

# Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien



Mit Beiträgen von:





## Studie

Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien

Juli 2013

Beteiligte (in alphabetischer Reihenfolge):

arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik

Dr. Sven Bode

Dr. Helmut-M. Groscurth

arrhenius consult gmbh

Am Waldpark 18, 22589 Hamburg

+ 49 40 37084420

info@arrhenius.de – www.arrhenius.de

MVV Energie AG

Dr. Oliver Kopp

Thorsten Engelhorn

Dr. Mathias Onischka

MVV Energie AG

Luisenring 49, 68159 Mannheim

+49 621 290-0

energiwirtschaft@mvv.de – www.mvv-energie.de

*Mit Beiträgen von:*

Ecofys (*insbesondere zu Anhang D*)

Dr. Corinna Klessmann

Malte Gebhart

Dr. Christian Nabe

Katharina Grave

Ecofys GmbH

Am Karlsbad 11, 10785 Berlin

+49 30 29773579-0

www.ecofys.com

Takon – Spieltheoretische Beratung

Prof. Dr. Karl-Martin Ehrhart

Sven Pietrzyk

TAKON GmbH

Schwalbenweg 5, 95445 Bayreuth

+49 921 16039528

info@takon.de – www.takon.de

## Zitierweise

Kopp et al. (2013): Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien, Mannheim 2013.

## Hinweis

Das in dieser Analyse vorgestellte Zieldesign und die Transformationsphase für ein Marktdesign erneuerbare Energien basieren auf einem Vorschlag der MVV Energie AG in Mannheim, der von den Beteiligten gemeinsam weiterentwickelt und konkretisiert wurde. Die energiewirtschaftliche Bewertung der Vor- und Nachteile des Vorschlags erfolgte durch das arrhenius Institut in Hamburg. Die theoretischen Ausführungen zur Ausgestaltung von Auktionen stammen von dem auf die Entwicklung und Implementierung von Auktionsverfahren spezialisierten Beratungsunternehmen Takon in Bayreuth. Das Beratungshaus Ecofys hat die internationalen Erfahrungen mit Auktionssystemen für erneuerbare Energien recherchiert und analysiert.



## Inhalt

Executive Summary .....	1
1 Worum geht es in dieser Studie?.....	7
1.1 Motivation: Der Bedarf für eine Strommarktreform.....	7
1.2 Marktintegration.....	8
1.3 Was sind die Anforderungen an ein künftiges Marktdesign?.....	10
2 Die Deckungslücke und Zielkonflikte bei deren Schließung .....	13
2.1 Die Deckungslücke der erneuerbaren Energien.....	13
2.2 Welche Zielkonflikte müssen abgewogen werden?.....	14
2.3 Zielkonflikte zwischen technologie-offenem Wettbewerb und Windfall-Profits.....	15
3 Finanzierungsinstrumente.....	19
3.1 Systematik der Optionen.....	19
3.2 Diskussion der Optionen .....	20
3.3 Ausgestaltungsvarianten – separat diskutieren, Rückwirkungen beachten .....	25
4 Vorschlag für ein wettbewerblesches Prämiensystem.....	35
4.1 Zieldesign (Stufe 3).....	35
4.2 Transformationsphase (Stufe 2).....	36
4.3 Kurzfristiger Handlungsbedarf (Stufe 1).....	38
5 Auktionen .....	41
5.1 Relevanz von Auktionssystemen.....	41
5.2 Was ist vor und während der Einführung eines Auktionssystems zu beachten?.....	42
5.3 Schlussfolgerungen aus Theorie und Empirie – Ratschläge für Deutschland .....	45
6 Hinweise zur Konkretisierung des energiepolitischen Gestaltungsrahmens .....	51
6.1 Grundsätzliche Aspekte.....	52
6.2 Wettbewerblesches Prämiensystem .....	53
6.3 Auktionen .....	56
Anhang A: Allokation von Strompreisrisiken bei gleitender und fixer Prämie .....	61
Anhang B: Das Stauchungsmodell für Wind Onshore .....	63
Anhang C: Der Einspeisevorrang .....	65
Anhang D: Internationale Erfahrung mit Auktionen.....	67
Brasilien: Hohe Wettbewerbsintensität in zweistufigem Auktionsverfahren .....	69
Frankreich: Onlineauktionen für Dach-PV.....	72
Großbritannien: Niedrige Preise bei geringem Zubau erneuerbarer Energien .....	73
China: Auktionen zur Bestimmung einer fixen Einspeisevergütung .....	75
Portugal: Vom Einspeisetarif über Ausschreibungen zu Auktionen.....	76
Niederlande: Auktionselemente und gleitende Prämie.....	77
Anhang E: Erlösströme aus Investorensicht bei unterschiedlichen Finanzierungsinstrumenten.....	81
Abkürzungen und Glossar .....	83
Ausgewählte Referenzen .....	85



## Executive Summary

Im Fokus der vorliegenden Studie steht die Frage, wie ein neues Strommarktdesign für erneuerbare Energien aussehen müsste, damit deren Zubau so kosteneffizient wie möglich erfolgt und gleichzeitig das Langfristziel eines Anteils von über 80 Prozent erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2050 erreicht werden kann.

Durch die Regelungen des EEG wurde der Ausbau erneuerbarer Energien auch im internationalen Vergleich sehr erfolgreich vorangetrieben und Markteintrittsbarrieren durch den Einspeisevorrang und garantierte Vergütungen beseitigt. Neben der Geschwindigkeit des Ausbaus müssen jedoch auch die Kosten desselben im Blick behalten werden, um die breite Unterstützung der Bevölkerung für die Systemtransformation weiterhin aufrecht zu erhalten.

Die zentrale Herausforderung bei einer strukturellen Reform des EEG besteht nun darin, ein höheres Maß an Marktintegration zu erreichen, gleichzeitig die gegenwärtige Ausbaudynamik erneuerbarer Energien beizubehalten und dabei größere Marktverwerfungen zu vermeiden. Dies kann am besten in einem lernenden Ansatz erfolgen, der radikale Strukturbrüche vermeidet und die Anpassungsgeschwindigkeit für Marktakteure, Politik und Verwaltungen beherrschbar hält. Die vorliegende Studie legt deshalb einen Schwerpunkt auf die Analyse eines möglichst reibungslosen Übergangs vom gegenwärtigen zu einem langfristig tragfähigen Marktdesign.

In einem ersten Schritt zeigt die Studie auf, dass energiewirtschaftliche und politische Zielkonflikte bestehen, die nicht mit jedem Marktdesign gleichermaßen gelöst werden können. In einem zweiten Schritt werden die grundsätzlichen Finanzierungsinstrumente (z.B. Quotenmodelle und administrative Fixprämien) zur Ordnung der aktuellen energiepolitischen Diskussion analysiert. Drittens wird die aktuelle Debatte um eine theoretische sowie empirische Untersuchung von Auktionssystemen zur Förderung erneuerbarer Energien ergänzt.

Aus diesen Erkenntnissen wird ein Vorschlag für ein Zieldesign skizziert, das ausgehend vom Status quo in drei Entwicklungsstufen evolutiv und flexibel erreicht werden kann. Der Übergang wird dabei so organisierbar sein, dass möglichst viele Marktakteure auf dem Weg zu mehr Wettbewerb mitgenommen und systemische Brüche vermieden werden.

Die Studie geht insgesamt von der Annahme aus, dass sich erneuerbare Energien an den allgemeinen Strommärkten alleine auf absehbare Zeit nicht refinanzieren werden können. Damit besteht folglich auch langfristig eine Deckungslücke, die durch ein Finanzierungsinstrument geschlossen werden muss.

Grundsätzlich stehen nachfolgende Finanzierungsoptionen zur Schließung der Deckungslücke zur Verfügung, die auch in der aktuellen energiepolitischen Debatte zum Marktdesign kontrovers diskutiert werden:

1. Administrativ bestimmter Einspeisetarif (EEG),
2. Administrativ bestimmter Einspeisetarif mit gleitender Prämie (Marktprämienmodell),
3. Administrative Fixprämie, vom Staat festgelegt,
4. Wettbewerbliche Fixprämie, in Auktionen festgelegt,
5. Wettbewerbliche Ermittlung der Vollkosten in Auktionen, mit gleitender Prämie,
6. Quotenmodell mit wettbewerblichem Grünstromzertifikatehandel.

Diese Optionen werden in der vorliegenden Studie diskutiert.

Neben der Frage, welche grundsätzlichen Finanzierungsinstrumente sinnvoll sind, stellen sich eine Reihe weiterer wichtiger Fragen, die vor- und nachgelagerte Aspekte des Marktdesigns betreffen. Zu nennen sind z.B. der Einspeisevorrang, die Auszahlungsoptionen (Arbeit vs. Leistung), eine mögliche Budgetbegrenzung, und insbesondere die Frage der Technologieneutralität. So ist z.B. die Assoziation von Quotenmodellen mit Technologieneutralität und Einspeisetarifen mit Technologiespezifität nicht zielführend: Sowohl können Quotenmodelle technologie-spezifisch ausgestaltet werden wie auch Einspeisetarife technologie-neutral. Darum werden diese vor- und nachgelagerten Fragen in dieser Studie separat von den grundsätzlichen Eigenschaften der Finanzierungsinstrumente diskutiert.

Da heute niemand seriös prognostizieren kann, wie die energiewirtschaftlichen und technologischen Rahmenbedingungen in zehn oder gar zwanzig Jahren aussehen werden, sind die Instrumente auch daraufhin zu bewerten, inwieweit sie robust gegen Umfeldänderungen sind, Pfadabhängigkeiten vermeiden und anpassungsfähig sind,

sobald sich Fehlentwicklungen abzeichnen. Und schließlich sind neben Effizienzzielen auch Verteilungswirkungen zu berücksichtigen.

### Wettbewerblisches Prämiensystem

Marktintegration erneuerbarer Energien bedeutet Integration in wettbewerblische Märkte. Wettbewerb bedeutet aber nicht nur die Reaktion auf Marktpreissignale der allgemeinen Strommärkte, sondern bedeutet auch die Bestimmung von Stromgestehungskosten (Vollkosten) im Wettbewerb.

Vorgeschlagen wird darum ein dreistufiges, wettbewerblisches Prämiensystem, in dem sich erneuerbare Energien über zwei Zahlungsströme finanzieren.

Zum Ersten über eine verpflichtende, dezentrale Vermarktung der Stromerzeugung an den allgemeinen Strommärkten (Energy-only-Märkten), um Reaktionen auf Preissignale zu gewährleisten. Zum Zweiten über Prämien, deren Höhe in Auktionen bestimmt wird, um Wettbewerb um Vollkosten zu gewährleisten.

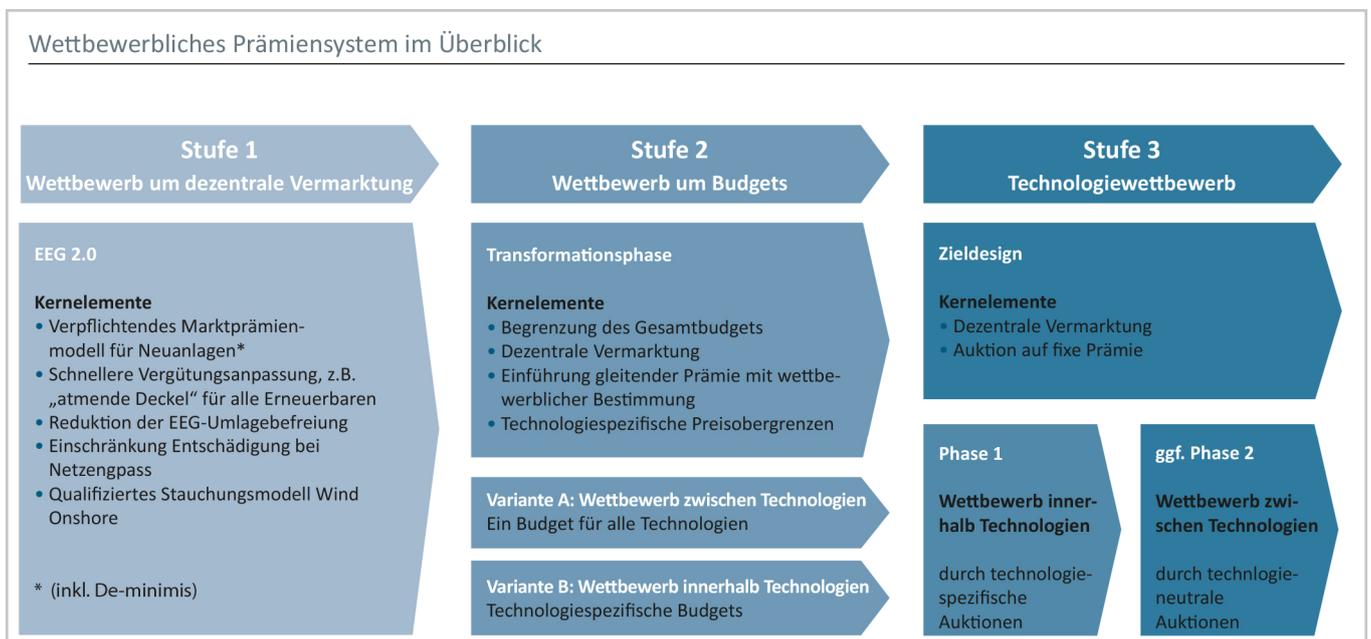
*Wie sehen die Stufen des wettbewerblischen Prämiensystems aus?*

*Stufe 1 (Kurzfristige Handlungsempfehlungen):  
Mehr Kosteneffizienz im EEG*

Kurzfristig, das heißt so bald wie möglich, wird empfohlen, das EEG mit Blick auf den mittel- und langfristig angestreb-

ten Systemwechsel mit folgenden Kernelementen weiterzuentwickeln, die bereits den Einstieg in die nachfolgende Stufe 2 vorbereiten und gleichzeitig die aktuell drängenden Herausforderungen adressieren:

- Für alle Neuanlagen wird die dezentrale Vermarktung des Stroms am Energy-only-Markt im Rahmen des Marktprämienmodells, das gegenwärtig nur als Option im EEG angelegt ist, verbindlich. Dabei ist die Option einer De-minimis Regelung für Kleinanlagen zu prüfen.
- Um den Zubau erneuerbarer Energien zu verstetigen, ohne kurzfristiger Unter- oder Überförderung Vorschub zu leisten, erfolgen Vergütungsanpassungen schneller, z.B. über die Einführung „atmender Deckel“ für alle Technologien, sodass die Degression der EEG-Sätze in Abhängigkeit vom tatsächlichen Zubau entweder schneller oder langsamer erfolgt.
- Die Befreiungstatbestände bei der EEG-Umlage werden überarbeitet, um die Finanzierung des Zubaus erneuerbarer Energien auf eine breitere Basis zu stellen.
- Die Entschädigungsansprüche für EEG-Anlagen bei Abregelungen aufgrund von Netzengpässen werden dahingehend überarbeitet, dass weniger Anreize bestehen, in strukturellen Engpassgebieten weitere Stromerzeugungsanlagen zu bauen.
- Die Vergütungssystematik für Wind Onshore wird so überarbeitet, dass die gegenwärtige Schiefelage aus teilweiser Überförderung für windhöffige Standorte in Norddeutschland und Unterförderung in Süddeutschland verringert wird, dadurch mehr Windeinspeisung bei glei-



chem Fördervolumen ermöglicht und der Druck auf den nicht nachkommenden Netzausbau reduziert wird. Das sogenannte qualifizierte Stauchungsmodell Wind Onshore (auch als Binnenlandbonus oder modifiziertes Referenzertragsmodell bezeichnet) bietet einen Ansatz für weniger windhöfliche aber gleichsam günstige Standorte.

*Stufe 2 (Hybridsystem für die Transformationsphase):  
Wettbewerb um Finanzierungsbudgets*

Stufe 2 sieht vor, das Marktprämienmodell stärker in Richtung Marktintegration weiterzuentwickeln, indem Auktionselemente eingeführt werden. Mit dem nötigen Vorlauf zur Entwicklung eines entsprechenden Auktionsdesigns wird der vorgenannte Wettbewerb um die Vollkostenbestimmung von Neuanlagen erneuerbarer Energien ausgelöst.

In der für die Transformationsphase wichtigen Stufe 2 werden die von den Investoren zu tragenden Risiken schrittweise erhöht. Damit wird ein lernender Ansatz verfolgt, der alle Marktakteure mitnimmt und damit auch eine hohe Akteursvielfalt unterstützt.

Im Einzelnen:

- Änderung der Finanzierungsbestimmung: Weg von staatlich gesetzten Vergütungssätzen hin zu Auktionen. D.h. Marktakteure bieten ihre Vollkosten im Wettbewerb und erhalten bei dezentraler Vermarktung eine gleitende Prämie, die die Differenz zwischen dezentralen Vermarktungserlösen an den allgemeinen Strommärkten und dem Vollkostengebot der Marktakteure ausgleicht. Dezentrale Vermarktung in Verbindung mit Auktionen sorgen für die viel diskutierte Marktintegration: Effizienz sowohl beim Kraftwerkseinsatz durch Reaktion auf Preissignale als auch bei der Bestimmung der Vollkosten von Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien.
- Politikseitig wird ein Finanzierungsbudget definiert, um die Kosten der Energiewende zu kontrollieren und damit deren hohe Akzeptanz beim weiteren Zubau erneuerbarer Energien zu sichern.
- Die Auktionen werden durch Finanzierungsbudgets begrenzt: Entweder ein Budget für alle Technologien oder mehrere Budgets separiert nach Technologieklassen.
- Um Überrenditen zu vermeiden, gelten technologiespezifische Preisobergrenzen in den Auktionen, die von den Bietern nicht überschritten werden dürfen. Diese können sich an den heutigen EEG-Sätzen orientieren, sodass

eine kostengünstigere Allokation als im Status quo ermöglicht wird.

Für die Kontrolle der Kosten bei der Systemtransformation bei gleichzeitiger Verstärkung des Ausbaus erneuerbarer Energien ist die Schaffung von Wettbewerb um die beeinflussbaren Vollkosten erneuerbarer Energien weitaus wichtiger als die Übernahme nichtbeeinflussbarer, langfristiger Strompreisrisiken. Daher sollte die Transformationsphase durch ein robustes, steuerbares und lernfähiges Modell ohne Pfadabhängigkeiten gekennzeichnet sein, das sich zusammensetzt aus einem Wettbewerb um Vollkosten, ermittelt in Auktionen und einer gleitenden Prämie auf die dezentralen Strommarkterlöse bei einem insgesamt definierten Finanzierungsbudget.

*Stufe 3 (langfristiges Zielmodell): Technologiewettbewerb*

Beim Übergang von Stufe 2 auf Stufe 3 ist zu prüfen, inwieweit von einer gleitenden Prämie auf eine in Auktionen festgelegte, ex ante fixierte Prämie umgestellt werden sollte. Dies könnte der Fall sein, wenn die regulatorischen Unsicherheiten hinsichtlich der Strompreisrisiken maßgeblich reduziert sind, wie z.B. die Unsicherheiten bezüglich des Marktdesigns beim Emissionshandel und der fossilen Stromerzeugungstechnologien.

Stufe 3 sieht zwei Phasen vor. In der ersten Phase können die technologie-spezifischen Auktionen aus Stufe 2 weitergeführt werden. Der Übergang in Phase 2 mit technologie-offenen Auktionen kann dann erfolgen, wenn sich die Kostenkurven erneuerbarer Energien so angeglichen haben, dass ein solcher Wechsel keine hohen Windfall-Profits für kostengünstige Technologien bedeutet. Andernfalls würden wahrscheinlich die Kosten für Verbraucher steigen und die Akzeptanz des Zubaus erneuerbarer Energien gefährden.

Im Kern beinhaltet Stufe 3 damit:

- Wettbewerbliche Ermittlung fixer Prämien in Auktionen,
- zunächst technologie-spezifische, später optional technologie-offene Auktionen.

Wann der Übergang in dieses Zieldesign (Stufe 3) stattfindet, ist abhängig von einer Reihe schwer prognostizierbarer Parameter – und muss heute noch nicht entschieden werden. Denn was wir heute brauchen, sind Eckpunkte für ein Zieldesign in der Zukunft und einen Meilensteinplan für den Weg dorthin, mit Zwischenstufen, die robust gegen Umfeldänderungen sind und Reformen bei absehbaren Fehl-

entwicklungen erlauben, ohne den Bestandsschutz zu gefährden.

## Welche Vorteile hat dieser Vorschlag gegenüber anderen Optionen?

### *Bei Fortführung des EEG erfolgt kein Wettbewerb um die Vollkosten*

Im EEG setzt der Staat Vergütungssätze für erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien fest. Während die Einführung des Marktprämienmodells zumindest bei der Vermarktung der erzeugten Strommengen mehr Wettbewerb geschaffen hat, besteht im EEG und im Marktprämienmodell inhärent das Problem, dass der Staat die Vollkosten für die Erzeugung schätzt. Der Staat muss Vergütungssätze festlegen, obwohl er nicht über die notwendigen Informationen verfügen kann, um den kosteneffizienten Vergütungssatz zu wählen. Eine Marktintegration wird damit verfehlt (EEG) bzw. nur teilweise erreicht (Marktprämienmodell).

### *Eine administrative Fixprämie erhöht die Risiken sowohl hinsichtlich eines Investitionsrückgangs als auch hinsichtlich hoher Mitnahmeeffekte*

Als Alternative zum EEG, bei dem Anlagen einen Fixpreis für ihre Erzeugung erhalten, wird auch die Zahlung einer fixen Prämie diskutiert, die vom Staat ex ante festgelegt wird und die nicht an zukünftige Strompreisentwicklungen gekoppelt ist. Diese Prämie würde zusätzlich zu den dezentralen Vermarktungserlösen ausgezahlt, die die erneuerbare Energien am allgemeinen Strommarkt erwirtschaften.

Die Umstellung von einer vollkostenbasierten Vergütung (EEG) auf eine solche fixe Prämie erhöht allerdings die Gesamtrisiken für die Verbraucher: Um effizient zu wirken, müsste die Prämie möglichst genau die Deckungslücke zwischen Vermarktungserlösen und tatsächlichen Vollkosten ausgleichen. Um die Höhe der Prämie zu bestimmen, muss der Staat also nicht nur – wie bereits beim EEG – die Vollkosten der Technologien erneuerbarer Energien schätzen, er muss zudem auch eine Strompreisprognose über die gesamte Projektdauer von ca. 15-25 Jahren erstellen. Da gegenüber dem Status quo keine weiteren Effizienzgewinne gegenüberstehen, verstärkt eine administrierte Fixprämie lediglich die aktuellen Probleme.

### *Quotenmodelle funktionieren nur unter weitgehendem Verzicht auf Flexibilität bzw. regulatorische Anpassungen*

Quotenmodelle bieten wegen ihrer marktwirtschaftlichen Orientierung einen hohen Grad an Wettbewerb, der Effizienzgewinne generieren kann – wie auch Auktionen. Allerdings haben Quotenmodelle im Gegensatz zu Auktionen insbesondere zwei zentrale, systemimmanente Nachteile.

Erstens besteht eine hohe Pfadabhängigkeit, insofern die Einnahmen für Investoren v.a. auf der Existenz eines Zertifikatemarktes basieren, dessen zentrale regulatorische Parameter nach Einführung nicht mehr geändert werden sollten. Insbesondere muss der einmal gesetzte Ausbaupfad möglichst strikt beibehalten werden, da schon die Möglichkeit von Anpassungen zu starken Marktverwerfungen führen kann. Eine politische Steuerung, die z.B. unter Kostenaspekten notwendig sein könnte, ist damit nicht möglich. Gleichzeitig müssen Quotenmodelle – im Gegensatz zu Auktionen – sehr breit (sehr viele Technologien) und sehr langfristig (20-30 Jahre) angelegt werden, da sie andernfalls wegen geringer Liquidität auf dem Zertifikatemarkt scheitern bzw. zu hohen Kosten für Verbraucher führen. Sie können also nicht auf Teilmärkten eingeführt werden.

Zweitens entsteht ein sehr komplexer Preisbildungsmechanismus auf dem Zertifikatemarkt, der zu hohen Investitionsrisiken führt, ohne dass entsprechende Effizienzgewinne gegenüberstehen.

### *Wettbewerbliche Prämiensysteme bieten die gleichen Vorteile wie Quotenmodelle – ohne deren Nachteile*

Wettbewerbliche Prämiensysteme haben einen entscheidenden Vorteil gegenüber den nicht-wettbewerblichen Prämiensystemen wie der staatlichen Fixprämie oder der staatlichen Vollkostenschätzung (EEG): Die Bestimmung der Vollkosten erfolgt nicht durch den Staat, sondern aus der Summe der Einschätzungen aller Marktteilnehmer in einer Auktion. Es findet also ein Wettbewerb um die Finanzierung statt, bei dem sich die Marktteilnehmer mit den günstigsten Vollkosten durchsetzen werden. Insofern sind wettbewerbliche Prämiensysteme geeignet, ein vergleichbares Wettbewerbsniveau wie Quotenmodelle herzustellen, ohne die den Quotenmodellen inhärenten Inflexibilitäten, Pfadabhängigkeiten und Erlösunsicherheiten in Kauf nehmen zu müssen.

*Auktionen als zukünftiger Finanzierungsmechanismus für erneuerbare Energien!*

Wettbewerbliche Mechanismen auf Basis von Auktionen haben zwei zentrale Stärken:

1. Robustheit: Auktionen weisen im Hinblick auf Kosteneffizienz eine hohe Robustheit gegen Änderungen der energiewirtschaftlichen Umfeldbedingungen auf.
2. Geringe Pfadabhängigkeit: Ein gegebenenfalls politisch erwünschter Wechsel des Finanzierungsinstruments ist mit Auktionen leicht und relativ friktionslos darstellbar. So könnte man beispielsweise flexibel zwischen verschiedenen Ausgestaltungsvarianten wechseln, wenn Auktionen das Mittel der Wahl bleiben. Selbst ein gegebenenfalls erwünschter Systemwechsel in einen völlig anderen Finanzierungsmechanismus wäre ohne negative Rückwirkungen auf Bestandsanlagen möglich.

Prinzipiell kann durch Auktionen auch unter eher ungünstigen Rahmenbedingungen (z.B. wenige Bieter aufgrund einer regionalen Beschränkung) eine wettbewerbliche Preisbildung herbeigeführt werden, wenn das Auktionsdesign dementsprechend optimiert wird. Selbst bei geringer Marktliquidität oder einer geringen Auktionsmenge durch Technologieklassen kann mit einem entsprechenden Auktionsdesign eine hohe Effizienz erreicht werden.

Die vorliegende Studie macht deutlich, dass ein konkretes Auktionsdesign von einer Reihe politischer Entscheidungen abhängt, die vor der Erarbeitung des Designs getroffen werden müssen. Erst danach können weitere Details durch Auktionsexperten für einen speziellen Strommarktkontext festgelegt werden. Vorschläge zu Auktionsdetails (wie z.B. zur Preisregel) als auch plakative Vergleiche zu Erfahrungen mit Auktionen in anderen Ländern sind daher unseriös. Diese unzulässige Vergleichbarkeit wird im Rahmen der Studie durch interessante Fallbeispiele belegt. Hierbei wurden die Erfahrungen mit Auktionen für den Zubau erneuerbarer Energien in den Ländern Brasilien, Frankreich, Großbritannien, China, Portugal und Niederlande analysiert und im Kontext der Auktionstheorie bewertet.



# 1 Worum geht es in dieser Studie?

## 1.1 Motivation: Der Bedarf für eine Strommarktreform

Deutschland hat sich nicht weniger vorgenommen als den vollständigen Umbau des Energieversorgungssystems hin zu einer weitgehend kohlenstofffreien und dekarbonisierten und ressourcenschonenden Strom- und Wärmeversorgung, in der erneuerbaren Energien (EE) das Leitsystem bilden.

Das konkrete Ziel lautet, 80 Prozent des benötigten Stroms im Jahr 2050 aus erneuerbaren Energien bereitzustellen. Damit der Umbau gelingt, müssen ausreichende Anreize für Investoren bestehen, Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu errichten und zu betreiben. Bislang werden diese Anreize durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) mit Erfolg gewährleistet. Gleichwohl besteht mittlerweile ein breiter Konsens darüber, dass der bestehende Finanzierungs- und Ordnungsrahmen für erneuerbare Energien weiterentwickelt werden muss. Hierbei liegt die grundlegende Herausforderung darin, für jede Phase der Markttransformation das jeweils richtige Anreiz- und Finanzierungsinstrumentarium zu finden. In diesem Zusammenhang werden u.a. nachfolgende Herausforderungen benannt, die es bereits kurz- bis mittelfristig mit geeigneten Weiterentwicklungen zu adressieren gilt:

- Bewahrung der Akzeptanz der Energiewende durch die Bevölkerung auch bei weiter steigenden Kosten für Stromverbraucher,
- Sicherstellung eines kosteneffizienten Ausbaus und effizienter Einsatz der erneuerbaren Energien durch zunehmende Marktintegration der erneuerbaren Energien und Intensivierung von Wettbewerb,
- Gleichzeitig Erhaltung der Anreize für Innovationen sowie der Möglichkeiten zur Hebung von Kostensenkungspotenzialen einzelner Technologien,
- Die Option, bei der Mengenentwicklung korrigierend einzugreifen, insbesondere bei absehbaren Fehlentwicklungen in einzelnen Technologieklassen,
- Eine stärkere Synchronisation des Ausbaus erneuerbarer Energien mit dem Ausbau anderer Systemkomponenten wie dem Netz.

Die einfache Abschaffung jeglicher Finanzierungen für erneuerbare Energien ohne grundsätzliche Reform des Strommarktdesigns ist jedoch keine Option, wenn der vor-

gesehene Zielpfad beschritten werden soll. Schließlich liegen die heutigen Vollkosten der erneuerbaren Energien noch deutlich über den möglichen Einnahmen an den Strommärkten (auch Energy-only-Märkte (EOM) genannt: Day-Ahead Markt, Intraday Markt, Terminmärkte und die drei Regelenergiesegmente). Doch selbst wenn die Vollkosten der erneuerbaren Energien so stark fallen, dass die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien insgesamt günstiger wird als jene aus fossilen Kraftwerken, können sie ihre Vollkosten auch langfristig nicht am Energy-only-Markt (EOM) verdienen, falls diese Erlöse wegen des Merit-Order-Effekts schneller sinken als die Kosten der erneuerbaren Energien. Das Refinanzierungsproblem löst sich folglich nicht von allein: Kurz- bis mittelfristig ist auf jeden Fall, langfristig sehr wahrscheinlich, ein zweiter Zahlungsstrom zusätzlich zu den Einnahmen am Energy-only-Markt zur Schaffung von Investitionsanreizen notwendig (vgl. Kopp et al. (2012)).

Dies bedeutet aber keinesfalls, dass Marktintegration unmöglich wäre oder die erneuerbaren Energien auch langfristig einer „Förderung“ durch den Staat bedürften. Vielmehr kann eine Finanzierungslücke durch Einnahmen auf marktwirtschaftlichen Wettbewerbsmärkten geschlossen werden. Da es diese Märkte aber heute noch nicht gibt, müssen die hierfür notwendigen ordnungsrechtlichen Rahmenbedingungen durch eine Strommarktreform geschaffen werden.

Den Umbau des Energiesystems gibt es freilich nicht zum Nulltarif: Solange die Stromerzeugungskosten mit erneuerbaren Energien über jenen der fossilen Energien liegen und die stochastische Verfügbarkeit zusätzlich Backup-Kapazität und netztechnische Innovationen erfordert, werden die Stromerzeugungskosten zunächst deutlich höher sein als in einem Szenario ohne den Ausbau erneuerbarer Energien. Damit die Verbraucherkosten allerdings nicht auf ein Niveau steigen, das die breite Unterstützung der Energiewende in Bevölkerung und Industrie gefährdet, muss der Ausbau erneuerbarer Energien so effizient wie möglich erfolgen.

### **Fokus und Beitrag dieser Studie**

Im Fokus der vorliegenden Analyse steht die Frage, wie ein neues Strommarktdesign für erneuerbare Energien aussehen müsste, damit deren Ausbau so kosteneffizient wie möglich erfolgt und gleichzeitig die Langfristziele erreicht

werden können. Hierfür wird einerseits ein langfristiges Zieldesign diskutiert, andererseits wird ein Pfad aufgezeigt, wie man in mehreren Stufen vom heutigen EEG in das langfristige Zieldesign kontrolliert hineinwachsen könnte.

Wer über ein neues Marktdesign für erneuerbare Energien spricht, muss sich jedoch bewusst sein, dass es eine Reihe zentraler energiewirtschaftlicher Zielkonflikte gibt. Die unterschiedlichen, zur Diskussion stehenden Finanzierungsinstrumente können nicht jeden dieser Zielkonflikte lösen. Darüber hinaus ändern sich Charakter und Bedeutung der Zielkonflikte über die Zeit. Übersetzt heißt das: In einem Stromversorgungssystem mit 80 Prozent erneuerbaren Energien sind andere Zielkonflikte relevant als heute mit einem Anteil von ca. 25 Prozent. Darum muss für jede Option hinterfragt werden, welches Problem adressiert wird und wie materiell dieses Problem zu welchem Betrachtungszeitpunkt überhaupt ist.

In der vorliegenden Analyse wird gezeigt, dass es kein Marktdesign gibt, das alle Ziele gleichzeitig und vollständig erfüllen kann. Es wird herausgearbeitet, welche Marktdesignvarianten welche Ziele wie gut realisieren können, und welche Nachteile an anderer Stelle in Kauf genommen werden müssen.

Die gute Nachricht ist: Bei der Wahl des passenden Marktdesigns muss niemand die dynamische Entwicklung des Stromversorgungssystems im Zeitverlauf genau prognostizieren. Dies wäre bei den bestehenden marktwirtschaftlichen und politischen Unsicherheiten auch unseriös. Was wir heute nicht brauchen, ist ein finaler, detaillierter Entwurf für ein Marktdesign im Jahr 2050. Was wir heute brauchen, sind Eckpunkte für ein Zieldesign in der Zukunft und einen Meilensteinplan für den Weg dorthin. Zu schnelle, unzureichend vorbereitete Änderungen des Marktdesigns können zu erheblichen Marktverwerfungen führen.

Daher liegt der Mehrwert dieser Studie unter anderem darin, einen Weg aufzuzeigen, wie wir vom heutigen EEG in mehreren Stufen in ein wettbewerblich organisiertes Strommarktdesign mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien kommen. Ein konkreter Vorschlag für diesen „Transformationspfad“ stellt hierbei den Ausgangspunkt für eine geordnete Diskussion dar. Der Vorschlag besteht aus mehreren Stufen. Jede Stufe zeichnet sich dadurch aus, dass sie einerseits reversibel ist und Korrekturen bei Fehlentwicklungen ermöglicht und andererseits anschlussfähig für Folgestufen ist. Durch dieses mehrstufige Vorgehen werden radikale Strukturbrüche vermieden und die Anpassungsge-

windigkeit beherrschbar gehalten, sodass Marktakteure, Politik und Verwaltungen nicht überfordert werden und eine sorgfältige Vorbereitung neuer regulatorischer Rahmenbedingungen möglich ist.

Leitmotiv des Vorschlags bildet die Idee des Wettbewerbs, der Auslöser für Kosteneffizienz und Innovation ist. Das Zieldesign ist wettbewerblich ausgerichtet, insofern alle Einnahmen der Investoren aus Wettbewerbsmärkten erfolgen und der Einsatz und Ausbau erneuerbarer Energie auf Basis von Marktpreissignalen erfolgt.

## 1.2 Marktintegration

### **Welche Bedeutung hat Marktintegration im künftigen Marktdesign?**

Im Zuge der Markttransformation findet ein sukzessiver Paradigmenwechsel statt, in dem zunehmend erneuerbare Energien den Mittelpunkt des Energiesystems darstellen und auch hier das Prinzip des Wettbewerbs gelten soll. In diesem Kontext wird die Diskussion über das künftige Marktdesign für erneuerbare Energien stark von zwei zentralen Ausgangshypothesen geprägt, die es im Weiteren zu hinterfragen gilt:

*Erstens Marktintegration: Mit steigendem Anteil erneuerbarer Energien sollten die erneuerbaren Energien ihre „Sonderrolle“ verlieren und sich im Wettbewerb mit den konventionellen Kraftwerken behaupten.*

*Zweitens Technologieneutralität: Der Wettbewerb soll darüber entscheiden, welche Technologien sich durchsetzen.*

Beide Ausgangshypothesen enthalten den wertvollen Gedanken, dass die Rahmenbedingungen für den Strommarkt so gesetzt werden sollen, dass über Wettbewerbsmechanismen eine bessere Allokation und höhere Kosteneffizienz erreicht wird. Es sind dabei durchaus unterschiedliche Marktformen möglich, die sich durch einen unterschiedlichen Grad an Wettbewerb unterscheiden. Die Wahl des Marktdesigns sollte die Besonderheiten der erneuerbaren Energien hinsichtlich ihrer Rolle im Gesamtstromsystem und ihrer Kostenstrukturen berücksichtigen.

### **Wo entsteht Wettbewerb?**

In der energiewirtschaftlichen Debatte wird häufig betont, dass die erneuerbaren Energien in den bestehenden Strommarkt integriert werden sollen. Der Terminus Marktintegration ist jedoch vielfach besetzt und wird je nach Kontext ganz unterschiedlich verstanden. Teilweise ist mit Marktintegration die Vorstellung verknüpft, man könne die zusätzliche Finanzierung der erneuerbaren Energien sehr schnell auslaufen lassen und diese in den Wettbewerb des Energy-only-Marktes schicken. Dieses Verständnis ist nicht zielführend, da in einem solchen Marktdesign erneuerbare Energien auf absehbare Zeit nicht weiter zugebaut werden können und Kostensenkungen sich ferner nicht von allein einstellen.

Ergo muss das Verständnis von Marktintegration weiter gefasst werden. Unter Marktintegration ist vorrangig die

### 1 (Fehlender) Wettbewerb im heutigen EEG

Marktintegration heißt Wettbewerb. Wettbewerb heißt ...

Instrumente	... Reaktion auf Preissignale am EOM	... Bestimmung von Vollkosten im Wettbewerb	Durch das Instrument entsteht Wettbewerb ...
EEG	Nein	Nein	... weder in Bezug auf Kosten noch auf Preissignale.
MPM	Teilweise	Nein	... um Vermarktungsprozesse bei nur teilweiser Reaktion auf Preissignale am EOM.

EOM = Energy-only-Markt

Einführung von Wettbewerb zu verstehen. Dieser Wettbewerb findet auf zwei Ebenen statt:

1. Wettbewerb im Energy-only-Markt durch Reaktion auf Preissignale beim Betrieb und Bau der Anlagen: Effizienter Kraftwerkseinsatz (Dispatch), der Knappheitssituationen im Stromsystem berücksichtigt.
2. Wettbewerb um die Refinanzierung neuer Anlagen: Es sollten sich jene Wettbewerber durchsetzen, die die kostengünstigsten Anlagen (einer Technologieklasse) bzw. die niedrigsten Projektentwicklungskosten darstellen können.

Das Credo der Marktintegration müsste also das Leitmotiv Wettbewerb beinhalten. Wettbewerb bezieht sich sowohl auf die wettbewerbliche Bestimmung von Vollkosten als auch auf die Reaktion von Preissignalen des Energy-only-Markt für den Bau und den Betrieb von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien.

### **Wo steht die Marktintegration heute?**

Das EEG mit seinen festen, staatlich definierten Einspeisevergütungen in Verbindung mit einer gesicherten Abnahme des erzeugten Stroms sieht bislang keinerlei Wettbewerb im beschriebenen Sinne vor, weswegen diese Form im Englischen auch „Produce-and-forget“ genannt wird (vgl. Abbildung 1).

Hingegen enthält das heute schon optional wählbare Marktprämienmodell erste Ansätze von Wettbewerb, weil der aus erneuerbaren Energien erzeugte Strom von den Anlagenbetreibern selbst dezentral vermarktet werden

muss („Direktvermarktung“). Dies hat zwei wichtige Konsequenzen: Erstens entsteht ein Wettbewerb um Vermarktungsprozesse, in welchem die Marktteilnehmer Erfahrung mit dem allgemeinen Strommarkt sammeln. Zweitens werden stark negative Preise an der Strombörse, ein Zeichen eines Überangebots an Strom, vermieden, da die Anlagenbetreiber anders als im EEG in einer solchen Situation nicht einspeisen. Einzelwirtschaftliche und volkswirtschaftliche Optimierung gehen an dieser Stelle bis zu einem gewissen Punkt Hand in Hand. Allerdings besteht weiterhin kein Wettbewerb um Vollkosten, da die sogenannte Marktprämie an die EEG-Vergütung, der staatlich bestimmten Schätzung der Vollkosten, gekoppelt ist.

### 1.3 Was sind die Anforderungen an ein künftiges Marktdesign?

Alle künftig in Frage kommenden Finanzierungsinstrumente für erneuerbare Energien können sowohl technologie-offen als auch technologie-spezifisch ausgestaltet werden. Es gibt, beispielhaft genannt, sowohl technologie-spezifische Quotenmodelle als auch technologie-offene Einspeisevergütungen. Die Frage der Technologie-Offenheit bzw. Technologie-Förderung muss daher unabhängig vom Finanzierungsinstrument gestellt und beantwortet werden – am besten gleich zu Beginn. Gleichwohl wird in der politischen Debatte diese Frage meist übersprungen und stattdessen versucht, über einen konkreten Designvorschlag Energieträger ein- oder auszuschließen. Insoweit ist dieses Thema „vor die Klammer“ des langfristigen Zieldesigns zu ziehen.

Das langfristige Zieldesign sollte ein einheitliches, wettbewerbsmäßig organisiertes „Level-playing-field“ für alle Stromerzeugungstechnologien sein. Falls die Erlöse auf diesem gemeinsamen Markt keine Investitionssignale für Neuanlagen generieren, können zusätzliche Zahlungsströme für konventionelle wie erneuerbare Energien separat und wettbewerbsmäßig organisiert werden. Die Diskussion um Kapazitätsmechanismen kann vom Thema Marktdesign erneuerbare Energien abgetrennt werden, solange in einem gemeinsamen Markt für elektrische Arbeit (Energy-only-Markt) der optimale Dispatch organisiert wird. Insofern ist auch das Thema „Kapazitätsmärkte“ „vor die Klammer“ zu ziehen und nicht Teil dieser Studie.



**Wie kann der Weg zum Zieldesign beschritten werden, ohne einen abrupten Systemwechsel und damit verbundene Verwerfungen herbeizuführen?**

Eine besondere Herausforderung liegt in der Gestaltung der Transformationsphase, die den Übergang zum Zieldesign ermöglichen muss. Das Marktdesign für diesen nächsten Schritt ist relevant und sollte dazu befähigen:

- An das erfolgreiche EEG anzuknüpfen,
- die Weiterentwicklung des Marktprämienmodells zu ermöglichen,
- Wettbewerb bei den Vollkosten zu schaffen,
- ausreichende Investitionsanreize zum Bau von EE-Anlagen zu generieren und gleichzeitig,
- Überrenditen zu vermeiden,
- Wettbewerb beim Dispatch auszuweiten,
- der Politik Steuerungsmöglichkeiten für den Zubau einzelner Technologien sowie deren regionale Verteilung zu geben, ohne Investitionssicherheit zu gefährden,
- alle heute aktiven Akteure auf dem Weg zu mehr Wettbewerb mitzunehmen, d.h. die Übernahme von Marktrisiken stufenweise einzuleiten und systemische Brüche zu vermeiden,
- in einem u.a. gegenüber Lobbying robusten Rahmen Lernen zu ermöglichen,
- auch einen „Worst case“ zu bedenken und notfalls einen Instrumentenwechsel zu ermöglichen (Reversibilität).

Der Übergang aus den heute weitgehend getrennten Welten konventioneller Kraftwerke und erneuerbarer Energien kann darum nicht in einem Sprung geschehen, sondern sollte in verträglichen Schritten erfolgen. Dabei ist sowohl der dynamischen Entwicklung bei den erneuerbaren Energien als auch der Anpassungsfähigkeit der Akteure Rechnung zu tragen. Es ist daher eine Transformationsphase vorzusehen, die ohne Brüche vom heutigen Zustand zum angestrebten System führt.



## 2 Die Deckungslücke und Zielkonflikte bei deren Schließung

### 2.1 Die Deckungslücke der erneuerbaren Energien

Mit der Liberalisierung des Strommarktes in den 1990er Jahren wurde politisch grundsätzlich entschieden, dass u.a. die Entwicklung des Kraftwerksparks durch dezentrale Entscheidungen privater Investoren bestimmt wird. Diese investieren in den Bau von Anlagen, wenn sie eine positive Rendite aus dem Stromverkauf an wettbewerblich organisierten Energy-only Märkten erwarten.

Für zahlreiche umweltfreundliche Technologien war und ist dies nicht der Fall (vgl. Abbildung 3 für Windenergie Onshore). Die Gründe sind vielfältig: Zum einen haben viele Technologien ihre Entwicklungs- bzw. Lernkurven noch nicht durchschritten, d.h. erst bei hinreichend hohen Produktionsmengen und Zubauten sinken die Durchschnittskosten. Zum anderen besteht für die positiven externen Effekte am Markt keine (ausreichende) Zahlungsbereitschaft. Um dem Umweltschutz trotzdem Rechnung zu tragen, hat der Gesetzgeber flankierend in den liberalisierten Markt eingegriffen und Gesetze u.a. zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erlassen.

Hieraus ergibt sich ein grundlegender Zielkonflikt: Einerseits ist es erwünscht, dass der Energiemix rein marktwirtschaftlich, also auf Basis von Marktpreissignalen, erfolgt. Andererseits sollen erneuerbare Energien in einem hohen Tempo zugebaut werden. Im aktuellen EEG ist dazu bis zum Jahr 2050 ein indikativer Ausbaupfad beschrieben. Unabhängig

vom EEG besteht (gesellschafts-) politischer Konsens, dass der Ausbau erneuerbarer Energien weiter gehen soll. Insofern ist bereits eine politische Entscheidung hinsichtlich dieses Zielkonflikts gefallen: Gegen einen rein marktwirtschaftlich bestimmten Energiemix und für einen klaren Fokus auf erneuerbaren Energien.

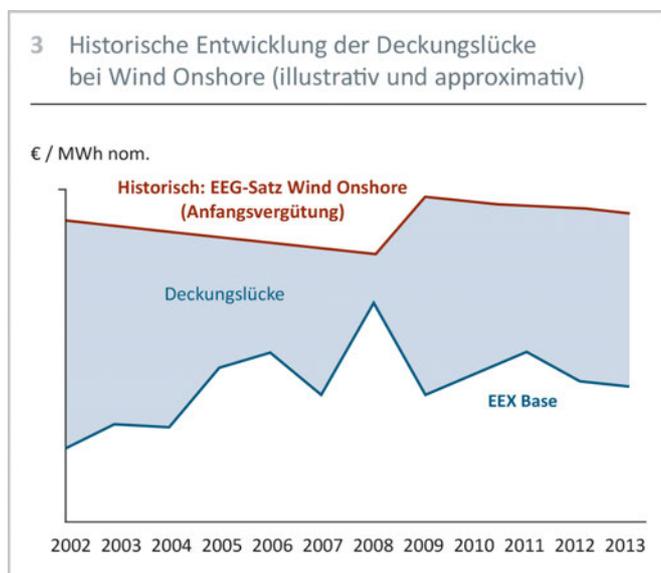
Um den Ausbau erneuerbarer Energien voranzutreiben, sind Investoren notwendig, die nach dem Kalkül positiver Renditen entscheiden. Entsprechend muss der Gesetzgeber ein Finanzierungsinstrument bereitstellen, das die Deckung der Vollkosten ermöglicht. Sofern dabei der Strom direkt an der Strombörse verkauft werden soll, muss er sicherstellen, dass eine mögliche Deckungslücke – als die Differenz von Vollkosten und Erlösen einer dezentralen Vermarktung – durch einen zusätzlichen Zahlungsstrom geschlossen wird.

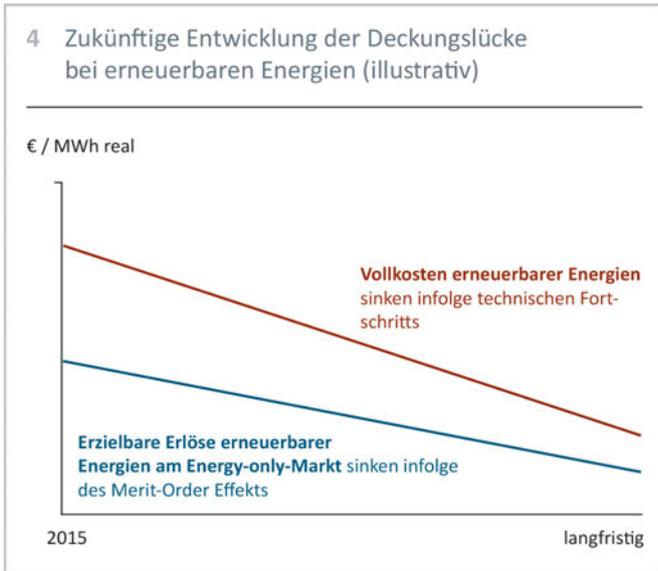
Ob und wann sich neue EE-Anlagen einmal vollständig am Energy-only-Markt refinanzieren können, ist umstritten: Einerseits sinken die Vollkosten erneuerbarer Energien in Folge von technischen Fortschritt. Andererseits sinken ebenfalls die erzielbaren Erlöse von erneuerbaren Energien an der Strombörse.

Letzteres liegt am Merit-Order-Effekt: Grundsätzlich gilt, dass für bereits errichtete Stromerzeugungsanlagen nur noch die variablen Kosten (Grenzkosten) eine Rolle spielen – nicht mehr die Vollkosten. Da erneuerbare Energien zu sehr niedrigen variablen Kosten Strom produzieren und folglich ihre Produktion zu sehr geringen Preisen am Energy-only-Markt verkaufen, sinkt gerade dann der Preis, wenn erneuerbare Energien mit ihrer Produktion einen großen Teil der Nachfrage bedienen können.

Es gibt also zwei gegenläufige Effekte, von denen heute nicht mit abschließender Sicherheit bestimmt werden kann, welcher in der langfristigen Perspektive stärker ist. Die quantitativ unterlegte Antwort hängt z.B. davon ab, wie stark die Kostendegression der erneuerbaren Energien voranschreitet und wie sich die Brennstoffkosten auf den internationalen Märkten entwickeln.

Es gibt robuste Hinweise aus energiewirtschaftlichen Analysen mit Simulationsmodellen, dass die Erlöspotenziale am Energy-only-Markt schneller sinken als die Vollkosten und hierdurch auch dauerhaft eine „Deckungslücke“ verbleibt. Dies gilt auch, wenn die Vollkosten erneuerbarer Energien unter denjenigen der konventionellen Energien liegen, also





die Stromerzeugung auf Gesamtkostenbasis mit erneuerbaren billiger ist als mit fossilen Energien (vgl. Kopp et al. (2012)). Auch ein extrem hoher CO<sub>2</sub>-Preis ändert an diesem Befund nichts. In diesem Fall benötigen erneuerbare Energien dauerhaft einen zweiten Zahlungsstrom zusätzlich zu den Einnahmen am Energy-only-Markt, um diese Deckungslücke zu schließen.

Während die Deckungslücke bisher über das EEG geschlossen wurde, werden in Abschnitt 3 die grundsätzlichen Optionen dargestellt, wie die Deckungslücke – kurz-, mittelfristig oder gar dauerhaft – über deutlich wettbewerbler ausgerichtete Instrumente geschlossen werden kann. Dabei geht es nicht um „Förderung“, sondern um die Schaffung eines allgemein gültigen Marktdesigns, das langfristig Bestand haben kann – auch und gerade bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung.

## 2.2 Welche Zielkonflikte müssen abgewogen werden?

Bei der Bewertung von Handlungsoptionen zur Schließung der Deckungslücke erneuerbarer Energie sind Bewertungskriterien erforderlich, die diversen volks- und betriebswirtschaftlichen Zielen sowie rechtlichen und realpolitischen Zwängen gleichermaßen Rechnung tragen:

- Es gibt Anforderungen sowohl aus der gesellschaftspolitischen als auch der ordnungspolitischen und der betriebswirtschaftlichen Sichtweise.
- Es ist nicht möglich, alle Ziele gleichermaßen zu erreichen, d.h. es gibt mehrdimensionale Zielkonflikte, die sich nicht auflösen lassen.
- Ziele unterscheiden sich in ihrer Bedeutung, die sich im Zeitverlauf jeweils ändern kann.

Abbildung 5 zeigt eine nicht abschließende Liste mit Zielen (gesellschaftspolitische, ordnungspolitische und energiewirtschaftliche), die zum Teil miteinander im Konflikt stehen.

Entscheidend ist, dass sich die Materialität vieler Ziele im langfristigen Zeitverlauf ändert. Diese vorangestellte Analyse und Schlussfolgerung sei exemplarisch am nachfolgenden Beispiel verdeutlicht:

*Marktgerechte Fahrweise:* Hierunter sei die energiewirtschaftliche Forderung verstanden, dass sich die Stromproduktion an den realen Marktsituationen orientieren soll (z.B. keine Einspeisung bei zu geringer Nachfrage, d.h. bei negativen Preisen) – also die Abkehr vom Motto „Produce-and-

### 5 Auswahl an Zielen bei der Entscheidung zum Marktdesign

Schneller Ausbau erneuerbarer Energien	Marktgerechte Fahrweise (effizienter Dispatch)
Begrenzung von Finanzierungskosten / Kosteneffizienz	Beherrschbare Verteilungswirkungen
Hohe Wettbewerbsintensität	Geringe Systemkosten
Hinreichende Technologievielfalt	Keine Pfadabhängigkeiten
Langfristige Innovationsanreize	Robustheit gegenüber Umfeldveränderungen
Vermeidung von Überrenditen	Einfügung in den europäischen Strommarktcontext
„Faire“ Lastentragung	Akteurspluralismus
Vermeidung von Überregulierung	Hinreichende Planungssicherheit

forget“. Dieses energiewirtschaftlich sinnvolle Ziel bleibt mittel- bis langfristig relevant. Ein beispielhafter Konflikt entsteht dabei mit der umweltpolitischen Forderung einer Maximierung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, d.h. aus bestehenden Erzeugungskapazitäten eine möglichst hohe Menge an Grünstrom zu erzeugen, damit der Grünstromanteil so schnell wie möglich steigt.

Die Entscheidung für oder gegen ein Marktdesign ist somit nicht nur eine Abwägung, in wie weit ein mehrheitsfähiger Konsens zwischen konkurrierenden politischen Interessen gelingt. Vielmehr können nicht alle allgemein akzeptierten und gut begründbaren energiewirtschaftlichen Sachziele gleichzeitig und vollständig realisiert werden, da sie teilweise im Konflikt miteinander stehen.

Diesem Dilemma kann dadurch begegnet werden, dass alle Stakeholder der Energiewirtschaft eine Priorisierung der Ziele vornehmen, sodass Politik eine Entscheidung treffen kann. Stellenweise nimmt die energiepolitische Debatte einen anderen Lauf: Es wird zu schnell über die spezifische Ausgestaltung eines Marktdesigns bzw. von Finanzierungsinstrumenten gesprochen, ohne zu definieren, welche Ziele in welcher Ausprägung erreicht werden sollen.

Hinsichtlich der spezifischen Ausgestaltungsvarianten bestehen ebenfalls (technische) Zielkonflikte, die im Lauf dieser Studie am Beispiel der Auktionsmechanismen transparent gemacht werden.

## 2.3 Zielkonflikte zwischen technologie-offenem Wettbewerb und Windfall-Profits

Beispielhaft wird in diesem Abschnitt einer der genannten Zielkonflikte detailliert beleuchtet: Der Zielkonflikt zwischen technologie-offener Finanzierung einerseits und Minimierung von Windfall-Profits andererseits.

Auf vielen Märkten ist die Schaffung eines technologie-offenen, diskriminierungsfreien Wettbewerbs aus ökonomischer Sicht erstrebenswert, um Gesamtkosten gering zu halten. Mehr Akteure und Technologien führen zu mehr Wettbewerb, zu effizienter Markträumung und in der dynamischen Betrachtung auch zu marktwirtschaftlichen Innovationsanreizen. Im konventionellen Strommarkt ist dies z.B. an der Strommarktbörse der Fall. Ob Kohle- oder Gaskraftwerk, alle Produzenten des Gutes Strom erhalten jederzeit denselben, markträumenden Preis, obwohl die Herstellungskosten der verschiedenen Stromerzeugungstechnologien sehr unterschiedlich sind. Wenngleich hier Margen für die günstigen Technologien anfallen, ist dies dynamisch, d.h. im langfristigen Zeitverlauf, effizient, weil nur die Aussicht auf diese Gewinne die Marktakteure dazu bringt, möglichst günstige Stromerzeugungstechnologien im Wettbewerb anzubieten und in Forschung und Innovation zu investieren.

### ***Welche Wirkung hätte ein technologie-offener Wettbewerb im Kontext ambitionierter Ausbauziele für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland?***

Die oben skizzierte Betrachtungsweise greift für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aus zwei Gründen zu kurz.

1. Anders als im konventionellen Bereich sind die naturräumlichen Potenziale der erneuerbaren Energieträger und insbesondere auch ihr gesellschaftlich akzeptiertes Zubau-Potenzial begrenzt. Mit Blick auf das Ausbauziel von 80 Prozent muss man heute davon ausgehen, dass verschiedene EE-Technologien zur Zielerreichung benötigt werden. Der Zubau mit ausschließlich günstiger Wind Onshore im Norden mag im Sinne technischer Potenziale möglich sein, stößt aber in der Praxis auf Grenzen. Dies betrifft z.B. Akzeptanzprobleme, fehlende Flächenzuweisungen, langwierige Genehmigungsverfahren oder fehlende Netzkapazitäten für den Transport. Insofern ist zweifelhaft, ob der ambitionierte Zubaupfad – insbesondere in den kommenden 10 bis 15 Jahren – aus-

schließlich mit günstiger Wind Onshore realisierbar ist. Würde also ein technologie-offenes Finanzierungsinstrument implementiert, so könnten substanzielle Windfall-Profits für die günstigen Technologien entstehen, denn diese profitierten unter einem wettbewerblichen Instrument und hoher politischer Stromnachfrage aus erneuerbaren Energien von einem hohen markträumenden Preis (vgl. Abbildung 6). Konkret und plastisch: In einem technologie-neutralen System könnte die Vergütung für Windenergie auf das Niveau der Photovoltaik steigen, statt – wie heute diskutiert – stärker zu sinken. Effizienz wäre zwar hergestellt, da die Gewinnverteilung für den Begriff der Effizienz irrelevant ist. Doch diese Windfall-Profits würden letztlich von den Verbrauchern bezahlt. Eine auf diese Weise verursachte Kostenerhöhung für die Verbraucher dürfte die gesellschaftliche Akzeptanz für die Energiewende deutlich verringern.

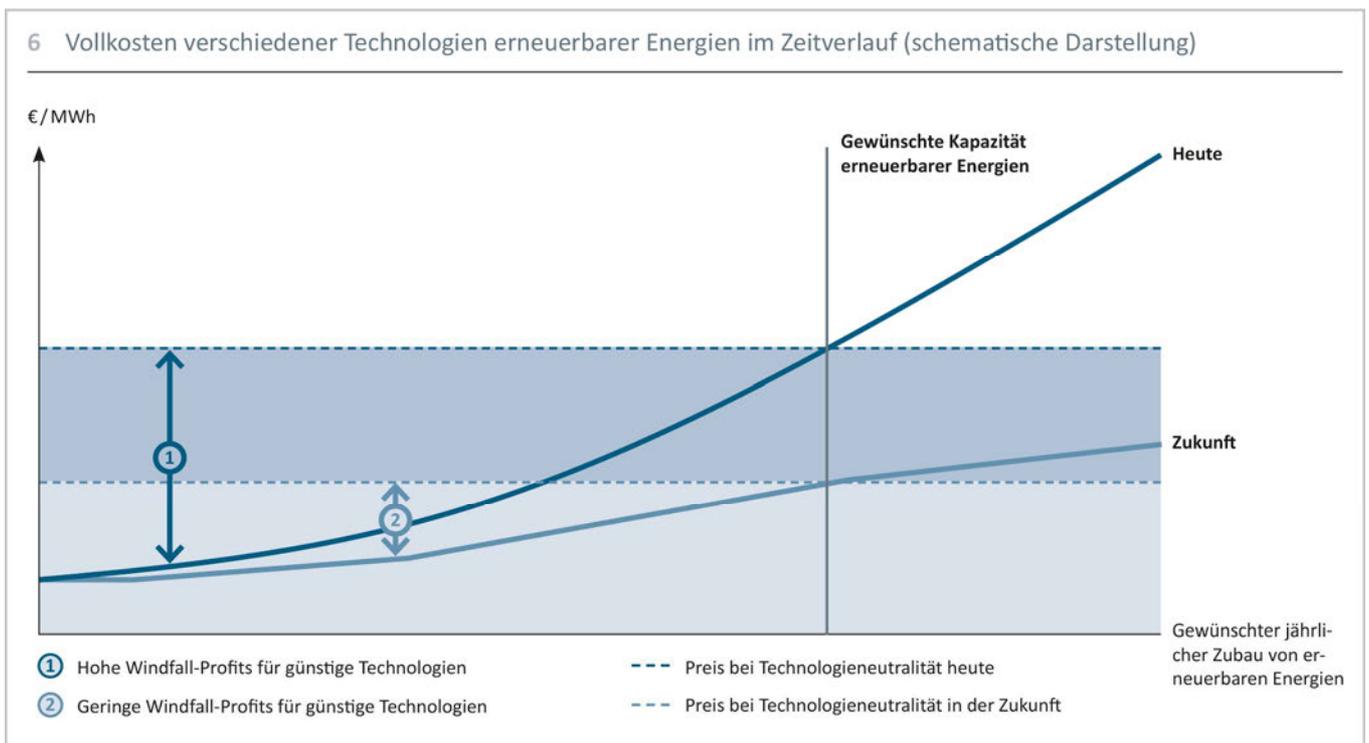
2. Sofern die naturräumlichen Potenziale der kostengünstigsten Technologien aber ausreichend wären, würde sich im technologie-offenen Wettbewerb zwar ein niedrigerer Preis einstellen. Allerdings ist dies eine rein statische Perspektive, bei der dynamisch-intertemporale Aspekte wie die Hebung von Innovationspotenzialen zu kurz kommen. Einige Technologien haben langfristig erhebliche Kostensenkungspotenziale, die nicht allein durch Forschung und Entwicklung gehoben werden können, sondern auch und gerade durch „Learning-by-

doing“, d.h. durch einen konkreten Zubau. Daher sollten auch derzeit noch teurere Technologien bereits heute in einem gewissen Maße berücksichtigt werden, um Lerneffekte zu realisieren. Die frühzeitig induzierte Kostenreduktion könnte dann langfristig auch zu geringeren Kosten für die Verbraucher führen. Insoweit ist ein technologie-offener Mechanismus erst dann angezeigt, wenn hinreichend robuste Hinweise über die langfristige Kostensenkung verschiedener Technologien bzw. -klassen vorliegen (d.h. die Lernkurven stärker durchschritten sind).

Eine wirksame Möglichkeit, um einerseits Windfall-Profits auf ein sinnvolles Maß zu begrenzen und andererseits jüngeren Technologien Zeit zur Hebung ihrer Kostensenkungspotenziale zu geben, ist die Schaffung von Technologieklassen, für die jeweils unterschiedliche Finanzierungshöhen innerhalb desselben Instruments gelten. Denkbare Technologieklassen sind z.B. kleine Wasserkraft, Windenergie Onshore, Windenergie Offshore, kleine und große Photovoltaik sowie Bioenergie.

**Ab wann ist Technologie-Offenheit sinnvoll?**

Die Vollkosten der EE-Technologien werden in den nächsten Jahrzehnten weiter sinken und sich stärker annähern, als es heute der Fall ist. Die Kurven in Abbildung 6 stellen dies



exemplarisch dar. Über die Dynamik lässt sich streiten, doch sicher ist: Die Unterschiede bei den Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien werden sich im Zeitablauf erheblich verringern (vgl. Fraunhofer ISE (2012)).

Wenn sich die Spreizung bei den Vollkosten der benötigten Technologien im Zeitverlauf reduziert, dann kann auch über einen technologieneutralen Finanzierungsmechanismus nachgedacht werden, ohne hohe Windfall-Profits in Kauf nehmen zu müssen. Ob und wann dieser Zeitpunkt eintritt, ist heute unklar und muss heute auch nicht beantwortet werden. Das Finanzierungsinstrument sollte jedoch von vornherein so angelegt sein, dass es einen solchen Übergang antizipiert, anschlussfähig bleibt und einen Übergang ohne große Umbrüche ermöglicht.



### 3 Finanzierungsinstrumente

#### 3.1 Systematik der Optionen

In Abschnitt 2 wurde herausgestellt, dass erneuerbare Energien zu ihrer Refinanzierung kurz- bis mittelfristig in jedem Fall, und vermutlich auch langfristig, einen zweiten Zahlungsstrom neben den Stromverkaufserlösen am Energy-only-Markt benötigen. Somit besteht die Frage, welche Optionen zur Schließung der Finanzierungslücke bestehen. Abbildung 7 zeigt eine Systematik der hierfür grundsätzlich möglichen Instrumente.

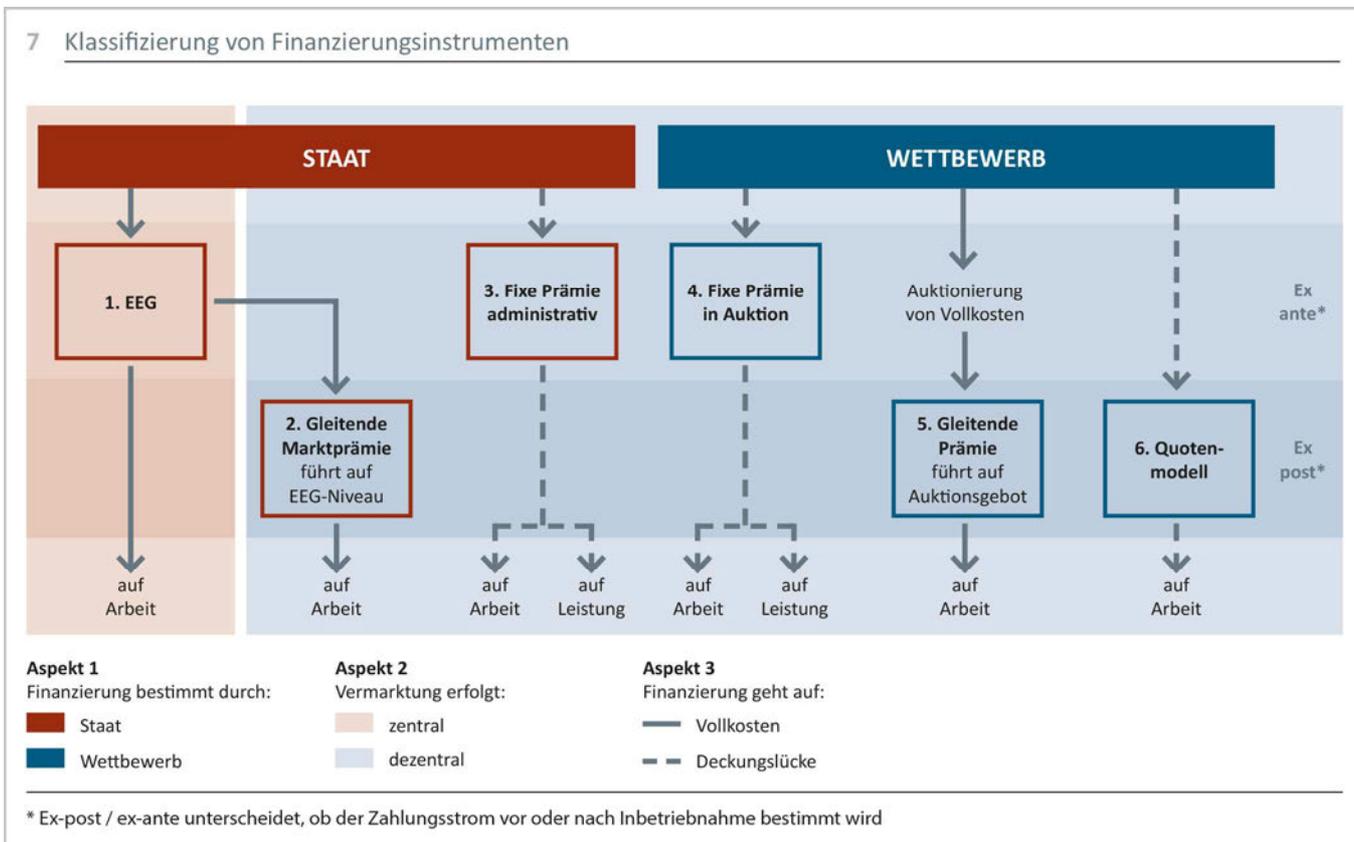
Diese Systematisierung ist notwendig, um überhaupt eine strukturierte Instrumentendiskussion führen zu können. Insoweit handelt es sich nicht um eine Bewertung, sondern um einen Wegweiser, welche Entscheidungsalternativen dem Marktdesigner überhaupt zu Verfügung stehen und welche gegebenenfalls nicht.

Im Wesentlichen werden sechs Finanzierungsinstrumente zur Schließung der Deckungslücke kontrovers diskutiert (*die Definitionen der Instrumente erfolgt im Abschnitt 3.2*):

- Option 1: Administrativ bestimmter Einspeisetarif (EEG),
- Option 2: Administrativ bestimmter Einspeisetarif mit (ex post) gleitender Prämie (MPM),
- Option 3: Administrative Fixprämie, die (ex ante) vom Staat festgelegt wird,
- Option 4: Wettbewerbliche Fixprämie, die (ex ante) in Auktionen festgelegt wird,
- Option 5: Wettbewerbliche Ermittlung der Vollkosten in Auktionen, mit (ex post) gleitender Prämie,
- Option 6: Quotenmodell mit wettbewerblichem Grünstromzertifikatehandel.

Diese sechs Optionen können anhand von drei Merkmalen charakterisiert werden:

- Wird die Finanzierung vom Staat oder im Wettbewerb bestimmt?
- Wird der erzeugte Strom zentral oder dezentral vermarktet?
- Erfolgt die Finanzierung auf die Vollkosten oder direkt auf die Deckungslücke?



Sofern eine Vorfestlegung hinsichtlich eines der drei Merkmale getroffen wird, ergeben sich unterschiedliche, sich teilweise ausschließende Kombinationsmöglichkeiten. So kann in einem Quotenmodell die Finanzierung nicht vom Staat bestimmt werden und die Vermarktung der Stromerzeugung sinnvollerweise nicht zentral erfolgen.

Für einige, nicht für alle, der sechs Optionen bestehen weitere Ausgestaltungsvarianten, wie z.B. ob die Finanzierung auf Arbeit (MWh) oder Leistung (MW) erfolgt oder eine zusätzliche Begrenzung durch einen Budgetdeckel erfolgen soll. So kann in einem Quotenmodell die Finanzierung nicht auf Leistung (MW) lauten und kein Budgetdeckel implementiert werden.

Hingegen muss für jede der sechs Optionen entschieden werden:

- a. wie lange die Dauer des Zahlungsstroms ist,
- b. ob das Instrument um eine regionale Komponente ergänzt werden soll,
- c. ob das Instrument technologie-offen oder -spezifisch ausgestaltet werden soll.

Da die Vor- und Nachteile dieser drei Ausgestaltungsvarianten unabhängig von den Optionen diskutiert werden können, beschränkt sich die weitere Ausführung auf den Kern der Optionen und deren Wirkungen auf den in Abschnitt 2.2 dargestellten Zielekanon.

## 3.2 Diskussion der Optionen

Die Gesamtschau der skizzierten Möglichkeiten lässt die Frage unbeantwortet, welche im deutschen Kontext pragmatische Handlungsoptionen darstellen. Um das Ergebnis der nachfolgenden Analyse vorweg zu nehmen: Nicht alle Instrumente stellen im Vergleich zum Status quo eine Verbesserung dar bzw. sind hinreichend robust und effektiv, um den gewünschten Ausbau erneuerbarer Energien kosteneffizient zu ermöglichen.

Die nachfolgende Analyse verfolgt nicht den Anspruch, die Finanzierungsinstrumente auf Basis aller ökonomisch und politisch sinnvollen Kriterien abzuwägen und somit alle Vor- und Nachteile zu identifizieren. Vielmehr werden im Sinne eines Ausschlussverfahrens direkt kritische Aspekte thematisiert. Eine Würdigung dieser Aspekte führt in Einzelfällen zu der direkten Schlussfolgerung, dass bestimmte Finanzierungsinstrumente ungeeignet sind – unabhängig einer (un-) vollständigen Stärken- und Schwächenbilanz.

### 3.2.1 Optionen 1 und 2: Staatlich bestimmter Einspeisetarif *oder die Frage nach der Bestimmung der Vollkosten*

Diese Optionen stellen den heutigen Marktrahmen mit EEG und Marktprämienmodell dar. Die Instrumente sind eng miteinander verknüpft, da die Vollkosten der EE-Technologien jeweils vom Staat und nicht im Wettbewerb bestimmt werden: Die gleitende Marktprämie ist so konzipiert, dass die EEG-Sätze, also die administrativ bestimmten Vollkosten, im Schnitt (über alle Anlagen) erreicht werden.

Der Hauptunterschied zwischen den Instrumenten EEG und Marktprämienmodell liegt in der Vermarktung: Während die Stromerzeugung von Anlagen im EEG durch die Netzbetreiber zentral und auch zu stark negativen Börsenpreisen erfolgt, vermarkten die Betreiber im Marktprämienmodell ihre Stromerzeugung dezentral und nicht zu jedem beliebigen Preis: Sofern die Betreiber eine rückwirkend ausgezahlte Prämie von z.B. 50 € / MWh, für jede produzierte MWh erwarten, werden sie erst bei Börsenpreisen ab -50 € / MWh ihre Erzeugung nicht mehr an der Börse verkaufen.

Marktintegration findet im EEG also nicht statt, da weder die Vollkosten im Wettbewerb bestimmt werden, noch eine Reaktion auf Preissignale erfolgt. Im Marktprämienmodell erfolgt durch die dezentrale Vermarktung hingegen eine

Reaktion auf Preissignale, wenngleich negative Preise nicht vollständig vermieden werden. Ein Wettbewerb um Vollkosten wird jedoch auch durch das optionale Marktprämienmodell nicht ausgelöst.

### 3.2.2 Option 3: Die administrativ bestimmte Fixprämie oder die Frage, welches Problem damit eigentlich gelöst wird

Die staatlich bestimmte Fixprämie ist leicht zu kommunizieren: Erneuerbare Energien bekommen auf den Marktpreis am Energy-only-Markt zusätzlich einen festen, administrativ bestimmten Zuschlag. Für die Stromvermarktung ist dann der Betreiber zuständig.

Die Einführung einer Fixprämie bedeutet dennoch eine beträchtliche Zunahme der Staatsaufgaben: Im EEG muss der Staat bisher „nur“ die Vollkosten jeder einzelnen EE-Technologie (Vergütungssätze) schätzen. Dies muss er auch weiterhin bei einer administrierten Fixprämie. Darüber hinaus muss er nun aber auch die Strompreise am Energy-only-Markt der nächsten Jahrzehnte prognostizieren. Warum? Die Administration muss den Fixprämienbetrag so festsetzen, dass die Investoren zusammen mit den Stromerlösen am Energy-only-Markt ihre Vollkosten decken – also genau das erhalten, was eine gleitende Prämie im heutigen Marktprämienmodell auch bewirkt hätte.

#### Was bewirkt eine administrierte Fixprämie?

Sobald der Staat

- wie im aktuellen EEG die Vollkosten von EE-Technologien geschätzt hat,
- eine Strompreisprognose bei einem spezialisierten Forschungsinstitut eingeholt hat,
- und im Anschluss die Differenz zwischen Vollkosten und Strommarkterlösen berechnet hat, um die Höhe der Fixprämie auszurufen,

werden Investoren diese Fixprämie (nur) mit ihren eigenen Erwartungen abgleichen. Es wird nur dann investiert, wenn die Fixprämie mindestens die Deckungslücke aus Investorensicht schließt. Mit anderen Worten: Investoren mit hohen Strompreiserwartungen errichten die Stromerzeugungskapazitäten. Die Investitionssignale kommen daher nicht zum richtigen Zeitpunkt und aus dem Energy-only-Markt, sondern aus der Strompreisprognose des Staates.

#### Weshalb eine administrative Fixprämie entweder für Verbraucher teuer wird oder der Ausbau ins Stocken gerät

Fall 1: Geht der Staat von höheren Strompreisen als die Investoren aus, reicht die Prämie zur Schließung der Deckungslücke aus Investorensicht nicht aus, sodass der Ausbau erneuerbarer Energien ins Stocken gerät oder sogar ganz ausbleibt.

Fall 2: Unterschätzt der Staat hingegen die tatsächliche Strompreisentwicklung, nehmen Investoren, deren Strompreisprognose oberhalb der staatlichen Prognose lag (und die deshalb investiert haben) Windfall-Profits mit – und die Kosten für Verbraucher steigen gegenüber dem Status quo.

Ein Beispiel: Zunächst erscheint es kostensparend, wenn Windenergie an Land (in staatlicher Erwartung eines durchschnittlichen Strommarkterlöses von 4 ct / kWh) nur noch 5 ct / kWh statt wie gegenwärtig 9 ct / kWh ausgezahlt bekommt. Liegen infolge einer staatlichen Fehlprognose die tatsächlichen durchschnittlichen Erlöse aber bei 5 ct / kWh, wären 9 ct / kWh für die Verbraucher „billiger“ gewesen. Denn die Verbraucher hätten dann (als Differenzkosten z.B. bei einer gleitenden Prämie) nur 4 statt 5 ct / kWh gezahlt. Folglich kann die administrativ bestimmte Fixprämie zu höheren Kosten als im gegenwärtigen EEG führen, wenn sich die staatliche Strompreisprognose als zu niedrig herausstellt.

#### Kann eine administrierte Fixprämie zeitnah und sachgerecht angepasst werden?

Es stellt sich die Frage, ob der Gefahr von Fehlallokationen und zu hohen Kosten dadurch begegnet werden kann, dass der Staat den Zubau erneuerbarer Energien fortlaufend überwacht, hinreichend schnell auf Investitionssignale reagiert und kurzfristig die Höhe der Fixprämie anpasst. Dahinter steht die Überlegung, dass ein „zu“ starker Zubau mit einer „zu“ hohen Fixprämie und ein „zu“ schwacher Zubau erneuerbarer Energien mit einer „zu“ geringen Fixprämie verbunden sei.

Diese zielgerichtete Anpassung ist praktisch schwer möglich. Denn Informationen bezüglich des Zubaus sind gegebenenfalls nicht eindeutig und kommen in der Regel zu spät, zumindest aber definitionsgemäß zeitverzögert – und nicht unmittelbar wie bei einer Auktion. Unabhängig davon wären die Zubaustatistiken kein eindeutiger Beleg für eine zu niedrige bzw. zu hohe Strompreisprognose als zentrale Einflussgröße zur Bestimmung der Fixprämie. So ist z.B. der Wind-

energiezubau maßgeblich von der Flächenausweisung der Bundesländer abhängig. Der PV-Zubau könnte durch Strafzölle oder schlechte Witterung beeinflusst sein. Jede Veränderung des Zubaus müsste also in einen energieträgerspezifischen Kontext gestellt werden, um hieraus abzuleiten, ob die staatliche Strompreisprognose und die staatliche Vollkostenschätzung, d.h. letztlich die Fixprämie, angemessen waren.

Somit fördert die staatliche Bestimmung der Fixprämie Schweinezyklen beim Zubau erneuerbarer Energien. Die Erfahrungen mit dem EEG haben z.B. gezeigt, dass die Vollkosten entweder zu hoch oder zu niedrig geschätzt wurden. Die Folgen waren Überrenditen und ein unkontrollierter Zubau mancher Technologien sowie Stagnation bei anderen. Dieses iterative Vorgehen spiegelt sich auch in den zahlreichen, mit teilweise großem Zeitverzug durchgeführten Korrekturen der EEG-Vergütungen und den Diskussionen über ihre Höhe in den letzten Jahren wider.

Die Fixprämie ändert nicht nur nichts an diesem System, sondern ergänzt es um eine weitere Komponente, die der Staat prognostizieren muss und ungleich schwerer ist als die Bestimmung der kurzfristigen Entwicklung der Vollkosten: Die Markterlöse von Investoren am Energy-only-Markt.

Ein Gedankenexperiment: Angenommen der Staat würde trotz aller Widrigkeiten perfekt planen und eine angemessene Fixprämie auf Arbeit zahlen – dann bleibt dennoch die Frage, was gegenüber dem heutigen Marktprämienmodell gewonnen wäre:

- Die Effizienz im Kraftwerkseinsatz steigt nicht: Die Dispatch-Anreize unterscheiden sich nicht gegenüber dem heutigen Marktprämienmodell. Lediglich das Strompreisrisiko wäre bei den Investoren angesiedelt (vgl. Abschnitt 3.3.2), was jedoch noch keinen Wert an sich darstellt, wenn hierdurch keine effizientere Allokation knapper Ressourcen erfolgt.
- Da weiterhin kein Wettbewerb bei den Vollkosten geschaffen wird, bliebe ein zentrales Kriterium der Marktintegration verfehlt.
- Hingegen entstehen höhere Kostenrisiken für die Verbraucher, da der Staat in weit stärkerem Maße Prognosen über künftige Preis- und Marktentwicklungen treffen muss als im aktuellen System des EEG.

### 3.2.3 Option 4 und 5: Wettbewerbliche Prämiensysteme oder die Frage der Marktintegration

„Wettbewerbliche Prämiensysteme“ bringen einen entscheidenden Vorteil gegenüber den nicht-wettbewerblichen Prämiensystemen wie der staatlichen Fixprämie: Die Bestimmung der Vollkosten erfolgt nicht durch den Staat, sondern aus der Summe der Einschätzungen aller Marktteilnehmer. Dass viele Akteure bei der Prognose irren, ist deutlich unwahrscheinlicher als es bei einer Prognose nur eines Akteurs der Fall ist. Darüber hinaus können bei angemessener Ausgestaltung auch Überrenditen begrenzt werden.

Die wettbewerblichen Ansätze von Prämiensystemen können sowohl mit einer fixen als auch mit einer gleitenden Prämie ausgestaltet werden. Die staatlichen Ansätze von Prämiensystemen können ebenfalls fix oder gleitend sein (die staatlich bestimmte, gleitende Prämie wurde bereits mit dem Marktprämienmodell implementiert).

Da ‚fix‘ oder ‚gleitend‘ keine grundlegende Eigenschaft des Instruments, sondern eine Frage der Instrumentenausgestaltung ist, werden die Vor- und Nachteile dieser Ausgestaltungsvarianten in Abschnitt 3.3.2 diskutiert.

### 3.2.4 Option 6: Quotenmodelle oder die Frage nach Investitionssicherheit und Pfadabhängigkeit

Ein Quotenmodell stellt – wie die Auktion – ein wettbewerbliches Instrument der Mengensteuerung dar, das sich durch drei zentrale Charakteristika bestimmt:

1. Die Pflicht für Vertriebe ein staatlich festgelegtes Verhältnis von Grünstrom zu konventionellem Strom zu liefern.
2. Der Nachweis der Quotenerfüllung durch Zertifikate, die bei der Stromproduktion aus EE-Anlagen generiert werden.
3. Keine explizite Finanzierung erneuerbarer Energien: Anlagenbetreiber müssen die Deckungslücke zwischen ihren Vollkosten und den Einnahmen am Energy-only-Markt durch zusätzliche Einnahmen aus dem Verkauf von Grünstromzertifikaten schließen (vgl. Lemming (2003), Agnolucci (2007), Kildegaard (2008)).

Quotenmodelle bieten wegen ihrer marktwirtschaftlichen Orientierung einen hohen Grad an Wettbewerb, der Effizienzgewinne generieren kann – wie auch Auktionen. Aller-

dings haben Quotenmodelle im Gegensatz zu Auktionen drei zentrale, systemimmanente Nachteile:

- Eine hohe Investitionsunsicherheit aufgrund einer komplexen Preisbildung auf dem Zertifikatemarkt.
- Weniger Möglichkeiten zur regulatorischen Steuerung bei gleichzeitig hoher Pfadabhängigkeit, sodass es im Falle von regulatorischen Änderungen am Quotenmodell und im Falle eines Ausstiegs aus dem Quotenmodell zu erheblichen Marktverwerfungen kommen kann.
- Aufgrund der hohen Investitionsunsicherheit besteht die Gefahr, dass in einem Quotenmodell mittel- bis langfristig die Akteursvielfalt deutlich abnimmt, da nur ausgewählte Akteursgruppen mit den entsprechenden Unsicherheiten umgehen können und wollen.

#### **Wie bildet sich der Preis auf dem Zertifikatemarkt?**

Strom aus Wind- und Sonnenenergie hat die Besonderheit, dass er zu variablen Kosten von nahezu Null produziert wird. Entsprechend hat das gleichzeitig mit der Produktion als Kuppelprodukt entstehende Grünstrom-Zertifikat ebenfalls Grenzkosten von Null. Mithin stellt sich die Frage, wie sich überhaupt ein positiver Preis für Zertifikate bilden kann. Die Preisbildung ist hierbei von politischen Parametern, die den Quotenpfad bestimmen, sowie den Erwartungen von Anbietern und Nachfragern abhängig. Positive Zertifikatspreise und damit Investitionssignale am Zertifikatemarkt entstehen nur dann, wenn zumindest eine der beiden folgenden Bedingungen erfüllt ist:

- Neuanlagen setzen den Preis: Investoren, die vor Inbetriebnahme einer Neuanlage am Zertifikatemarkt anbieten, fordern einen positiven Preis, der ihre Deckungslücke schließt. Daher müssen ständig Neuanlagen gebaut werden, damit ein positiver Preis entsteht. Hierfür muss wiederum Knappheit durch stetige Erhöhung der Quote geschaffen werden.
- Die Nachfrage setzt den Preis: Nachfrager sind bereit, einen positiven Preis über den Grenzkosten der Produktion zu zahlen. Dies ist dann der Fall wenn die Nachfrage das Angebot übersteigt, also Knappheit erwartet wird.

Ein Investor muss also zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidung eine Prognose darüber haben, wie viele Neuanlagen in den kommenden Dekaden mit welchem Preis am Zertifikatemarkt anbieten, wie sich die politisch gesetzte Quote entwickelt, welche Knappheit dadurch ausgelöst wird

und welche Zahlungsbereitschaft die Nachfrager aufweisen. Schließlich besteht für jede Neuanlage das Risiko, in späteren Jahren die Durchschnittskosten wegen gesunkener Zertifikatspreisen nicht mehr zu erwirtschaften.

Selbst unter vollkommen stabilen Rahmenbedingungen, d.h. ohne jegliche Änderungen im Marktdesign, ist eine solche Prognose mit extremen Unsicherheiten verbunden. Mit Blick auf die strukturellen Änderungen des energiewirtschaftlichen Marktdesigns in den vergangenen 20 Jahren müssen Investoren regulative Risiken bei Risikoanalysen und Renditezielen berücksichtigen.

Da die Preisbildung sowohl an der Strombörse als auch am Zertifikatemarkt auf Basis von Grenzkosten bzw. Knappheiten erfolgt, besteht auch keine implizite Begrenzung des Risikos (Hedge), d.h. Investoren können nicht davon ausgehen, dass Zertifikats- und Strompreis gegenläufig reagieren (vgl. Bode (2008)). Vor dem Hintergrund vergleichbarer Diskussionen um die Wirksamkeit des Energy-only-Marktes (Stichwort Kapazitätsmärkte) bzw. des CO<sub>2</sub>-Zertifikatemarktes (Stichwort Backloading), ist bereits fraglich, ob die Etablierung eines ähnlichen Mechanismus als Investitionssignal für erneuerbare Energien sinnvoll bzw. gewünscht ist. Wie würden Investoren speziell in den ersten Jahren darauf reagieren, dass noch keine hinreichende Erfahrung mit einem langfristigen Preissignal vorliegt?

Berechnungen zu Kostensenkungspotenzialen durch die Einführung von Quotenmodellen abstrahieren oft vollständig von oben beschriebenen Risiken. Sie führen daher einen unzulässigen Vergleich mit anderen Finanzierungsinstrumenten durch, die ein völlig anderes Risikoprofil aufweisen. Solche Berechnungen bilden nicht die komplexe Preisbildung in Quotenmodellen ab, sondern beschränken sich letztlich auf ein „Zusammenzählen“ von Vollkosten der günstigsten erneuerbaren Energien zur Quotendeckung. Dass Quotenmodelle dabei definitionsgemäß kostengünstig abschneiden können, liegt auf der Hand (vgl. Frontier Economics (2012)).

#### **Quotenmodelle haben hohe Pfadabhängigkeiten**

Damit ein Quotenmodell grundsätzlich zu kostengerechten Preisen führt, bedarf es einer hohen Liquidität auf dem Zertifikatemarkt. Dazu muss ein Quotenmodell sehr breit ausgerollt und sehr langfristig (20-30 Jahre) angelegt werden. Weder hilft es, eine Quote nur in Teilsegmenten über einen langen Zeitraum einzuführen, noch über alle Segmen-

te nur wenige Jahre „anzutesten“ – beides wird mangels Liquidität auf dem Zertifikatemarkt scheitern. Um langfristige Investitionen anzureizen, musste der Gültigkeitszeitraum des Quotenmodells z.B. in Großbritannien im Jahr 2010 von 2027 auf 2037 verlängert werden, in Schweden im Jahr 2006 von 2010 auf 2030.

Die zentrale Herausforderung: Investoren müssen daran glauben, dass die den Zertifikatpreis bestimmenden wirtschaftlich und politisch gesetzten Rahmenbedingungen über die gesamte Lebensdauer der Stromerzeugungsanlagen verlässlich sind, damit bereits getroffene Investitionen insbesondere durch politische Entscheidungen nachträglich nicht entwertet werden. Schließlich trifft jede regulatorische Änderung über den Preisbildungsmechanismus auf dem Zertifikatemarkt nicht nur Neuanlagen, sondern auch den gesamten Bestand! Nur bei Verlässlichkeit besteht Vertrauen in ein langfristig auskömmliches Preissignal, erfolgen Investitionen bei geringen Risikoaufschlägen und ermöglichen damit einen kostengünstigen Ausbau erneuerbarer Energien. Entscheidend sind folgende Parameter, die von der Politik weit im Voraus bestimmt werden müssen, damit bei nachträglichen Änderungen keine Verwerfungen am Zertifikatemarkt entstehen:

- Quotenpfad, d.h. keine zwischenzeitliche Be- oder Entschleunigung des Ausbaus erneuerbarer Energien, z.B. zur Kostenbegrenzung (bedeutet: Der Regulierer hält an den Mengenzielen fest, egal wie sich die Kosten entwickeln).
- Zugelassenen Technologien zur Pfaderfüllung, d.h. keine Hinzü- oder Herausnahme von EE-Technologien zur Quotenerfüllung.
- Wertigkeit eines Zertifikates pro produzierter Einheit Grünstrom, d.h. keine Einführung oder Abschaffung einer technologie-spezifischen Gewichtung der Zertifikate.
- Eine mögliche Verlinkung mit dem Ausland, d.h. keine nachträgliche Änderung der eingeschlagenen (Nicht-) Erweiterungsstrategie.

Damit weisen Quotenmodelle ein hohes Maß an Pfadabhängigkeit auf, d.h. wird einmal der Pfad eines Quotenmodells eingeschlagen, ist es nicht ohne weiteres möglich, wieder auszusteiern, wenn sich Fehlentwicklungen abzeichnen. Ein grundsätzlicher Regimewechsel wäre kaum möglich, weil das komplette System parallel zum neuen Finanzierungsinstrument aufrecht erhalten werden muss, bis alle einst im Quotenmodell ans Netz gegangene Stromerzeugungsanlagen das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben.

Hierzu das Beispiel Großbritannien: Hier dürfen Neuanlagen ab 2017 nicht mehr ins Quotenmodell, gleichzeitig muss das gesamte System bis 2037 für die darin befindlichen Bestandsanlagen weiterlaufen. Bei einem Regimewechsel bedarf es entweder einer einmaligen Entschädigungszahlung der Investoren oder einer kontinuierlichen staatlichen Preisstützung. Bei anderen Finanzierungsinstrumenten wäre lediglich die Aufrechterhaltung eines ohnehin garantierten, staatlich oder wettbewerblich bestimmten Zahlungsstroms notwendig.

### 3.2.5 Zwischenfazit zu Finanzierungsinstrumenten

Die Instrumenten-Analyse hat bis hierhin gezeigt, dass staatlich bestimmte Kostenansätze wie administrative Fixprämien und der wettbewerbliche Ansatz des Quotenmodells keine sinnvollen Weiterentwicklungsoptionen zum heutigen EEG darstellen, da den Vorteilen signifikante Nachteile gegenüberstehen.

Während administrative Fixprämien keinen Wettbewerb, insbesondere nicht bei den Vollkosten, einläuten und letztlich nur zu einer Über- oder Unterförderung führen, stellt das wettbewerbliche Quotenmodell einen radikalen und irreversiblen Bruch mit dem heutigen Marktdesign dar. Für Investoren erhöht sich im Quotenmodell wegen des komplizierten Preisbildungsmechanismus die Investitionsunsicherheit sehr stark, der Politik werden zentrale Steuerungsmöglichkeiten genommen und aus Verbrauchersicht wird mit dem eingeschlagenen Quotenpfad letztlich auch „jeder Scheck“ zur Erreichung der Ausbauziele unterschrieben.

Quotenmodelle können ferner nicht „ausprobiert“ werden. Das einmal gewählte Marktdesign muss auf Dauer beibehalten werden, da den Bestandsanlagen andernfalls die erwartete Finanzierungsgrundlage entzogen wird. Bei einem Regimewechsel müssten entweder die Bestandsanlagen entschädigt oder zwei Parallelregime dauerhaft aufrechterhalten werden. Mithin muss die Frage beantwortet werden, welche Vorteile diesem hohen Mangel an Reversibilität entgegenstehen. Die Frage der Technologieneutralität, die oft als Vorteil von Quotenmodellen angeführt wird, ist völlig unabhängig von der Instrumentenfrage und kann auch mit allen anderen Finanzierungsinstrumenten verfolgt werden. Bezüglich der Reaktion auf Preissignale am Energy-only-Markt unterscheiden sich das Quotenmodell und das Marktprämienmodell im Grundsatz nicht. Bei beiden Instrumenten gibt es nur eine teilweise Reaktion auf Preissig-

8 Erzielte Marktintegration in Abhängigkeit der Finanzierungsinstrumente

Marktintegration heißt Wettbewerb. Wettbewerb heißt ...

Instrumente	... Reaktion auf Preissignale am Energy-only-Markt	... Bestimmung von Vollkosten im Wettbewerb
1. EEG	Nein	Nein
2. MPM	Teilweise	Nein
3. Fixe Prämie administrativ	Erreichbar	Nein
4. Auktion: Fixe Prämie	Erreichbar	Ja
5. Auktion: Gleitende Prämie	Erreichbar	Ja
6. Quotenmodell	Teilweise	Ja

Option 5: Wettbewerbliche Ermittlung der Vollkosten in Auktionen, mit (ex post) gleitender Prämie.

Diesen verbleibenden Instrumenten ist sowohl eine dezentrale Vermarktung als auch der Gedanke einer Prämienzahlung als zweiter Zahlungsstrom neben den Erlösen am Energy-only-Markt gemein. Hinsichtlich der Definition von Marktintegration (Vollkostenbestimmung im Wettbewerb und Reaktion auf Preissignale) schneiden die auf Auktionen basierenden Instrumente (Nr. 4 und 5) am besten ab. Die wettbewerbliche Fixprämie erfordert aus Sicht der Marktteilnehmer das meiste Strommarkt-Know-how. Bei dem administrativ bestimmten Einspeisetarif mit gleitender Prämie ist dieses nicht in gleichem Maße erforderlich.

Diese Analyse zeigt bereits einen zentralen Vorteil: Mit diesen Instrumenten ist es möglich, ausgehend vom heutigen Marktprämienmodell schrittweise und evolutiv in ein vollkommen wettbewerbliches Zieldesign überzugehen.

nale (vgl. Abbildung 8): Im Quotenmodell werden negative Gebote am Energy-only-Markt bis zum absoluten Betrag des erwarteten Zertifikatepreises abgegeben. Auch im Marktprämienmodell wird Strom mit negativen Preisen bis zur Höhe der erwarteten Marktprämie vermarktet. Bei anderen Instrumenten ist hingegen bei entsprechender Ausgestaltung eine vollständige Reaktion auf Preissignale erreichbar.

Die Einordnung der Instrumente in die Systematik der Finanzierungsinstrumente zeigt jedoch auch, dass es zum Quotenmodell alternative Instrumente gibt, die gleichfalls wettbewerblich ausgestaltet sind, ohne die diskutierten Nachteile nach sich zu ziehen. Insofern stellt sich die Frage, ob und inwiefern mit den verbleibenden Instrumenten ein sinnvoller Entwicklungspfad beschriftet werden kann. Diese sind:

Option 2: Staatlicher bestimmter Einspeisetarif mit (ex post) gleitender Prämie,

Option 4: Wettbewerbliche Fixprämie, die (ex ante) in Auktionen festgelegt wird,

### 3.3 Ausgestaltungsvarianten – separat diskutieren, Rückwirkungen beachten

Neben der Frage, welche grundsätzlichen Instrumente sinnvoll sind, stellen sich weitere wichtige Fragen, die vorgelagerte (im Sinne von „vor der Klammer“) als auch nachgelagerte (im Sinne einer konkreten Instrumentenausgestaltung) Aspekte betreffen. Diese sollten jeweils separiert von der grundsätzlichen Instrumentendebatte diskutiert werden.

- Soll die Vermarktung zentral oder dezentral erfolgen?
- Sollen die Prämien gleitend oder fix ausgestaltet sein?
- Sollen die Prämien auf Basis von Arbeit oder Leistung gezahlt werden?
- Sollen zusätzliche Budgetgrenzen gesetzt werden?
- Welche Rolle spielt der Einspeisevorrang?

Zwar können die Themen inhaltlich nicht völlig von den Finanzierungsinstrumenten getrennt werden, da Rückwirkungen sowohl auf die Auswahl als auch auf die Effizienz der Instrumente bestehen. Doch unterstützt dieses Vorgehen eine strukturiertere Diskussion. Sofern manche Vor- bzw. Nachteile besondere Relevanz aufweisen, kommen einzelne Finanzierungsinstrumente bzw. einzelne Ausgestaltungsvarianten von Finanzierungsinstrumenten nicht mehr in die engere Auswahl für ein sinnvolles Marktdesign.

#### 3.3.1 Dezentrale versus zentrale Vermarktung oder die Frage der Innovationsanreize

Die in Abbildung 7 gezeigten Finanzierungsinstrumente können danach unterschieden werden, ob die Vermarktung von Strom aus EE-Anlagen zentral oder dezentral erfolgt. Der produzierte Strom wird in jedem Fall im Energy-only-Markt platziert – entscheidend ist die Frage, durch wen dies geschehen soll, damit anfallende Vermarktungskosten möglichst gering gehalten werden. Während in einem zentralen Ansatz (wie dem EEG) z.B. die Netzbetreiber die Stromproduktion im Markt platzieren, übernehmen in einem dezentralen Ansatz (wie z.B. im Marktprämienmodell) die Betreiber selbst diese Aufgabe als sogenannte Direktvermarkter. Für eine dezentrale Vermarktung sprechen im Wesentlichen zwei Argumente:

Erstens. Die Investoren müssen sich mit der Vermarktung ihrer eigenen Produktion im allgemeinen Strommarkt beschäftigen und hierfür selbst Verantwortung übernehmen. Da mit eigener Effizienz die Erlöse steigen, entsteht langfris-

tig ein systemkostensenkender Wettbewerb um Vermarktungsprozesse und Innovationen.

Zweitens. Nur eine dezentrale Vermarktung setzt die Voraussetzungen dafür, dass Preissignale aus dem Energy-only-Markt zu einer optimierten Fahrweise der Anlage führen. Der erzeugte Strom wird dann abgesetzt, wenn sein Marktwert hinreichend hoch ist und er am stärksten nachgefragt wird (s. Diskussion zu negativen Preisen in Abschnitt 3.3.3). Die Einspeisung von Grünstrom in Zeiten stark negativer Preise wird damit implizit ganz wesentlich eingeschränkt, sodass einzelwirtschaftliche und volkswirtschaftliche Optimierung Hand in Hand gehen. Die Anlagenoptimierung kann sogar über den kurzfristigen Kraftwerkseinsatz hinausgehen und Einfluss auf eine langfristig marktgerechte Anlagen-Errichtung nehmen, z.B. durch Ost-West-Ausrichtung von PV-Anlagen oder Windkraftanlagen abseits von existierenden Erzeugungsschwerpunkten an wind-schwachen Standorten zur Verringerung von Netzengpässen oder zur zeitlichen Verstetigung der Windstromeinspeisung.

Für die zentrale Vermarktung könnte lediglich die Reduzierung von Bilanzungleichgewichten durch einen stärkeren Pooling-Effekt auf zentraler Ebene sprechen. Allerdings ist der Pooling-Vorteil gegenüber den bereits heute existierenden Pools der dezentralen Direktvermarkter sehr klein, da letztere bereits stark regional diversifizierte Portfolien von 2 bis 8 GW erreicht haben. Darüber hinaus müsste ein zentraler Vermarkter einer Regulierung unterliegen, die den mangelnden Wettbewerb um optimale Vermarktung simuliert, sodass er als Monopolist auch in der dynamischen Betrachtung angehalten wäre, Effizienzvorteile zum Vorteil für die Allgemeinheit zu heben, die die Kosten der monopolistischen Vermarktung trägt.

#### 3.3.2 Das Für und Wider von gleitender oder fixer Prämie oder die Frage von der Risikoübernahme

*Die nachfolgende Diskussion zu Prämien bezieht sich auf die Refinanzierung erneuerbarer Energien. Es wird nicht die Managementprämie im Marktprämienmodell adressiert, welche nur die Kosten der Handelsteilnahme bei dezentraler Vermarktung decken soll.*

Sowohl staatlich als auch wettbewerblich bestimmte Prämien zur Finanzierung der Deckungslücke können entweder ex ante (und damit fix) festgelegt werden (z.B. zur Inbetriebnahme bzw. zum Start eines Kalenderjahrs) oder ex post (und damit gleitend) angepasst werden.

Die **gleitende Prämie** ist dadurch gekennzeichnet, dass

- a. die Vollkosten staatlich oder wettbewerblich bestimmt werden,
- b. die Anlagenbetreiber dezentral vermarkten, und
- c. ex post zu ihren dezentral erzielten Erlösen am Energy-only-Markt eine Prämie erhalten, die dann die verbleibende Deckungslücke zu den unter a) bestimmten Vollkosten ausgleicht.

Diese ex post Anpassung wird als gleitende Prämie bezeichnet, weil die Prämie mit den Preisen an der Strombörse ‚gleitet‘: Konnten im Betrachtungszeitraum rückblickend vergleichsweise hohe [niedrige] Vermarktungserlöse erwirtschaftet werden, ist die Prämie niedrig [hoch]. Folglich ist bei der gleitenden Prämie ein Vergleichsmaßstab zur Bestimmung von ‚niedrigen‘ und ‚hohen‘ Erlösen am Energy-only-Markt notwendig. Diesen notwendigen Benchmark kann z.B. eine typische Referenzanlage oder die Gesamtheit aller Anlagen darstellen.

Das Marktprämienmodell basiert auf einer solchen gleitenden Prämie, wobei die Gleitung 100 Prozent beträgt, weil die Differenz zwischen den (in diesem Fall staatlich bestimmten) Vollkosten und den Erlösen am Energy-only-Markt vollständig ausgeglichen wird. Prinzipiell denkbar wäre aber auch ein nur teilweiser Ausgleich.

Die **fixe Prämie** ist dadurch gekennzeichnet, dass

- a. die Prämie ex ante, d.h. vor Inbetriebnahme der EE-Anlage und damit unabhängig von den tatsächlichen Erlösen am Energy-only-Markt gezahlt wird. Damit zielt die fixe Prämie direkt auf die erwartete, durchschnittliche Deckungslücke, also die Differenz zwischen Vollkosten und Erlösen am Energy-only-Markt über die Lebensdauer der EE-Anlage. Wie hoch diese Deckungslücke ist, kann entweder vom Staat oder im Wettbewerb bestimmt werden, indem der Saldo aus den zu schätzenden Vollkosten und der prognostizierten Strompreisentwicklung gebildet wird.
- b. Die Anlagenbetreiber vermarkten ebenfalls dezentral.

Der Unterschied zwischen einer ex ante Fixprämie und einer ex post Gleitung mit Strompreisen liegt im Wesentlichen darin, bei wem das Risiko bzw. die Chance liegt, dass Strompreise am Energy-only-Markt variieren und vom erwarteten Pfad (zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme) abweichen kön-

nen. Dieses Risiko sei Strompreisrisiko genannt, wobei sich nicht jedes Risiko auch automatisch in direkte Kosten im Sinne von Zahlungen bzw. Erlösausfällen überträgt (vgl. hierzu Anhang A). In einer Marktwirtschaft tragen Investoren traditionell ihre unternehmerischen Risiken selbst und nicht die Allgemeinheit – sie erhalten hierfür eine den Risiken entsprechende Rendite. Diese Risikoübernahme ist jedoch kein Ziel an sich, sondern Folge von Wettbewerb. Nachfolgend wird argumentativ die Hypothese entwickelt, dass bei einem System mit Fixprämien weder höhere Wettbewerb noch höhere Effizienz gewährleistet ist und damit eine harte ökonomische Begründung für eine Übernahme der Strompreisrisiken durch Investoren fehlt.

### **Wo entstünde zusätzlicher Wettbewerb beim Wechsel von einer gleitenden auf eine fixe Prämie?**

*Die Antwort vorab: Durch Einführung der Fixprämie entsteht ein Wettbewerb um die besten Strompreisprognosen.*

Wenn Investoren das Strompreisrisiko selbst tragen, benötigen sie eine Einschätzung über die langfristige Strompreisentwicklung. Dies beinhaltet nicht nur eine Schätzung des langfristigen Strompreisverlaufs, sondern insbesondere eine Einschätzung über das Strompreisprofil, also die stündlichen Strompreise, da diese die Wertigkeit und dazu die erzielbaren Erlöse des fluktuierend eingespeisten Stroms aus erneuerbaren Energien an den Börsen bestimmen. Die Existenz von Strompreisprognosen bedeutet ausdrücklich nicht, dass damit per se Investitionssignale aus dem Energy-only-Markt auf die erneuerbaren Energien wirken. Investitionssignale gehen von der Fixprämie nur dann aus, wenn die erwarteten Erlöse am Energy-only-Markt mindestens so hoch sind wie diejenigen, auf denen die Berechnung der Fixprämie basiert.

Strompreisprognosen über mehrere Dekaden sind immer mit enormen Unsicherheiten verbunden, insbesondere wegen der stetigen strukturellen und regulativen Veränderungen in der Energiewirtschaft. Dies gilt auch für die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen, die wiederum von internationalen Entwicklungen beeinflusst werden. Drei aktuell unsichere, da von Politik abhängige Faktoren, die den Strompreis enorm beeinflussen sind:

- Die weitere Gestaltung des Emissionshandels,
- der weitere Ausbau der Photovoltaik,
- die mögliche Einführung von Kapazitätsmechanismen für gesicherte Leistung.

Auch durch Verkauf des Stroms auf Terminmärkten können diese Risiken kaum abgesichert werden, da es belastbare Terminmarktpreise typischerweise nur für die jeweils kommenden drei Jahre gibt. Der Blick an die Börse hilft also nicht weiter, wenn Strompreisprognosen für die gesamte Lebensdauer von Stromerzeugungsanlagen erneuerbarer Energien erforderlich sind (20-30 Jahre).

***Welche Effizienzgewinne entstünden bei einem Wechsel von einer gleitenden auf eine fixe Prämie, die eine Übernahme von Strompreisrisiken rechtfertigen?***

Für die Übernahme aller Preisrisiken durch Investoren mittels Fixprämie wird zu Weilen angeführt, dass dies im Vergleich zu einer gleitenden Prämie zu einem effizienteren Dispatch, höheren Innovationsanreizen zur Senkung von Systemkosten und volkswirtschaftlich sinnvollerem Investitionsentscheidungen führt. Doch ist dies tatsächlich so?

Effizienterer Dispatch?

Wenn die Prämie auf Arbeit gezahlt wird, unterscheiden sich Fixprämie und gleitende Prämie prinzipiell nicht in Bezug auf den optimalen Kraftwerkseinsatz. Allein die Höhe der Prämie bestimmt dann, ab welchem Niveau negativer Preise die dezentral vermarktenden Investoren die Einspeisung unterlassen.

*Zwischenfazit: Es entstehen keine Effizienzgewinne.*

Höhere Innovationsanreize?

Innovationsdruck wird hauptsächlich durch Wettbewerb ausgelöst, z.B. in Auktionen oder durch gedeckelte Finanzierungsbudgets. Da sowohl die gleitende als auch die fixe Prämie untrennbar mit der dezentralen Vermarktung verbunden ist, scheint ein darüber hinausgehender Innovationsdruck, der durch die Übernahme des langfristigen Strompreisrisikos ausgelöst wird, recht klein. Auch die Hoffnung, dass sich neue Hedging-Produkte oder langfristige Vermarktungsstrategien durch die Strompreisrisikoübernahme entwickeln, könnte sich zerschlagen. Denn einerseits stellt sich die Frage, warum solche Produkte nicht längst für den konventionellen Strommarkt entwickelt wurden. Andererseits erschwert gerade die stochastische Verfügbarkeit des Stroms aus erneuerbaren Energien die Entwicklung von Terminmarktprodukten.

*Zwischenfazit: Es entstehen voraussichtlich keine Effizienzgewinne.*

Effizientere Investitionsentscheidungen?

Hierfür ist entscheidend, welche zukünftigen Erlösströme die Anlage generieren wird. Da der Dispatch derselbe ist, müssen auch die Erlöse am Energy-only-Markt identisch sein, sodass eine Fixprämie aus dieser Betrachtung keinen Vorteil gegenüber einer gleitenden Prämie hat.

Es kann eingewendet werden, dass die Übernahme von Preisrisiken bei vielen anderen Gütern gelebte Normalität und Grundvoraussetzung für effiziente Investitionsentscheidungen in einer Marktwirtschaft darstellen. Das ist richtig – aber noch kein zutreffendes Argument für jeden Kontext. Bei vielen Gütern würde der Einbezug von Absatzrisiken im Sinne eines volkswirtschaftlichen Optimums zu Recht positiv bewertet: Denn würden die Absatzrisiken den Investoren abgenommen, könnten sie bei einer gegebenen Nachfrage zu niedrigeren Preisen anbieten. Dieser Preis wäre allerdings wegen der fehlenden Risikoübernahme verzerrt und ebenso die zugehörige, konsumierte Menge volkswirtschaftlich nicht optimal.

Im Sinne der ordnungspolitischen Gleichheit und der allokativen Effizienz könnten diese Maßstäbe auch für erneuerbare Energien gelten. Allerdings ist diese Argumentation ist jedoch im Kontext der erneuerbaren Energien nicht zutreffend, weil erneuerbare Energien ja gerade nicht aufgrund von Preissignalen des Marktes zugebaut werden können.

Bei erneuerbaren Energien ergibt sich – zumindest in der Transformationsphase – die Investitionsentscheidung nicht dadurch, dass eine Zahlungsbereitschaft der Stromnachfrager auf ein Angebot trifft, das Kosten und Risiken abbildet (dies ist im fossilen Strommarkt der Fall, da dort keine zusätzlichen Gütereigenschaften angeboten werden, für die es keine Zahlungsbereitschaft gibt). Vielmehr wird bei erneuerbaren Energien das Ausbauziel politisch vorgegeben – nun geht es darum, diese Menge möglichst kosteneffizient anzubieten. Daher führt die Risiken- bzw. Chancenübernahme durch Investoren in diesem Kontext nicht automatisch zu volkswirtschaftlichen Effizienzgewinnen. Insoweit gibt es zumindest auch aus dieser Perspektive keine Vorteile einer Fixprämie gegenüber einer gleitenden Prämie.

*Zwischenfazit: Es entstehen keine nennenswerten Effizienzgewinne.*

### Hybridsysteme als weitere Option

Verlängert man bei der gleitenden Prämie den Betrachtungszeitraum, auf den sich die (ex post-) Gleitung bezieht (z.B. von einem Monat auf mehrere Jahre), stellt dies keinen stufenweisen Übergang in ein Fixprämiensystem dar. Schließlich wird die Trägerschaft des Strompreisrisikos dadurch weder übertragen noch stufenweise erhöht, sondern bleibt – von Zinseffekten einmal abgesehen – gleich. Allerdings könnte ein Übergang erfolgen, in dem das Ausmaß der Gleitung gesenkt wird, z.B. stufenweise von heute 100 Prozent im Marktprämienmodell auf weniger Prozentpunkte.

Sofern die Vollkosten der erneuerbaren Energien langfristig unter denen der fossilen liegen, der weitere Zubau prinzipiell also marktwirtschaftlichen Gesetzmäßigkeiten unterliegt, mag es sinnvoll sein, dass Investoren alle Preisrisiken übernehmen. Für die frühe Transformationsphase jedoch ist zu diskutieren, ob die damit ausgelösten Effizienzgewinne die Nachteile, auch in Hinblick auf die Einbindung kleinerer Akteure, rechtfertigen. Eine gleitende Prämie eignet sich für den Transformationspfad, insbesondere solange eine Vielzahl energiewirtschaftlicher Risiken besonders hoch ist.

### 3.3.3 Arbeit vs. Leistung oder die Frage des optimalen Dispatchs

Für einige der Finanzierungsinstrumente stellt sich die Frage, ob Arbeit oder Leistung vergütet werden soll (z.B. bei Prämiensystemen). Die Basis, auf der die Zahlung erfolgt, hat Konsequenzen für zwei Fragestellungen:

- Finanzierung: Kann ein festes Budget für die Vergütung eingehalten werden?
- Optimaler Kraftwerkseinsatz: Können negative Gebote an der Strombörse vermieden werden?

Wenn eine dieser Fragestellungen wichtig ist, gewinnt auch automatisch die hier diskutierte Zahlungsweise für den Marktdesigner an Bedeutung.

Die Zahlung kann üblicherweise erfolgen auf

- a. jede eingespeiste Kilowattstunde (Zahlung auf Arbeit ohne Einschränkung),
- b. auf eine begrenzte Anzahl Kilowattstunden (Zahlung auf Arbeit mit Einschränkungen durch Begrenzung von finanzierbaren Volllaststunden pro Jahr bzw. Lebensdauer),

- c. auf die installierte Leistung.

Als Variante von Option b. kann eine Zahlung pro Kilowattstunde angesehen werden, die nur solange ausbezahlt wird, bis eine zuvor festgelegte Gesamtsumme erreicht wird.

Wird die Zahl der finanzierbaren Volllaststunden begrenzt, dann muss die Deckungslücke auf weniger Nutzungsstunden verteilt werden. Folglich erhöht sich eine erforderliche Prämie und damit auch ein etwaiges Gebot in einer Auktion. Bei einer hinreichenden Begrenzung der Zahl der finanzierten Volllaststunden ist die Zahlung auf Arbeit in ihrer Wirkung identisch mit einer Zahlung auf Basis von Leistung. Insofern kann die Unterscheidung zwischen Option b. und Option c. aufgegeben werden. Schließlich wird die erwartete Deckungslücke in beiden Fällen auf eine nach der Auktion nicht mehr änderbare Größe umgelegt. Es bestehen somit im Hinblick auf die Investitionsanreize faktisch nur zwei Optionen: Vergütung auf Arbeit (Option a.) und Vergütung auf installierte Leistung (Option b.).

*Sofern das Budget relevant ist, kommt es auf die Ausgestaltung der Zahlungsweise an*

Ist die Implementierung einer Budgetbegrenzung zur Kostenkontrolle oder zur Stärkung der Akzeptanz der Energiewende erwünscht (vgl. Abschnitt 3.3.4), muss die Finanzierung an Anlagenbetreiber unabhängig von der später tatsächlich produzierten elektrischen Arbeit sein, die aus verschiedenen Gründen, wie z.B. natürlichen Fluktuationen, immer schwanken kann. Diese Unabhängigkeit kann entweder sichergestellt werden durch eine Zahlung auf Arbeit mit einer begrenzten Zahl von Volllaststunden (Option b.) oder eine Zahlung auf Basis der installierten Leistung (Option c.).

### Das Problem negativer Preise

Die Debatte um negative Preise dreht sich um den optimalen Kraftwerkseinsatz bereits gebauter Anlagen. Die uneingeschränkte Zahlung auf Basis von Arbeit führt dazu, dass der Investor einen Anreiz erhält, am Strommarkt negative Gebote abzugeben. Denn selbst wenn er für die Stromlieferung bezahlen muss, kann sein Gesamterlös dann immer noch positiv sein. Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken, bei denen Anreize für negative Gebote aus technisch bedingten An- und Abfahrkosten entstehen, sind negative Gebote bei Stromerzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien allein durch das Finanzierungsinstrument be-

gründet und tragen nicht zur Verbesserung der Effizienz des Systems bei. Die Einspeisung bei negativen Preisen ist daher gesamtwirtschaftlich gesehen nicht sinnvoll. Negative Gebote können mit verschiedenen Maßnahmen, die direkt am Finanzierungsinstrument ansetzen, verhindert werden:

1. Die Zahlung erfolgt auf Basis der installierten Leistung.  
Die Betreiber von EE-Anlagen haben dann keinen Anreiz, mit negativen Geboten am Markt zu agieren, weil sie damit Gefahr laufen, für die Lieferung von Strom bezahlen zu müssen.
2. Dieselbe Wirkung entsteht, wenn die Zahl der Volllaststunden begrenzt wird. Sie muss dann aber (deutlich) unter der niedrigsten Zahl von Volllaststunden liegen, die bei den beteiligten Technologien typischerweise auftritt.

Alternativ zu Maßnahmen, die direkt am Instrument ansetzen, wären ordnungspolitische Eingriffe denkbar. Folgende Vorschläge fallen in diesen Bereich:

3. Ein Verbot für Vermarkter von Strom aus EE- Anlagen, negative Gebote an der Börse abzugeben. Das Problem dabei: In der Praxis ist dies kaum realisierbar, da es kein „Ident-Verfahren“ für Erzeugungsformen an der Börse gibt und selbst bei Existenz eines solchen die Angebote oft im Verbund mit konventionellen Anlagen abgegeben werden bzw. Teil durchmischter Portfolien sind.
4. Die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien wird grundsätzlich untersagt, wenn durch die Einspeisung ein negativer Preis entstünde.  
Problem: Da negative Preise typischerweise bei hoher Einspeisung erneuerbarer Energien anfallen, würde dies zu enormen Preissprüngen und zu einem volkswirtschaftlich ineffizienten Kraftwerkseinsatz führen. Denn obwohl die Nachfrage ohne den Einsatz von Brennstoffkosten gedeckt werden könnte, würde dieser kostengünstige Einsatz untersagt. Alternativ müssten mehrstufige Preisfindungsrunden am Großhandelsmarkt stattfinden, wobei sich dann die Frage stellt, welche EE-Anlagen aus dem Angebotsüberhang nach welchen Regeln rationiert werden sollten.

5. Die Auszahlung von Prämien erfolgt nur für Stunden mit positivem Preis.

Problem: Negative Preise werden dadurch nicht zwangsläufig vermieden, stattdessen wird ein strategisches Spiel ausgelöst. Denn negative Preise entstehen durch einen Angebotsüberhang. Würden alle Betreiber zu Null € / MWh an der Strombörse bieten, müsste rationiert werden. Um dies zu vermeiden, können Betreiber unterhalb ihrer Grenzkosten bzw. negative Preise bieten, um weiter vorne in der Angebotskurve gereiht und damit sicher einen Zuschlag zu erhalten. Nur wenn dies zu viele Betreiber machen und der Stundenpreis damit negativ wird, stellen sich alle schlechter: Die Betreiber erhalten zwar einen Zuschlag an der Strombörse, müssen aber für die Abnahme ihres Strom noch bezahlen und erhalten keine Prämie. Ob relevant oder nicht: In jedem Fall setzt dieser ordnungspolitische Vorschlag eine stündliche Erfassung der Einspeisung erneuerbarer Energien in Deutschland voraus, die heute nicht gegeben ist.

Grundsätzlich sind Finanzierungsinstrumente, die keine andere Auszahlungsform als die auf „uneingeschränkte Arbeit“ erlauben, dann problematisch, wenn fixe Budgets und/oder eine hohe Reaktion auf Preissignale erreicht werden sollen. Hierunter fallen sowohl die üblicherweise auf Arbeit ausgerichteten Quotenmodelle als auch das EEG. Die diskutierten Prämiensysteme erlauben grundsätzlich die Zahlung auf Basis der installierten Leistung bzw. einer begrenzten Zahl von Volllaststunden. Welcher Ansatz überlegen ist, muss aufgrund nachstehender Folgewirkungen noch näher untersucht werden:

- Es könnte sein, dass 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.
- Unter bestimmten Umständen könnte die Begrenzung der zahlungsberechtigten Volllaststunden zu einer Änderung des Investitionskalküls der Investoren führen, woraus sich im Fall der Auktion eine Veränderung der Gebotsreihenfolge ergeben könnte.

- Sollten Anlagen auf Grund von Netzengpässen abgeregelt werden, würde sich der Verlust des Investors zunächst auf die Erlöse der dezentralen Vermarktung beschränken. Dies käme je nach Strompreis einer Reduktion der heute gültigen Entschädigung gleich.

Generell ist aber zu fragen, wie gravierend das Problem negativer Gebote in der mittleren Frist wirklich ist und ob negative Preise bis dahin nur eingedämmt oder gänzlich vermieden werden sollen. Bereits im heute praktizierten Marktprämienmodell werden negative Preise mit Ausnahme sehr geringer negativer Preise aus einzelwirtschaftlicher Motivation vermieden, da die Investoren ihre Erzeugung nicht unlimitiert, sondern nur bis zur „negativen Höhe“ der erwarteten Marktprämie einstellen. 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.

### 3.3.4 Kostenbegrenzungen oder die Frage der Akzeptanz der Energiewende

Das aktuelle EEG stellt eine Preissteuerung dar: Der Staat bestimmt die EEG-Sätze und Investoren errichten Anlagen zu „garantierten Preisen“. Der damit ausgelöste Ausbau der erneuerbaren Energien selbst, sowie die damit verbundenen Kosten, die in der EEG-Umlage an die Verbraucher gewälzt werden, können nur im Nachhinein festgestellt werden. Über eine regelmäßige Nachjustierung der EEG-Sätze („Preise“) wird letztlich versucht, mindestens die Ausbauziele („Menge“) zu treffen.

Die teilweise sprunghaft gestiegenen Finanzierungskosten haben – ob begründet oder unbegründet – eine Debatte um die Kosten des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien in Deutschland ausgelöst und Rufe nach einer radikalen Kurskorrektur verstärkt. Jedoch kann die Energiewende nur erfolgreich sein, wenn es eine breite gesellschaftliche Akzeptanz für diese System- und Markttransformation gibt. Um die Akzeptanz der Energiewende nicht zu gefährden, hat Bundesumweltminister Altmaier das Konzept der sogenannten „Strompreissicherung“ ins Gespräch gebracht. Dieser Begriff ist jedoch aus zwei Gründen missverständlich:

Erstens zielt der Vorschlag auf eine absolute Begrenzung der EEG-Umlage. Da sich diese dem Betrag nach gegenläufig zu den Beschaffungskosten an der Börse verhält, übersetzt sich

9 Optionen zur Kosten- / Mengenbegrenzung		
<b>Weder Kosten noch Mengenbegrenzung</b> Kosten und Menge werden ex post offenbar		
<b>1. Keine Begrenzung</b>  <i>EEG in Deutschland</i>	<b>2. Politisches Ziel:</b> Einmalige, absolute Deckelung einer Umlage  <i>Diskutierte „Strompreissicherung“ für Deutschland</i>	<b>3. Deckelung einer Umlage unabhängig von auflaufenden Kosten</b>  <i>Offshore-Haftungs-Umlage in Deutschland</i>
<b>Mengenbegrenzung</b> Menge wird nicht überschritten		<b>Budgetbegrenzung</b> Kosten werden nicht überschritten
<b>4. Periodische Deckelung eines EE-Zubaus</b>	<b>5. Periodische Fixierung eines EE-Zubaus</b>  <i>Auktionen von Kapazitäten z.B. in Brasilien</i>	<b>6. Jährliche Fixierung der Differenzkosten für Neuanlagen</b>  <i>Budgetbegrenzung in den Niederlanden</i>

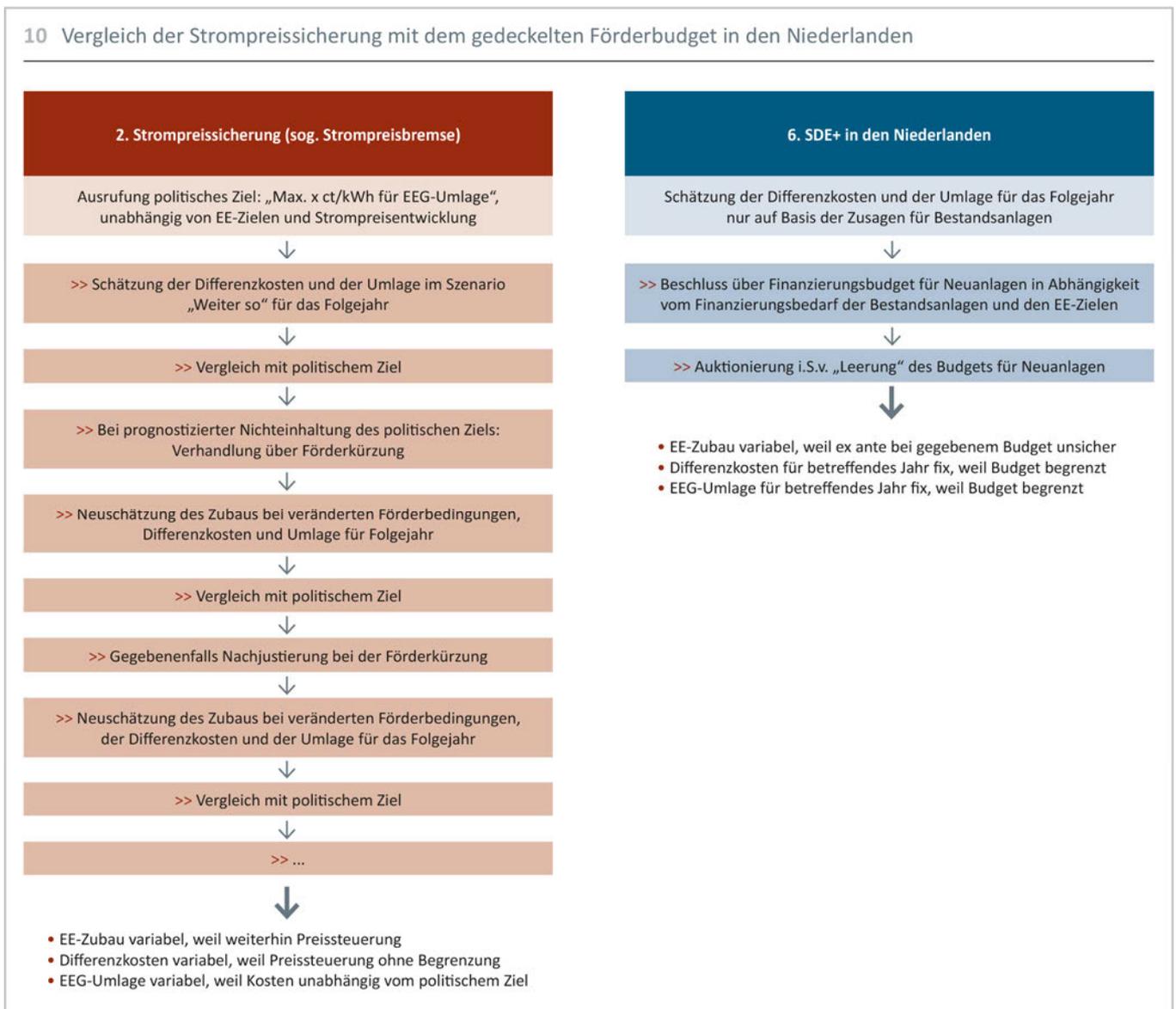
ein Umlage-Anstieg nicht 1:1 in steigende Endkundenstrompreise. Die Fixierung der spezifischen EEG-Umlage sichert folglich nicht „den“ Strompreis, sondern versucht, einen Endkundenpreisbestandteil zu deckeln.

Zweitens wird die Höhe EEG-Umlage nicht im Sinne einer Garantie fixiert. Denn weder das Budget noch die Mengen werden von vornherein definitiv begrenzt. Es handelt sich nur um ein politisches Ziel, bei dem keine explizite Deckelung der Umlage beschlossen wird bzw. werden kann. Insofern bleibt faktisch die nicht konditionierte Preissteuerung bestehen.

Abbildung 9 zeigt eine Übersicht möglicher Varianten von umlagefinanzierten Finanzierungssystemen ohne und mit einer Begrenzung von Menge oder Budget sowie Beispiele für deren Umsetzung.

Wie in Abbildung 10 skizziert wird, hängt die Strompreissicherung (Nr. 2 in Abbildungen 9 und 10) von einer Vielzahl zu schätzender und zu verhandelnder Variablen ab, sodass die Einhaltung des Deckels aus administrativer und politischer Sicht ein ambitioniertes Vorhaben darstellt. Kurz gesagt handelt es sich in der Umsetzung um eine vorgezogene EEG-Umlage-Prognose mit einer angeschlossenen politischen Verhandlung über die Kürzung der EEG-Sätze. Trotz erfolgreicher Verhandlungen kann die Einhaltung des Ziels nicht garantiert werden.

Einfacher und zielgerichteter wäre es, die Finanzierung für Neuanlagen jährlich neu zu bestimmen, nicht im Hinblick auf einen Endkundenpreisbestandteil, sondern unter Berücksichtigung des Finanzierungsbedarfs für Bestandsanlagen und den Ausbauzielen. Abbildung 10 verdeutlicht dies am Praxisbeispiel Niederlande (eine ausführliche Beschreibung



des niederländischen Systems findet sich in Abschnitt 9.6). Nicht die vom Verbraucher zu tragende Umlage wird einmalig, sondern das Budget für Neuanlagen jährlich fixiert, um das durch Auktionselemente auch Wettbewerb entsteht. Da der Staat hierfür weniger Prognosen treffen und keine Vergütungskürzungen aushandeln muss, steigt die Wahrscheinlichkeit des Erfolgs im Hinblick auf die langfristige Planbarkeit des Ausbaus erneuerbarer Energien bei gleichzeitiger Begrenzung der Gesamtkosten für die Verbraucher.

Bleibt am Ende die Frage, welche Gründe dagegen sprechen, sowohl den Ausbau erneuerbarer Energien als auch die finanzielle Leistungskraft bzw. Zahlungsbereitschaft mit Hilfe eines Budgets erstmals gemeinsam zu steuern. Dabei geht es ausdrücklich nicht um die Größe des Budgets als vielmehr um die Sicherstellung von Akzeptanz über Verlässlichkeit und Transparenz.

### **3.3.5 Einspeisevorrang oder die Frage welche Elemente heute relevant sind**

Wenige Diskussionen um ein Marktdesign erneuerbare Energien kommen ohne das Thema Einspeisevorrang aus. Jedoch kann gezeigt werden, dass dieses Thema bei einer rein energiewirtschaftlichen Betrachtung weniger prioritär ist und differenziert bewertet werden muss. Insbesondere für die Auswahl und die Entscheidung für Finanzierungsinstrumente ist das Thema Einspeisevorrang kein Bewertungskriterium. Für eine weitere Analyse dieses Themas sei an dieser Stelle auf Anhang C der Studie verwiesen.



## 4 Vorschlag für ein wettbewerbliches Prämiensystem

Die Analyse der Instrumente zur Schließung der Finanzierungslücke erneuerbarer Energien hat gezeigt, dass drei Instrumente praxisrelevante Entscheidungsoptionen für eine Weiterentwicklung des heutigen Marktdesigns darstellen (vgl. Abbildung 7, S. 17):

- Option 2: Administrativ bestimmter Einspeisetarif mit (ex post) gleitender Prämie,
- Option 4: Wettbewerbliche Fixprämie, die (ex ante) in Auktionen festgelegt wird,
- Option 5: Wettbewerbliche Ermittlung der Vollkosten in Auktion, mit (ex post) gleitender Prämie.

Der von der MVV Energie AG entwickelte Vorschlag für ein neues Marktdesign erneuerbarer Energien setzt sich darum aus diesen drei Entscheidungsoptionen zusammen. Im Fokus steht dabei die Transformationsphase als Übergang in das Zieldesign.

Der vorgeschlagene dreistufige Entwicklungsprozess vermeidet radikale Strukturbrüche und hält die Anpassungsgeschwindigkeit für Marktakteure, Politik und Verwaltungen beherrschbar. Jede Stufe zeichnet sich dadurch aus, dass sie einerseits reversibel und andererseits anschlussfähig für die Folgestufen ist.

Die nachfolgende Skizze beschreibt diesen Vorschlag. Dabei wird ausgehend vom Zieldesign (Stufe 3), die Transformationsphase (Stufe 2) dargestellt, um zuletzt aufzuzeigen, welche kurzfristigen Maßnahmen den logischen Einstieg in die Transformationsphase bedeuten (Stufe 1).

### 4.1 Zieldesign (Stufe 3)

Die Anforderungen des in Abschnitt 1.3 definierten Katalogs lassen sich weitestgehend erfüllen, wenn man die Finanzierung der EE-Anlagen auf zwei Erlösströme aufteilt:

- Erlöse aus der dezentralen Vermarktung des erzeugten Stroms am Energy-only-Markt, sowie
- eine zusätzlich über einen Zeitraum von 15-20 Jahren zu zahlende fixe Prämie, deren Höhe in Auktionen bestimmt wird.

Die dezentrale Vermarktung sorgt dafür, dass die Vermarkter von Strom aus EE-Anlagen auf Preissignale des Energy-only-Markts reagieren und sich an dieser Stelle im Wettbe-

werb um möglichst effiziente Anlagenerrichtung und Betrieb des Stromerzeugungssystems befinden. Die Prämie schließt die bestehende Deckungslücke zwischen den Vollkosten der EE-Anlagen und den Erlösen aus der dezentralen Vermarktung. Im Zieldesign ist vorgesehen, eine fixe Prämie, unabhängig von den dezentralen Vermarktungserlösen, zu zahlen. Diese Prämie wird im Rahmen von Auktionen bestimmt. Abbildung 11 stellt die Kernelemente grafisch dar.

Eine technologie-offene Auktion führt bei der kurz- bis mittelfristigen Kostenspreizung der verschiedenen EE-Technologien zu erheblichen Windfall-Profits, die vom Endverbraucher zu finanzieren wären. Daher ist in der Phase 1 des Zieldesigns vorgesehen, die Auktionen (noch) getrennt nach Technologieklassen durchzuführen. Neben der Technologiedifferenzierung können Auktionen im Allgemeinen und deren spezielle Ausgestaltung im Besonderen dazu beitragen, Überrenditen zu verringern.

Die Technologiedifferenzierung ermöglicht auch eine Steuerung hinsichtlich der Kapazitäten im Endzustand sowie auf dem Weg dorthin. Phase 1 ist somit gekennzeichnet durch den Wettbewerb um die Prämien innerhalb der Technologieklassen.

Wenn sich die Vollkosten der Technologien langfristig annähern, kann man (muss aber nicht) zu technologie-offenen Auktionen übergehen. In dieser zweiten Phase würde dann auch ein Wettbewerb um die Prämie zwischen den ver-



schiedenen Technologien entstehen.

In beiden Phasen gibt es bei der Vermarktung des Stroms Wettbewerb am Energy-only-Markt. Hinsichtlich der konkreten Ausgestaltung und des Übergangszeitpunktes bietet der vorgeschlagene Pfad hinreichend Flexibilität, um auf die Kostenentwicklung der erneuerbaren Energien sowie die allgemeine Marktentwicklung angemessen zu reagieren (z.B. zur Frage der Zahlung auf Arbeit oder Leistung, vgl. Abschnitt 3.3.3). Insoweit ist heute eine genaue, insbesondere zeitliche Spezifizierung des Zieldesigns nicht notwendig.

## 4.2 Transformationsphase (Stufe 2)

### **Wie kann der Übergang vom EEG in ein Auktionssystem gelingen?**

Die Teilnahme an Auktionen und die Übernahme zusätzlicher finanzieller Risiken stellen Investoren vor neue Herausforderungen. Um eine hinreichende Akzeptanz und Erfolg bei den Investoren sicherzustellen, muss der Übergang in das neue Finanzierungssystem nicht in einem einzigen großen Sprung, sondern schrittweise geschehen. Das vorgeschlagene Übergangssystem sieht folgende Kernelemente vor (vgl. Abbildung 11.1):

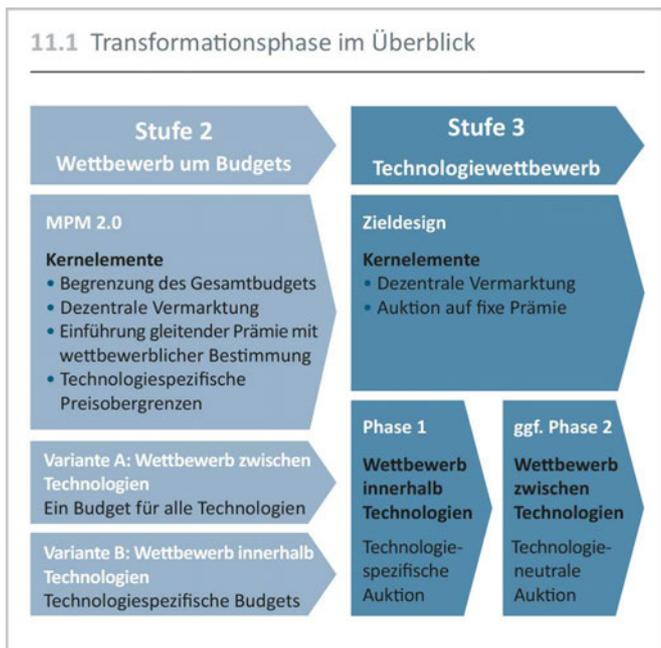
- Eine Begrenzung des Budgets für die Finanzierung der Deckungslücke (fixes Budget), festzulegen durch Politik;
- die Pflicht zur dezentralen Vermarktung des erzeugten Stroms;
- die Beibehaltung einer (aus dem Marktprämienmodell gewohnten) gleitenden Prämie, die zusätzlich zu den Erlösen am Energy-only-Markt gezahlt wird;
- allerdings gleicht diese Prämie die Differenz zwischen den Erlösen am Energy-only-Markt und denjenigen Vollkosten aus, die in einer Auktion ermittelt wurden (vgl. Abbildung 12). Die Vollkostenbestimmung erfolgt also anders als heute nicht durch den Staat, sondern im Wettbewerb.
- In der Auktion bestehen technologie-spezifische Preisobergrenzen. Damit bleibt der „Worst case“ handhabbar, d.h. die maximal erreichbare Finanzierung für Neuanlagen kann bei entsprechender Ausgestaltung höchstens so hoch sein wie im aktuellen EEG.

Damit handelt es sich bei der Stufe 2 um ein Hybridsystem aus EEG und Auktionssystem. Das Ziel ist es, das „Beste aus beiden Welten“ zu kombinieren: Ausreichende Sicherheit für Investoren und gleichzeitig Wettbewerb um Vollkosten sowie Reaktion auf Preissignale im Kraftwerkseinsatz – eben Marktintegration.

### **Kernelement Finanzierungsbudget**

Vor dem Hintergrund der in den letzten Jahren massiv gestiegenen EEG-Umlage ist die Eindämmung weiterer Kostensteigerungen eine notwendige Bedingung, um auch künftig eine hohe Akzeptanz der Energiewende zu gewährleisten. Als Kerninnovation ist deshalb in der Transformationsphase eine Begrenzung des jährlichen Kostenbudgets für die

### 11.1 Transformationsphase im Überblick



Finanzierung von Strom aus erneuerbaren Energien vorgesehen. Dabei geht es um langfristige Planbarkeit, nicht darum, dass weniger EE-Anlagen gebaut werden. Der Ausbau hin zu 80 Prozent erneuerbare Energien im Jahr 2050 würde damit auch erstmals mit einem Preisschild versehen. Somit würden Überraschungen vermieden, wie sie heute immer wieder auftreten, weil die Kosten immer erst im Nachhinein bestimmt werden (können).

Hierbei sollte nicht der schwierige Versuch unternommen werden, die EEG-Umlage einzufrieren. Stattdessen müsste Politik im Hinblick auf Ausbauziele und Verbraucherkosten jährlich ein Finanzierungsbudget für Neuanlagen definieren. Dieses gewährleistet in Verbindung mit Auktionen eine bessere Planbarkeit und Steuerbarkeit der Finanzierungskosten und des Zubaus erneuerbarer Energien als die vorgeschlagene Strompreissicherung von Bundesumweltminister Altmaier.

Für die Stufe 2 wird kein detaillierter Vorschlag zur genauen Ausgestaltung der Budgetbegrenzung vorgelegt. Dies ist politisch zu beantworten. Unabhängig von der konkreten Umsetzung entsteht das erwünschte Resultat, dass Wettbewerb um das verfügbare Finanzierungsbudget entsteht. Somit werden für Investoren über Knappheit Anreize geschaffen, die tatsächlichen, individuellen Vollkosten transparenter zu machen.

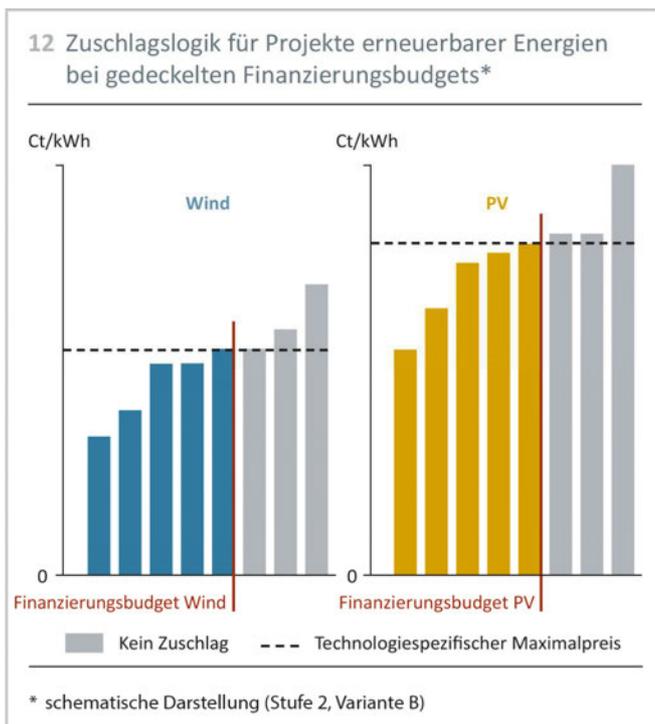
Für die Ausgestaltung dieses definierten Budgets werden zwei Varianten vorgeschlagen. In der technologie-offenen Variante A konkurrieren alle erneuerbaren Energien um ein einziges, politikseitig definiertes Budget. In der Variante B

werden mehrere technologie-spezifische Budgets definiert. Dies bedeutet, dass politisch entschieden werden muss, welcher Teil des Gesamtbudgets auf welche Technologien allokiert werden soll.

#### Wie werden die EE-Projekte vergeben?

In der Auktion bewerben sich Investoren um das definierte Finanzierungsbudget. Die Investoren geben in ihrem Gebot an, welche Vollkosten sie z.B. für eine 20-jährige Vertragslaufzeit benötigen. Die Gebote werden nach ihrer Höhe gereiht (vgl. Abbildung 12), wobei die günstigen Angebote als erste den Zuschlag, und damit einen garantierten Finanzierungsanspruch in Höhe des eigenen Gebots („Pay-as-bid“-Verfahren) erhalten. Die teureren Technologien erhalten erst dann keinen Zuschlag mehr, wenn das jährliche Budget aufgebraucht ist. Hierbei ist notwendig, dass die von den Investoren benötigten Finanzierungen über die gesamte Laufzeit fixiert sind – andernfalls könnte die Einhaltung des Budgets nicht sichergestellt werden. Diese Fixierung kann z.B. dadurch erfolgen, dass die Finanzierung entweder auf Leistung (MW) lautet oder auf Arbeit (MWh) bei einer begrenzten Anzahl von Volllaststunden.

In der **Variante A**, dem technologie-offenen Finanzierungsbudget, findet eine Auktion für das Gesamtbudget statt. Alle EE-Projekte konkurrieren untereinander, d.h. bewerben sich um einen Teil des Gesamtbudgets. Hierbei ist allerdings ein technologie-spezifischer Mechanismus eingebaut: Aufgrund



der technologie-spezifischen Preisobergrenzen werden Überrenditen begrenzt. Z.B. könnten Investoren in Wind Onshore keine Gebote abgeben, die nur minimal unter den erwarteten Vollkosten der erheblich teureren Technologien, z.B. Wind Offshore, lägen. Mit diesem Vorgehen wird ein grundlegender, in Abschnitt 2.3 dargestellter Zielkonflikt adressiert: Windfall-Profits vs. Technologie-Offenheit.

Gleichwohl kämen im Falle eines kleinen bzw. knappen Budgets relativ teure Technologien gegebenenfalls nicht mehr oder nur eingeschränkt zum Zuge.

In der **Variante B** werden technologie-spezifische Finanzierungsbudgets in separaten Auktionen auf sich bewerbende EE-Projekte verteilt. Da für jede Technologie ein eigenes jährliches Budget politisch definiert wird, entsteht der Wettbewerb jeweils innerhalb einer Technologieklasse. Fällt die Höhe des Finanzierungsbudgets nicht zu üppig aus, wird durch einen Nachfrageüberhang ein erwünschter Wettbewerb um dieses Budget ausgelöst. Folglich entstehen Knappheitspreise und kosteneffizientere Finanzierungen als im aktuellen EEG.

Bei der Wahl zwischen Variante A und B ist denkbar, dass zunächst technologie-spezifische Finanzierungsbudgets eingeführt werden (Variante B) und wenige Jahre später ein Wechsel in technologie-offene Budgets erfolgt. Darüber hinaus wären auch Hybridvarianten möglich. Aber: Die konkreten Abwicklungs- und insbesondere Ausgestaltungsdetails der Auktionen – sowohl in Variante A als auch B – sind nicht Teil des Vorschlags für Stufe 2, zumal diese für die Logik der Transformationsphase unerheblich sind. Diese Details stehen vielmehr erst dann fest, wenn die in Abschnitt 5 abgeleitete Roadmap für die Entwicklung spezifischer Auktionsdesigns bearbeitet wurde. Insbesondere für die Variante B wird es kein „One-fits-all“-Auktionsdesign geben, das gleichermaßen für alle Technologien anwendbar ist. Vielmehr ist richtig, dass sich die verschiedenen Technologieklassen im Hinblick auf ihre Auktionselemente (z.B. Preisregel, Präqualifikationsanforderungen, Paketgröße, Strafen, geografische Marktabgrenzung) signifikant unterscheiden werden (vgl. Abschnitt 5.2). Ebenso wäre zu entscheiden, ob die Transformationsphase mit einer regionalen Komponente ergänzt wird.

### 4.3 Kurzfristiger Handlungsbedarf (Stufe 1)

#### ***Wie kann das EEG im Hinblick auf ein neues Marktdesign fit gemacht werden?***

Wie im Weiteren noch gezeigt wird, erfordert die Einführung von Auktionen eine erhebliche Vorbereitungszeit. Daher ist es notwendig, einige dringende Probleme des heutigen EEG bereits kurzfristig zu adressieren. Durch diese gezielten Anpassungen im aktuellen Rahmen des EEG können die Voraussetzungen geschaffen werden, in wenigen Jahren einen fließenden und kostengünstigen Wechsel in das wettbewerbliche Übergangsmodell (Stufe 2) zu realisieren.

Die dringlichen Probleme sind dabei hinlänglich bekannt und seit längerem Teil des tagespolitischen Diskurses. Die vorgeschlagenen Maßnahmen adressieren diese Probleme, wobei der zentrale Unterschied weniger in den Einzelmaßnahmen liegt, als in der Gewährleistung einer Passgenauigkeit zu den Folgeschritten (Stufe 2 und Stufe 3). Ein sukzessiver Übergang in die Stufe 2 ist auch sinnvoll, da bis zur Inbetriebnahme der ersten Anlagen unter dem Übergangsmodell noch einige Zeit vergehen wird. Somit besteht die kurzfristige energiepolitische Aufgabe darin, durch eine Novellierung des EEG das aktuelle System für wenige weitere Jahre fit zu machen und die Anschlussfähigkeit zur Transformationsphase sicherzustellen.

Folgende kurzfristig umzusetzende Maßnahmen, die nur für Neuanlagen gelten sollen, werden vorgeschlagen und nachfolgend kurz erläutert:

1. Verpflichtende Nutzung des Marktprämienmodells für Neuanlagen. Dabei zu prüfen: De-minimis-Regelung für Kleinstanlagen.
2. Schnellere Vergütungsanpassung, z.B. durch die Einführung „atmender Deckel“ für alle Technologien.
3. Verbreiterung der Bemessungsgrundlage der EEG-Umlage durch Reduktion von Ausnahmen für nicht-privilegierte Letztverbraucher sowie der Eigenverbrauchsregelung.
4. Reduktion der Entschädigungsansprüche im Falle von Einspeisemanagement.
5. Einführung des qualifizierten Stauchungsmodells für Wind Onshore.

### Zu 1. Verpflichtende Nutzung des Marktprämienmodells für Neuanlagen

Die dezentrale Vermarktung ist ein zentrales Element im Übergangsmodell (Stufe 2) und im Zieldesign (Stufe 3). Entsprechend sollten künftig alle Neuanlagen verpflichtet werden, an der dezentralen Vermarktung teilzunehmen (dabei ist eine De-minimis-Regelung für Kleinstanlagen zu prüfen). Gleichzeitig sollten die Investoren weiterhin von einer hohen Investitionssicherheit profitieren. Beides wird durch das heutige Marktprämienmodell gewährleistet.

Der Übergang zu einer verpflichtenden dezentralen Vermarktung ist ausgehend vom Status quo lediglich ein kleiner Schritt. So nutzen bereits ca. 80 Prozent der Windkraftanlagen in Deutschland diese Option. Auf diese Weise wird der Wettbewerb um einen effizienten Dispatch hergestellt, ohne dass die Anlagenbetreiber vollen Risiken ausgesetzt sind – schließlich ist Risikoübernahme kein Selbstzweck (vgl. Abschnitt 3.3.2).

Sobald das Auktionsdesign des Übergangsmodells fertig entwickelt worden ist, kann der Wechsel erfolgen, in dem die gleitende Prämie im Wettbewerb gebildet wird. Da die Beteiligten die Kombination von dezentraler Vermarktung und gleitender Prämie bereits kennen, wird der Übergang leicht fallen. Mithin ist ein verpflichtendes Marktprämienmodell ein wichtiger Schritt auf dem Weg in ein wettbewerbliches Prämiensystem.

### Zu 2. Schnellere Vergütungsanpassungen, z.B. „atmende Deckel“ für alle Technologien

Ein in der Vergangenheit wesentlicher Punkt für den starken Anstieg der gesamten Vergütungssumme und damit der EEG-Umlage war das nahezu exponentielle Wachstum der Photovoltaik, das offensichtlich so nicht vorhergesehen worden war. Es besteht grundsätzlich die Möglichkeit, dass sich eine derartige Entwicklung auch bei anderen Technologien wiederholt. Daher sollte eine automatische Anpassung der Vergütungssätze in Abhängigkeit von der installierten Leistung erfolgen, ohne dass zwingend ein Gesetzgebungsverfahren durchlaufen werden muss. Um die Anpassungen regelbasiert umsetzen zu können, muss allerdings zuvor ein Mengengerüst festgelegt werden. Wenn man dies nicht möchte, dann muss die Anpassung der Vergütung an andere Kriterien wie z.B. Modulpreisen am Markt oder beim Import gekoppelt werden.

Aber auch vor dem Hintergrund des Ausbauziels selbst ist früher oder später eine gezielte Mengensteuerung notwendig. Die Einführung von atmenden Deckeln würde den Übergang zum Zieldesign vorbereiten, in dem die Mengensteuerung ein zentrales Element ist. Leitgedanke sollte dabei ein kosteneffizientes Gesamtsystem im Jahr 2050 sein.

### Zu 3. Ausnahmen für nicht-privilegierten Letzt- und Eigenverbrauch reduzieren – Bemessungsgrundlage für die EEG-Umlage verbreitern

Die Vergütungszahlungen an EEG-Anlagen, werden – nach Ermittlung der sogenannten Differenzkosten – über die EEG-Umlage an die Stromverbraucher weitergegeben. Dabei wird zwischen privilegierten und nicht-privilegierten Letztverbrauchern unterschieden. Die EEG-Umlage für die nicht-privilegierten Letztverbraucher ist in den letzten Jahren deutlich angestiegen. Davon abzugrenzen sind die privilegierten Letztverbraucher, die über die „besondere Ausgleichsregel“ besser gestellt werden, indem sie eine reduzierte Umlage zahlen.

In der Begründung für die Ausgleichsregelung wird angeführt, dass durch das EEG die internationale Wettbewerbsfähigkeit von Unternehmen bzw. die intermodale Wettbewerbsfähigkeit von Schienenbahnen nicht gefährdet werden soll. Vor dem Hintergrund der in der öffentlichen Debatte angeführten Beispiele für die Anwendung der besonderen Ausgleichsregel erscheint eine Überarbeitung hinsichtlich ihrer Treffsicherheit geboten.

Betreiber von EE-Anlagen, die einen Teil des erzeugten Stroms selbst nutzen, zahlen auf diesen Strom weder Netznutzungsentgelte noch Umlagen wie die EEG-Umlage, die KWK-Umlage oder die Konzessionsabgabe. Diese Befreiung hatte ursprünglich das Ziel, weitere Anreize für den Zubau von EE-Anlagen zu setzen. Infolge des hohen Zubaus erneuerbarer Energien entsteht allerdings ein unerwünschtes Trittbrettfahrer-Verhalten im großen Maßstab: Die Anlagen nutzen die allgemeine Infrastruktur (z.B. Netzzugang, Backupkapazitäten, Regelernergie), zahlen aber selbst nicht für die Finanzierung dieser allgemeinen Aufgaben. Bei weiter sinkender Bemessungsgrundlage werden künftig die Kosten für die Verbraucher weiter deutlich steigen, ohne dass hierdurch bereits gestiegene Systemgesamtkosten einbezogen würden. Langfristig ist also die Befreiung des Eigenverbrauchs von den Umlagen nicht sinnvoll und sollte abgeschafft werden, in jedem Fall aber deutlich reduziert werden.

Zu 4. Reduktion der Entschädigungsansprüche im Falle von Einspeisemanagement

Der Vorschlag bezieht sich in Abgrenzung zur Regelung des Einspeisevorrangs (vgl. Anhang C) ausschließlich auf das Einspeisemanagement, d.h. die Abregelung von EE-Anlagen für die Aufrechterhaltung der Netzstabilität im Engpassfall. Stand heute besteht kaum Anreiz für Investoren, darauf zu achten, ob für ihren geplanten Standort ausreichende Netzkapazitäten vorhanden sind bzw. Netzengpässe wahrscheinlicher werden. Umgekehrt sind Netzbetreiber gezwungen, auch für einzelne Anlagen Netzanschlüsse zu realisieren. Um hier Abhilfe zu schaffen, soll die Entschädigung für Abregelungen aufgrund von Netzengpässen mit Augenmaß reduziert werden.

Zu 5. Einführung eines qualifizierten Stauchungsmodells für Wind Onshore

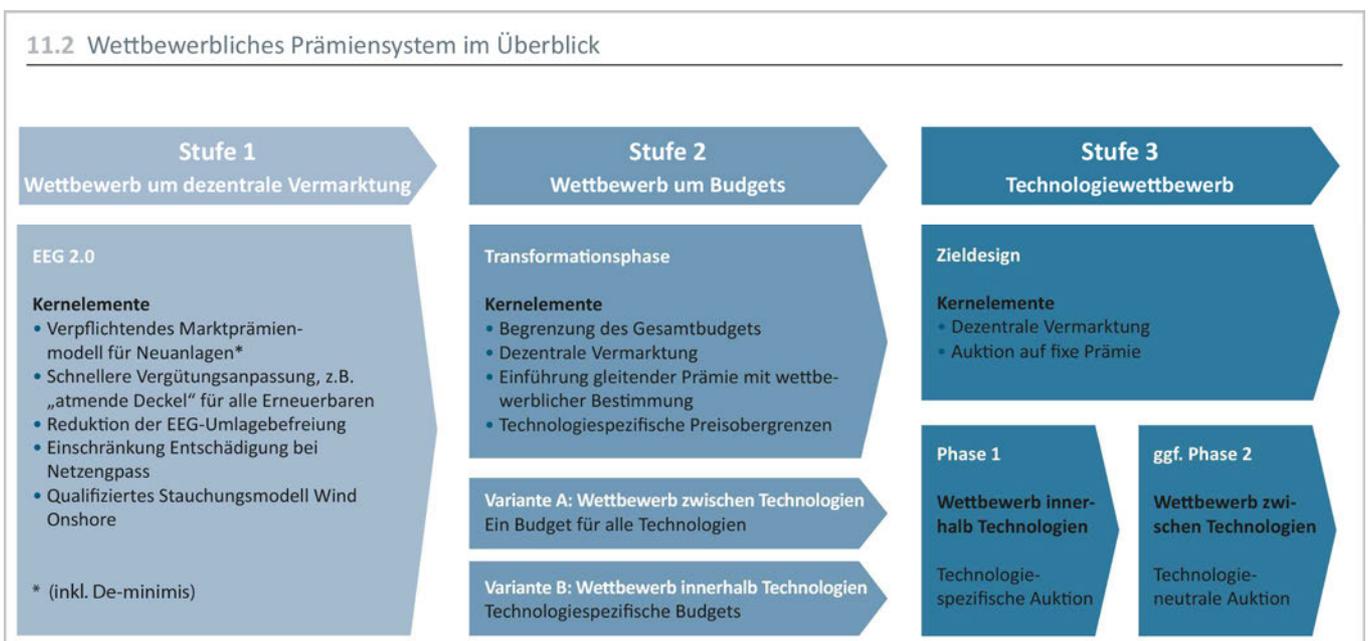
Das derzeit angewendete Referenzertragsmodell für Windkraftanlagen führt dazu, dass Anlagen an windschwachen Standorten ein Teil der möglichen Erlöse unter dem EEG entgeht, weil diese nach der Berechnungsweise erst nach der allgemeinen EEG-Vertragslaufzeit von 20 Jahren anfallen. Die Anlagen werden daher gegenüber Anlagen an besseren Standorten benachteiligt. Dies führt dazu, dass an windschwächeren Standorten bzw. Waldstandorten insbesondere in Süddeutschland weniger Windprojekte realisiert werden, die jedoch gleichsam sinnvoll wären, insbesondere im Vergleich zu anderen Erzeugungstechnologien.

Um dies zu ändern, wäre eine Möglichkeit, im bestehenden Referenzertragsmodell die Vergütungen so zu „stauchen“, dass diese vollständig im Rahmen der Vertragslaufzeit ausgezahlt werden können (vgl. Abbildung 19 im Anhang B). Alternativ wäre eine intelligente Überarbeitung des Referenzertragsmodells denkbar, die eine ähnliche Wirkung wie das qualifizierte Stauchungsmodell entfaltet. Andere Vorschläge mit der gleichen Zielstellung sind in der Debatte auch als Binnenlandbonus bzw. modifiziertes Referenzertragsmodell geläufig.

Der Charme einer solchen Regelung besteht darin, insbesondere mittelfristig den stärkeren Zubau von günstiger Wind Onshore stärker anzureizen. Dies wäre ein wichtiger Beitrag, um einen weiterem Anstieg der EEG-Umlage durch teure Technologien kurz- bis mittelfristig zu bremsen. Zudem wird der akute politische Handlungsdruck – ob berechtigt oder nicht – bei Wind Offshore gedämmt, da benötigte Erzeugungskapazitäten an Land, und nicht teuer auf See, errichtet werden.

**Wie sieht der Gesamtvorschlag aus?**

Nachdem bislang die einzelnen Stufen beschrieben wurden, stellt Abbildung 11.2 den Gesamtvorschlag ausgehend vom EEG bis hin zum langfristigen Zieldesign dar.



## 5 Auktionen

In diesem Abschnitt werden drei Themen diskutiert: Die wachsende Bedeutung von Auktionen im Kontext der Energiewirtschaft, Erkenntnisse aus der Auktionstheorie im Kontext erneuerbarer Energien sowie Schlussfolgerungen aus Theorie und Empirie.

Die Schlussfolgerungen aus der Empirie basieren auf der Analyse von Auktionsmechanismen in sechs verschiedenen Ländern. Eine detaillierte Beschreibung dieser Auktionssysteme findet sich in Anhang D.

### 5.1 Relevanz von Auktionssystemen

In der bisherigen Analyse wurden einem Auktionssystem bestimmte Charakteristika zugeordnet, ohne dass diese explizit abgeleitet wurden. Auch wenn aus energiewirtschaftlicher Sicht Auktionselemente ein geeignetes Instrument für einen wettbewerblich organisierten Ausbau der erneuerbaren Energien darstellen, ist die vergleichende Bewertung zu anderen Instrumenten mit einigen Schwierigkeiten verbunden, da der Erfolg bzw. Misserfolg eines Instruments von konkreten Ausgestaltungsdetails abhängt.

Unter „Auktion“ wird landläufig meist ein formelles, regelbasiertes Verfahren verstanden, bei dem ausschließlich der Preis das Zuschlagskriterium bildet. Davon werden häufig „Ausschreibungen“ unterschieden, bei denen mehrere, auch qualitative Zuschlagskriterien berücksichtigt werden können. In der modernen Auktionstheorie wird diese Unterscheidung so nicht mehr getroffen, da auch Auktionen heute mit mehrkriteriellen Zuschlagsgrößen gestaltet werden können. Wenn im Folgenden von „Auktionen“ gesprochen wird, dann ist damit ein wettbewerblicher Mechanismus gemeint, der den Vergleich und die Auswahl verschiedener Gebote auf Basis vorher festgelegter Kriterien ermöglicht. Im konkreten Fall soll in der Auktion der Preis dabei das Auswahlkriterium sein. Jedoch können durch entsprechende Präqualifikationsanforderungen weitere Kriterien berücksichtigt werden.

Auktionen sind in der Energiewirtschaft weit verbreitet. Am Spotmarkt der EEX wird der Strom auktioniert, ebenso auf dem Regulenergiemarkt. Auch im Kontext des Ausbaus erneuerbarer Energien werden Auktionen international bereits seit mehreren Jahren in steigender Anzahl an Ländern

als Preisfindungs- und Allokationsmechanismus genutzt (vgl.

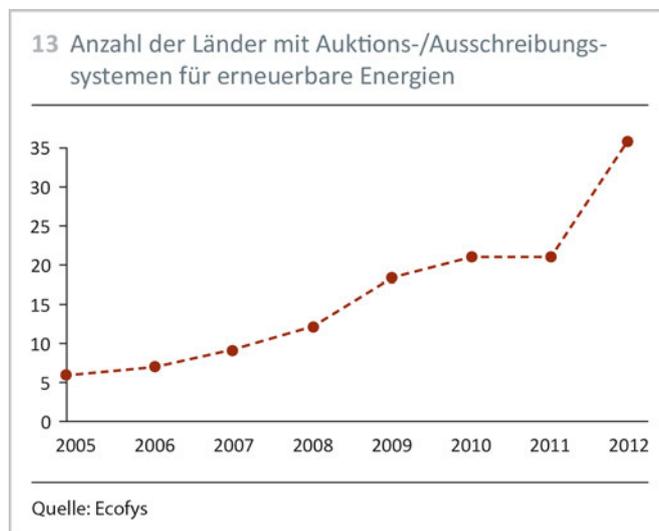


Abbildung 13).

Falsch wäre es aber, dem Instrument der Auktion nur positive Charakteristika zuzuschreiben. Auktionen haben Vor- und Nachteile. Auktionen können gut – d.h. erfolgreich – gestaltet werden, Auktionen können aber auch schlecht gestaltet werden. In jedem Fall lassen sich sowohl aus auktionstheoretischer Perspektive als auch aus den langjährigen branchenübergreifenden Erfahrungen in der Ausgestaltung und Durchführung von Auktionen Rückschlüsse auf zentrale Designelemente ziehen. Zudem sind Auktionen kein „Allheilmittel“, d.h. sie sind nicht für jedes Marktumfeld der geeignete Mechanismus. Hinsichtlich der empirischen Erfahrungen mit erneuerbaren Energien gilt es deshalb deutlich herauszuarbeiten, welche der identifizierten Praxisprobleme

- auktionsimmanent sind, also mit dem Wesen der Auktion zusammenhängen und unabhängig von der Ausgestaltung auftreten können;
- konstruktionsbedingt, also einer mangelhaften Gestaltung zuzuordnen sind;
- ausschließlich vom Länderkontext abhängen, d.h. den jeweiligen energiewirtschaftlichen, politisch-gesellschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen geschuldet sind.

Folglich sind plakative Vergleiche, die nur auf das Auktionsergebnis blicken („im Land X hat sich doch gezeigt, dass...“), dann nicht zutreffend, wenn keine hinreichende Unterscheidung zwischen den vorgenannten Kategorien getroffen

und somit nicht herausgearbeitet wird, ob Analogien sinnvoll bzw. die Übertragbarkeit in einen anderen Länderkontext überhaupt möglich ist. Die beiden nachfolgenden Abschnitte stehen deshalb unter diesen Leitfragen:

Abschnitt 5.2: Welche Aspekte sind aus theoretischer Perspektive vor und während der Einführung eines Auktionssystems zu beachten?

Abschnitt 5.3: Welche Rückschlüsse lassen sich aus Theorie und Empirie für den deutschen Kontext ziehen?

## 5.2 Was ist vor und während der Einführung eines Auktionssystems zu beachten?

Für die erfolgreiche Einführung von Auktionen als wettbewerblichem Koordinationsmechanismus ist ein grundlegendes Verständnis der konkreten Angebots- und Nachfragesituation des betreffenden Marktes entscheidend. Zwei zentrale Fragen sind zu beantworten:

1. Erfüllt der Markt prinzipiell die Grundanforderungen, die für eine erfolgreiche Einführung von Auktionen gegeben sein müssen?
2. Welche Optionen bieten sich an, um die Rahmenbedingungen „auktionsgeeignet“ zu gestalten, sofern die Grundanforderungen nur eingeschränkt erfüllt sind?

Die öffentliche Diskussion zur Einführung von Auktionen überspringt diese Fragen meist und widmet sich schnell speziellen Details wie der Preisfindungsregel oder der Form von Strafzahlungen. Dabei können solche Details erst dann sinnvoll entschieden werden, wenn hinreichend Klarheit über eine Reihe vorgelagerter Fragen besteht und adäquate Rahmenbedingungen für die Durchführung von Auktionen vorliegen bzw. geschaffen wurden. Einige der zu beantwortenden Fragen müssen dabei durch Politik entschieden werden, für andere Fragen müssen Lösungen von Experten in argumentativer Abwägung oder mit Hilfe von Experimenten gefunden werden.

Da das konkrete Auktionsdesign also grundsätzlich einzelfallspezifisch ist, sind Vorschläge, die entweder eine direkte Übertragung von Auktionsdesigns anderer Branchen oder Länder befürworten oder sofort sehr detaillierte Vorschläge hinsichtlich der Ausgestaltung unterbreiten, mit Vorsicht zu behandeln.

Aus theoretischer Perspektive ist es dennoch möglich, einige grundlegende Aussagen über die Eignung von Auktionen für den Kontext des Ausbaus erneuerbarer Energien zu treffen. Hierzu sollten die folgenden Grundanforderungen als notwendige, allerdings nicht hinreichende Bedingungen erfüllt sein:

- Der Wettbewerb um die auktionierten Güter muss hinreichend hoch sein, insofern das Gesamtangebot der Bieter die Nachfrage (d.h. die auktionierte Menge) übersteigen muss.
- Die Auktionsregeln sollten das Kalkül der Bieter möglichst genau widerspiegeln und die Regeln von allen Beteiligten verstanden und akzeptiert werden.

- Die Wahrscheinlichkeit, dass Projekte, die einen Zuschlag erhalten haben, umgesetzt werden, sollte möglichst hoch sein. Hierzu müssen einerseits die Präqualifikationsanforderungen vor der Auktion als auch die Rahmenbedingungen zur Projektrealisierung nach der Auktion entsprechend gestaltet sein.

Für ein erfolgreiches Auktionsdesign müssen weitere Fragen geklärt werden, für die unterschiedliche Akteure verantwortlich sind. Diese lassen sich in drei Gruppen einteilen: Politik, Strommarktexperten und Projektentwickler sowie Auktionsexperten. Abbildung 14 gibt dazu einen Überblick. Die Tabelle der Abbildung ist in dem Sinne von links nach rechts zu lesen, dass die Entscheidungen von Politik und Strommarktexperten bzw. Projektentwicklern die Eingangsgrößen für die Entscheidungen von Auktionsexperten sind. Gleichzeitig ist die Tabelle von oben nach unten zu lesen, als dass sie eine erste grobe Priorisierung über die zeitliche Abfolge der Fragen enthält. Dies zusammen macht deutlich, dass z.B. die – wengleich wichtige – Frage der Preisregel von Auktionsexperten erst beantwortet werden kann, wenn Politik und Strommarktexperten bestimmte Vorfestlegungen getroffen haben.

**Welche Fragen müssen auf politischer Ebene entschieden werden?**

Die politischen Akteure sollten zuerst entscheiden, welche Ziele hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Energien verfolgt werden sollen und – gegebenenfalls – welche finanziellen Mittel für die Umsetzung bereitgestellt werden können. Dies bedeutet auch, dass die zuständigen politischen Entscheidungsebenen in Zusammenarbeit mit Strommarktexperten zumindest mittelfristig eine Vorstellung darüber gewinnen müssen, welche Technologien welche Anteile der angestrebten Strommengen aus erneuerbaren Energien beisteuern können und sollen. Dabei geht es nicht um eine Megawatt-genaue Planung des künftigen Kraftwerksparks, sondern um Zielkorridore für die Anteile verschiedener Technologien. In Summe ergibt sich somit ein nach Technologien und Zeitablauf differenziertes grobes Mengengerüst.

Weiter ist zu entscheiden, ob die Stromerzeugung eher zentral oder eher dezentral, in Regionen mit hoher Verfügbarkeit der natürlichen Ressourcen oder eher in der Nähe der Verbrauchsschwerpunkte erfolgen soll. Auf dieser Basis kann eine weitere Differenzierung des Mengengerüsts nach regionalen Aspekten erfolgen.

Und schließlich muss darüber nachgedacht werden, ob die Struktur der Energiewirtschaft eher durch größere Unter-

14 Zuordnung von Fragen des Auktionsdesigns zu Entscheidungsebenen

	1. Politik	2. Strommarktexperten & Projektentwickler	3. Auktionsexperten
Anteil erneuerbare Energien im Zielsystem	×		
Ausmaß der Regionalisierung	×		
Gewünschte Investorenstruktur	×		
Ausbaupfad bzw. Mengengerüst	×	×	
Analyse Marktgröße und Bietercharakteristika		×	×
Analyse Technikklassen und Auktionseignung		×	×
Analyse Projektzyklen und Projektrisiken		×	×
Optionen zur Häufigkeit von Auktionen		×	×
Bestimmung von angemessenen Präqualifikationsregeln		×	×
Bestimmung von angemessenen Vertragsstrafen		×	×
Bestimmung einer Preisregel			×
Anforderungen hinsichtlich Transparenz und Akzeptanz			×
Klärung administrativer Fragen	×	×	×

nehmen zur Hebung von Skalenerträgen, oder durch eine Vielfalt von Akteuren unterschiedlicher Größen (z.B. zur Steigerung der Wettbewerbsintensität) geprägt sein soll.

***Welches Wissen müssen Strommarktexperten und Projektentwickler den Auktionsexperten vermitteln?***

Im Anschluss an die Fixierung politischer Vorgaben können Strommarktexperten und Projektentwickler analysieren, was dies für mögliche Auktionsteilnehmer bedeutet. Sie werden dies nicht allein tun, sondern sollten bereits jetzt in den Dialog mit Auktionsexperten einsteigen. Diese müssen die Akteure und Struktur der Energiewirtschaft sehr genau verstehen, um vor diesem Hintergrund ein zieladäquates Auktionsdesign zu entwickeln. Besonderes Augenmerk liegt auf nachfolgenden Themen.

Markt- und Akteursanalyse

Die Marktanalyse muss den Auktionsexperten vor allem ein umfassendes Bild hinsichtlich der Marktgröße, der Angebots- und Nachfragestruktur, der Charakteristik der Bieter und ihrer Investitionskalküle sowie zu den typischen Projektentwicklungsschritten einschließlich der darin enthaltenen Projektrisiken vermitteln.

Anhand der zu erwartenden Marktgröße und der Anzahl der Akteure können z.B. Aussagen über die auszuschreibenden Lose und über die Häufigkeit der Durchführung von Auktionen getroffen werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass für jede Technologieklasse das Gesamtangebot der Bieter die nachgefragte Erzeugungskapazität übersteigt und auch (häufig) wiederholte Auktionen nicht zu unerwünschtem strategischem Verhalten führen dürfen. Dieses könnte zum Beispiel darin bestehen, dass Projekte in einer Auktion gezielt zurückgehalten werden, um Gebotspreise zu steigern. Umgekehrt kann es für die in der Branche oft anzutreffenden kleinen und mittleren Unternehmen problematisch sein, wenn Auktionen nur selten stattfinden und Auftragsgänge stark schwanken. Die von der Europäischen Zentralbank wöchentlich durchgeführten Zinstender im Bankensektor sind z.B. ein erfolgreiches Beispiel für regelmäßige Verkaufsauktionen.

Technologieklassen und Auktionsregeln

Die Bildung von Technologieklassen sollte aus auktionstheoretischer Sicht so erfolgen, dass Transparenz und ein hohes Maß an Planungssicherheit gewährleistet sind. Ferner soll-

ten eher homogene Projektvorhaben miteinander konkurrieren, um einen fairen Wettbewerb zu ermöglichen.

Damit Gebote in einer Form abgegeben werden können, die zentraler Bestandteil der Projektkalkulation ist, müssen Auktionsexperten die technologie-spezifische Kalkulationslogik nachvollziehen. Deren Abbildung in den Auktionsregeln erhöht die Akzeptanz bei Bietern und verringert die Wahrscheinlichkeit von Fehlgeboten durch Verständnisprobleme.

Präqualifikationsanforderungen und Vertragsstrafen

Mit dem Wissen über technologie-spezifische Projektentwicklungsschritte können entsprechende Präqualifikationsregeln zur Auktionsteilnahme festgelegt werden. Dies ist nötig, um die Ernsthaftigkeit der Interessenten unter Beweis zu stellen und den Anteil an Projekten, die letztendlich u.a. an äußeren Faktoren (z.B. fehlende Genehmigungen, Widerstand vor Ort) scheitern, gering zu halten. Konkrete Anforderungen sollten im Dialog mit den betroffenen Branchen entwickelt werden, um die richtige Balance zu finden. Da die Projektverläufe in Abhängigkeit von Technologieklasse und Projektgröße sehr unterschiedlich ausfallen, müssen Präqualifikationsregeln technologie-spezifisch gestaltet werden.

Ein Verständnis hinsichtlich Projektentwicklung und Realisationsrisiken ist ebenfalls bei der Bestimmung von Sanktionen bei Vertragsbruch notwendig. Vertragsstrafen verringern das Risiko, dass Projekte nach der Zuteilung an Risiken scheitern, die der Bieter zu verantworten hat. Sie dürfen allerdings nicht so hoch sein, dass sie ernsthafte Bieter von der Teilnahme an der Auktion abhalten. Denkbar ist, dass erfolgreiche Bieter bis zur Inbetriebnahme ihres Projektes Sicherheiten stellen müssen. Für Verzögerungen der Inbetriebnahme können Abschläge auf die Prämie diskutiert werden.

Grundsätzlich müssen Vertragsstrafen und die vorgenannten Präqualifikationsregeln aufeinander abgestimmt sein, da sie im Verbund unterschiedliche Risiken einer Nichtrealisation nach Zuschlagserteilung adressieren.

**Was müssen Auktionsexperten am Ende entscheiden?**

Unter Kenntnis dieser Rahmenbedingungen und der Eigenheiten der Energiewirtschaft können Auktionsexperten dann sehr spezielle Auktionsregeln entwickeln. Dazu gehören unter anderem Fragen wie das Auktionsformat, die Preisre-

gel sowie administrative Fragen, z.B. hinsichtlich der Informationsbereitstellung vor, während und nach der Auktion.

#### Auktionsablauf

Für die Auktionsdurchführung stehen verschiedene Verfahren sowie deren Kombinationen zur Verfügung. Mit statischen Auktionen wird die Klasse der simultanen Auktionen („One-shot Sealed Bid Auctions“) erfasst, in denen die Bieter genau einmal – in Unkenntnis der Gebote der anderen Bieter – ihre Gebote einreichen. Bei den dynamischen Auktionen ist vor allem die reverse Englische Auktion („Descending Clock Auction“) potenziell relevant, in der der Auktionspreis sukzessiv reduziert wird und die Bieter bei jedem Preis mit ihren Geboten ihre Bereitschaft zur Projektrealisierung signalisieren müssen, bis kein Überangebot mehr besteht.

#### Preisregel

Die Preisregel determiniert, auf welcher Grundlage der Finanzierungssatz für erfolgreiche Bieter bestimmt wird. Im Fall der Mehrgutauktion kann generell zwischen der Einheitspreisregel ("Uniform pricing") und einer diskriminierenden Preisregel ("Pay-as-bid") unterschieden werden. Die Preisregel wird in vielen aktuellen Marktdesign-Diskussionen in den Vordergrund der Debatte gestellt. Tatsächlich aber ist die Preisregel aus Sicht der Auktionsexperten im Vergleich zu anderen notwendigen Festlegungen eine nachgelagerte und stark von anderen Aspekten abhängige Frage. Sie hängt letztlich von mehreren ökonomischen Faktoren (z.B. Zielkriterien, Heterogenität und Elastizität des Angebots, Informationsverteilung) und zum Teil auch politischen Präferenzen ab. Für ein wie auch immer gewünschtes Auktionsergebnis (abhängig vom Zielekanon) können andere Auktionselemente, wie z.B. Präqualifikationsanforderungen, wichtiger sein als die Preisregel. Obwohl die Preisregel gleichwohl wichtig bleibt, ist ihre vorrangige Diskussion nicht zielführend bei der argumentativen Abwägung der Vor- und Nachteile von Auktionsmechanismen als Finanzierungsinstrument für erneuerbare Energien.

#### Mengenverknappung

In Teilmärkten, in denen möglicherweise kein ausreichendes Angebot besteht, lässt sich auf beiden Marktseiten, d.h. sowohl bei der Nachfrage als auch beim Angebot, gestalterisch eingreifen. Als erste Option bietet sich eine Verknappung der nachgefragten und auktionierten Menge an. Dies kann zum Beispiel durch eine zeitliche Verlagerung in die Zukunft oder durch eine Umverteilung der Nachfrage über die verschiedenen Technologien geschehen. Alternativ dazu

könnte das Auktionsdesign die Nachfragemenge in der Form endogenisieren, dass für den Fall einer unzureichenden Angebotsmenge die Nachfrage an diese angepasst und z.B. ein festgelegter Anteil des Angebots bezuschlagt wird.

#### Transparenz

Auktionen dienen vor allem auch als Instrument der Informationsgenerierung und -verteilung. Daher ist festzulegen, in welcher Form mit unterschiedlichen Arten von Informationen umgegangen werden soll. Hierbei gilt, dass transparente und konsistente Auktionsverfahren im Regelfall auf größere Akzeptanz bei den beteiligten Bietern stoßen. Dazu sollten entscheidungsrelevante Informationen den Bietern nach Möglichkeit stets zur Verfügung gestellt werden, wenn dies nicht im Widerspruch zu bestimmten Zielen der Auktion steht. Im konkreten Fall ergibt sich hieraus eine Vielzahl von Detailfragen. So liefern Informationen zur Anzahl der Bieter, deren Gesamtangebot und der Nachfrage Anhaltspunkte über die Wettbewerbsintensität. Zusätzlich kann die Kenntnis der Gebote anderer Bieter (mit ähnlichen Projekten) helfen, Bewertungsunsicherheiten in Bezug auf das eigene Projekt zu reduzieren. Gleichwohl erleichtern Informationen über den Wettbewerb und den Angebotsüberhang, insbesondere in einer Englischen Auktion, (implizit) kollusives Bietverhalten. D.h. die Bieter koordinieren strategisch ihre Angebote, um die Wettbewerbsintensität zu Gunsten eines höheren Zuschlagspreises und somit größerer Profite zu reduzieren. Dieses für den Auktionator unerwünschte Risiko besteht vor allem dann, wenn ein Bieter mit mehreren Projekten an einer Auktion teilnehmen kann und/oder die Auktionen regelmäßig stattfinden.

### 5.3 Schlussfolgerungen aus Theorie und Empirie – Ratschläge für Deutschland

Wettbewerbliche Mechanismen auf Basis von Auktionen weisen zwei zentrale Stärken auf:

- **Robustheit:** Auktionen weisen im Hinblick auf Kosteneffizienz durch die Möglichkeit der Einführung bestimmter Gestaltungsaspekte eine hohe Robustheit auf. So können z.B. Gebotsobergrenzen dazu dienen, bestimmte Kostenziele einzuhalten bzw. die Belastung, die auch heute im Rahmen des EEG entsteht, nicht zu überschreiten.
- **Geringe Pfadabhängigkeit:** Auktionen kann attestiert werden, dass ein politisch erwünschter Wechsel des Finanzierungsinstruments generell relativ leicht und friktionslos darstellbar wäre. So könnte man z.B. flexibel zwischen verschiedenen Ausgestaltungsvarianten von Auktionen wechseln (z.B. Einführung bzw. Abschaffung von Preisobergrenzen, Technologieklassen, regionale Steuerung). Selbst ein politisch erwünschter schneller Systemwechsel in einen völlig anderen Finanzierungsmechanismus wäre – im Gegensatz zum Quotenmodell – immer noch möglich.

Die Länderanalyse (vgl. Anhang D) hat jedoch gezeigt, dass diesen Stärken einige empirische Defizite gegenüber stehen, die länderübergreifend beobachtbar sind:

- Geringe Realisierungsraten
- Unzureichende Strafen
- Unzureichender Wettbewerb
- Abgabe ungültiger Gebote

Das Problem der geringen Realisierungsraten ist auf Basis der empirischen Analysen als sehr bedeutend einzuschätzen. In allen untersuchten Ländern, die Auktionen einsetzen und für die bereits belastbare Zubaustatistiken vorliegen, ist festzustellen, dass ein Teil der in der Auktion erfolgreichen EE-Projekte nicht oder verspätet in Betrieb genommen wurde, bzw. die erzeugte Strommenge deutlich geringer ausfällt als vertraglich zugesichert (für Details siehe Anhang D).

Hierbei handelt es sich allerdings nur sehr bedingt um ein auktionsspezifisches Phänomen. Bereits heute wird im Rahmen des EEG nur ein Teil der ursprünglich angedachten EE-Projekte realisiert. Da im EEG der Zubau erneuerbarer Energien weder geplant noch begrenzt war und ist, sind

nicht realisierte Projekte bislang kein beachtetes Thema. Während Projektabbrüche oder Verzögerungen im Rahmen eines Auktionssystems einem Vertragsbruch gleichkommen, werden diese Abbrüche bzw. Verzögerungen, die auch im Rahmen des EEG mit gleicher Häufigkeit auftreten, (statistisch) nicht als „gescheiterte Projekte“ erfasst, weil der Investor das Vorhaben in aller Stille beenden kann und wird.

Anders als im Rahmen des EEG erfordert ein Auktionssystem von den erfolgreichen Bietern schon vor der Inbetriebnahme eine vertragliche Verpflichtung zur Errichtung der Anlage und zur Stromeinspeisung: Garantierte Menge gegen garantierte Finanzierung. Zwischen Vertragsschluss und Inbetriebnahme bestehen Realisationsrisiken, die zu Verzögerungen oder zum Abbruch des Projekts führen können. Erfolgt der Zubau durch die erfolgreichen Bieter dann doch nicht, „fehlt“ die vertraglich zugesicherte Menge, da die Projekte der in der Auktion unterlegenen Bieter nicht weitergeführt wurden.

Eine geringe Realisierungsrate ist dann problematisch, wenn die Ausfallrate bei der Bestimmung der nachgefragten Kapazität in der Auktion keine Berücksichtigung fand. Kompensieren lässt sich dieses Risiko, in dem bei der Bestimmung der auktionierten Nachfragemenge eine bestimmte Ausfallrate antizipiert und die Nachfrage entsprechend ausgeweitet wird. Somit ließe sich auch bei Auftreten von Realisationsraten kleiner als 100 Prozent der Zubaupfad bis zum Jahr 2050 abbilden, wobei sich bis dahin bei Betrachtung einzelner Jahre positive bzw. negative Abweichung zu einem (linear) interpolierten Pfad ergeben können.

Fallen die Realisierungsraten trotz Antizipation einer gewissen Ausfallrate in einzelnen Jahren kleiner aus, ist dies nur kritisch, falls die Zielerreichung mit einer zeitlich exakt vorgegebenen Jahreszahl versehen ist. Vor diesem Hintergrund muss Politik entscheiden, ob der Ausbaupfad mit exakten Jahreszahlen hinterlegt wird, oder ob eine gewisse Flexibilität bei der Erreichung des 80-Prozent-Ziels in 2050 sinnvoll ist, wenn dadurch andere Effizienzpotenziale realisiert werden können.

Wie bereits erwähnt, ist ein Angebotsüberhang eine Grundvoraussetzung für die Durchführung einer Auktion, um Wettbewerb auszulösen. Die Anzahl der Bieter und deren Angebotsmenge ist hierbei jedoch nur ein Aspekt. So kann auch bei einer geringen Anzahl von Bietern ein intensiver Wettbewerb stattfinden bzw. bei einer großen Anzahl Bietern wettbewerbsreduzierendes Verhalten auftreten. Generell ist dieser Aspekt als gestaltungsspezifisch und nicht

auktionsimmanent anzusehen. Daher ist bei der konkreten Ausgestaltung (z.B. Ausdifferenzierung nach Technologieklassen und Regionen, Präqualifikationsanforderungen) darauf zu achten, dass die Rahmenbedingungen und konkreten Regeln der Auktion hinreichendes Angebot und wettbewerbliches Verhalten in der Auktion induzieren.

Ein ungünstiges Verhältnis von gültigen zu ungültigen Geboten ist ein Hinweis, dass das Auktionsdesign für den Bieterkreis nicht angemessen war und zu Verständnisproblemen geführt hat. Um dies zu vermeiden, sollte eine konkrete Ausgestaltung einer Auktion stets vor einer Implementierung und Durchführung getestet werden. In solchen realitätsnahen Tests lassen sich Probleme im Design sowie Informationsdefizite der Bieter identifizieren. Diese können dann im Rahmen der finalen Umsetzung adressiert werden.

### **Wechselwirkungen zwischen Risiken und Realisierungsraten**

Die Höhe der Realisierungsrate ist maßgeblich von zwei zentralen Risikobereichen bestimmt:

#### 1. Allgemeine Projektrisiken

Projekte zur Nutzung erneuerbarer Energien weisen grundsätzlich ein hohes Realisierungsrisiko auf. Bereits heute kann nur ein Teil der beabsichtigten Projekte umgesetzt werden, da eine Vielzahl von Unwägbarkeiten und Risiken im Laufe der oft mehrjährigen Projektentwicklung auftreten. Beispiele sind Flächensicherung, Ertragsprognosen, Projektfinanzierung, Umwelt- und Baugenehmigungen und lokale Akzeptanz. Insoweit ist es nicht die Ausnahme, sondern der Regelfall, dass ein EE-Projekt scheitert bzw. auf der Zeitschiene nach hinten geschoben wird.

#### 2. Risiko Wirtschaftlichkeit

Hierbei sind zwei Varianten denkbar:

##### a. *Der Fluch des Gewinners („The Winners Curse“)*

Hierbei stellt sich für den erfolgreichen Bieter erst nach Auktionsende heraus, dass das Projekt nicht seiner Einschätzung entspricht und die Prämienzahlung nicht ausreichend ist, um die EE-Anlage rentabel zu errichten und zu betreiben. Der Fluch des Gewinners beschreibt also eine ungewollte Fehlkalkulation, die vor allem dann droht, wenn der Bieter bei der Berechnung seines Gebotes die Unsicherheiten und Wertinterdependenzen nicht korrekt in seinem Kalkül berücksichtigt hat. Werden die Gebote nur gemäß der eigenen Kosten- und Erlösschätzungen festgelegt, gewinnen die Bieter, die ihre Kosten

am stärksten unter- bzw. ihre Erlöse am meisten überschätzt haben.

In Abhängigkeit von den Auktionsbedingungen kann für diesen Bieter ein Vertragsbruch wirtschaftlich vorteilhaft sein, wodurch das Projekt entweder gar nicht oder verspätet umgesetzt wird.

##### b. *Gezieltes Dumping bzw. „Underbidding“*

Hierbei handelt sich um den wettbewerbsrechtlich bedenklichen Fall, dass im Rahmen einer Auktion bewusst Preise geboten werden, die deutlich unter der eigenen Wirtschaftlichkeitsgrenze liegen. Ursächlich sind meist strategische Überlegungen, wie z.B. die Gewinnung von Marktanteilen oder die Schaffung von Markteintrittsbarrieren. Dumping bzw. „Underbidding“ ist allerdings nur dann ursächlich für eine Nichtrealisation, wenn nach dem erfolgreichen Zuschlag in der Auktion eine Abkehr von der Dumping-Strategie erfolgt oder von Anfang an die Nichtrealisation eingeplant war, d.h. mit einem gezielt niedrigen Gebot nur ein Konkurrent temporär vom Markteintritt abgehalten werden sollte. Im Vergleich zum erwähnten Fluch des Gewinners ist jedoch davon auszugehen, dass es sich beim strategischen Unterbieten praktisch um einen seltenen Fall handelt.

In Folge von allgemeinen Projektrisiken und mangelnder Wirtschaftlichkeit kann – muss aber nicht – die realisierte Menge geringer ausfallen als die auktionierte Menge.

### **Sind die Risiken auktionsimmanent?**

Die Frage, ob beobachtete Risiken grundsätzlich mit dem Instrument der Auktion oder mit deren Umsetzung verbunden sind, kann nicht anhand der verfügbaren empirischen Erkenntnisse beantwortet werden. Insbesondere kann die Unterscheidung zwischen Dumping bzw. „Underbidding“ und dem Fluch des Gewinners nicht gemacht werden, da die tatsächlichen Kostenstrukturen immer private Information bleiben. An dieser Stelle hilft es wenig, dass in den analysierten Ländern die gesamte Bandbreite an Strafregelungen beobachtet werden kann: Keine Strafregelungen (z.B. in Großbritannien oder in den Niederlanden bei Kleinanlagen), geringe Strafregelungen (z.B. in China), in der Praxis nicht eingeforderte Strafen trotz Vereinbarungen im Vorfeld (z.B. in Brasilien) bis hin zu harten Strafregelungen (z.B. in Portugal). Zwar gibt es offenbar einen klaren Zusammenhang zwischen geringen Strafen und geringer Realisierungsquote, jedoch nicht umgekehrt.

Eindeutig festzuhalten ist jedoch, dass die vorgenannten Risiken ebenfalls bei allen anderen Finanzierungsmechanismen wie z.B. einer staatlich bestimmten Fixprämie oder auch dem EEG auftreten. Selbst der Fluch des Gewinners, der nur in seiner speziellen Ausprägung als auktionsimmanentes Problem bezeichnet werden kann, resultiert aus der Bewertungsunsicherheit, der die Bieter unterliegen und welche auch in allen anderen Finanzierungsmechanismen auftreten. Diese Bewertungsunsicherheit hat in Auktionen jedoch direkten Einfluss auf Zuschlag und Finanzierungshöhe, weshalb ihre Minimierung durch entsprechende Informationen und Anreize zur konservativen Kalkulation (z.B. Strafzahlungen) von besonderer Bedeutung ist. Selbst Dumping kann auch im heutigen Finanzierungssystem z.B. über die Höhe von Pachtzahlungen zu einem Projektabbruch und oder zu einer temporären Verdrängung von Konkurrenten führen. Auktionsimmanent sind insofern nur die Transparenz der Risiken, aufgrund der vertraglichen Lieferverpflichtung, und ihre möglichen Auswirkung auf das Auktionsergebnis, nicht deren Existenz als solche oder gar deren Verstärkung durch Auktionen selbst.

#### *Wie können die Realisierungsraten beeinflusst werden?*

Die vorgenannten allgemeinen Projektrisiken und das Risiko der mangelnden Wirtschaftlichkeit können im Auktionsdesign über zwei Stellschrauben verringert aber auch verstärkt werden, wodurch die Realisierungsraten gesenkt oder erhöht werden.

Die Wahrscheinlichkeit, dass ein in der Auktion erfolgreiches Projekt aufgrund von normalen Planungs- und Genehmigungsrisiken scheitert, kann deutlich reduziert werden, in dem hinreichende Präqualifikationsanforderungen für die Teilnahme an Auktionen gesetzt werden. Hierzu gehört z.B. die Vorlage entsprechender behördlicher Genehmigungen. Umgekehrt steigt die Wahrscheinlichkeit für eine geringe Realisierungsrate, sofern keine oder nur sehr schwache Präqualifikationsanforderungen vorhanden sind. Präqualifikationsanforderungen adressieren folglich vor allem die allgemeinen Projektrisiken.

Die Wahrscheinlichkeit eines Vertragsbruchs in Folge des Fluchs des Gewinners kann deutlich reduziert werden, in dem strikte Vertragsstrafen gesetzt werden. Hinreichend hohe Vertragsstrafen wirken dabei einerseits als Anreiz zu realistischer bzw. konservativer Projektkalkulation. Andererseits setzen sie einen zusätzlichen Anreiz, ein Projekt auch dann zu realisieren, wenn sich nachträglich herausstellt,

dass das Projekt die vom Investor angestrebte Rentabilität in einer gewissen Bandbreite (in Höhe der Vertragsstrafe) unterschreitet. Dann nämlich, wenn wegen der Vertragsstrafe ein Vertragsbruch höhere Kosten verursacht als die Realisierung des Projekts. Umgekehrt steigt die Wahrscheinlichkeit für geringe Realisierungsrate infolge des Fluchs des Gewinners, wenn es keine oder keine wirksame Strafregelung gibt. Vertragsstrafen adressieren folglich vor allem das Realisierungsrisiko, welches aus dem Fluch des Gewinners resultiert.

Weiter ist zu beachten, dass auch das konkrete Auktionsformat indirekt über das Auftreten des Fluchs des Gewinners die Realisationsrate beeinflusst. Auktionen, die durch ihre Ausgestaltung das Erzielen möglichst niedriger Preise bewirken, z.B. mehrstufige Auktionen wie sie in Brasilien Anwendung finden, erhöhen im Umkehrschluss zwangsläufig auch die Wahrscheinlichkeit des Auftretens und das Ausmaß des Fluchs des Gewinners. Dieser Zusammenhang zwischen Kostenminimierung (niedrigen Geboten) und Effektivität (realisierter Zubau erneuerbarer Energien) stellt einen im Auktionsdesign immanenten Zielkonflikt dar. Es bedarf also einer Entscheidung, auf welches Ziel hin die Auktion optimiert werden soll. Allerdings gilt es in diesem Zusammenhang erneut festzuhalten, dass der Zielkonflikt zwischen Kostenminimierung und Effektivität auch bei allen anderen Finanzierungsinstrumenten existiert. So führten niedrige EEG-Vergütungssätze oder niedrige staatliche Fixprämien ebenfalls zu einem niedrigen Zubau.

Wie diskutiert, können insbesondere die Themen Vertragsstrafen und Präqualifikationsanforderungen je nach Ausgestaltung die Realisierungsquote erhöhen oder sogar weiter reduzieren. Fehlende bzw. mangelhaft umgesetzte Sanktionen sind ein eindeutiger und schwerwiegender Designfehler, der maßgeblich Anteil am geringen Erfolg einiger Länder hat. Erst in Verbindung mit hinreichenden Präqualifikationsanforderungen werden Investoren davon abgeschreckt, sich an Auktionen „auf gut Glück“ zu beteiligen. Sowohl Präqualifikationsanforderungen als auch Vertragsstrafen müssen konsequent angewendet werden, um ihre Anreizwirkung auch langfristig zu entfalten. Andernfalls können Bieter sich mit ihrem Verhalten darauf einstellen und damit möglicherweise den Erfolg der Auktionen gefährden. Langfristig würde dies das Finanzierungsinstrument als Ganzes diskreditieren.

Die Herausforderung besteht also darin, spezifische Regelungen für jede EE-Technologie zu finden, die darüber hin-

aus für die jeweiligen Projektentwicklungsstadien angemessen sind. Dieser Zusammenhang gilt im Übrigen für alle mengenbegrenzenden Finanzierungsmechanismen. Der langfristige Erfolg im Sinne eines kostengünstigen und planmäßigen Zubaus erneuerbarer Energien hängt darum in stärkerem Maße von optimal gesetzten Präqualifikationsanforderungen und Strafen ab als letztlich der Preisregel.

Als zusätzliches Instrument sollte die Einführung eines Sekundärmarktes geprüft werden, auf dem die im Rahmen einer Auktion vergebenen Finanzierungsverträge durch die Bieter, die einen Zuschlag erhalten haben, weiterverkauft werden können. Ein Sekundärmarkt bietet die Möglichkeit, auch dann eine effiziente Lösung zu erreichen, wenn sich für den erfolgreichen Bieter im Nachhinein herausstellt, dass bei der gebotenen Prämienhöhe ein wirtschaftlicher Anlagenbau und -betrieb nicht möglich ist. Dieser Bieter könnte auf einem Sekundärmarkt den Prämienvertrag und die damit verbundene Pflicht zur zeitgerechten Inbetriebnahme der Anlage an einen Dritten weiterreichen, der dann an dessen Stelle die Vertragspflichten und den Anspruch auf Prämienzahlung erhält. Somit kann der erfolgreiche Bieter mögliche Strafzahlungen vermeiden und der Auktionator unter Umständen einen planmäßigen, wenngleich zeitlich verzögerten Kapazitätszubau gewährleisten.

### ***Lessons learnt – Was heißt das für Deutschland?***

Abzuraten ist von einer Fahndung nach einer Blaupause für Deutschland. Aus den bisherigen theoretischen und empirischen Ausführungen wird deutlich, dass es in Bezug auf die hier betrachteten Fragestellungen und Zielsetzungen kein "alleinig selig machendes" Auktionsdesign gibt. Für den Erfolg eines Auktionssystems ist in erster Linie die zielgerichtete Ausgestaltung einzelner Designelemente wichtig. Hierbei muss das Auktionsdesign dem landesspezifischen Rechtsrahmen, der Bieterstruktur und der Heterogenität von EE-Technologien angemessen gestaltet sein. Eine überhastete Einführung im deutschen Kontext verbietet sich daher. Für Deutschland lässt sich in der Zusammenschau eine Reihe von Prinzipien für das weitere Vorgehen ableiten:

1. Es sind zunächst die energiewirtschaftlichen Grundlagen und erst dann die Details des Auktionsdesign zu bestimmen.
2. Die ausgeschriebene Menge muss größer sein als die Zielmenge, um unvermeidliche Projektabbrüche eines

Teils der in der Auktion erfolgreichen Projekte zu kompensieren.

3. Es muss mit großer Sorgfalt bestimmt werden, welche Voraussetzungen erfüllt sein müssen, damit Projekte bzw. Investoren an den Auktionen teilnehmen dürfen.
4. Es sind hinreichende, aber nicht zu hohe und somit abschreckende Vertragsstrafen vorzusehen.
5. Es ist zu überlegen, ob ein Sekundärmarkt für Projekte eingeführt wird, die andernfalls nicht bzw. verspätet finalisiert würden.
6. Es ist zu prüfen, ob für die verschiedenen Technologieklassen individuelle Auktionsdesigns sinnvoll sind. So ist z.B. für das Segment Wind Offshore davon auszugehen, dass aufgrund der Anzahl der Akteure zur Sicherstellung von Wettbewerb und zur Verhinderung kollusiven Verhaltens ein anderes Auktionsdesign sinnvoll ist als im Bereich Wind Onshore.
7. Qualität geht vor Geschwindigkeit: Das Auktionsdesign sollte mit großer Sorgfalt und dem dafür nötigen zeitlichen Vorlauf entwickelt werden.



## 6 Hinweise zur Konkretisierung des energiepolitischen Gestaltungsrahmens

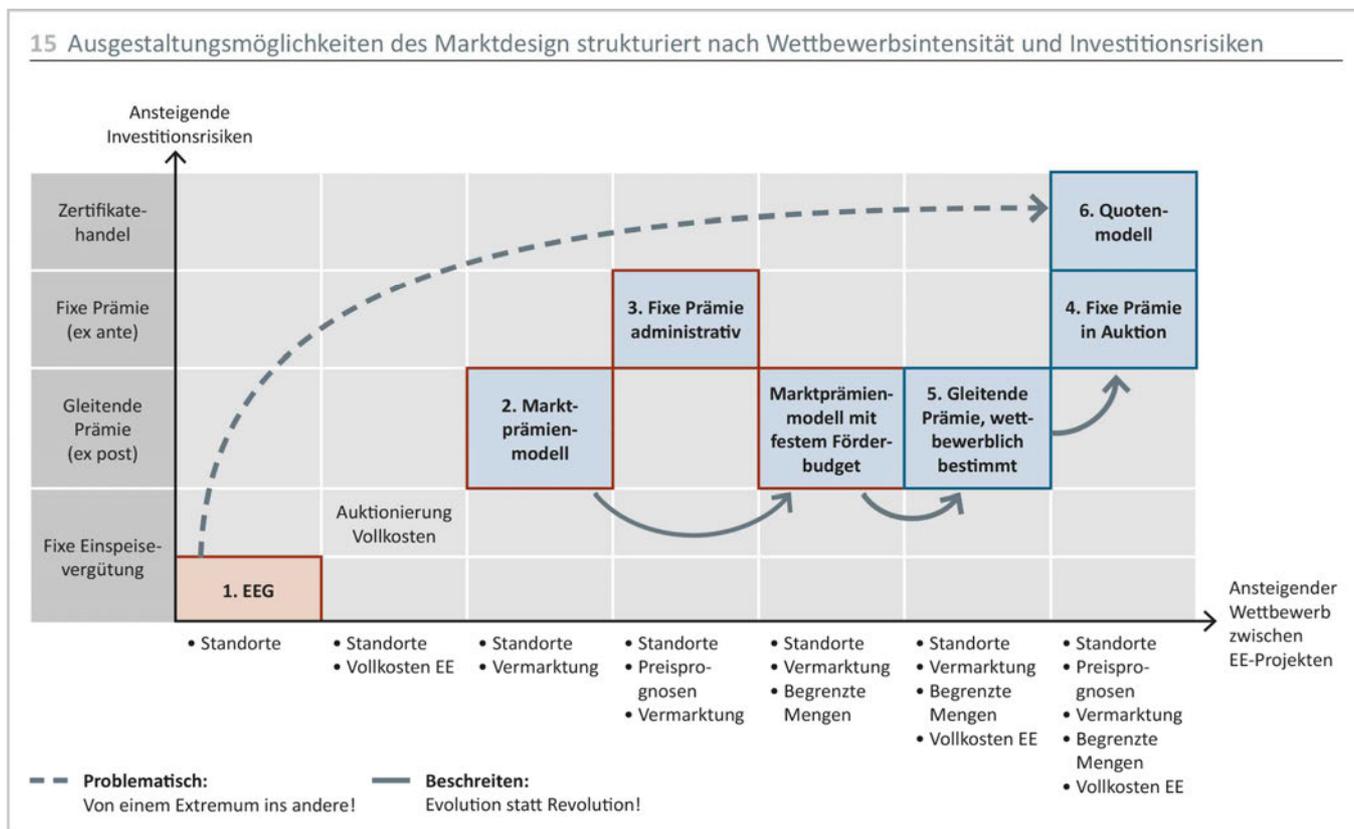
In der Studie wurde herausgearbeitet, dass Wettbewerb und Investitionssicherheit zwei zentrale Aspekte für eine erfolgreiche Strommarktreform darstellen. Um Investitionsanreize zu schaffen, ist kurz- bis mittelfristig, womöglich auch dauerhaft, ein geeignetes Finanzierungsinstrument erforderlich. Das wettbewerbliche Prämiensystem stellt eine Skizze dar, wie es gelingen könnte, auf Basis eines prämiensystembasierten Finanzierungsinstruments schrittweise vom EEG zu einem geeigneten langfristigen Zieldesign zu gelangen (vgl. Abschnitt 4). Dieser konkrete Transformationspfad enthält mehrere Optionen bzw. Varianten.

Viele Ausgestaltungsdetails zu den jeweiligen Auktions- und Finanzierungsmechanismen wurden bewusst offen gehalten. Denn: Das wettbewerbliche Prämiensystem hat nicht den Charakter einer energiepolitischen Forderung, sondern bietet vielmehr einen energiewirtschaftlich und gesellschaftspolitisch sinnvollen Gestaltungsrahmen für Politik. Weitergehende Entscheidungen zur konkreten Ausgestaltung erfordern eine politische Abwägung, d.h. auf interessensgeleitete Einigungen der verschiedenen Optionen

wurde verzichtet.

In diesem Abschnitt werden – in deutlicher Abgrenzung zu den Vorschlägen und Analysen der vorherigen Abschnitte – aus Sicht der an dieser Studie Beteiligten ausgewählte aber wichtige Sachverhalte bzw. Ausgestaltungsoptionen kurz thematisiert. Hierbei wird auf eine vollständige argumentative Abwägung verzichtet, sondern vielmehr im Sinne einer rein energiewirtschaftlichen Perspektive versucht

- ausgewählte offenen (Forschungs-) Fragen deutlicher herauszuarbeiten,
- bei ausgewählten, bewusst offen gehaltenen Ausgestaltungsvarianten eine Empfehlung pro oder contra einzelner Optionen zu geben, und
- prozessuale Empfehlungen für eine Umsetzung des wettbewerblichen Prämiensystems auszusprechen.



## 6.1 Grundsätzliche Aspekte

### Zur expliziten Einführung einer Transformationsphase

Wie in Abschnitt 3 ausgeführt, gibt es mehrere grundsätzliche Handlungsoptionen zur Finanzierung erneuerbarer Energien. Abbildung 15 bildet die diskutierten Finanzierungsinstrumente, strukturiert nach der Ausprägung von Wettbewerb und Investitionsrisiken ab. Wie zu sehen ist, kann die Ablösung des EEG in unterschiedlich großen Schritten erfolgen.

Die Einführung einer Transformationsphase auf dem Weg zum Zieldesign ist energiewirtschaftlich sinnvoll. Der Sprung von einem Extremum ins andere, wie z.B. vom EEG in ein Quotenmodell, birgt massive Risiken mit Blick auf das Gelingen der Energiewende. Die zeitliche Offenheit hinsichtlich der konkreten Einführung des Zieldesigns ermöglicht es, alle auf dem Weg gesammelten Erfahrungen bei der Weiterentwicklung zu berücksichtigen. Ein zu schneller Systemwechsel kann zu Verwerfungen infolge von einerseits höherer Unsicherheit bei Investoren als auch potenziellen Brüchen in der Akteursstruktur führen.

### Zur Betonung des Wettbewerbs

Das EEG hat in den letzten Jahren den erneuerbaren Energien in Deutschland zum Durchbruch verholfen. Die hohe Investitionssicherheit durch die staatlich bestimmte, fixe Einspeisevergütung hat dabei zweifellos einen großen Anteil. Inzwischen zeigen sich jedoch verschiedene Nachteile des Instruments, darunter eine fehlende Marktintegration. Marktintegration bedeutet Wettbewerb: Sowohl bei der Bestimmung bei der Reaktion auf Preissignale als auch bei der Bestimmung von Vollkosten. Wettbewerb wiederum führt zu einer effizienten Allokation, die Voraussetzung für geringe Kosten beim Verbraucher ist. Er kann somit die Akzeptanz der Energiewende durch die Verbraucher erhöhen. Die Betonung des Wettbewerbs ist somit energiewirtschaftlich sinnvoll. Allerdings sollte ernsthaft geprüft werden, in wieweit Sonderregelungen für kleinere Anlagen angemessen und sinnvoll sein können.

Das vorgeschlagene, dreistufige wettbewerbliche Prämien-system (EEG 2.0, Transformationsphase und Zieldesign) ermöglicht, die stufenweise Erhöhung von Wettbewerb und damit die schrittweise Vollendung von Marktintegration – nicht nur absolut, sondern auch im Vergleich zu anderen in

16 Erzielte Marktintegration in Abhängigkeit der Finanzierungsinstrumente

Marktintegration heißt Wettbewerb. Wettbewerb heißt ...

Instrumente	... Reaktion auf Preissignale am EOM	... Bestimmung von Vollkosten im Wettbewerb	Durch das Instrument entsteht Wettbewerb ...
EEG 2.0	Teilweise	Nein	... um Budget und Vermarktungsprozesse bei teilweiser Reaktion auf Preissignale am EOM.
Transformationsphase	Erreichbar	Ja	... um Vollkosten und Vermarktungsprozesse bei nur teilweiser bis hoher Reaktion auf Preissignale am EOM.
Zieldesign	Ja	Ja	... um Vollkosten und Vermarktungsprozesse bei hoher Reaktion auf Preissignale am EOM.
EEG	Nein	Nein	... weder in Bezug auf Kosten noch auf Preissignale.
MPM	Teilweise	Nein	... um Vermarktungsprozesse bei nur teilweiser Reaktion auf Preissignale am EOM.
Fixe Prämie administrativ	Erreichbar	Nein	... um Vermarktungsprozesse bei nur teilweiser bis hoher Reaktion auf Preissignale am EOM.
Quoten-Modell	Teilweise	Ja	... um Vollkosten und Vermarktungsprozesse bei teilweiser Reaktion auf Preissignale am EOM.

EOM = Energy-only-Markt

der Diskussion befindlichen Finanzierungsinstrumenten (vgl. Abbildung 16).

### Zur Einführung von Technologieklassen

Die Einführung von Technologieklassen, d.h. der Verzicht auf technologie neutrale Auktionen, ist aus folgenden Gründen eindeutig sinnvoll:

- Technologieklassen helfen, Überrenditen zu verringern, insbesondere solange die Vollkosten für verschiedene Technologien sehr unterschiedlich sind. Sehr hohe Überrenditen können aus verteilungspolitischer Sicht problematisch sein und die Akzeptanz des Ausbaus erneuerbarer Energien verringern (Auktionen als Instrument bieten ebenfalls gute Ansatzpunkte zu deren Eingrenzung).

- Sie erlauben es, einzelne Technologien weiterhin zuzubauen, wobei eine klare Mengensteuerung möglich ist.
- Sie schaffen homogenere Teilnehmergruppen für die eigentliche Auktion.

Ob und wann sich die Kosten der verschiedenen EE-Technologien angleichen, ist heute noch unklar, aber auf Grund der zeitlichen Flexibilität des wettbewerblichen Prämiensystems derzeit auch nicht entscheidungsrelevant.

## 6.2 Wettbewerbliches Prämiensystem

### **Stufe 1: Kurzfristige Anpassungen am EEG**

Die kurzfristigen Anpassungen am EEG greifen zum einen bestehende Kritikpunkte am EEG sinnvoll auf und bilden zum anderen bereits erste Schritte hin zur Einführung von Auktionen.

Es ist zu klären, ob das verpflichtende Marktprämienmodell alle Neuanlagen, also auch Kleinstanlagen, (von Beginn an) umfassen sollte. Das vorgeschlagene Stauchungsmodell für Windkraftanlagen an windschwächeren Standorten ist energiewirtschaftlich im Grundsatz sinnvoll, gleichwohl sollte intensiv geprüft werden, in wieweit auch alternative Vorschläge (z.B. Binnenlandbonus- bzw. modifiziertes Referenzertrags-Modell) mit ähnlicher Wirkung ebenfalls eine geeignete Option darstellen.

Die Einführung ‚atmender Deckel‘ für alle Technologien kann – neben der grundsätzlichen Steuerungsmöglichkeit – dann auch helfen, sogenannte „Wall effects“ zu verhindern, d.h. einen massiven Zubau von Anlagen vor Einführung der Auktionen auf Vollkosten mit ex post gleitender Prämien.

### **Stufe 2: Einführung einer gleitenden Prämie in der Transformationsphase**

Die Einführung der Vergütung auf Basis einer gleitenden Prämie stellt eine sinnvoll Kontinuität zum aktuellen Marktprämienmodell dar. Diese ist bereits heute unter dem EEG als Wahloption vorhanden und wird insbesondere bei Windenergie bereits von der Mehrheit der Betreiber genutzt. Die Einführung von Auktionen im Zusammenhang mit einer Vergütung auf Basis einer gleitenden Prämie hat daher durch die Anschlussfähigkeit gute Chancen auf eine hohe Akzeptanz.

### **Stufe 2: Definition eines Finanzierungsbudgets**

Die Frage nach der Definition eines Finanzierungsbudgets zur besseren Steuerung der Kosten für die Verbraucher ist politisch zu beantworten. Im Auktionsverfahren ändert sich lediglich die Art und Weise des Zuschlags für erfolgreiche Gebote. Eine Empfehlung für ein spezifisches System der Budgetbegrenzung wird nicht ausgesprochen. Sofern Politik ein fixes Budget einführen will, sollte die Variante B, d.h. technologie-spezifische Budgets, bevorzugt werden.

**Stufen 2 und 3: Vergütung von Arbeit bei Begrenzung der Volllaststunden**

Alternativ zu einer Leistungsprämie kann im Rahmen eines Prämiensystems der zweite Finanzierungsstrom auf die erzeugte elektrische Arbeit gezahlt werden. Hierbei gibt es zwei grundsätzliche Ausgestaltungsoptionen: Einerseits könnte die Prämie für jede eingespeiste Kilowattstunde gezahlt werden, andererseits wäre eine Begrenzung der finanzierbaren Volllaststunden denkbar, sodass für darüber hinausgehende Erzeugung aus erneuerbaren Energien lediglich die Erlöse aus der dezentralen Vermarktung anfallen.

Eine eindeutige Präferenz für eine der beiden Optionen ist nicht abschließend ableitbar. Hinsichtlich der finanziellen Wirkung kommt der Ansatz einer Begrenzung der finanzierbaren Volllaststunden der Einführung von Leistungsprämien gleich und hilft, negative Gebote zu vermeiden. Die Fokussierung auf Arbeit bringt zwei Vorteile mit sich:

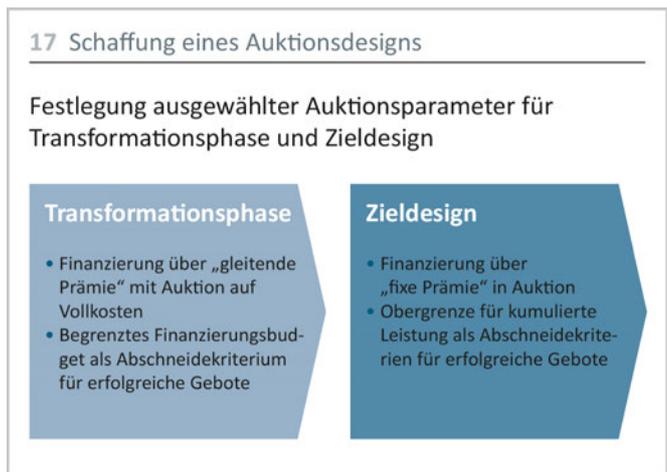
1. Sie bringt bereits einen Mechanismus zur Kontrolle der Einspeisebereitschaft mit sich, der im Fall der Zahlung von Leistungsprämien noch entwickelt werden muss.
2. Sie berücksichtigt die zurzeit vorherrschende Denkweise der Investoren, die hinsichtlich der Erlöse eher auf Arbeit denn auf Leistung gerichtet ist.

Mögliche Nachteile, die den Vorteilen gegenüber stehen, müssen noch näher untersucht werden. Insbesondere ist dabei die Möglichkeit zu nennen, dass sich durch die Begrenzung der finanzierbaren Volllaststunden die Reihenfolge der Gebote in der Auktion verändert könnte.

**Stufe 3: Wechsel von der Transformationsphase ins Zieldesign**

Ein wesentlicher Unterschied beim Wechsel von der Transformationsphase ins Zieldesign ist der Umstieg von einer gleitenden auf eine fixe Prämie. Ob ein Wechsel von der gleitenden Prämie zur Fixprämie in Stufe 3 überhaupt sinnvoll ist, muss kritisch geprüft werden (vgl. hierzu die Diskussion im Abschnitt 3.3.2 sowie Anhang A).

Stufe 3 bietet mehr Wettbewerb als Stufe 2 - ob dies tatsächlich Effizienzgewinne mit sich bringt, ist aus heutiger Perspektive nicht belegbar. Diese Frage muss und sollte aber nicht heute beantwortet bzw. entschieden werden. Es wird vielmehr vorgeschlagen, dass dieser Aspekt im Rahmen regelmäßiger Evaluationen des Systems nach Vorliegen von Erfahrungen mit der Transformationsphase überprüft wird.



Für die politische Debatte wird empfohlen, herauszustreichen, dass sich die Auktionssysteme in der Transformationsphase und im langfristigen Zieldesign nur in Designparametern unterscheiden, die verändert werden können, ohne den Gesamtrahmen in Frage zu stellen. Die Entscheidung zwischen einer gleitenden Prämie und einer Fixprämie sowie die Einführung eines absoluten Finanzierungsbudgets sind politisch sehr wichtig. Aus Sicht der Gestaltung der Auktion handelt es sich dabei lediglich um zwei von vielen Ausgestaltungsparametern, die im Laufe der Zeit geändert werden können, ohne den großen Rahmen der Auktion zu verlassen. Abbildung 17 stellt diese Sichtweise noch einmal bildlich dar.

**Stufen 1 bis 3: Kompatibilität des Vorschlags mit Rahmenbedingungen für den konventionellen Strommarkt in Deutschland und den europäischen Strommärkten**

Für den deutschen Strommarkt werden aktuell verschiedene Mechanismen zur Sicherstellung der Investitionsanreize für konventionelle Kraftwerke diskutiert (z.B. strategische Reserven, Kapazitätsmärkte). Der Vorschlag für ein wettbewerbles Prämiensystem im Bereich der erneuerbaren Energien steht aus energieökonomischer Perspektive nicht im Widerspruch zu Vorschlägen dieser Diskussion und kann daher völlig losgelöst von möglichen Entwicklungen im konventionellen Bereich betrachtet werden.

Würden Mechanismen eingeführt, die eine Vergütung von Leistung im konventionellen Kraftwerksbereich vorsehen, sinkt auf dem Energy-only-Markt das Preisniveau für alle Stromeinspeiser. Für ein wettbewerbles Prämiensystem erneuerbarer Energien bedeutete dies, dass die Prämien zur Schließung der Deckungslücke erneuerbarer Energien steigen müssten, um denselben Zubau erneuerbarer Energien

zu gewährleisten. Das wettbewerbliche Element des Vorschlags von MVV Energie stellt dies sicher.

Darüber hinaus kann an ein neues Strommarktdesign der Anspruch angemeldet werden, dass nationale Strommarkt-reformen immer mit dem Kontext des europäischen Strom-binnenmarkts kompatibel sein müssen. Hierbei sind insbe-sondere folgende Themen relevant:

- a. Preiswirkung auf die Großhandelsmärkte,
- b. Nicht-diskriminierender Marktzutritt,
- c. Versorgungssicherheit,
- d. Harmonisierungsfähigkeit,
- e. Beihilfen.

Im Hinblick auf den Vorschlag von MVV Energie zur Reform des Marktdesigns erneuerbarer Energien in Deutschland lässt sich festhalten, dass

... die Preiswirkung an Großhandelsmärkten nicht verzerrt wird, da der Vorschlag eine dezentrale Vermarktung vor-sieht, sodass eine einzelwirtschaftliche Optimierung mit Reaktion auf Preissignale erfolgen (zu a.);

... ein nicht-diskriminierender Marktzutritt unabhängig von der Nationalität der potenziellen Bieter sichergestellt wer-den kann (zu b.);

... die Versorgungssicherheit mittels wettbewerblicher Prä-miensysteme nicht beeinträchtigt wird bzw. die Frage in-nerhalb eines Mechanismus für gesicherte (konventionelle)

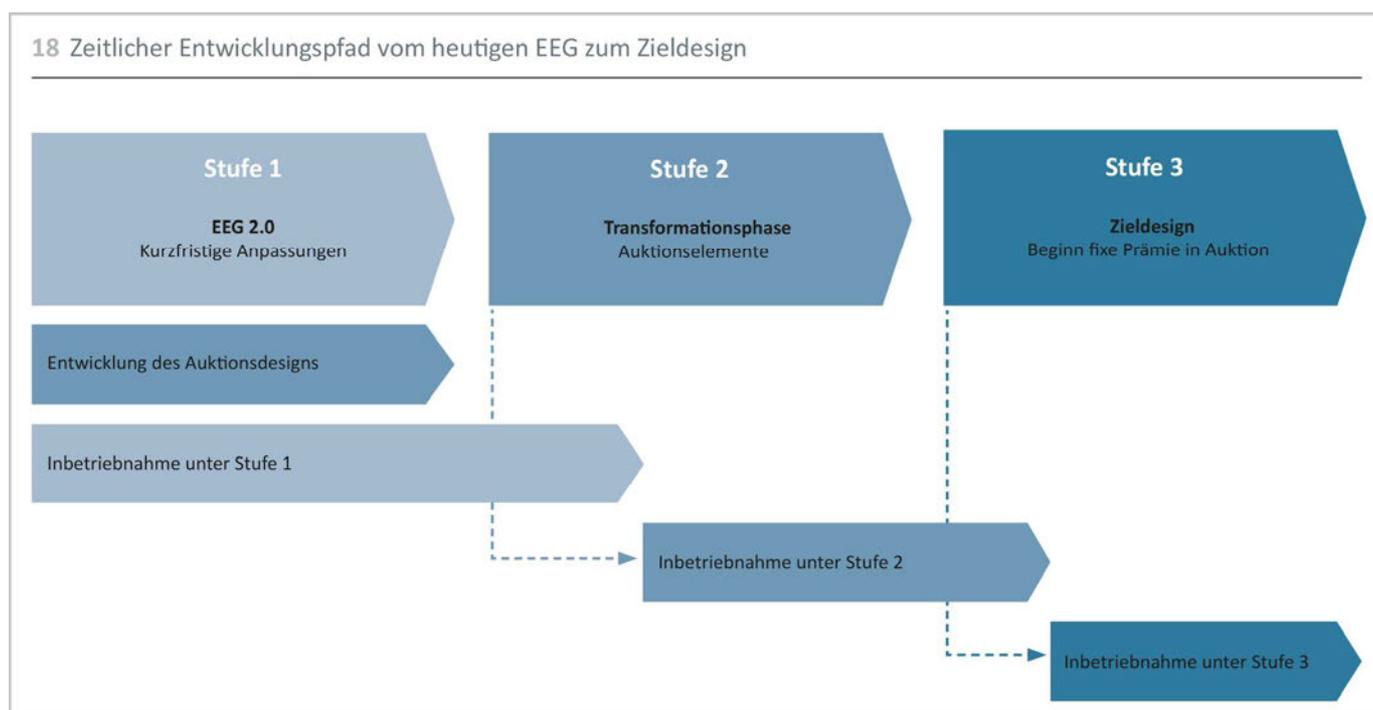
Kraftwerksleistung beantwortet werden muss (zu c.);

... Auktionen auch im europäischen Kontext bzw. im interna-tionalen Maßstab durchgeführt werden können, insbeson-dere ohne negative Rückwirkungen auf Bestandsanlagen nationaler Systeme zu haben (zu d.);

... die Frage der Refinanzierung des zweiten Finanzierungs-stroms für erneuerbare Energien (z.B. über Steuern oder Umlagen einschließlich eventueller Befreiungstatbestände) unabhängig von der Auswahl des Finanzierungsinstruments beantwortet werden kann (zu e.).

### Stufen 1 bis 3: Zeitliche Strukturierung der Transformationsphase

Die Einführung eines erfolgreichen Auktionssystems bedarf einer ausführlichen Vorbereitung. Entsprechend sind für den jeweiligen Wechsel zur nächsten Stufe ausreichende Übergangszeiträume vorzusehen. Insbesondere bei der Einführung der Stufe 2 und Stufe 3 muss für den Zeitraum zwischen der ersten Auktion und den daraus folgenden ersten Inbetriebnahmen von Stromerzeugungsanlagen eine sinnvolle Übergangslösung sicherstellt werden. Eine von mehreren Möglichkeiten, einen kontinuierlichen Ausbau zu gewährleisten, liegt z.B. darin, zweitweise eine Wahloption für zwei parallel existierende Finanzierungssysteme für Investoren anzubieten. Abbildung 18 stellt einen möglichen Ablauf grafisch dar.



Für diese nächsten Schritte Richtung Stufe 2 ist mindestens ein Jahr zu veranschlagen. Im Anschluss daran könnte der Gesetzgebungsprozess angestoßen werden. Somit könnten erste Auktionen keinesfalls vor 2015 stattfinden. Die dort erfolgreichen Projekte werden dann in Abhängigkeit der auktionierten Technologien voraussichtlich in einem Zeitraum von ein bis vier Jahren umgesetzt.

### 6.3 Auktionen

#### *Zu Auktionen im wettbewerblichen Prämiensystem*

Im Rahmen des wettbewerblichen Prämiensystems sind Auktionsmechanismen vorgesehen, bei dem Investoren einen Zahlungsstrom aus den Erlösen des Energy-only-Marktes sowie eine Prämie erhalten.

Im Vergleich zu alternativen Finanzierungsinstrumenten, die ebenfalls die beiden genannten Erlösströme generieren, haben Auktionen entscheidende Vorteile: Sie führen einen Wettbewerb zwischen den Akteuren ein und fixieren gleichzeitig wichtige Parameter vor der finalen Investitionsentscheidung. Sie schaffen damit ein gewisses Maß an Investitionssicherheit. Schließlich lässt sich mit Auktionen eine Mengensteuerung hinsichtlich des weiteren Ausbaus erneuerbarer Energien einführen. Dies erlaubt einen deutlich besser planbaren Zubau als das EEG, ohne die Ausbauziele erneuerbarer Energien zu gefährden, und schafft damit auch für Investoren verlässliche Rahmenbedingungen.

Durch eine Mengensteuerung wird einerseits vermieden, dass sehr viel mehr Kapazitäten einer Technologie installiert werden, als in einem kosteneffizienten Ausbauzustand im Jahr 2050 benötigt werden. Andererseits könnte der Ausbau mittels Auktionen auch beschleunigt werden. Darüber hinaus kann die Einhaltung eines einmal definierten Pfades die finanziellen Ressourcen begrenzen, die kurz- und mittelfristig aufgewendet werden müssen (Planbarkeit). Hinzu kommt weiter, dass durch die Mengensteuerung der Ausbau der Erzeugungskapazitäten mit dem Aus- und Umbau der übrigen Komponenten des Systems (Netze, Bereitstellung von Systemdienstleistungen) synchronisiert werden kann.

Auktionen haben den zentralen Vorteil, dass sie mit einer geringen Pfadabhängigkeit verbunden sind: Auf entsprechende Entwicklung in Markt und Politik kann durch eine schnelle Anpassung des Auktionsdesigns reagiert werden. Auktionen sind das Mittel der Wahl, weil sie nicht nur die Umsetzung verschiedener energiepolitischer Ziele ermöglichen. Mit Auktionen geht auch die Verantwortung stärker auf die Marktteilnehmer über, ohne dass der Staat seine Rolle als Koordinator der Energiewende aufgibt.

Das Ziel einer hohen Akteursvielfalt lässt sich grundsätzlich in allen Marktdesigns erreichen. Insoweit sind Wettbewerb um Finanzierung und Akteursvielfalt kein Gegensatz.

### Zu auktionsspezifischen Fragestellungen

Es wurde herausgearbeitet, dass eine seriöse Gestaltung von Auktionen eine genaue Kenntnis des Verhaltens von Bietern und Nachfragern erfordert. Daher müssen in einem nächsten Schritt die Experten für die Gestaltung von Auktionen die Kalkulationsweisen der künftigen Bieter noch besser verstehen. Dazu sind intensive Gespräche mit Unternehmen aus den verschiedenen Technologieklassen erforderlich. Projekte aus diesen Klassen unterscheiden sich deutlich voneinander, z.B. hinsichtlich der Größe, der erforderlichen Genehmigungen. Es ist daher grundsätzlich möglich, dass sich für die einzelnen Technologieklassen unterschiedlich gestaltete Auktionsdesigns als sinnvoll erweisen.

Auf Basis dieser Gespräche können dann die weiteren Gestaltungselemente bestimmt werden, darunter Festlegungen zum Turnus, maximalen Losgrößen, Preisbildungsmechanismen, Präqualifikationsregeln und Vertragsstrafen, Preisunter- und Preisobergrenzen, sowie zur Transparenz von Geboten.

Die oben beschriebenen Anforderungen an das Design von Auktionen sind nicht trivial und werden sowohl den Gestaltern als auch den künftigen Auktionsteilnehmern einiges abverlangen. Daher sollte die Einführung des Auktionsmodells gut vorbereitet werden:

1. Das auf Grundlage der obigen Analyse entstandene vorläufige Auktionsdesign sollte in einem geschützten Umfeld getestet werden. Dazu bieten sich zunächst Laborversuche mit Testpersonen an, denen Markt- und Auktionsregeln erklärt werden. Sie können dann unterschiedliche Aufgabestellungen erhalten, wie etwa möglichst erfolgreich in der Auktion zu sein oder aber auch zu versu-

chen, das Verfahren zu manipulieren.

2. Im zweiten Schritt können Planspiele angeboten werden, an denen die künftigen Bieter in den Auktionen teilnehmen können, um erste Erfahrungen zu sammeln. Solche Planspiele wurden bei der Einführung des Emissionshandels auf verschiedenen Ebenen durchgeführt und haben den Beteiligten wichtige Erkenntnisse vermittelt.
3. Erst nach Abschluss der vorgenannten Schritte sollten dann die ersten echten Auktionen durchgeführt werden. Es bietet sich an, dies nicht für alle Anlagen gleichzeitig einzuführen, sondern mit ausgewählten Technik- und Größenklassen zu beginnen und dann stufenweise auszuweiten. Dabei können zu Beginn gewisse Vereinfachungen vorgenommen werden, wie etwa die Angabe von Preisunter- und Obergrenzen für die Gebote, um die Anbieter zunächst in einem gewissen Korridor zu führen bzw. den sogenannten Fluch des Gewinners (siehe auch Abschnitt 5.3) einzuschränken, d.h. Bieter in der Anfangsphase von Fehlkalkulationen und einem möglicherweise schädigenden Unterbietungswettbewerb abzuhalten.

Für diese nächsten Schritte ist mindestens ein Jahr zu veranschlagen. Dieser zeitliche Vorlauf bedeutet allerdings nicht, dass die politischen Akteure erst in einigen Jahren aktiv werden sollen. Ganz im Gegenteil. Damit der vorgenannte Diskurs zwischen Strommarktexperten und Auktionsexperten – sei es im Rahmen von Studien, Gutachten, Forschungsprojekten, Anhörungen oder Diskussionsplattformen – schnell zu verwertbaren Ergebnissen führt, sollten von der Politik grundsätzliche Ziele entschieden werden. Hierzu gehört neben der Grobdifferenzierung von Technologieklassen, der Unterstützung von Budgetbegrenzungen z.B.

19 Mögliche Roadmap für die Schaffung eines Auktionsdesigns



auch die Definition der gewünschten Bieterstruktur, d.h. die Zusammensetzung der potentiellen Bieter in den Auktionen. In Zusammenspiel mit den bevorstehenden Aufgaben der Strommarkt- und Auktionsexperten stellt Abbildung 19 eine Roadmap für einen Vorschlag zur sinnvollen zeitlichen Priorisierung verschiedener Fragestellungen dar.





## Anhang A: Allokation von Strompreisrisiken bei gleitender und fixer Prämie

*Gleitende Prämie: Welche Kosten und Gewinne sind mit dem Strompreisrisiko verbunden?*

Fall 1: Der Strompreis verbleibt innerhalb der Lebensdauer einer Stromerzeugungsanlage erneuerbarer Energien unterhalb der (staatlich oder wettbewerblich bestimmten) Vollkosten.

### Verbrauchersicht:

Bei einer gleitenden Prämie zahlen die Verbraucher über eine Finanzierungsumlage die Differenz zwischen Vollkosten und Erlösen am Energy-only-Markt. Die Finanzierungsumlage ist von Anfang an nicht fixiert, sondern schwankt mit der Strompreisentwicklung. Dies bedeutet aber nicht, dass die Verbraucher mit fallenden [steigenden] Strompreisen höhere [geringere] Gesamtkosten tragen – der Verbraucher zahlt immer die Vollkosten, lediglich die Zusammensetzung der Finanzierung ändert sich. Denn eine geringe Finanzierungsumlage ist mit hohen Strombezugskosten am Energy-only-Markt verbunden bzw. einer hohen Finanzierungsumlage stehen geringe Strombezugskosten am Energy-only-Markt gegenüber. Die Verbraucher tragen durch die Strompreisschwankung lediglich das Risiko bzw. die Chance einer hohen bzw. niedrigen Finanzierungsumlage – die (Gesamt-) Kosten sind in beiden Fällen dennoch dieselben.

### Investorensicht:

Der Investor erhält unabhängig von der Strompreisentwicklung seine Vollkosten finanziert, sofern er den entsprechenden Benchmark am EOM erwirtschaftet. Der Investor trägt weder ein Strompreisrisiko, noch hat er eine Chance, an schwankenden Strompreisen zu partizipieren.

Fall 2: Der Strompreis steigt entgegen der Erwartung innerhalb der Lebensdauer der Stromerzeugungsanlage über die Vollkosten.

### Verbrauchersicht:

Da die Differenz zwischen Vollkosten und Erlösen am Energy-only-Markt nicht mehr positiv ist, fallen keine Finanzierungszahlungen für die Verbraucher an. Jedoch ergeben sich Opportunitätskosten: Wäre bekannt gewesen, dass die Strompreise über die Vollkosten steigen, hätte diese Entwicklung bei der Bestimmung der Vollkosten bereits berücksichtigt werden können. D.h. die einst bestimmten Vollkosten, bis zu denen die gleitende Prämie ausgleicht, hätten

rückblickend betrachtet niedriger ausfallen können, ohne dass die Investoren schlechter gestellt gewesen wären. Dieses Prognoseproblem ergibt sich insbesondere dann, wenn der Staat anstelle der Investoren die Vollkosten prognostiziert (vgl. Abschnitt 3.2.2).

### Investorensicht:

Aus Investorensicht bedeuten steigende Strompreise keine Risiken, sondern lediglich zusätzliche Gewinne. Schließlich bedeutet eine gleitende Prämie von Null, dass bereits die Erlöse am Energy-only-Markt seine Vollkosten decken – alles darüber hinaus nimmt der Investor als Gewinn mit.

Wie jedoch in Abschnitt 2.1 ausgeführt, ist mit diesem zweiten Fall für die meisten erneuerbaren Energien kurz- bis mittelfristig mit Sicherheit, und wahrscheinlich auch dauerhaft nicht zu rechnen, da die Erlöse von erneuerbaren Energien am Energy-only-Markt wegen des Merit-Order Effekts schneller sinken als deren Vollkosten.

*Fixe Prämie: Welche Kosten und Gewinne sind mit dem Strompreisrisiko verbunden?*

Aus Verbrauchersicht sind die Finanzierungszahlungen mit der fixen Prämie von Beginn an definitionsgemäß fixiert. Weichen die Strompreise vom erwarteten Pfad nach oben [unten] ab, entstehen für die Verbraucher Opportunitätsverluste [Opportunitätsgewinne], vgl. die Diskussion um das Risiko der Über- bzw. Unterförderung bei der staatlichen Fixprämie in Abschnitt 3.2.2.

Aus Investorensicht ergeben sich aus den Strompreisschwankungen direkte Kosten bzw. Windfall-Profits. Anders als bei der gleitenden Prämie trägt der Investor Chancen und Risiken, die sich direkt in seinem Ergebnis widerspiegeln.



## Anhang B: Das Stauchungsmodell für Wind Onshore

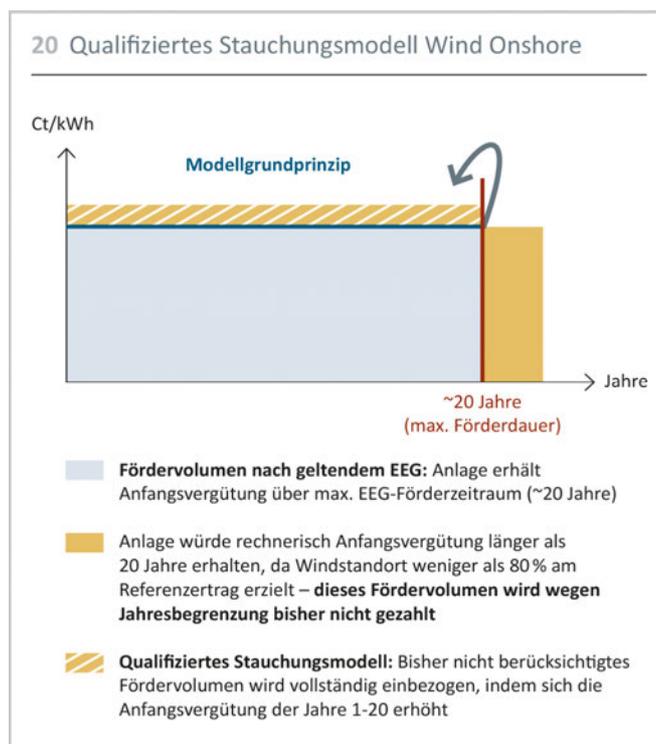
Das im EEG verankerte Referenzertragsmodell, wonach weniger ertragreiche Standorte eine verlängerte Anfangsvergütung erhalten, kann seine Wirkung zur Erschließung vieler, insbesondere süddeutscher Standorte nur bedingt entfalten.

Ertragreichere Standorte erhalten als sogenannte 80-Prozent-Standorte die Anfangsvergütung über die maximale Vergütungsdauer. Weniger ertragreiche Standorte erhalten denselben Vergütungssatz über dieselbe Vergütungsdauer. Die derzeitige Regelung bietet also keine zusätzlichen Anreize, um den Nachteil der geringeren Windhöflichkeit auszugleichen.

Für eine wirtschaftliche Erschließung des Potenzials von Standorten, die mehr als 60 und bis zu 80 Prozent des Referenzertrags erreichen und die für eine Realisierung der Energiewende erforderlich sind, bedarf es einer zielgenaueren Förderung.

Das Stauchungsmodell Wind Onshore sieht vor, die Vergütung bei denjenigen Standorten zu erhöhen, welche die Anfangsvergütung rechnerisch länger als die maximale Vergütungsdauer erhalten würden und mehr als 60 bis 80 Prozent des Referenzertrages erreichen. Dies erfolgt über eine gleichmäßige Verteilung des bisher unberücksichtigten Fördervolumens auf die maximale Vergütungsdauer (vgl. Abbildung 20).

Trotz der dafür notwendigen Anhebung der Vergütung für bestimmte Windstandorte an Land bleibt die Vergütungshöhe bzw. das Finanzierungsvolumen unterhalb dessen, was viele andere EE-Technologien für ihren Ausbau benötigen. Insoweit kann durch eine stärkere Anreizung von weniger windhöffigen Windstandorten an Land ein schnellerer, höherer Ausbau kostengünstiger erreicht werden.





## Anhang C: Der Einspeisevorrang

Die Idee des Einspeisevorrangs stammt aus der Zeit des Stromeinspeisegesetzes (StrEG) aus dem Jahr 1990, in dem Netzzugang und Erzeugung nicht getrennt waren. Kernidee war und ist es, dem sogenannten Grünstrom „Privilegien“ einzuräumen, sodass er vorrangig im Stromnetz transportiert und an der Strombörse gehandelt wird. Auch heute, im liberalisierten Strommarkt, lautet die „Erfolgsformel des EEG“ in den Köpfen vieler Akteure immer noch: Das EEG ist die garantierte Grünstromvergütung bei einem garantierten Einspeisevorrang. Damit bezieht sich diese „Erfolgsformel“ sowohl auf eine Markt- als auch auf eine Netzperspektive. Gleichwohl sind nicht alle „Privilegien“, die mit dem Begriff „Einspeisevorrang“ assoziiert werden im EEG geregelt.

Mit dem steigendem Anteil von Grünstrom im Gesamtsystem wird erwartet, dass sich erneuerbare Energien im Strommarkt integrieren (vgl. Abschnitt 1.2 zu Marktintegration). Dies bedeutet aber auch, dass eine Stärkung der Marktintegration mit einer Reduktion von Privilegien verbunden sein muss.

Die kommunikative Schwierigkeit besteht darin, über die Reduktion oder Abschaffung ausgewählter Privilegien zu diskutieren, ohne das „Gesamtpaket Einspeisevorrang“ zur Disposition zu stellen. Oder anders formuliert: Oft wird von der Abschaffung des Einspeisevorrangs gesprochen, jedoch sind tatsächlich nur einzelne Privilegien gemeint. Am Ende

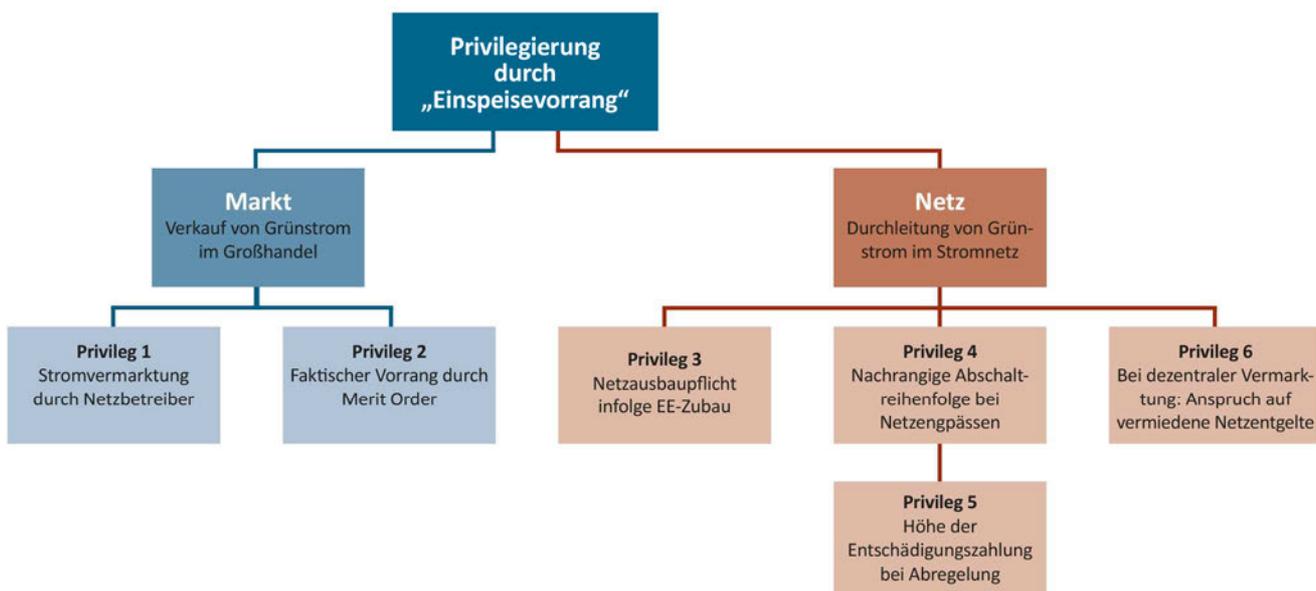
entsteht möglicherweise der falsche Kurzschluss, die Energiewende würde bei einer Abschaffung des „Einspeisevorrangs“ gefährdet, obwohl nicht das Gesamtpaket an Privilegien gemeint ist, sondern nur einzelne Aspekte. Ein Beispiel: In Fachkreisen wird intensiv diskutiert über die Regelungen zu Entschädigungszahlungen bei Einspeisemanagement, ohne damit direkt den Einspeisevorrang aus Marktsicht zu hinterfragen.

### Welche Elemente heute relevant sind

Im Kontext der Diskussion über ein langfristig integriertes Marktdesign steht das in Abbildung 21 dargestellte Privileg 1 zur Disposition. Dieser Vorrang bedeutet, dass der Netzbetreiber die Pflicht hat, den Grünstrom, der nicht über das Marktprämienmodell dezentral vermarktet wird, an der Strombörse zu verkaufen – auch zu negativen Preisen. Faktisch ergibt sich dadurch ein Vorrang gegenüber konventionellem Strom mit positiven Grenzkosten.

Aber: Auch ohne gesetzlich festgelegten Einspeisevorrang hat der Strom aus erneuerbaren Energien an der Strombörse in fast allen Fällen „Vorfahrt“, da sich dieser aufgrund niedrigerer Grenzkosten in der Angebotskurve vor den konventionellen Anlagen einreicht (Privileg 2 in Abbildung 21).

21 Wichtige „Privilegien“ von erneuerbaren Energien, die unter dem Begriff „Einspeisevorrang“ zusammenzufassen sind



Wird also in Fachkreisen in diesem Kontext von der Abschaffung des Einspeisevorrangs gesprochen, ist oft nur das Ende der oben beschriebenen Vermarktungspflicht der Netzbetreiber gemeint. Eine Verschlechterung ergibt sich aufgrund der Bepreisung nach Grenzkosten nur in den sehr seltenen Situationen mit negativen Preisen, ansonsten würde sich an der „Bevorzugung“ des Stroms aus erneuerbaren Energien nichts ändern. Im Rahmen des Marktprämienmodells ist dieses Vorgehen bereits heute Normalität.

## Anhang D: Internationale Erfahrung mit Auktionen

Für die Untersuchung internationaler Erfahrungen mit Auktionen wurde ein explorativ-induktives Analysedesign gewählt: Nach einem Selektionsprozess relevanter Länder (exploratives Vorgehen) erfolgte eine Analyse der Länder durch ein leitfragenbasierten Raster (induktives Vorgehen), das es erlaubt, Länderspezifika abzubilden, zugleich aber grundlegende Schlussfolgerungen zu ziehen.

zu wählen. Die Motivationen dieser Designs sind jedoch nur teilweise ersichtlich.

Ein Blick auf die Schwachpunkte der analysierten Auktionsdesigns hilft, die Hürden bei der Design-Ausgestaltung zu identifizieren und die Erfahrungen anderer Länder in einen möglichen Planungsprozess eines deutschen Auktionssystems zu integrieren. Es wird offensichtlich, dass bestimmte

22 Charakteristika der analysierten Auktionsdesigns

		BRA	FRA	GBR	CHN	PRT	NLD
		Seit 2008	Seit 2011	1990 – 2002	2003 – 2007	2005 – 2008	Seit 2011
Auktionierung von (Gebot geht auf)	Vollkosten	×	×	×	×	×	×
	Deckungslücke						
Vermarktung	Zentral	×	×	×	×	×	
	Dezentral						×
Online-Auktion		×	×				
Nachrückmechanismus vorhanden		×			N.N.	N.N.	
Ex ante festgelegter Maximalpreis			×			×	×
Technologien		alle	PV	Wind, Biomasse	Wind	Wind	Wind
Auktionstyp / Zuschlagserteilung		2-stufig	Verdeckte Auktion, pay-as-bid, mehrere Gebote möglich	Verdeckte Auktion, pay-as-bid, Intransparente Zuschlagserteilung	Verdeckte Auktion, pay-as-bid	Verdeckte Auktion, pay-as-bid	Verdeckte Vierrundenauktion, pay-as-bid

Für die vertiefte Analyse wurden somit sechs Länder mit Auktionssystemen ausgewählt, in denen der Preis das ausschlaggebende Zuschlagskriterium war (d.h. also keine multi-kriteriellen Ausschreibungen). Hierbei wurden verschiedene Zeitphasen betrachtet, beginnend in den 1990er Jahren mit ersten Auktionserfahrungen in Großbritannien (bis 2002) bis hin zu sehr jungen Auktionssystemen in Frankreich und den Niederlanden. Im Mittelpunkt der Analyse standen dabei nur Auktionen zum Ausbau erneuerbarer Energien, d.h. keine koexistierenden Anreizsysteme, wie z.B. der Einspeisetarif in China oder Frankreich. Insoweit ist eine Beurteilung der Effektivität im Sinne eines hinreichenden Zubaus erneuerbarer Energien nicht abschließend möglich.

Eine Charakterisierung der Auktionssysteme zeigt Abbildung 22. Am Beispiel der verschiedenen Auktionsdesigns anderer Länder wird deutlich, dass es strukturelle oder länderspezifische Gründe gibt, verschiedene Designelemente

Defizite unabhängig vom Auktionsdesign auftreten (vgl. Abbildung 23). Dies betrifft vor allem die teilweise sehr geringen Auktionspreise, die möglicherweise unter den tatsächlichen Vollkosten lagen. Zwei weitere Defizite, die aber möglicherweise auch die geringen Preise begründen können:

1. Unzureichend ausgestaltete Strafmechanismen bei Nichtlieferung,
2. Fehlende mittelfristige Planbarkeit auf Basis von Ausbauzielen erneuerbarer Energien bzw. grobe Auktionsplanung (Zeit und Menge).

Weitere Schwächen sind sehr spezifisch bzw. länderabhängig, sodass sich Verallgemeinerungen verbieten. Außerdem lässt sich nicht abschließend klären, ob und in welchem Umfang bei jüngeren Auktionssystemen die Erfahrungen älterer Systeme Berücksichtigung gefunden haben.

23 Schwachpunkte der analysierten Auktionsdesigns

		BRA	FRA	GBR	CHN	PRT	NLD
		Seit 2008	Seit 2011	1990 – 2002	2003 – 2007	2005 – 2008	Seit 2011
Auktionspreise	teilweise sehr niedrig	Ja		Ja	Ja	Ja	
	teilweise sehr hoch		n.a.				
Fristgerechte Projektrealisierung	80 – 100 %		n.a.			n.a.	n.a.
	<80 %	Ja	n.a.	Ja	Ja	n.a.	n.a.
Keine ausreichenden Strafen		Teilweise	Ja	Ja	Ja	Teilweise	Ja
Geringe Wettbewerbsintensität			Ja				
Ungünstige administrative Rahmenbedingungen		Ja		Teilweise	Teilweise	Teilweise	
Unverhältnismäßig hohe Präqualifikationsanforderungen		Teilweise			Teilweise		
Keine mittelfristigen Auktionsmengenziele		Teilweise	Ja	Ja	Ja	Ja	

## Brasilien: Hohe Wettbewerbsintensität in zweistufigem Auktionsverfahren

Das brasilianische System wurde analysiert, weil dort ein interessantes zweistufiges Auktionsverfahren Anwendung findet. Von 2002 bis 2008 war das Fördersystem für erneuerbare Energien in Brasilien geprägt durch eine Einspeisevergütung mit administrativ festgelegter Förderprämie („Proinfa“). Im Jahr 2008 erfolgte der Übergang zu einem zentralisierten Auktionsmodell. Nach einer Übergangsphase mit zunächst ausschließlich technologie-spezifischen Auktionen wurde die Förderung erneuerbarer Energien ab 2010 in das allgemeine Auktionssystem für Strom integriert. Dies hatte zur Folge, dass sich nun bei teilweise technologie-neutral durchgeführten Auktionen die erneuerbaren Energien anhand ihrer Vollkosten im Wettbewerb gegen konventionelle Kraftwerke durchsetzen mussten. Zwischen 2008 und 2012 fanden insgesamt sechs Auktionen mit unterschiedlichen Schwerpunkten statt.

### Wie funktioniert das brasilianische Auktionsverfahren?

Die Netzbetreiber organisieren die Auktionen, fragen den in der Auktion angebotenen Strom nach und vermarkten diesen anschließend zentral. Das brasilianische Auktionsdesign umfasst zwei Typen von Auktionen:

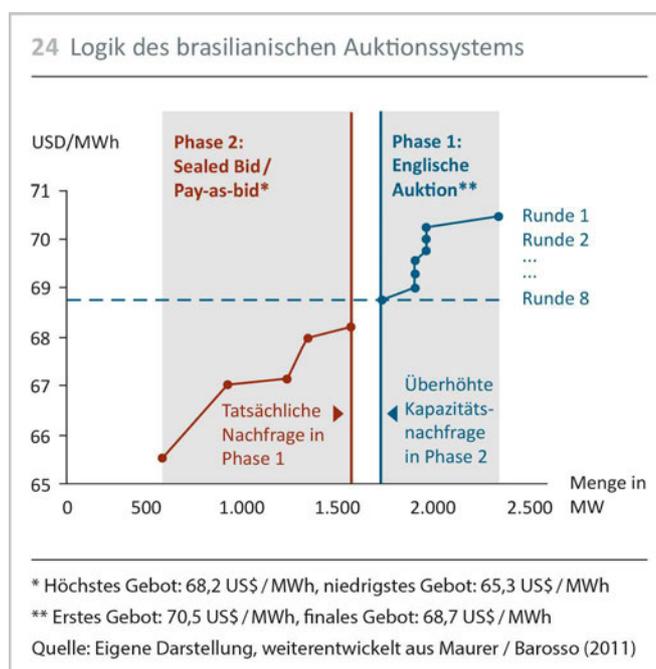
1. „New Energy“-Auktionen, die einmal im Jahr für Neuanlagen auf Basis der aggregierten jährlichen Kapazitätsbedarfs-Prognosen der Verteilnetzbetreiber durchgeführt werden. Die Auktionen unterscheiden sich dabei hinsichtlich der nachgefragten Technologien und der erforderlichen Vorlaufzeiten (Ein-, Drei- und Fünfjahres-Fristen für die Inbetriebnahme).
2. Reserve-Auktionen: Um drohende Versorgungslücken, z.B. aufgrund stark geänderter Rahmenbedingungen auf der Angebots- und Nachfrageseite oder nicht realisierten Neuanlagen, zu vermeiden, werden regelmäßig sogenannte Reserve-Auktionen durch das Energieministerium durchgeführt, welche die vorgenannten New Energy-Auktionen ergänzen. Die Finanzierungskosten werden über eine Umlage auf die Verbraucher gewälzt.

In beiden Auktionstypen ist der Auktionsprozess als zweistufiges Verfahren in einem webbasierten Standardprozess angelegt (vgl. Abbildung 24):

- Stufe 1 ist eine klassische „Descending Clock“-Auktion, die in erster Linie dem Auktionator zur Ermittlung einer Preisobergrenze für die benötigte Strommenge dient.
- Stufe 2 ist als „Pay-as-bid / Sealed-bid“-Auktion konzipiert. „Erfolgreiche“ Bieter der ersten Runde sind verpflichtet, an der zweiten Auktionsrunde teilzunehmen, wobei die in Runde 1 gebotene Menge je Bieter konstant bleibt und nur der gebotene Preis nach unten angepasst werden darf.

Das Auktionsdesign zielt auf eine hohe Kosteneffizienz, indem über den Wettbewerb sowohl die absolute Preishöhe als auch die Preisunterschiede zwischen den Anbietern gemindert werden und so die Möglichkeit von unerwünschten Mitnahmeeffekten gesenkt wird.

Das Prinzip des zweistufigen Verfahrens liegt darin, dass durch den Auktionator die auktionierte Strommenge in der zweiten Runde weiter verknappt wird, sodass zwischen den Bietern ein Wettbewerb um eine knappe Menge entsteht. Je nach konkreter Wettbewerbssituation wird das Angebot in der Regel um 7 bis 10 Prozent reduziert, was jedoch ex ante nicht kommuniziert wird. Darüber hinaus gibt es eine weitere Besonderheit: Wird nach Auktionsende festgestellt, dass erfolgreiche Bieter die notwendigen Unterlagen nicht binnen 48 Stunden vorlegen können, wird ein Nachrückverfahren gestartet, durch das einst nicht berücksichtigte Angebote zum Zuge kommen und Mindermengen vermieden werden.



**Was müssen Bieter beachten?**

Im Falle eines Zuschlags erhält der Bieter das Recht einer Vergütung seines Grünstroms in Höhe des Gebots. Da die Strommenge zentral vermarktet wird, ist diese Vergütung der einzige Erlösstrom für den Erzeuger. Insofern sollte der gebotene Preis mindestens den gesamten Vollkosten der Anlage des jeweiligen Bieters verteilt auf die gesamte Förderlaufzeit entsprechen. Eine Prognose zur Entwicklung der Großhandelspreise entfällt somit für den Bieter. Weitere wichtige Auktionselemente sind:

- Die Losgröße für Gebote beträgt 0,1 MW.
- Die Laufzeit der Förderung ist technologieabhängig und beträgt für Windanlagen derzeit 20 Jahre, für Biomasseanlagen 15 Jahre und für Wasserkraftwerke 30 Jahre.
- Zur Präqualifikation müssen zumindest vorläufige umweltrechtliche und netzzugangstechnische Genehmigungen sowie weitere Nachweise (z.B. Lieferverträge für Biomassebrennstoffe, Gutachten zur Windhöflichkeit) vorgelegt werden. Für die Erstellung der Unterlagen werden im Regelfall drei bis sechs Monate veranschlagt.
- Der Bieter hat vorab eine Garantieleistung in Höhe von 1 Prozent der Investitionskosten in der ersten Runde und 5 Prozent in der zweiten Runde aufzubringen.
- Vertragsstrafen: Ergeben sich Verzögerungen bei der Projektrealisierung, so ist die zuständige Regulierungsbehörde bei einem erheblichen Zeitverzug von mehr als einem Jahr berechtigt, den Vertrag unter Einbehaltung der hinterlegten Garantieleistung zu kündigen. Ist für den zeitlichen Verzug staatliches Verschulden (z.B. im Rahmen des Genehmigungsverfahrens) ursächlich, so findet die Strafregelung keine Anwendung. Die Unterscheidung zwischen Verschulden des Projektbetreibers und des Staates ist jedoch nicht eindeutig geklärt, weswegen Unsicherheiten bezüglich der Strafregelung ent-

stehen. Zudem ist festgelegt, dass in Fällen der Nicht-Lieferung von Strom aufgrund von Nichtverfügbarkeiten der Strompreis einseitig durch den Verteilnetzbetreiber reduziert werden kann.

Ist nach der Auktion eine Projektrealisierung von Seiten des Erzeugers nicht oder nur deutlich zeitverzögert unter Inkaufnahme einer hohen Strafzahlung möglich, so besteht die Möglichkeit, die „Lieferverpflichtung“ und die dafür zu erlösende Förderung auf einem bilateralen und nicht standardisierten Sekundärmarkt anzubieten. Inwieweit der Sekundärmarkt das Auktionsergebnis und die Realisierungsrate der EE-Projekte verbessert, kann aufgrund der sehr unterschiedlichen Meinungen von Experten nicht abschließend beantwortet werden, zumal hierzu keine offiziellen Zahlen existieren.

**Wie erfolgreich ist das brasilianische System?**

Das Brasilianische Auktionssystem ist erfolgreich im Sinne einer hohen Wettbewerbsintensität, da eine hohe Anzahl – auch und insbesondere – von internationalen Bietern zu verzeichnen war. Dies führte zu einem hohen Preiswettbewerb, der sich in geringen Durchschnittspreisen widerspiegelt. Z.B. war Windenergie im Jahr 2011 die dominierende EE-Technologie und hat preislich sogar konventionelle GasKapazitäten unterboten. Diese hohe Wettbewerbsintensität liegt neben dem attraktiven, naturräumlichen Potenzial insbesondere an den ökonomischen Rahmenbedingungen, die in Brasilien durch eine wachsende Volkswirtschaft und steigende Energienachfrage gekennzeichnet sind. Auch wenn die einzelwirtschaftlichen Kalkulationen der erfolgreichen Bieter nicht öffentlich sind, gibt es Indizien dafür, dass die Windenergie-Anbieter möglicherweise unter ihren Vollkosten geboten haben, um sich so Marktpositionen zu sichern.

25 Auktionsergebnisse in Brasilien

	2008	2009	2010	Aug. 2011	Dez.2011	2012
Technologie	Biomasse Kleinwasser	Wind	Technologieneutral	Technologieneutral	Technologieneutral	Technologieneutral
Kapazitäten, die Zuschlag erhalten haben	2.378 MW	1.806 MW	Wind 2.048 MW Biomasse 713 MW Wasser 132 MW	Wind 1.929 MW Biomasse 555 MW	Wind 977 MW Biomasse 100 MW	Wind 292 MW Wasser 282 MW
Durchschnittspreis in USD/MWh	35	84	Wind 72 Biomasse 78,4 Wasser 83,6	Wind 52 Biomasse N.N.	Wind 53 Biomasse 63	Wind 44 Biomasse 44

Dies ist möglicherweise ein Grund dafür, dass bislang nur etwa 35 Prozent der auktionierten Windprojekte in Betrieb genommen wurden. Die bisher gemachten Erfahrungen zeigen, dass die regulären Auktionen zur Bedarfsdeckung nicht ausreichen und zahlreiche Reserveauktionen durchgeführt wurden. Insoweit ist die Effektivität hinsichtlich eines hohen Preiswettbewerbs erreicht, aber hinsichtlich eines hinreichenden Zubaus erneuerbarer Energien nicht ausreichend vorhanden.

Gleichwohl sind trotz zum Teil erheblicher Projektverzögerungen kaum Strafen vollzogen worden, was unter anderem auf die unklare Auslegung der Schuldfrage zurückzuführen ist. Hier wurde bisher lediglich in Einzelfällen eine Entscheidung seitens der Regulierungsbehörde getroffen. Damit besteht u.U. ein Anreiz für strategisch niedrige Gebote, mit dem Ziel, die Chance auf Prämien zu erhalten, ohne (hohe) Strafzahlungen bei erheblichem Zeitverzug leisten zu müssen.

Die umfangreichen Präqualifikationsanforderungen stellen eine beachtliche Hürde für kleine Bieter dar und bevorteilen somit größere Bieter. Laut brasilianischen Marktexperten kann außerdem nicht ausgeschlossen werden, dass infolge der internetbasierten Auktionsplattform in Verbindung mit der regelmäßigen Wiederholung von Auktionen kollusives Bietverhalten erleichtert wird.

## Frankreich: Onlineauktionen für Dach-PV

Frankreich ist ein interessanter Fall, weil hier ein Auktions-system für mittelgroße PV-Anlagen eingerichtet wurde, an denen sich auch Privatpersonen sowie kleine und mittel-ständische Unternehmen über das Internet beteiligen kön-nen.

In Frankreich ist das umlagefinanzierte Fördersystem für erneuerbare Energien durch die parallele Existenz unter-schiedlicher Instrumente gekennzeichnet, d.h. sowohl Ein-speisetarife als auch technologie-spezifische Ausschreibung und Auktionen. Seit dem Jahr 2011 wurde die Förderung von PV-Anlagen zwischen 100-250 kW über sechs onlineba-sierte Auktionsrunden durchgeführt. Mit Hilfe dieser Aukti-onen soll eine Kapazität von 300 MW PV (Anlagengröße zwischen 100 und 200 kWp) zugebaut werden.

### Was sind die zentralen Rahmenbedingungen?

1. Der Strom aus erneuerbaren Energien wird vom Über-tragungsnetzbetreiber abgenommen und zentral ver-marktet.
2. Die staatliche Nachfrage lautet auf PV-Kapazitäten, die in einem webbasierten, einstufigen „Pay-as-bid“-Verfahren auktioniert werden. Die Gebote erfolgen auf Arbeit (MWh), wobei die Höhe der gebotenen Gesamtvergü-tung (Vollkosten) das Hauptzuschlagskriterium darstellt. Jeder Bieter darf mehrere unterschiedliche Gebote ab-geben.
3. Grundsätzlich ist die Förderung auf 1.500 Volllaststunden auf dem Festland und 1.800 Volllaststunden auf Korsika und Übersee begrenzt, darüber hinausgehende Strommengen werden pauschal mit 5 ct / kWh vergütet. Der Fördersatz bleibt über die Vertragslaufzeit von 20 Jahren nicht konstant, sondern wird mit Hilfe eines Lohn- und Preisindex inflationiert.

4. Die Präqualifikationsanforderungen beinhalten u.a. die Vorschrift, dass der Bieter sowohl Besitzer des Gebäudes als auch Betreiber der Anlage sein muss. Darüber hinaus muss zur Dokumentation des Projekts unter anderem eine vereinfachte CO<sub>2</sub>-Bilanz vorgelegt werden, jedoch werden keine Kautionen oder finanziellen Garantien fäl-lig.
5. Nach erfolgreichem Zuschlag beginnt eine 18-monatige Frist zur Errichtung der Anlage. Entsteht bei der Errich-tung eine Verzögerung, die durch Anschlussverzögerung seitens der Netzbetreiber verursacht wird, so wird die Frist um zwei Monate verlängert. Bei einer anderweitig verspäteten Inbetriebnahme wird die Vertragslaufzeit um das Doppelte der Verzögerung gekürzt oder in Be-trugsfällen der Vertrag gekündigt. Bei Nicht-Lieferung der Stromerzeugung fällt keine (weitere) Strafe an.

### Werden die gewünschten Ziele erreicht?

Ziel der standardisierten Onlineauktion ist die Reduktion von Transaktionskosten und damit verbunden der leichtere Zugang für kleinere Bieter bzw. die Stärkung der Wettbe-werbsintensität. Dies wurde allerdings nur ansatzweise erreicht: Einerseits gab es ein hohes Interesse an den PV-Auktionen, jedoch nur wenige gültige Gebote. Ursächlich waren offenbar die sehr aufwendigen und zum Teil unver-ständlichen Dokumentationsanforderungen an die Projekt-entwickler. Außerdem haben einzelne Bieter zahlreiche verschiedene Angebote abgegeben, was innerhalb des Auk-tionsdesigns zulässig war, wodurch aber viele Projekte an ein und denselben Bieter vergeben wurden. Als Konsequenz wurden die sechste und siebte Runde, die für Januar und Juni 2013 geplant waren, zunächst verschoben. Derzeit soll das Auktionsdesign überarbeitet werden, um auf die Defizi-te der ersten Runden entsprechend zu reagieren.

### 26 Auktionsergebnisse in Frankreich

Auktionsrunde	Auktionsmenge	Anzahl Gebote	Anzahl gültiger Gebote	Durchschnittspreis in €/MWh
2012/1	120 MW	345 (68 MW)	218	229
2012/2	30 MW	227 (47 MW)	138	231,5
2012/3	30 MW	262 (53 MW)	148	231
2012/4	30 MW	388 (81 MW)	143	194
2012/5		Ergebnis noch nicht veröffentlicht		

## Großbritannien: Niedrige Preise bei geringem Zubau erneuerbarer Energien

Großbritannien wurde ausgewählt, weil es in den 1990er Jahren eines der ersten europäischen Länder mit einem Auktionssystem im Bereich erneuerbarer Energien war und häufig als Parade-Beispiel für misslungene Auktionen angeführt wird.

In Großbritannien wurden bereits zwischen den Jahren 1990 und 1998 fünf Kapazitätsauktionen durchgeführt. Nach einer Förderpause zwischen 1998 und 2002 gilt seit 2002 ein Quotenmodell mit Grünstromzertifikaten, seit dem Jahr 2012 für kleine Anlagen ein System mit fixen Einspeisevergütungen und voraussichtlich ab dem Jahr 2014 ein System mit gleitender Prämie („Contract for Difference“).

### Was waren die zentralen Rahmenbedingungen?

Zunächst wurden vom Ministerium für Handel und Industrie vor Beginn jeder Auktionsrunde die zu beschaffende Kraftwerkskapazität, die zugelassenen Technologien und ein fixes Förderbudget festgelegt. Dabei sollte vorrangig der Zubau von Kernkraftwerken durch ein marktwirtschaftliches Förderinstrument angereizt werden; insoweit wurde das Auktionsdesign auch nicht spezifisch für erneuerbare Energien entwickelt. Die zentralen Charakteristika waren:

1. In einer Präqualifikationsphase erfolgte für die zugelassenen Technologien von staatlicher Seite eine Prüfung der Angebotsunterlagen auf technische, rechtliche und wirtschaftliche Machbarkeit.
2. Es fand eine „Pay-as-bid / Sealed bid“-Auktion statt, bei der die Gebote auf Basis von Vollkosten auf Arbeit abgegeben wurden. Der Vergütungsanspruch lief in den ersten beiden Auktionsrunden nur bis zum Jahr 1998, in den drei folgenden Runden wurde die Laufzeit der ga-

rantierten Vergütung auf 15 Jahre ab Inbetriebnahme festgesetzt.

3. Es gab keinen automatisierten, sondern vielmehr einen intransparenten iterativen Zuschlagsmechanismus:

Schritt 1: Sortierung der Gebote nach Technologie und Preis,

Schritt 2: Festlegung einer vorläufigen technologie-spezifischen Preisobergrenze,

Schritt 3: Bestimmung der erfolgreichen Gebote Projekte unter Berücksichtigung der Preisobergrenze, des Gesamtbudgets und der Gesamtkapazität.

4. Ab Zeitpunkt des erfolgreichen Zuschlags lief eine Frist für die Inbetriebnahme zwischen vier und fünf Jahren. Allerdings gab es keine Strafregelung für den Fall der Nicht-Errichtung bzw. Nichtlieferung.

### Welche Ergebnisse erzielte das britische Auktionssystem?

Der durchschnittliche Preis für erneuerbare Energien sank von 7 p / kWh in der ersten Auktionsrunde auf 2,71 p / kWh in Auktionsrunde fünf, für Windenergie z.B. von 10 p / kWh in der ersten auf 2,98 p / kWh in der fünften Runde. Damit hatte die damalige Regierung ihr vorrangiges Ziel Kosteneffizienz auf dem Papier erreicht. Auch wenn ein Teil der Preisenkungen auf die verlängerte Laufzeit der Prämienzahlung zurückzuführen ist, zeigen die Erfahrungen in Großbritannien, dass Auktionssysteme einen starken Preisdruck auf EE-Projekte ausüben.

Insgesamt wurden in den Auktionen mehr als 80 Prozent der Kapazitäten auf Kernkraftprojekte allokiert, von den erneuerbaren Energien kamen vorrangig günstige Wasser- und Windkraftprojekte zum Zug. Hinzu kommt, dass letztlich nur ca. 30 Prozent der auktionierten EE-Kapazitäten realisiert wurden. Die Gründe hierfür liegen im unregelmäßigen Turnus der Auktionen, den fehlenden Strafregelungen bei

27 Auktionsergebnisse in Großbritannien

Jahr	Angebote	Projekte, die einen Zuschlag erhalten haben	Durchschnittspreis in Pence/kWh
1990	N.N.	75 (152 MW)	7
1991	N.N.	122 (472 MW)	7,2
1994	559	141 (627 MW)	4,35
1997	529	195 (843 MW)	3,46
1998	433	261 (1.177 MW)	2,71

Nicht-Lieferung bzw. verzögerter Inbetriebnahme und einem intransparenten Zuschlagsmechanismus. So wurde zwar eine hohe Kosteneffizienz erreicht, jedoch bei geringer Effektivität der Mengenerreichung.

## China: Auktionen zur Bestimmung einer fixen Einspeisevergütung

Wegen des sehr hohen Zubaus erneuerbarer Energien in China ist eine Analyse des Auktionssystems von Interesse. Im Vergleich zu den anderen hier analysierten Ländern fanden innovative Finanzierungsdesigns Anwendung.

### **Was ist die besondere Zielstellung von Auktionen in China?**

Das Auktionssystem für Wind Onshore wurde in erster Linie zur Informationsgewinnung und nicht als dauerhaftes Finanzierungssystem konzipiert. Mit Hilfe der technologie-spezifischen Auktionen sollte über einen wettbewerblichen Mechanismus die Höhe der Vollkosten ermittelt werden. Diese Informationen waren wiederum Grundlage für die Höhe der fixen, lokal festgelegten Einspeisevergütungssätze des parallelen Einspeisetarifs. Das Auktionssystem wurde von 2003 bis 2007 regelmäßig betrieben. Im Jahr 2009 wurde dann u.a. auf Basis der Auktionsergebnisse ein regional-spezifischer Einspeisetarif eingeführt und Auktionen seitdem nur noch unregelmäßig durchgeführt.

### **Was waren die zentralen Rahmenbedingungen?**

1. Gebot und Zuschlag auf Arbeit (€ / MWh) für Wind Onshore, später zudem andere Bewertungskriterien.
2. Vergütung der gebotenen Vollkosten für 30 Jahre (inkl. 4 Jahre Bauzeit).
3. Vergütungsbegrenzung auf 30.000 Volllaststunden, danach Zahlung lokal regulierter Strompreise.
4. Seit dem Jahr 2005: Umfassende Präqualifikationsanforderungen, die die ökonomische und technische Machbarkeit sicherstellen sollen und zum Teil auch lokale Aspekte wie die Verpflichtung zu lokalen Kooperationen beinhalten.

### **Warum waren die reinen Auktionssysteme in China nur bedingt erfolgreich?**

In den ersten beiden Jahren erhielten hauptsächlich staatliche Unternehmen Zuschläge. Internationale und kleinere Investoren spielten kaum eine Rolle. Ursächlich dafür können die durch unklar ausgestaltete und sich kontinuierlich ändernde Regeln entstehenden Risiken sein. Sowohl die Datenlage für Machbarkeitsstudien als auch die vertragli-

28 Auktionsergebnisse in China

Jahr	ausgeschriebene Menge	Durchschnittspreis in ct/kWh
2003	200 MW	5,0 - 5,9
2004	300 MW	3,7 - 5,0
2005	450 MW	4,2 - 5,5
2006	700 MW	4,3 - 5,1
2007	4.750 MW	4,5 - 5,3

chen Rahmenbedingungen im Allgemeinen war unzureichend vorhanden bzw. definiert.

Der Auktionsmechanismus hat sich zwischen 2003 und 2007 kontinuierlich verändert. So gab es Runden, in denen ausschließlich der Preis ausschlaggebendes Kriterium war, aber auch Runden mit Ausschreibungselementen. Insgesamt wurde in China über die Runden hinweg mit ganz unterschiedlichen Kriterien und Designänderungen experimentiert. Z.B. wurde im Jahr 2007 das Auktionsdesign so abgeändert, dass derjenige Bieter den Zuschlag bekam, der am nächsten am Durchschnittspreis geboten hat. Diese Designänderung lud erfahrene Teilnehmer jedoch zu strategischem Verhalten ein und ist daher ungeeignet für wiederholte Auktionen.

## Portugal: Vom Einspeisetarif über Ausschreibungen zu Auktionen

Zusätzlich zum Fördersystem einer fixen Einspeisevergütung für erneuerbare Energien wurden in Portugal zwischen 2005 und 2008 zwei Ausschreibungsrunden und eine Auktion für Wind Onshore durchgeführt (vgl. Abbildung 29). Phase A und Phase B waren reine Ausschreibungsverfahren. Ein Grund für die Einführung war der industriepolitisch motivierte Wunsch, den Zubau erneuerbarer Energien mit der Schaffung lokaler Arbeitsplätze und der Ansiedlung von Industrie zu verbinden. Insoweit war in den Ausschreibungen (Phase A und B) nicht der Preis, sondern die Entwicklung lokaler Industrie in Form von zugesagten direkten und indirekten Investitionen und verbindlich zugesagter Schaffung von Arbeitsplätzen zentrales Zuschlagskriterium.

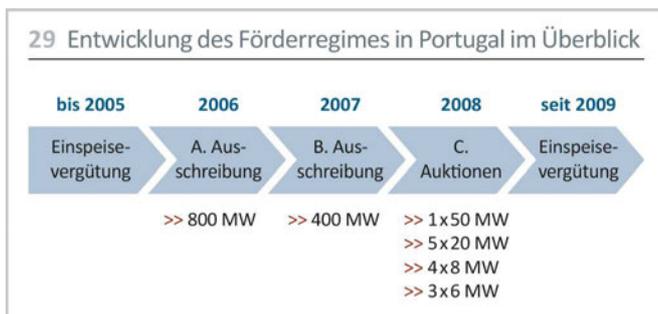
Mit Phase C wurde der Versuch eines reinen, onlinebasierten Auktionssystems gewagt. Seit dem Jahr 2008 wurden jedoch keine Auktionen mehr durchgeführt.

Phase C: Die Anzahl der Lose bzw. Auktionsmengen zielte auf kleinere Bieter ab, wobei die Standorte für Windenergieanlagen staatlich vorab festgelegt wurden. Weitere Charakteristika waren:

1. Einspeisetarif als Preisobergrenze
2. Kautions in Höhe von 10 Prozent der Investitionskosten für den Fall der Nicht-Errichtung
3. Zusätzliche Zahlungen an eine lokale Gemeinde.

Im Ergebnis wurden in den Auktionen geringe Preise (bis zu 57 € / MWh) erzielt. In der Projektrealisierung gab es bisher jedoch zahlreiche Verzögerungen: Von den im Jahr 2007 auktionierten 200 MW wurden erst 6 MW in Betrieb genommen. Unzureichende Machbarkeitsprüfungen vor Abgabe der Angebote sowohl aus technischer als auch aus finanzieller Sicht Ursache, dass bisher eine schnellere Errichtung der Anlagen nicht gelang. Dies ist u.a. auf die im Auktionsdesign fehlende Projektprüfung vor der Auktion zurück-

zuführen (Qualifikationsphase). Zusätzlich gibt es zum Teil extreme Verzögerungen, die durch bürokratische Hürden und schleppende Genehmigungsverfahren entstehen.



## Niederlande: Auktionselemente und gleitende Prämie

Im niederländischen System ist die Verknüpfung von Auktionselementen mit dem Ansatz einer dezentralen Vermarktung („Direktvermarktung“) bemerkenswert. Die dezentrale Vermarktung, die Kombination mit Marktprämien und die Begrenzung des Finanzierungsbudgets machen das niederländische Modell interessant für die deutsche Debatte.

Das SDE+ („Stimuleringsregeling duurzame energieproductie“) ist ein Prämiensystem mit Auktionselementen zur Förderung erneuerbarer Energien. Entwickelt im Ministerium für Wirtschaft und eingeführt im Jahr 2011 hat es das bis dato gültige Marktprämiensystem SDE mit fixem Budget pro Technologie abgelöst. Entgegen anders lautender Darstellungen (Frondel et al. (2013); Expertenkommission Forschung und Innovation (2013)) ist nicht mehr unmittelbar geplant, ein Quotenmodell mit Zertifikatehandel einzuführen.

### Was sind die zentralen Rahmenbedingungen?

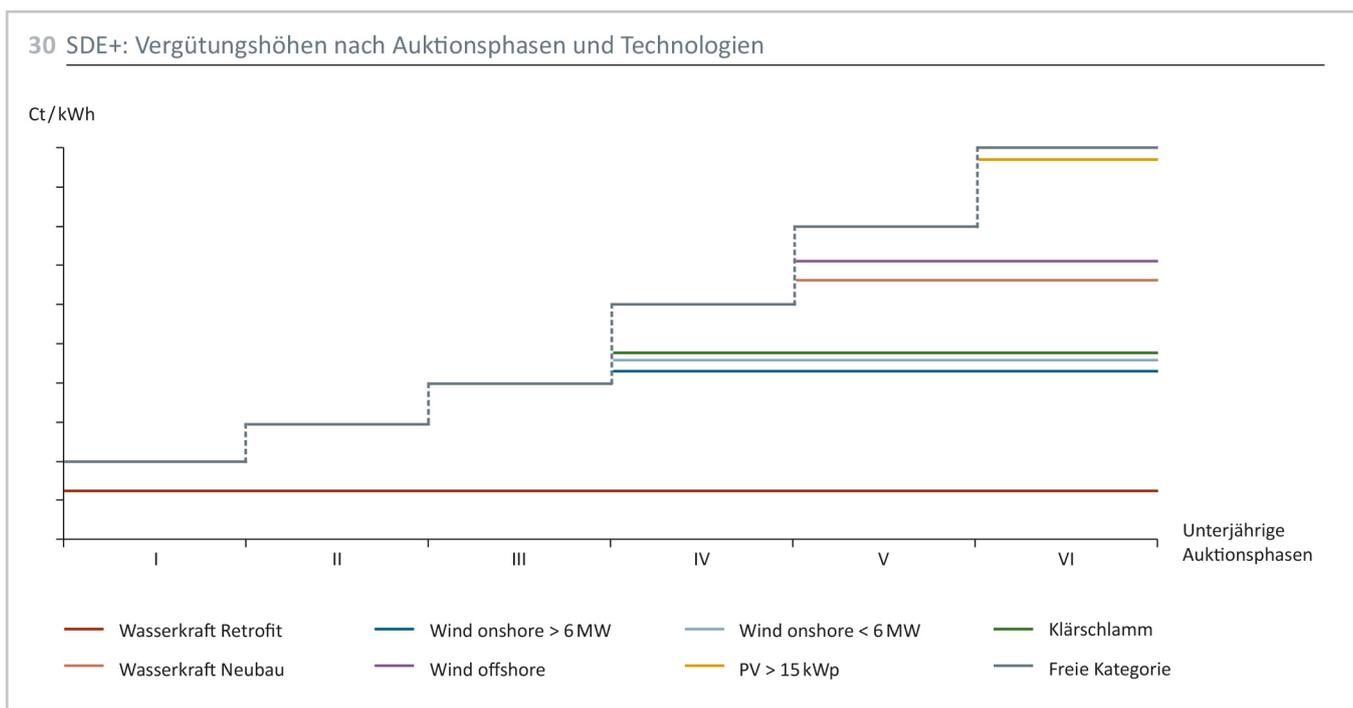
1. Technologieneutraler Wettbewerb um ein fixes Förderbudget, das in mehreren Phasen auktioniert wird.
2. Hohe Investitionssicherheit für Projekte, die einmal einen Zuschlag erhalten haben, mittels fester, über die Laufzeit garantierter Vergütungssätze auf eingespeiste Arbeit.

3. Reaktion auf Preissignale und Wettbewerb um Vermarktungsprozesse mittels gleitender Prämie.
4. Begrenzung von Überrenditen durch technologie-spezifische Förderhöchstsätze.

### Wie funktioniert das System im Detail?

Die Auswahl der förderwürdigen Projekten basiert auf den ersten Blick auf einem komplexen Mechanismus, der allerdings in seiner Wirkung ein Hybrid zwischen EEG mit Marktprämienmodell und einem reinem Auktionssystem darstellt: In sechs jährlichen Phasen werden staatlicherseits Fördersätze auf Arbeit für eine maximale Volllaststundenzahl pro Jahr festgelegt (Banking ist dabei für ein Jahr erlaubt). Diese Fördersätze steigen von Phase zu Phase an (vgl. Abbildung 30) und stehen jeder Technologie offen (sog. „freie Kategorie“). Parallel dazu existieren jeweils technologie-spezifische maximale Fördersätze, die in bestimmten Phasen aufgerufen werden. Es gilt: Je teurer eine Technologie, d.h. je höher der Fördersatz, desto später wird sie aufgerufen.

Anlagenbetreiber müssen als Gebot einen Förderantrag stellen. Sie können dazu ihr Projekt entweder auf den Fördersatz der „freien Kategorie“ bieten oder auf den entsprechenden technologie-spezifischen Höchstfördersatz (sofern die entsprechende Technikkategorie bereits aufgerufen ist). Die Gebote werden nach ihrem zeitlichen Eintreffen gereiht.



Die Erteilung von Zuschlägen für Förderanträge wird in der Auktionsphase beendet, in der das Budget vollständig ausgeschöpft wird.

Die erfolgreichen Projekte im SDE+ erhalten das Recht, eine Vergütung auf Arbeit in Höhe des Gebots zu erhalten, müssen aber den Strom dezentral vermarkten. Zugleich gehen sie die Pflicht ein, das Projekt im festgelegten Zeitrahmen zu realisieren, da Projekte ansonsten die Förderzusage verlieren und dasselbe Projekt für fünf Jahre vom SDE+ ausgeschlossen wird. Für sehr große Projekte wird die zuvor abgegebene finanzielle Garantie einbehalten.

**Welches Bietverhalten wird damit ausgelöst?**

Sofern das Budget bereits aufgebraucht wurde, kann es dazu kommen, dass die späteren Phasen mit den höheren Fördersätzen nicht mehr stattfinden.

Ein Projektentwickler muss also entscheiden, ob er auf einen höheren Fördersatz in einer späteren Auktionsphase wartet oder sich bereits in einer früheren Auktionsphase um einen geringeren Fördersatz bewirbt. Für das Beispiel Wind Onshore mit einer Leistung von weniger als 6 MW heißt das: Statt bis zur vierten Auktionsphase mit 9,5 ct / kWh zu warten, kann er sein Projekt schon in der zweiten Phase für 8 ct / kWh oder in der ersten Phase für 7 ct / kWh in der freien Kategorie anbieten. Je länger er auf höhere Fördersätze wartet, umso höher ist das Risiko, dass das Förderbudget bereits ausgeschöpft ist und er für dieses Jahr kein Projekt realisiert.

Wegen der ex ante festgelegten, technologie-spezifischen maximalen Fördersätze sollen Überrenditen vermieden werden. Denn günstige Technologien können so nicht zu

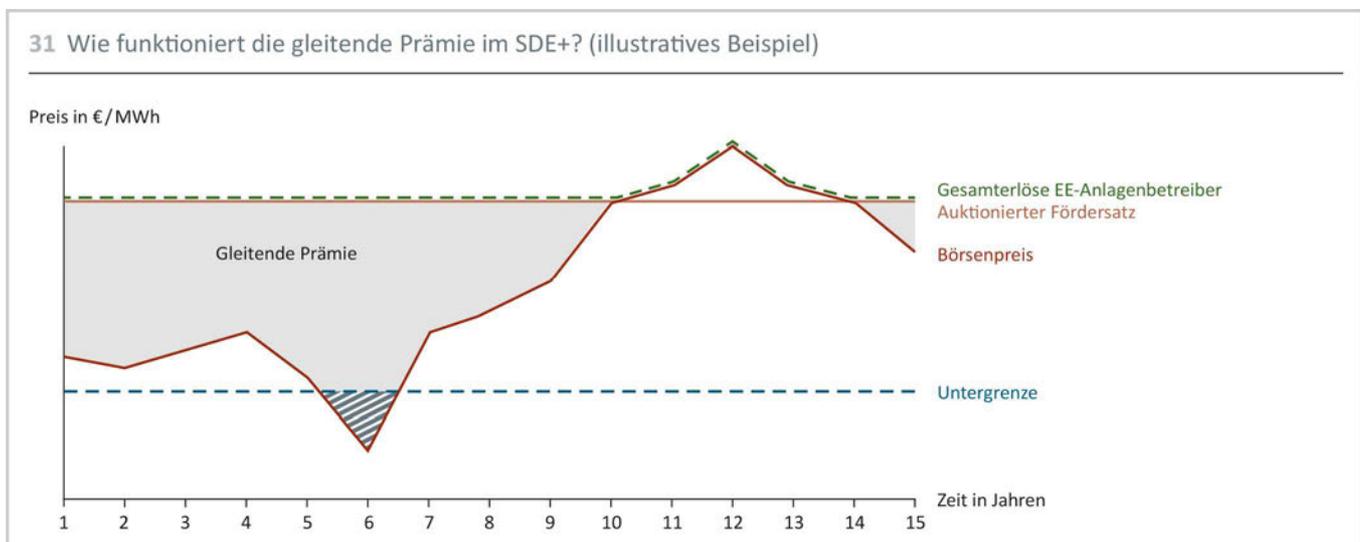
einem beliebig hohen Fördersatz bieten.

Teure Technologien haben folglich im Vergleich zu preiswerten Technologien eine geringere Chance, durch das SDE+ gefördert zu werden. Es herrscht also aufgrund des gemeinsamen, begrenzten Förderbudgets Wettbewerb zwischen den – prinzipiell technologie-spezifisch geförderten – erneuerbaren Energien. Damit unternimmt das SDE+ den Versuch, einen grundsätzlichen Zielkonflikt auszutarieren: Einerseits Wettbewerb unter den Technologien zu schaffen und gleichzeitig Windfall-Profits abzuschöpfen.

**Wie funktioniert die gleitende Prämie im SDE+?**

Die durch das SDE+ geförderten Projekte müssen direkt vermarkten und erhalten zu ihren Markterlösen eine gleitende Prämie, deren Funktionsweise der deutschen Marktprämie stark ähnelt. Als Förderung erhalten die Projekte letztlich nur die Differenz zwischen dem in der Auktion gebotenen Fördersatz (im Wind Onshore Beispiel: 9,5 oder 8 oder 7 ct / kWh) und dem mittleren jährlichen Börsenstrompreis. Die Marktteilnehmer müssen für die Abgabe ihrer Gebote also keine langfristigen Großhandelspreise schätzen. Steigt der mittlere Börsenpreis über den auktionierten Fördersatz, erhält das Projekt keine Prämienzahlung mehr, da die Gewinne am Strommarkt zur Kostendeckung ausreichen.

Anders als im deutschen Marktprämienmodell ist die maximale Prämienzahlung jedoch begrenzt: Fällt der mittlere Börsenstrompreis unter eine vorab festgelegt Untergrenze, wird die darüber hinaus gehende Differenz (vgl. die grauschraffierte Fläche in Abbildung 31) nicht mehr ausgeglichen. Die maximale Prämienzahlung ist somit die Differenz



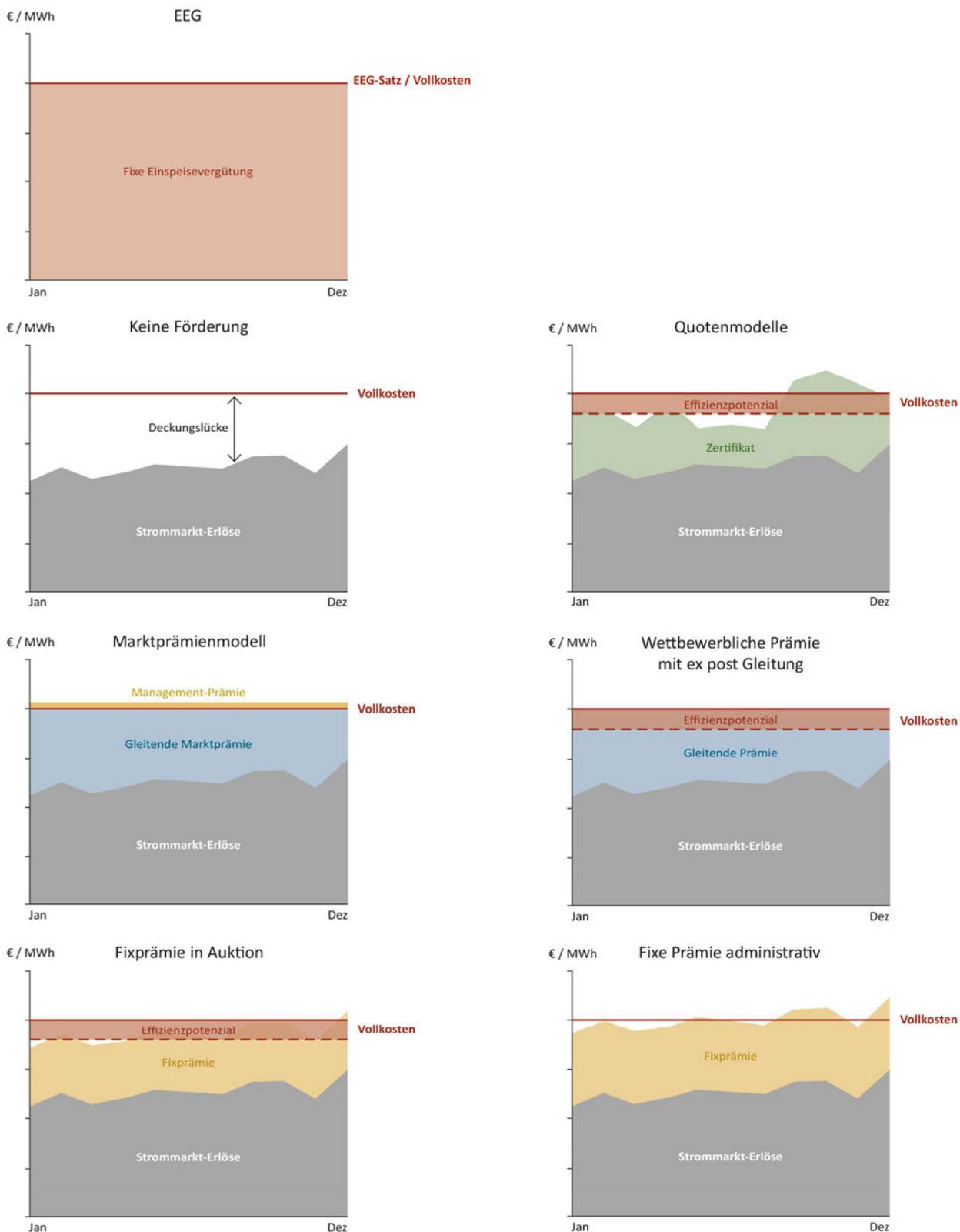
zwischen dem auktionierten Fördersatz und dieser Untergrenze. Auf diese Weise werden die maximalen Förderkosten insgesamt begrenzt.

Die gleitende Prämie im SDE+ stellt außerdem sicher, dass Betreiber auf Marktpreissignale reagieren, da für die Ermittlung der Prämie der Jahresdurchschnitt des Börsenpreises zugrunde gelegt wird und die Vermarktung dezentral erfolgt. Ein Betreiber kann zusätzliche Gewinne erzielen, indem er seine Erzeugung aus erneuerbaren Energien möglichst dann vermarktet, wenn die Nachfrage und entsprechend die Marktpreise besonders hoch sind. Bei deutlich negativen Börsenpreisen ist es – trotz der Förderung auf Arbeit – rational, nicht einzuspeisen. Ferner entsteht durch die Pflicht zur dezentralen Vermarktung ein Wettbewerb um Vermarktungsprozesse – ähnlich wie im deutschen Marktprämienmodell.



## Anhang E: Erlösströme aus Investorensicht bei unterschiedlichen Finanzierungsinstrumenten

32 Finanzierungsinstrumente: Erlösströme aus Investorensicht (illustrativ)





## Abkürzungen und Glossar

€	Euro
ct	Euro-Cent
Dispatch	Bestimmung der Einsatzreihenfolge von Kraftwerken
EE	erneuerbare Energien
EE-Anlagen	Anlagen zur Nutzung (hier: Stromerzeugung) aus erneuerbaren Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EE-Prämie	Prämie für die Nutzung erneuerbarer Energien (zur Stromerzeugung)
EE-Quote	Quote für den Anteil erneuerbarer Energien (an der Stromerzeugung)
EE-Technologien	Technologien zur Nutzung (hier: Stromerzeugung) aus erneuerbaren Energien
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EOM	Energy-only Markt
GW	Gigawatt (Einheit der elektrischen Leistung)
kWh	Kilowattstunde (Einheit der elektrischen Arbeit)
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MPM	Marktprämienmodell
MW	Megawatt (Einheit der elektrischen Leistung)
MWh	Megawattstunde (Einheit der elektrischen Arbeit)
p	Pence (Großbritannien)
PV	Photovoltaik
StrEG	Stromeinspeisegesetz
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
USD	US-Dollar
Windenergie Offshore	Windenergie an Land
Windenergie Onshore	Windenergie auf See



## Ausgewählte Referenzen

- Agnolucci (2007): The effect of financial constraints, technological progress and long-term contracts on tradable green certificates. *Energy Policy* 35. S. 3347-3359.
- Agora (2013): Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel? Agora Energiewende, Februar 2013.
- Agora (2012): 12 Thesen zur Energiewende, Agora Energiewende, November 2012.
- BET (2011): Kapazitätsmarkt. Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung. Studie im Auftrag des Bundesverbands Neuer Energieanbieter e.V., Aachen, 2011.
- BMU (2013): Thesenpapier: 5. EEG-Dialogforum „Ausbau-pfade, Szenarien und Kosten“ am 5. März 2013 im Bundesumweltministerium.
- BMU (2011): DLR, IWES, IfnE – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global („Leitstudie 2010“), Berlin, Februar 2011.
- BMU (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Schlussbericht im Auftrag des BMU, Berlin, März 2012.
- Bode (2008): Anreize für Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im liberalisierten Strommarkt, in: *Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht*, 4, S. 497-515.
- Consentec (2012): Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland; Untersuchung im Auftrag der EnBW AG, Aachen, Februar 2012.
- Cramton und Ockenfels (2011): Economics and design of capacity markets for the power sector. [www.cramton.umd.edu/papers2010-2014/cramton-ockenfels-economics-anddesign-of-capacity-markets.pdf](http://www.cramton.umd.edu/papers2010-2014/cramton-ockenfels-economics-anddesign-of-capacity-markets.pdf)
- EWI (2012): Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Gutachten im Auftrag von dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Köln, 2012.
- Expertenkommission Forschung und Innovation (2013): Jahresgutachten zu Forschung, Innovation und technologischer Leistungsfähigkeit Deutschlands.
- FEE (2010): Eine Vision für ein nachhaltiges Energiekonzept auf Basis von Energieeffizienz und 100% erneuerbaren Energien, Forschungsverbund Erneuerbare Energien.
- Fraunhofer ISE (2012): 100% Erneuerbare Energien für Strom und Wärme in Deutschland, Freiburg 2012.
- Frondel et al. (2013): Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37 (1): 27-41.
- Frontier (2012): Die Zukunft des EEG – Handlungsoptionen und Reformansätze, Bericht für die EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Frontier Economies, November 2012.
- Greenpeace (2009): Klimaschutz: Plan B Klimaschutz für Deutschland (Langfassung).
- Haucap (2012): Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, Gutachten, Regensburg 2012.
- IEA (2011): Deploying Renewables – Best and Future Policy Practice. *Renewable Energy – Markets & Policies*, IEA Publications, Paris.
- IPPC (2012): Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, Cambridge University Press, New York.
- Kildegard (2008): Green certificate markets, the risk of over-investment, and the role of long-term contracts. *Energy Policy* 36. S. 3413-3421.
- Kopp et al. (2012): Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren? *Zeitschrift für Energiewirtschaft*. Dez 2012, Vol. 36, Issue 4, S.243-255.
- Kreycik et al. (2011): Procurement options for New Renewable Electricity Supply. National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy, Washington.
- Lemming (2003): Financial risks for green electricity investors and producers in a tradable green certificate market. *Energy Policy* 31. S. 21-32.
- Maurer und Barroso (2011): Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices. World Bank Publication 2011.
- NEP (2013): Netzentwicklungsplan Strom 2013, Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, März 2013.
- Ragwitz et al. (2011): Renewable energy policy country profiles. 2011.

SRU (2011): Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung  
– Sondergutachten des Sachverständigenrates für Umwelt-  
fragen, Berlin.

VKU (2013): Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für  
Deutschland, Studie im Auftrag des Verbandes kommunaler  
Unternehmen e. V. (VKU), März 2013.



