.4.4 Jährliche Bestimmung der gleitenden Marktprämie

Durch eine jährliche Bestimmung der gleitenden Marktprämie wird der Anreiz gestärkt, bei wenig Wind und Sonne viel Strom einzuspeisen, während der Anreiz gesenkt wird, bei viel Wind und Sonne besonders viel Strom einzuspeisen.

Derzeit wird die Höhe der gleitenden Marktprämie monatlich bestimmt. So gleicht sie automatisch aus, dass im Sommer bei unterdurchschnittlichen Windgeschwindigkeiten tendenziell höhere Strompreise vorliegen und im Herbst bei überdurchschnittlichen Windgeschwindigkeiten tendenziell niedrigere. Durch die monatliche Bestimmung der Prämienhöhe liegt sie in Monaten mit hohen spezifischen Stromerlösen automatisch relativ niedrig – und umgekehrt. Während also der Strompreis im tendenziell windarmen Sommer einen Anreiz gibt, viel Windstrom einzuspeisen, wird dieser Anreiz durch die dann unterdurchschnittliche Höhe der gleitenden Marktprämie für Windenergieanlagen wieder aufgehoben. Die entsprechenden Signale am Spotmarkt der Strombörse – die grundsätzlich positive Investitions- und Betriebsanreize setzen – werden damit nivelliert. Dies ist in Abbildung 4 in der 3. Säule dargestellt.<sup>11</sup> Gleiches passiert im Herbst, in umgekehrter Weise. Die Strompreise sind aufgrund der guten Windverhältnisse relativ niedrig, die gleitende Marktprämie daher relativ hoch. Sie gibt somit einen Anreiz, im Herbst möglichst viel Windstrom zu erzeugen – obwohl dann ohnehin ein hohes Aufkommen von Windstrom vorliegt (Abbildung 5, Säule 2)<sup>12</sup>. Mit steigenden Anteilen von FEE am Stromverbrauch dürfte sich dieser Effekt verdeutlichen und verstärken.

Wird die gleitende Marktprämie nicht monatlich, sondern jährlich bestimmt, wird dieser kontraproduktive Effekt beseitigt. Das hat zur Folge, dass die durchschnittlichen Erlöse für eine Kilowattstunde Windstrom im Sommer höher sind als im Herbst (Abbildung 4, Säulen 4 und 5). Das stärkt den Anreiz,

<sup>11</sup> Der Marktwert von Windstrom lag im Jahr 2014 bei durchschnittlich 2,85 Ct/kWh. Hier wurde für den Sommer der Marktwert des September 2014 mit 3,38 Ct/kWh verwendet (50Herz Transmission et al. 2015). In diesem Monat waren in den Jahren 2012 und 2013 unterdurchschnittliche Windgeschwindigkeiten zu verzeichnen (TenneT 2014).

<sup>12</sup> Für den Herbst wurde der Marktwert von Windstrom im März 2014 in Höhe von 2,32 Ct/kWh verwendet (50Herz Transmission et al. 2015). In den Jahren 2012 bis 2014 waren die Windgeschwindigkeiten im März überdurchschnittlich (TenneT 2014)

eine Windenergieanlage so auszulegen, dass sie gerade im Sommer, wenn wenig Wind weht, viel Strom einspeisen kann. Die kurzfristigen Strompreisschwankungen sind hier nicht berücksichtigt, stärken aber diesen systemdienlichen Anreiz.

Damit werden die Ziele erreicht, die Einspeisung von FEE-Anlagen zu verstetigen, also in wind- und sonnenarmen Zeiten mehr und in wind- und sonnenstarken Zeiten weniger Strom einzuspeisen. Zwar verhindert diese Umstellung nicht, dass bei negativen Strompreisen weiter eingespeist wird. Sie wirkt aber tendenziell in diese Richtung. Denn im Winter, bei hoher Windstromeinspeisung und damit einer hohen Wahrscheinlichkeit von windbedingten negativen Strompreisen, ist die gleitende Marktprämie bei jährlicher Bestimmung niedriger als bei monatlicher Bestimmung. Windenergieanlagen werden dann bereits bei weniger negativen Strompreisen abgeregelt.

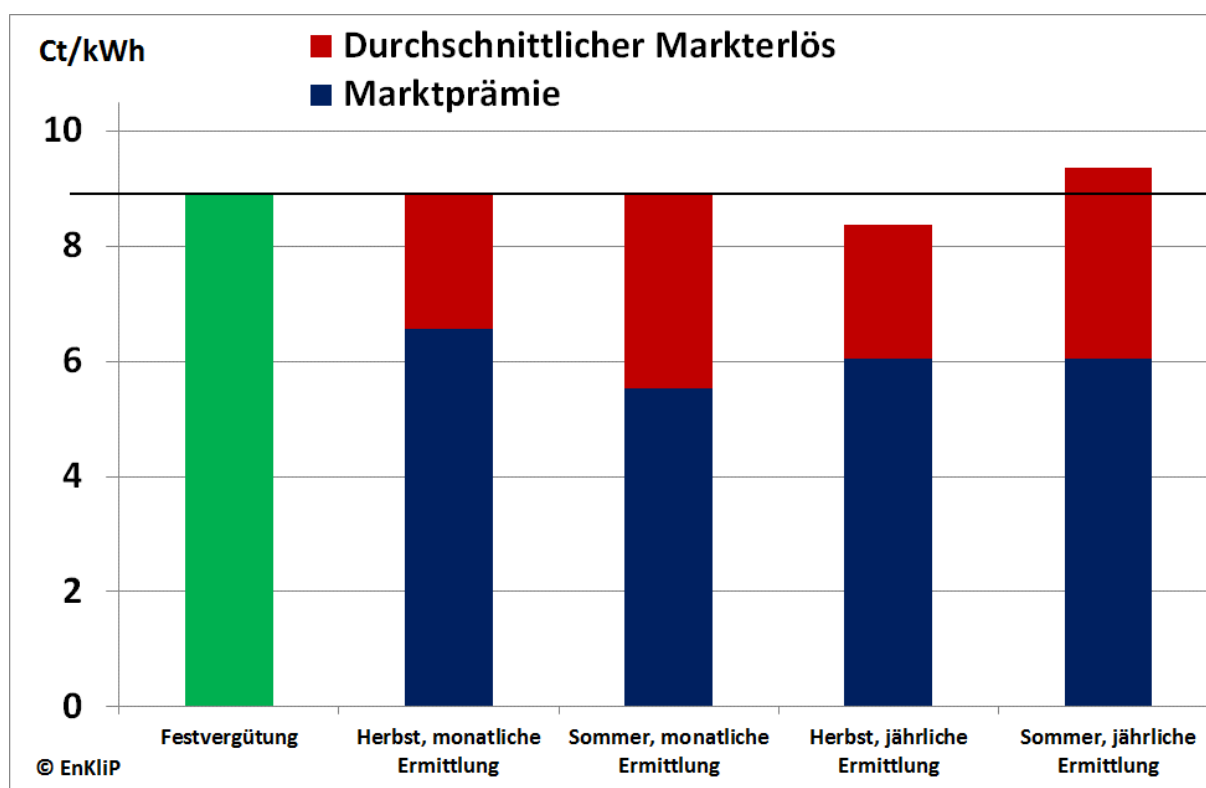


Abbildung 5: Durchschnittliche Erlöse einer Windenergieanlage im System der gleitenden Marktprämie bei monatlicher Ermittlung der Höhe der Marktprämie (Säulen 2 und 3) und bei jährlicher Bestimmung (Säulen 4 und 5) im Vergleich zur Festvergütung (linke Säule). Verwendet wurden die durchschnittlichen Börsenstrompreise der Monate März und September 2014 (50Herz Transmission et al. 2015) (eigene Darstellung).

## 4.5 Zwischenfazit Kapazitätsprämien

### Regelbare EE-Anlagen

Das wichtigste Ziel einer Umstellung von einer Marktprämie für jede eingespeiste Kilowattstunde auf eine Kapazitätsprämie ist, eine systemdienlichere Stromeinspeisung und Auslegung von EE-Anlagen anzureizen. Für regelbare Erneuerbaren Energien wie insbesondere Biomasseanlagen sind solche Anreize grundsätzlich sinnvoll. Vor diesem Hintergrund wurde bereits 2012 im EEG neben der glei-

tenden Marktprämie der Flexibilitätsbonus für Biomasseanlagen eingeführt. Dieser wird auf die Kapazität von Biomasseanlagen vergütet, wenn diese Strom bedarfsgerecht einspeisen. Eine Weiterführung des bereits eingeschlagenen Weges in Richtung einer Kapazitätsprämie für regelbare EE-Anlagen könnte bei guter Ausgestaltung sinnvoll sein.

### **Effektivitäts- und Effizienzverluste bei fluktuierenden EE-Anlagen**

Bei fluktuierenden EE-Anlagen (FEE-Anlagen) wie Windenergie- und Photovoltaikanlagen ist es fraglich, ob eine finanzielle Besserstellung von systemdienlicheren Anlagen bzw. deren systemdienlichere Fahrweise volkswirtschaftlich sinnvoll wäre. Es ist aber auch alles andere als trivial, die zu vergütende Kapazität einer Anlage sinnvoll zu bemessen. Denn wenn die installierte oder die Nennleistung einer Anlage verwendet würde, hätte dies deutlich negative Wirkungen auf die Effektivität und die Effizienz einer Anlage. Die spezifischen Einnahmen pro eingespeister Strommenge (in Kilowattstunden) würden deutlich sinken. Damit sinkt der Anreiz, Anlagen zu bauen, die eine große Strommenge erzeugen können und diese Anlagen effizient zu betreiben.

So könnten beispielsweise Anlagen mit überdimensionierten Generatoren gebaut werden, um möglichst hohe Kapazitätzahlungen zu erhalten. Nabenhöhe und Rotordurchmesser könnten dagegen klein ausgelegt werden, weil dies die Investitionskosten deutlich senkt, nicht aber die Erlöse aus der Kapazitätsprämie. Dies würde die Stromerzeugung einer Anlage zwar deutlich reduzieren. Aufgrund der vergleichsweise geringen Einnahmen aus dem Stromverkauf wäre das aber in der Gesamtsicht des Investors nicht so entscheidend. Denn beispielsweise bei einer Windenergieanlage an Land würde nur rund ein Drittel der Einnahmen aus der Stromeinspeisung kommen, rund zwei Drittel aus den Kapazitätzahlungen.

Die Anreize einer Kapazitätsprämie auf Basis der Nennleistung einer Anlage bewirken somit sinkende Stromerträge bei einer einzelnen Anlage – übrigens auch zu Zeiten mit wenig Wind und Sonne. Um einen hohen EE-Anteil am Stromverbrauch zu erreichen wären folglich mehr Windenergie- und Photovoltaikanlagen notwendig. Ferner steigen durch diesen Anreiz die Stromgestehungskosten – der EE-Ausbau selber würde also teurer. Volkswirtschaftlich wären somit Kapazitätzahlungen auf Basis der Nennleistung von Wind- oder Photovoltaikanlagen nachteilig. Dies wird auch dann nicht grundsätzlich besser, wenn eine Mindestverfügbarkeit vorgeschrieben wird.

### **Die 10 Prozent / 90 Prozent Dezile**

Vor diesem Hintergrund hat das Öko-Institut im Auftrag von Agora Energiewende das System der „10 Prozent / 90 Prozent Dezile“ entwickelt. Darin wird die Kapazität einer Anlage jährlich aufgrund ihrer Stromeinspeisung ermittelt. Die 10 Prozent Stunden mit den niedrigsten und höchsten Einspeisungen bleiben unberücksichtigt. Damit soll eine gleichmäßigere Einspeisung angereizt werden. Die o.g. Nachteile einer geringeren Effektivität und Effizienz werden damit vermutlich beseitigt. Allerdings handelt es sich strukturell nicht um eine Kapazitätsprämie sondern praktisch um eine Prämie auf die Stromerzeugung. Denn die zugrunde gelegte Kapazität einer Anlage wird anhand der jährlichen Stromeinspeisung dieser Anlage ermittelt. In wind- bzw. sonnenschwachen Jahren sind die Kapazitätzahlungen somit gering. Das im geltenden EEG bestehende Risiko geringer Einnahmen in wind- und sonnenschwachen Jahren verbleibt damit grundsätzlich. Der faktische Unterschied zur bestehenden Marktprämie liegt in der deutlich komplexeren Formel zur Bestimmung der Vergütung und einem leicht verschobenen Anreizsystem innerhalb der Prämie.

Positiv kann festgestellt werden, dass – wie bei einer Kapazitätsprämie auf Basis der installierten Leistung – auch beim System der „10 Prozent / 90 Prozent Dezile“ die Teilnahme von FEE-Anlagen am Regelenergiemarkt erleichtert wird. Das ist mittel- bis langfristig im Sinne der Systemtransformation. Ebenfalls sinnvoll für die Systemtransformation wäre eine verstärkte Stromeinspeisung von FEE-Anlagen in wind- und sonnenarmen Zeiten, da damit Kosten zur Vorhaltung von Back-up-Kapazitäten eingespart werden könnten. Es ist aber nicht erkennbar, dass hier ein Anreiz gegeben wird, der höher ist als in der bestehenden gleitenden Marktprämie. Ferner führt eine Auslegung von FEE-Anlagen mit Fokus auf hohe Stromeinspeisung in wind- und sonnenarmen Zeiten in der Regel zu höheren spezifischen Stromerzeugungskosten.

Nicht zuletzt birgt die Komplexität der Regelung die Gefahr von Fehlparametrisierungen durch den Gesetzgeber.

### **Technische Entwicklung bereits positiv**

Ob vor diesem Hintergrund die genannten theoretisch möglichen Vorteile einer sinnvoll ausgestalteten Kapazitätsprämie die Probleme einer Umstellung rechtfertigen, erscheint fraglich. Dies gilt umso mehr angesichts der positiven technischen Entwicklung in der Vergangenheit. So sind beispielsweise bei neuen Windenergieanlagen an Land sowohl Nabenhöhe als auch Rotordurchmesser und damit auch die Volllaststunden in den vergangenen Jahren kontinuierlich gestiegen. Dadurch wurde die Stromeinspeisung gleichmäßiger und bei schwachem Wind sowohl absolut als auch relativ stärker. Gleichzeitig werden aus Kostengründen nicht annähernd die größten verfügbaren Generatoren verwendet – was einer extrem starken Windstromeinspeisung bei starkem Wind entgegen wirkt. Während seit über fünf Jahren Anlagen mit einer Leistung von 7-8 MW am Markt erhältlich sind, liegt der Durchschnitt bei neuen Anlagen auch im Jahr 2014 unter 3 MW. Somit stellt sich die Frage, ob die technische Entwicklung, die mit einer Kapazitätsprämie finanziell angereizt werden soll, nicht bereits in ausreichendem Maße stattfindet.

Darüber hinaus wird der Anreiz, bei wenig Wind und Sonne viel Wind- und Sonnenstrom einzuspeisen, durch eine Kapazitätsprämie auf Basis der Nennleistung deutlich gesenkt. Denn der Erlös aus der Stromproduktion sinkt bei Windenergieanlagen um rund zwei Drittel.

### **Negative Strompreise**

Das von vielen Akteuren genannte Ziel, die Stromeinspeisung bei negativen Strompreisen zu vermeiden, kann sowohl mit einer Kapazitätsprämie auf Basis der Nennleistung als auch auf Basis des „10 Prozent / 90 Prozent Dezils“ erreicht werden.

Allerdings ist die Abregelung von Wind- und Photovoltaikanlagen bei negativen Strompreisen aus drei Gründen zumindest in absehbarer Zeit grundsätzlich volkswirtschaftlich nachteilig. Erstens würde der Druck gesenkt, den bestehenden konventionellen Kraftwerkspark zu flexibilisieren. Eine steigende Flexibilität ist aber für die Systemtransformation unverzichtbar. Negative Strompreise bieten dabei einen sehr guten marktwirtschaftlichen Anreiz. Zweitens würde eine Stromerzeugung ohne Umweltschadenskosten abgeregelt statt die umweltschädliche Verstromung von fossilen Energien. Drittens würden grenzkostenfreie Anlagen abgeregelt statt fossile Kraftwerke mit Brennstoffverbrauch.

Insgesamt erscheint für fluktuierende EE-Anlagen eine Umstellung auf Kapazitätsprämien zumindest dann mit zu hohen Nachteilen verbunden, wenn die Kapazität auf Basis der Nennleistung bemessen

wird. Bei der Methode der „10 Prozent / 90 Prozent Dezile“ handelt es sich um ein sehr komplexes System, dessen bislang nicht erkannten ungewünschten möglichen Nebenwirkungen noch nicht vollständig absehbar sind. So könnte die genaue Parametrisierung des Systems – insbesondere die Höhe der Prämie – in den Anfangszeiten aufgrund der noch fehlenden Erfahrung fehleranfällig sein. Die erreichbaren Vorteile sind dabei begrenzt. Das erreichbare Ziel der Abregelung von FEE-Anlagen bei negativen Strompreisen ist darüber hinaus volkswirtschaftlich fragwürdig. Im Vergleich zu den eventuell erreichbaren Zielen sind auch hier die Nachteile und Risiken unverhältnismäßig.

Vor diesem Hintergrund erscheint es sinnvoller, andere Optionen in Betracht zu ziehen, mit denen einzelne mit der Forderung nach einer Kapazitätsprämie verbundenen Ziele erreicht werden können. Dies könnte eine Mengenkontingentierung sein, mit der die Teilnahme am Regelenergiemarkt erleichtert und eine gleichmäßigere Einspeisung von Strom aus FEE-Anlagen angereizt wird. Letzteres kann ferner erreicht werden durch eine Optimierung der bestehenden gleitenden Marktprämie durch eine Umstellung von der monatlichen auf eine jährliche Bestimmung der Marktprämienhöhe. Nicht zuletzt würde eine gleichmäßigere Einspeisung aus Wind- und Photovoltaikanlagen in Deutschland erreicht, wenn deren Ausbau in allen Regionen Deutschlands zügig voranschreiten würde. Damit käme es zu einem besseren regionalen Ausgleich. Dies sollte aber nicht durch eine stärkere Förderung im EEG, sondern durch den Abbau von offensichtlich bestehenden Hemmnissen in denjenigen Bundesländern erreicht werden, in denen bislang nur ein geringer Zubau stattfindet.

## 5 LITERATURVERZEICHNIS

50Herz Transmission et al. (2014): Prognose der EEG-Umlage 2015 nach AusgIMechV. Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber. Stand 15.10.2014. 50Herz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, Transnet BW GmbH. Online verfügbar unter <http://www.netztransparenz.de/de/file/20141015-Veroeffentlichung-EEG-Umlage-2015.pdf>, zuletzt geprüft am 16.10.2014.

50Herz Transmission et al. (2015): Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Marktwert-/Referenzmarktwertübersicht. 50Herz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, Transnet BW GmbH. Online verfügbar unter <http://www.netztransparenz.de/de/Marktwerte.htm>, zuletzt geprüft am 13.02.2015.

AEE (2014a): Die Ergebnisse der AEE-Akzeptanzumfrage 2014. Bürger stehen weiterhin hinter dem Ausbau der Erneuerbaren Energien. Renew's Kompakt, Ausgabe 23 vom 28.12.2014. Agentur Erneuerbare Energien (AEE). Berlin. Online verfügbar unter [http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/383.AEE\\_RenewsKompakt\\_23\\_Akzeptanzumfrage2014.pdf](http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/383.AEE_RenewsKompakt_23_Akzeptanzumfrage2014.pdf), zuletzt geprüft am 27.01.2015.

AEE (2014b): Studienvergleich. Finanzierungsinstrumente für Strom aus Erneuerbaren Energien. Metaanalyse von Vorschlägen für die künftige Finanzierung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Unter Mitarbeit von Lukas Schuffelen (BET Büro für Energiewirtschaft) / Claudia Kunz (AEE). Agentur Erneuerbare Energien (AEE). Online verfügbar unter [http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/news\\_import/AEE\\_Metaanalyse\\_EEG\\_Reform\\_mai14.pdf](http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/news_import/AEE_Metaanalyse_EEG_Reform_mai14.pdf), zuletzt geprüft am 26.01.2015.

Agora Energiewende (2013): Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess. Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014 -2017. Berlin. Online verfügbar unter [www.agora-energiewende.de/themen/die-energiewende/detailansicht/article/agora-schlaegt-eeg-20-mit-anschliessendem-marktdesign-prozess-vor/](http://www.agora-energiewende.de/themen/die-energiewende/detailansicht/article/agora-schlaegt-eeg-20-mit-anschliessendem-marktdesign-prozess-vor/), zuletzt geprüft am 03.11.2013.

Agora Energiewende (2014): Ausschreibungen für Erneuerbare Energien. Welche Fragen sind zu prüfen? Hintergrund. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI); Consentec; Technische Universität Wien, Institut für Energiesysteme und elektrische Antriebe, Energy Economics Group (TU Wien / EEG). Berlin. Online verfügbar unter [http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/Ausschreibungsmodelle/Agora\\_Ausschreibungen\\_fuer\\_Erneuerbare\\_Energien\\_web.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/Ausschreibungsmodelle/Agora_Ausschreibungen_fuer_Erneuerbare_Energien_web.pdf), zuletzt geprüft am 12.02.2015.

Agora Energiewende (2015): Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2014. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Rückblick auf 2015. Analyse. Berlin. Online verfügbar unter [http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Analysen/Jahresauswertung\\_2014/Agora\\_Energiewende\\_Jahresauswertung\\_2014\\_web.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Analysen/Jahresauswertung_2014/Agora_Energiewende_Jahresauswertung_2014_web.pdf), zuletzt geprüft am 09.01.2015.

arrhenius (2011): Kapazitätsprämien für dargebots-unabhängige Techniken einschließlich Speicher. Ein Ansatz zur Weiterentwicklung des EEG. Discussion Paper 5. arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik. Hamburg. Online verfügbar unter



[http://www.arrhenius.de/uploads/media/arrhenius\\_DP\\_5\\_-\\_EEG-Kapazitaetspraemien\\_Final\\_06062011b\\_01.pdf](http://www.arrhenius.de/uploads/media/arrhenius_DP_5_-_EEG-Kapazitaetspraemien_Final_06062011b_01.pdf), zuletzt geprüft am 12.02.2015.

arrhenius (2013): Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien. Im Auftrag der MVV Energie AG. arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik. Online verfügbar unter [www.mvv-energie.de/media/media/downloads/mvv\\_energie\\_gruppe\\_1/nachhaltigkeit\\_1/MVV\\_Studie\\_EE\\_Marktdesign\\_2013.pdf](http://www.mvv-energie.de/media/media/downloads/mvv_energie_gruppe_1/nachhaltigkeit_1/MVV_Studie_EE_Marktdesign_2013.pdf), zuletzt geprüft am 26.03.2014.

BDEW (2013a): Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG. Positionspapier. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A4D4CB545BE8063DC1257BF30028C62B/\\$file/Anlage\\_2\\_Vorschlaege\\_fuer\\_eine\\_grundlegende\\_Reform\\_EEG\\_Presse.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/A4D4CB545BE8063DC1257BF30028C62B/$file/Anlage_2_Vorschlaege_fuer_eine_grundlegende_Reform_EEG_Presse.pdf), zuletzt geprüft am 18.01.2015.

BDEW (2013b): Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG. Positionspapier. Anhang 2 zum Positionspapier: Der Weg zu neuen marktlichen Strukturen für das Gelingen der Energiewende. Hg. v. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW). Berlin. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/internet.nsf/res/1C1C742B522CA0CEC1257BEF002F1485/\\$file/Anlage\\_2\\_Positionspapier\\_Vorschlaege\\_fuer\\_eine\\_grundlegende\\_Reform\\_des\\_EEG\\_final\\_180913.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/res/1C1C742B522CA0CEC1257BEF002F1485/$file/Anlage_2_Positionspapier_Vorschlaege_fuer_eine_grundlegende_Reform_des_EEG_final_180913.pdf), zuletzt geprüft am 07.12.2014.

BET (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie. Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET). Aachen. Online verfügbar unter <http://www.bet-aachen.de/service/studien-gutachten/detail-studien/artikel/moeglichkeiten-zum-ausgleich-fluktuierender-einspeisung-aus-ee.html>, zuletzt geprüft am 29.01.2015.

BMU (2007): Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht) gemäß § 20 EEG. November 2007. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Berlin. Online verfügbar unter [http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/erfahrungsbericht\\_eeg\\_2007.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/erfahrungsbericht_eeg_2007.pdf), zuletzt geprüft am 14.02.2014.

BMU (2013): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. Juli 2013. Bundesministerium für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU). Berlin. Online verfügbar unter [http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten\\_EE/Dokumente\\_\\_PDFs\\_/ee\\_in\\_zahlen\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/ee_in_zahlen_bf.pdf), zuletzt geprüft am 16.04.2014.

BMWi (2014a): Eckpunkte für die Reform des EEG. 21.1.2014. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 28.01.2014.

BMWi (2014b): Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin.

Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gruenbuch-gesamt,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 23.01.2015.

BMWi und BMU (2006): Energieversorgung für Deutschland. Statusbericht für den Energiegipfel am 3. April 2006. März 2006. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi); Bundesministerium für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU). Berlin. Online verfügbar unter [http://www.junge-union.de/media/attachments/351507\\_Energieversorgung\\_f\\_r\\_Deutschland\\_-\\_Statusbericht\\_f\\_r\\_den\\_Energiegipfel\\_03042006\\_1\\_.pdf](http://www.junge-union.de/media/attachments/351507_Energieversorgung_f_r_Deutschland_-_Statusbericht_f_r_den_Energiegipfel_03042006_1_.pdf), zuletzt geprüft am 17.09.2014.

BNetzA (2014): Kraftwerkliste Bundesnetzagentur (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen). Bundesnetzagentur (BNetzA). Stand 16.07.2014. Daten aus Monitoring 2012/2013/2014 (Anlagen  $\geq$  10 MW und Nicht-EEG-Anlagen < 10 MW) sowie aus ÜNB-Veröffentlichungen (Stand 30.06.2014) und Photovoltaik-Register.

BNetzA (2015): Bestimmung der Vergütungssätze nach § 32 EEG für die Kalendermonate Januar 2015, Februar 2015 und März 2015. Bundesnetzagentur (BNetzA). Online verfügbar unter [http://www.bundesnetzagentur.de/cIn\\_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn\\_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn\\_EEG-VergSaetze\\_node.html;jsessionid=0630A47CC1D910562F5D6E72F2E5FD22#doc405794bodyText4](http://www.bundesnetzagentur.de/cIn_1422/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze_node.html;jsessionid=0630A47CC1D910562F5D6E72F2E5FD22#doc405794bodyText4), zuletzt geprüft am 26.02.2015.

Bofinger (2013): Förderung fluktuierender erneuerbarer Energien. Gibt es einen dritten Weg? Gutachten im Rahmen des Projekts "Stromsystem - Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes", Auftraggeber: Baden-Württemberg-Stiftung gGmbH unter Federführung der IZES gGmbH (Institut für ZukunftsEnergieSysteme). Universität Würzburg, Bofinger, Prof. Dr. Peter. Würzburg/Aachen. Online verfügbar unter [http://www.rz.uni-wuerzburg.de/fileadmin/12010100/Publikationen/Bofinger/Diskussionsbeitraege\\_und\\_Gutachten/Gutachten\\_Bofinger\\_EEG.pdf](http://www.rz.uni-wuerzburg.de/fileadmin/12010100/Publikationen/Bofinger/Diskussionsbeitraege_und_Gutachten/Gutachten_Bofinger_EEG.pdf), zuletzt geprüft am 17.12.2014.

BWE (2010): A bis Z. Fakten zur Windenergie. Von der Schaffung neuer Arbeitsplätze bis zur Zukunft der Energieversorgung. Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE). Berlin.

DLR et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE). Online verfügbar unter [http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal\\_2012\\_1/leitstudie2011\\_bf.pdf](http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf), zuletzt geprüft am 28.01.2014.

EEG (2004): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). Fundstelle: BGBl. I 2006, S. 2550. Online verfügbar unter [https://www.clearingstelle-eeg.de/files/private/active/0/eeg04\\_061107.pdf](https://www.clearingstelle-eeg.de/files/private/active/0/eeg04_061107.pdf), zuletzt geprüft am 08.04.2014.

EEG (2012): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). Fundstelle: BGBl. I S. 2730. Online verfügbar unter [http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg\\_2009/gesamt.pdf](http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf), zuletzt geprüft am 04.08.2014.

EEG (2014): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014), vom 04.07.2014. Fundstelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetz-fuer-den-ausbau-erneuerbarer-energien,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 15.07.2014.

Enercon (2014): ENERCON Produktübersicht. Für jeden Standort die passende Windenergieanlage. Aurich. Online verfügbar unter [http://www.enercon.de/p/downloads/ENERCON\\_Produkt\\_de\\_Maerz\\_2014\\_web.pdf](http://www.enercon.de/p/downloads/ENERCON_Produkt_de_Maerz_2014_web.pdf), zuletzt geprüft am 13.02.2015.

enervis und BET (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Langfassung. Im Auftrag des Verbandes Kommunaler Unternehmen e.V. (VKU). enervis energy advisors GmbH und Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET). Online verfügbar unter [http://www.vku.de/fileadmin/media/Dokumente/Oeffentlichkeitsarbeit\\_Presse/Publikationen/EMD\\_Gutachten\\_\\_Langfassung.pdf](http://www.vku.de/fileadmin/media/Dokumente/Oeffentlichkeitsarbeit_Presse/Publikationen/EMD_Gutachten__Langfassung.pdf), zuletzt geprüft am 19.01.2015.

EU (2009): Richtlinie 2009/28/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Änderung und anschließenden Aufhebung der Richtlinien 2001/77/EG und 2003/30/EG. Online verfügbar unter <http://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:DE:PDF>, zuletzt geprüft am 27.02.2015.

FÖS (2015): Was Strom wirklich kostet. Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten von konventionellen und erneuerbaren Energien. Langfassung, überarbeitete und aktualisierte Auflage 2015. Studie im Auftrag von Greenpeace Energy eG. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e. V. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.foes.de/pdf/2015-01-Was-Strom-wirklich-kostet-lang.pdf>, zuletzt geprüft am 02.02.2015.

frontier economics (2013): Weiterentwicklung des Förderregimes für erneuerbare Energien. Abschlussbericht für RWE. Online verfügbar unter <http://www.frontier-economics.com/documents/2014/04/weiterentwicklung-des-forderregimes-fur-erneuerbare-energien-frontier-report.pdf>, zuletzt geprüft am 17.12.2014.

frontier economics und r2b (2013): Effizientes Regime für den Ausbau der EE, Weiterentwicklung des Energy-Only-Marktes und Erhaltung des EU-ETS. Ein Bericht für die RWE AG. frontier economics und r2b energy consulting. Online verfügbar unter [http://212.227.99.232/uploads/pdf/publikationen/RPT-FrontierR2B-RWE-Projekt%20Marktdesign-Final\\_090413\\_publish.pdf](http://212.227.99.232/uploads/pdf/publikationen/RPT-FrontierR2B-RWE-Projekt%20Marktdesign-Final_090413_publish.pdf), zuletzt geprüft am 17.12.2014.

IASS (2013): Eckpunkte für die Gestaltung der Energiewende. IASS Policy Brief 2/2013. Institute for Advanced Sustainability Studies Potsdam (IASS) e.V. Potsdam. Online verfügbar unter [http://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/policy\\_brief\\_2\\_2013\\_eckpunkte\\_fur\\_die\\_gestaltung\\_der\\_energiewende.pdf](http://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/policy_brief_2_2013_eckpunkte_fur_die_gestaltung_der_energiewende.pdf), zuletzt geprüft am 17.12.2014.

IASS (2014): IASS Working Paper: Einordnung der Studien zum EEG 2.0 und des Referentenentwurfs zur Reform des EEGs. Unter Mitarbeit von Dominik Schäuble, Hannes Peinl, Patrick Matschoss und

David Jacobs. Institute for Advanced Sustainability Studies e.V. (IASS). Potsdam. Online verfügbar unter [http://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/iass\\_working\\_paper\\_eeg\\_2.0\\_vergleich\\_20140227\\_2.pdf](http://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/iass_working_paper_eeg_2.0_vergleich_20140227_2.pdf), zuletzt geprüft am 13.02.2015.

ifo (2012): Die Zukunft der Energiemärkte. Ökonomische Analyse und Bewertung von Potenzialen und Handlungsmöglichkeiten. In Kooperation mit der Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Leibnitz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München e.V. (ifo). München. Online verfügbar unter [https://www.ffe.de/download/article/429/Forschungsbericht\\_Zukunft\\_Energie\\_komplett.pdf](https://www.ffe.de/download/article/429/Forschungsbericht_Zukunft_Energie_komplett.pdf), zuletzt geprüft am 17.12.2014.

ISI et al. (2014): Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Stand 08/2014. 10. Quartalsbericht. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI); Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES); Becker Büttner Held (BBH); Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. (IKEM). Online verfügbar unter [http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/direktvermarktung-quartalsbericht-10.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/direktvermarktung-quartalsbericht-10.pdf?__blob=publicationFile&v=4), zuletzt geprüft am 22.01.2015.

IW Köln (2014): Den Strommarkt wettbewerblich weiterentwickeln. IW policy paper 1/2014. Institut der deutschen Wirtschaft Köln (IW Köln). Köln. Online verfügbar unter <http://www.iwkoeln.de/de/studien/iw-policy-papers/beitrag/hubertus-bardt-esther-chrischilles-den-strommarkt-wettbewerblich-weiterentwickeln-141280>, zuletzt geprüft am 12.02.2015.

IWES (2014a): Geschäftsmodell Energiewende. Eine Antwort auf das "Die-Kosten-der-Energiewende"-Argument. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Kassel. Online verfügbar unter <http://www.energie.fraunhofer.de/de/bildmaterial/pdf/studie-geschaeftsmodell-energiewende.pdf>, zuletzt geprüft am 17.10.2014.

IWES (2014b): Windenergie Report Deutschland 2013. Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Kassel. Online verfügbar unter <http://publica.fraunhofer.de/eprints?urn:nbn:de:0011-n-2837358.pdf>, zuletzt geprüft am 09.01.2015.

IWES et al. (2011): Flexible Stromproduktion aus Biogas und Biomethan. Die Einführung einer Kapazitätskomponente als Förderinstrument. Bericht zum Projekt "Weiterentwicklung und wissenschaftliche Begleitung der Umsetzung des Integrations-Bonus nach § 64 Abs. 1.6 EEG". Im Auftrag des Bundesministerium für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU); Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES); Becker Büttner Held (BBH); Deutsche WindGuard; Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW); Leibniz Universität Hannover.

IZES (2012): Kompassstudie Marktdesign. Leitfaden für ein Design eines Stromsystems mit hohem Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien. Im Auftrag von Bundesverband Erneuerbarer Energien e. V. und Greenpeace Energy eG. Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH. Online verfügbar unter [http://www.bee-ev.de/\\_downloads/publikationen/studien/2012/1212\\_BEE-GPE-IZES-Kompassstudie-Marktdesign.pdf](http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/studien/2012/1212_BEE-GPE-IZES-Kompassstudie-Marktdesign.pdf), zuletzt geprüft am 21.01.2015.

IZES (2014): Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung. Im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e.V. Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH (IZES). Saarbrücken. Online verfügbar unter [http://www.izes.de/cms/upload/publikationen/IZES\\_2014-05-20\\_BEE\\_EE-Ausschreibungen\\_Endbericht.pdf](http://www.izes.de/cms/upload/publikationen/IZES_2014-05-20_BEE_EE-Ausschreibungen_Endbericht.pdf), zuletzt geprüft am 03.11.2014.

IZES et al. (2013): Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes. Endbericht. Im Auftrag der Baden-Württemberg Stiftung GmbH. Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH (IZES); Bofinger, Prof. Dr. Peter; BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET). Würzburg/Aachen. Online verfügbar unter [www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien\\_und\\_Gutachten/Studie\\_\\_EEG\\_20\\_Stromsystem\\_14102013.pdf](http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/Studie__EEG_20_Stromsystem_14102013.pdf), zuletzt geprüft am 03.26.2014.

juwi, Björn Klusmann (2015): Kennlinienvergleich E70-E82-N117, 08.01.2015. E-Mail mit juwi-Power Point Präsentation an EnKliP - Uwe Nestle.

Leuphana Universität Lüneburg; Uwe Nestle (2014): Marktrealität von Bürgerenergie und mögliche Ausweitungen von regulatorischen Eingriffen. Studie im Auftrag des Bündnisses Bürgerenergie e.V. (BBEn) und des Bundes für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V. (BUND). Online verfügbar unter [http://www.enklip.de/resources/Studie\\_Marktrealitaet+von+Buergerenergie\\_Leuphana\\_FINAL\\_23042014.pdf](http://www.enklip.de/resources/Studie_Marktrealitaet+von+Buergerenergie_Leuphana_FINAL_23042014.pdf), zuletzt geprüft am 10.06.2014.

Meyers (2001): Meyers grosses Taschenlexikon. 8. Aufl. 25 Bände: Bibliographisches Institut & F.A. Brockhaus AG (9).

Nestle, Uwe (2013): Gegenüberstellung von ausgewählten Studien und Konzepten zum EEG. Gutachten im Auftrag von CPC Berlin. Kiel. Online verfügbar unter <http://www.enklip.de/resources/EEG-Studien+Gegenueberstellung+131217+final.pdf>, zuletzt geprüft am 26.01.2015.

Öko-Institut (2014a): eMobil 2050. Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz. Gemeinsamer Endbericht zu den Vorhaben "Wissenschaftliche Unterstützung bei der Erarbeitung von Szenarien zum möglichen Beitrag der Elektromobilität zum langfristigen Klimaschutz (FZK: UM 11 96 106) und "Szenarien zum möglichen Beitrag der Elektromobilität im Güter- und öffentlichen Personenverkehr zum langfristigen Klimaschutz" (FZK: 16 EM 1001). Institut für angewandte Ökologie (Öko-Institut e.V.). Online verfügbar unter <http://www.oeko.de/oekodoc/2114/2014-670-de.pdf>, zuletzt geprüft am 18.01.2015.

Öko-Institut (2014b): Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0. Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign. Impulse. Kurzfassung. Hg. v. Agora Energiewende. Institut für angewandte Ökologie (Öko-Institut e.V.). Berlin. Online verfügbar unter [http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Impulse/EEG\\_30/Agora\\_Energiewende\\_EEG\\_3\\_0\\_KF\\_web.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Impulse/EEG_30/Agora_Energiewende_EEG_3_0_KF_web.pdf), zuletzt geprüft am 20.01.2015.

Öko-Institut (2014c): Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0. Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign. Impulse. Hg. v. Agora Energiewende. Institut für angewandte Ökologie (Öko-Institut e.V.). Berlin. Online verfügbar unter [http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Impulse/EEG\\_30/Agora\\_Energiewende\\_EEG\\_3\\_0\\_KF\\_web.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Impulse/EEG_30/Agora_Energiewende_EEG_3_0_KF_web.pdf)

energie-  
wende-

de.de/fileadmin/downloads/publikationen/Impulse/EEG\_30/Agora\_Energiewende\_EEG\_3\_0\_LF\_w  
e\_b.pdf, zuletzt geprüft am 20.10.2014.

Öko-Institut et al. (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland. Institut für angewandte Ökologie (Öko-Institut), LBD Beratungsgesellschaft Berlin, Raue LLP. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Fokussierte-Kapazitaetsmaerkte.pdf>, zuletzt geprüft am 18.09.2014.

SRU (2013): Den Strommarkt der Zukunft gestalten. Sondergutachten. Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU). Berlin. Online verfügbar unter [http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02\\_Sondergutachten/2013\\_11\\_SG\\_Strommarkt\\_alle.html](http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2013_11_SG_Strommarkt_alle.html), zuletzt geprüft am 01.08.2014.

Stiftung Umweltenergierecht: Erfordert das europäische Beihilferecht die Einführung von Ausschreibungsverfahren im EEG? Hintergrundpapier (Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht). Online verfügbar unter [http://www.stiftung-umweltenergierecht.de/fileadmin/pdf\\_aushaenge/Aktuelles/WueBericht\\_\\_5\\_Beihilferecht\\_Erfordernis\\_Ausschreibungen\\_final\\_2014-07-16.docx.pdf](http://www.stiftung-umweltenergierecht.de/fileadmin/pdf_aushaenge/Aktuelles/WueBericht__5_Beihilferecht_Erfordernis_Ausschreibungen_final_2014-07-16.docx.pdf), zuletzt geprüft am 12.02.2015.

TenneT (2014): Market Review 14 H1. Electricity markets insight. First half 2014. Online verfügbar unter [http://www.tennet.eu/nl/fileadmin/downloads/About\\_Tennet/Publications/Technical\\_Publications/TenneT\\_Market\\_Review\\_2014\\_H1.pdf](http://www.tennet.eu/nl/fileadmin/downloads/About_Tennet/Publications/Technical_Publications/TenneT_Market_Review_2014_H1.pdf), zuletzt geprüft am 13.02.2015.

UBA (2014): Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Climate Change 07/2014. Umweltbundesamt. Dessau (Climate Change, 07/2014). Online verfügbar unter [http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate-change\\_07\\_2014\\_treibhausgasneutrales\\_deutschland\\_2050\\_0.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate-change_07_2014_treibhausgasneutrales_deutschland_2050_0.pdf), zuletzt geprüft am 23.01.2015.

VKU (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland. Positionspapier. Verband Kommunaler Unternehmen e.V. (VKU). Online verfügbar unter [http://www.vku.de/fileadmin/media/Bilder/EMD\\_Gutachten\\_\\_Positionspapier\\_-\\_layout\\_-\\_Internet.pdf](http://www.vku.de/fileadmin/media/Bilder/EMD_Gutachten__Positionspapier_-_layout_-_Internet.pdf), zuletzt geprüft am 19.01.2015.

Windwärts, Lothar Schulze (2015): Annahme der Strompreisentwicklung bei einer Ausschreibung einer fixen Prämie, 13.02.2015. Telefonisch an Uwe Nestle EnKliP.

ZEW (2013): Den Strommarkt an die Wirklichkeit anpassen: Skizze einer neuen Marktordnung. Discussion Paper No. 13-065. Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung GmbH (ZEW). Online verfügbar unter <http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp13065.pdf>, zuletzt geprüft am 17.12.2014