

April 2014

# WISO

# Diskurs

Experten und Dokumentationen  
zur Wirtschafts- und Sozialpolitik

## Weiterentwicklung des EEG aus Verbraucherperspektive

Handlungsbedarf,  
Ausgestaltungsoptionen,  
rechtlicher Rahmen



Gesprächskreis  
Verbraucherpolitik

**FRIEDRICH  
EBERT**  
STIFTUNG



Gutachten im Auftrag der Abteilung Wirtschafts-  
und Sozialpolitik der Friedrich-Ebert-Stiftung

---

## **Weiterentwicklung des EEG aus Verbraucherperspektive**

Handlungsbedarf,  
Ausgestaltungsoptionen,  
rechtlicher Rahmen

Julius Ecke

Nicolai Herrmann

Eckhard Kuhnhenne-Krausmann

Martin Altrock

Wieland Lehnert

Henning Thomas

# Inhaltsverzeichnis

---

Abbildungs- und Tabellenverzeichnis	5
Vorbemerkung	6
<b>1. Einleitung und Problemstellung</b>	<b>7</b>
1.1 Einleitung	7
1.2 Stand der EE-Förderung aus Verbrauchersicht	7
1.3 Handlungsbedarf für die EE-Förderung aus Verbrauchersicht	8
1.4 Zielstellung und Rahmenannahmen des Gutachtens	10
<b>2. Diskussion und Identifikation verbraucherseitiger Interessen</b>	<b>11</b>
2.1 Kosteneffizienz der EE-Förderung	12
2.2 Angemessene Verteilung der Förderkosten	13
2.2.1 Verteilung der Förderkosten zwischen den Verbrauchssektoren	14
2.2.2 Angemessene Verteilung der Förderkosten innerhalb der Gruppe der Letztverbraucher	15
2.3 Partizipation	16
2.3.1 Wirtschaftliche Teilhabe	16
2.3.2 Prozessuale Mitwirkungsmöglichkeiten	17
2.4 Transparenz	17
2.5 Zusammenfassung der Verbraucherziele für das Gutachten	18
<b>3. Diskussion und Kurzbewertung vorliegender Reformvorschläge</b>	<b>19</b>
3.1 Übersicht der in der Diskussion befindlichen Vorschläge	19
3.2 Kurzbewertung der in der Diskussion befindlichen Vorschläge	20
3.2.1 Technologiedifferenzierung	22
3.2.2 Ermittlung der Förderhöhe	22
3.2.3 Regionalisierung der Vergütung	23
3.2.4 Auszahlung der Förderung und Stromvermarktung	23
3.2.5 Einspeisemanagement	24
3.2.6 Kostenumlage und Lastenteilung	24
3.3 Vorauswahl von Fördermechanismen mit Wettbewerb im Marktzugang	24
3.4 Fazit	26

Dieses Gutachten wird von der Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik der Friedrich-Ebert-Stiftung veröffentlicht. Die Ausführungen und Schlussfolgerungen sind von den Autoren in eigener Verantwortung vorgenommen worden.

<b>4. Ausgestaltung eines verbraucherfreundlichen Fördermechanismus</b>	27
4.1 Ausgestaltung des Auktionsmechanismus	27
4.1.1 Übergeordnete Überlegungen zum Auktionsmechanismus	28
4.1.2 Rundenbasierte oder statische Auktionen	28
4.1.3 Pay as Bid- oder Einheitspreisverfahren	29
4.1.4 Weitere Ausgestaltung des Auktionsprozesses	30
4.1.5 Risikoeffekte und Risikoprämien	30
4.1.6 Risikoeffekte der Überführung in eine Ausschreibung (Zuschlagsrisiko)	32
4.1.7 Fazit	34
4.2 Marktsegmentierung und Auktionsfrequenz	35
4.2.1 Übergeordnete Überlegungen zur Marktsegmentierung	35
4.2.2 Regionalisierung der Auktion	36
4.2.3 Technologiedifferenzierung	38
4.2.4 Möglichkeiten einer Marktzusammenlegung bei Förderdifferenzierung	39
4.2.5 Frequenz der Auktion	39
4.2.6 Fazit	40
4.3 Produktdefinition und Pönalisierung	40
4.3.1 Übergeordnete Überlegungen zur Produktdefinition	40
4.3.2 Pönalisierung und Sicherheiten	41
4.3.3 Vorlauffristigkeiten	41
4.3.4 Präqualifikationsbedingungen	42
4.3.5 Handelbarkeit von Vergütungsberechtigungen	42
4.3.6 Fazit	43
4.4 Auszahlung der Förderung	43
4.4.1 Status quo und politischer Rahmen	43
4.4.2 Das Marktprämienmodell	44
4.4.3 Begrenzung der Förderzahlungen	45
4.4.4 Möglichkeiten zur Weiterentwicklung der Fördermittelauszahlung über die gleitende Marktprämie hinaus	46
4.4.5 Stromvermarktung	48
4.4.6 Fazit	49
4.5 Optionen zur Steigerung der Partizipation von Verbrauchern als Investoren	49
4.5.1 Diskussionsrahmen und Abwägungskriterien	49
4.5.2 Begründungsansätze für Sonderregelungen zur Steigerung der Akteursvielfalt	50
4.5.3 Diskussion der Auswirkungen von Auktionen auf die Akteursvielfalt	52
4.5.4 Möglichkeiten zur Steigerung der Akteursvielfalt	52
4.5.5 Fazit	54
<b>5. Rechtliche Bewertung der Reformelemente für einen verbraucherfreundlichen Fördermechanismus</b>	56
5.1 Welche europarechtlichen Grenzen ergeben sich aus dem Beihilferecht?	56
5.1.1 Vorliegen einer Beihilfe	56
5.1.2 Wäre eine Beihilfe im rechtlichen Sinne rechtfertigbar?	58
5.2 Welche europarechtlichen Grenzen ergeben sich aus der Warenverkehrsfreiheit?	59
5.2.1 Anwendbarkeit und Tatbestand der Warenverkehrsfreiheit	59
5.2.2 Tatbestandsausschluss oder Rechtfertigung eines etwaigen Verstoßes?	61

5.3	Verfassungsrechtliche Bewertung	62
5.3.1	Investoren/potenzielle Anlagenbetreiber	62
5.3.2	Netzbetreiber	64
5.3.3	Letztverbraucher	65
5.4	Einpassung in das energierechtliche Normensystem und Ansätze für eine Fortentwicklung aus dem bestehenden EE-Rechtsrahmen	66
<b>6.</b>	<b>Ausgestaltung eines verbraucherfreundlichen Umlagesystems</b>	<b>67</b>
6.1	Finanzierung der EE-Förderkosten	67
6.1.1	Umlagefinanzierung der EE-Förderkosten	67
6.1.2	Haushaltsfinanzierung der EE-Förderkosten	68
6.1.3	Fazit	71
6.2	Anteilige Haushalts-/Umlagefinanzierung der EE-Förderkosten	72
6.2.1	Ausgestaltungsvarianten einer anteiligen Haushaltsfinanzierung	72
6.2.2	Ableitung eines sinnvollen Umfangs einer anteiligen Haushaltsfinanzierung	73
6.2.3	Fazit	75
6.3	Die besondere Ausgleichsregelung des EEG	77
6.3.1	Möglichkeiten der Weiterentwicklung	78
6.3.2	Fazit	78
6.4	Das EEG-Eigenstromprivileg	79
6.4.1	Voraussetzungen und Defizite	79
6.4.2	Möglichkeiten der Weiterentwicklung	81
6.4.3	Fazit	82
6.5	Verrechnung der EEG-Umlage in Überschussituationen	83
<b>7.</b>	<b>Rechtliche Bewertung der Reformelemente für ein verbraucherfreundliches Umlagesystem (Eigenzeugung und Privilegierungstatbestände)</b>	<b>85</b>
7.1	Europarechtliche Bewertung	85
7.1.1	Einschränkung der Privilegierungen stromintensiver Unternehmen	85
7.1.2	Einbeziehung des Eigenverbrauchs	86
7.2	Verfassungsrechtliche Bewertung	86
7.2.1	Einschränkung der Privilegierungen stromintensiver Unternehmen	86
7.2.2	Eigenverbrauch	87
7.2.3	Einpassung in das energierechtliche Normensystem	88
<b>8.</b>	<b>Zusammenführung der Ergebnisse</b>	<b>89</b>
	Literaturhinweise	93
	Die Autoren	99

## Abbildungs- und Tabellenverzeichnis

---

Abbildung 1: Entwicklung der geförderten EE-Mengen und der EEG-Umlage	8
Abbildung 2: Übersicht der zu untersuchenden Verbraucherziele	12
Abbildung 3: Entwicklung der absoluten und spezifischen EEG-Differenzkosten	13
Abbildung 4: Systematik der Kostenentstehung und Kostenverteilung	14
Abbildung 5: Sektorale Verteilung des deutschen Nettostromverbrauchs und der EEG-Kostentragung	15
Abbildung 6: Übersicht von ausgewählten Vorschlägen für eine Reform der EE-Vergütung in Deutschland	21
Abbildung 7: Wesentliche Designelemente der dargestellten Reformvorschläge für die EE-Förderung	22
Abbildung 8: Funktionsweise der gleitenden Marktprämie (schematisch)	44
Abbildung 9: Weiterentwicklungsmöglichkeiten der Fördermittelauszahlung schematisch in der Übersicht	47
Abbildung 10: Effiziente Höhe der EEG-Umlage zur Setzung von Effizianzanreizen in Abhängigkeit des EE-Anteils (X-Achse) und der Annahmen zu den Differenzkosten des durch Energieeffizienz vermiedenen EE-Zubaus (Linien)	73
Abbildung 11: Belastung der nicht privilegierten Letztverbraucher in Abhängigkeit von Annahmen zur Höhe der EEG-Umlage	76
Abbildung 12: BesAR und Eigenstromprivileg	77
Tabelle 1: Verbraucherziele erster und zweiter Ordnung	18

## Vorbemerkung

---

Die Notwendigkeit einer grundlegenden Reform der Ökostromförderung wird mittlerweile kaum mehr ernsthaft bezweifelt. Zwar werden schon jetzt 25 Prozent des Stromverbrauchs durch erneuerbare Energien (EE) erzeugt und die Technologiekosten sind durch die Förderung erheblich gesunken, was als Erfolg des eingeschlagenen Weges zu werten ist. Der rasche und ungesteuerte Ausbau der erneuerbaren Energien hat aber auf der anderen Seite zu technischen Problemen und ökonomischen Verwerfungen geführt sowie die Strompreise maßgeblich verteuert. Die Haushaltsstrompreise in Deutschland liegen mittlerweile rund 48 Prozent über dem europäischen Durchschnitt und die jährlichen Differenzkosten der Ökostromerzeugung betragen ca. 23 Milliarden Euro. Diese Kosten werden vor allem von den nicht privilegierten gewerblichen und nichtgewerblichen Endverbrauchern getragen, die mittlerweile an der Grenze der Belastbarkeit angelangt sind. Verbraucherinnen und Verbraucher mit niedrigem Einkommen haben zunehmend Schwierigkeiten, ihre Stromrechnungen zu bezahlen. Nach Angaben der Bundesnetzagentur werden bundesweit mittlerweile jährlich rund 320.000 Stromsperrungen aufgrund von Zahlungsrückständen durchgeführt. „Energiearmut“ ist mittlerweile kein Randphänomen mehr und könnte am Ende die Unterstützung der Verbraucherinnen und Verbraucher für die Energiewende gefährden.

Das Ziel der Bundesregierung, mit der EEG-Reform die Kosteneffizienz der EE-Förderung zu erhöhen, ohne die Ausbauziele zu gefährden, ist daher aus Verbraucherperspektive sehr zu begrüßen. In den anstehenden parlamentarischen Verhandlungen wird es allerdings darum gehen, diese Zielrichtung im Auge zu behalten und Partikularinteressen in die Schranken zu weisen. Dazu beitragen kann auch das vorliegende Gutachten,

denn es diskutiert, welche Weichenstellungen bei der Reform der Ökostromförderung aus der Perspektive der Verbraucherinnen und Verbraucher notwendig sind. Schließlich sind es Millionen Verbraucherinnen und Verbraucher, die über ihre Stromrechnung den überwiegenden Teil der Kosten der EE-Förderung tragen, und deren Interessen bislang nicht ausreichend artikuliert sind.

Die Autoren kommen dabei zu zahlreichen Handlungsempfehlungen, die zum Teil bereits in den Überlegungen der Bundesregierung zur EEG-Reform eine Rolle spielen, zum Teil aber auch darüber hinausweisen. Ganz wesentlich ist die Forderung, die politische Ex-ante-Festlegung der Fördersätze durch ein Ausschreibungsmodell, also eine wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe, zu ersetzen. Hierfür werden konkrete Vorschläge zur Umsetzung aus der Perspektive der Verbraucherinnen und Verbraucher gemacht. Des Weiteren wird empfohlen, die EE-Produzenten schrittweise stärker mit Marktrisiken zu konfrontieren, die bislang durch die Verbraucherinnen und Verbraucher sozialisiert wurden. Außerdem widmen sich die Autoren dem Finanzierungsmechanismus der Ökostromförderung und kommen dabei zu dem Schluss, dass eine stärker haushaltsfinanzierte Energiewende aus Verbrauchersicht sehr vorteilhaft wäre.

Aus Verbraucherperspektive ist es entscheidend, dass bei den anstehenden energiepolitischen Weichenstellungen die Verbraucherinteressen angemessen berücksichtigt werden. Hierfür soll das vorliegende Gutachten eine Diskussionsbasis herstellen. Wir wünschen Ihnen eine informative Lektüre!

*Dr. Robert Philipps*

Leiter Gesprächskreis Verbraucherpolitik  
der Friedrich-Ebert-Stiftung



# 1. Einleitung und Problemstellung

---

## 1.1 Einleitung

Die Diskussion um den „richtigen“ Weg zur Umsetzung der Energiewende ist so alt wie die Energiewende selber. Dabei melden sich mit großer Regelmäßigkeit die Akteure der Wirtschaft und der Politik mit Kritik, Vorschlägen und Forderungen zu Wort. Die Verbraucherinnen und Verbraucher, als diejenigen, die einen großen Teil der Kosten der Energiewende tragen, waren in dieser Diskussion bisher eher unterrepräsentiert. Energiepolitische Grundsatzentscheidungen sind dabei grundsätzlich nicht Thema der Verbraucherpolitik, wohl aber, dass die energiepolitischen Ziele so *kosteneffizient und verteilungsgerecht* wie möglich umgesetzt werden. Die bisherige Umsetzung der Energiewende wird dem aus Sicht vieler Verbraucherschützer nicht gerecht. Eine zusätzliche Herausforderung besteht darin, dass das heutige Fördersystem Zielkonflikte innerhalb einzelner Verbrauchergruppen hervorruft, die eine einheitliche Position erschweren.

Dabei ist die Unterstützung für die Energieziele (Klimaschutz, Ausbau der erneuerbaren Energien und Kernenergieausstieg) unter den Verbraucherinnen und Verbrauchern weiterhin sehr hoch, wie 2013 eine Umfrage im Auftrag des Verbraucherzentrale Bundesverbands ergab (VZBV 2013). Jedoch werden die steigenden Kosten für Strom und deren Verteilung zwischen den Verbrauchergruppen zunehmend kritisch gesehen.

In den letzten Jahren sind die Endkundenstrompreise in Deutschland stark angestiegen, wobei diese Entwicklung ganz vorwiegend von regulierten Preisbestandteilen wie Umlagen und Netznutzungsentgelten getrieben wurde. Verbraucherinnen und Verbraucher mit niedrigem Einkommen haben daher mittlerweile zunehmend Schwierigkeiten, ihre Stromrechnung zu bezahlen. Nach Angaben der Bundesnetzagentur

werden bundesweit mittlerweile jährlich rund 320.000 Stromsperrungen aufgrund von Zahlungsrückständen durchgeführt (BNetzA 2013: 134). Das Phänomen der „Energiearmut“ trifft dabei in Deutschland vor allem Haushalte mit niedrigem Einkommen (Müller und Bruhn 2013), die einen zunehmenden Anteil ihrer Mittel für Energiekosten aufwenden müssen. Dieses Problem sowie steigende Preise könnten die Unterstützung der Verbraucherinnen und Verbraucher für die Energiewende gefährden.

Vor diesem Hintergrund hat die Friedrich-Ebert-Stiftung das vorliegende Gutachten beauftragt. Es soll unter *energiewirtschaftlichen und rechtlichen Gesichtspunkten* die Diskussion zur Aus- und Umgestaltung der Energiemärkte aus Verbrauchersicht begleiten. Dabei wird der *Fokus auf die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien* gelegt, da erstens auf diesen Bereich ein Großteil der Kosten der Energiewende entfällt und zweitens kurz- bis mittelfristig grundlegende Änderungen am EE-Fördermechanismus möglich sind. Aus Verbrauchersicht ist es daher entscheidend, dass bei den anstehenden energiepolitischen Weichenstellungen die Verbraucherinteressen umfassend berücksichtigt werden. Hierfür soll das vorliegende Gutachten eine Diskussionsbasis herstellen.

## 1.2 Stand der EE-Förderung aus Verbrauchersicht

Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird in Deutschland durch technologiedifferenzierte Einspeisetarife geregelt, die seit dem Jahr 2000 durch das zwischenzeitlich mehrfach novellierte „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (EEG) festgelegt werden. Durch das EEG wurde ein dynamischer EE-Aus-

bau ausgelöst: Ende 2012 waren rund 76.000 MW an EE-Leistung installiert, nahezu 85 Prozent dieser Kapazitäten haben ein fluktuierendes Einspeiseverhalten (rund 31.000 MW Wind und 33.000 MW PV); im Jahr 2012 deckten EE rund 23 Prozent des deutschen Bruttostromverbrauchs (BMU 2013; BDEW 2013). Insofern hat sich das EEG als ein erfolgreiches Markteinführungsinstrument für die EE erwiesen.

Der schnelle und kaum gesteuerte EE-Ausbau hat allerdings auch Herausforderungen mit sich gebracht: So ist die (End-)Verbraucherbelastung in den letzten Jahren insbesondere durch administrative Kostenbestandteile (Steuern und Umlagen) stark angestiegen. Während die Beschaffungspreise für Strom seit einigen Jahren sogar rückläufig sind, sorgen diese administrativen Preisbestandteile dafür, dass die Haushaltsstrompreise in Deutschland kontinuierlich zugenommen haben und mittlerweile rund 48 Prozent über dem europäischen Durchschnitt liegen (Vahlenkamp et al. 2013).<sup>1</sup> Nachfolgende Abbil-

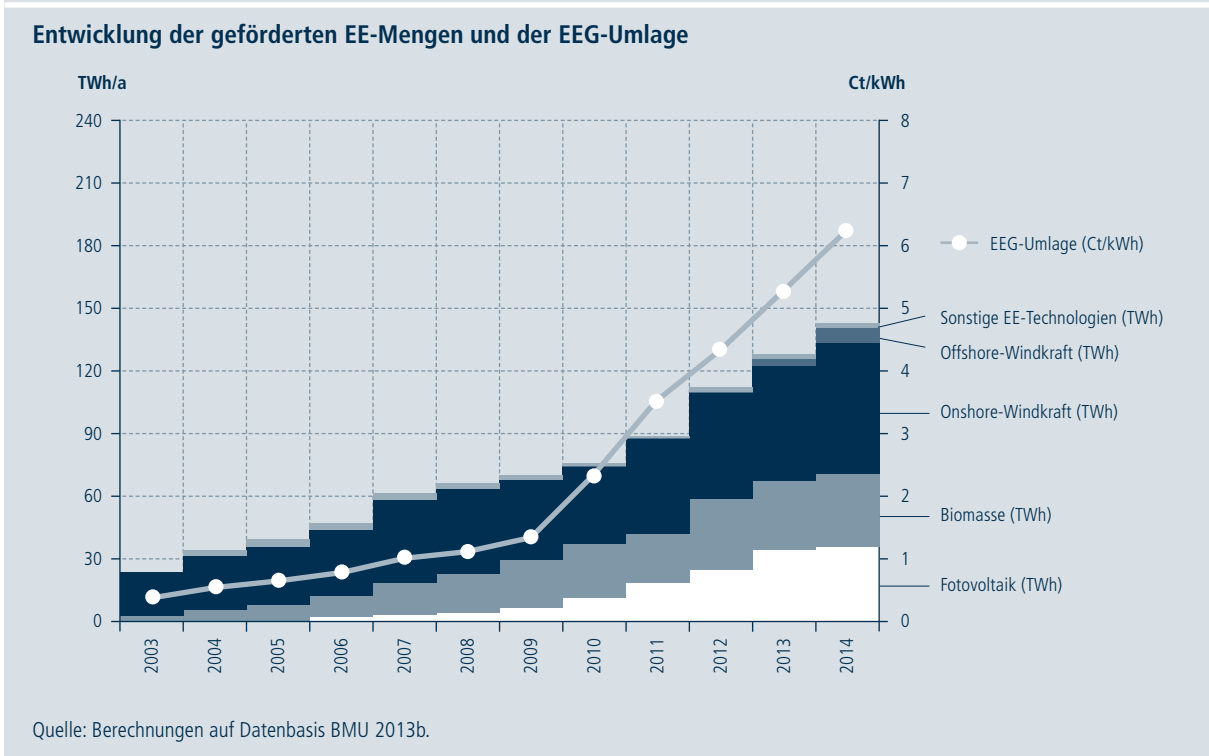
dung illustriert die zeitliche Entwicklung des durch das EEG geförderten EE-Ausbaus (Strommengen) und die damit verbundene Entwicklung der EEG-Umlage (spezifische Kosten), die von den nicht privilegierten Letztverbrauchern für jede verbrauchte Kilowattstunde Strom zu zahlen ist.

Unter Kosteneffizienzgesichtspunkten, insbesondere aus Verbraucherperspektive, muss das EEG daher „zukunftssicher“ gemacht werden. Nur so kann eine nachhaltige Akzeptanz für die weiterhin notwendige EE-Förderung gewährleistet werden.

### 1.3 Handlungsbedarf für die EE-Förderung aus Verbrauchersicht

Vor diesem Hintergrund bestehen aus Sicht der Verbraucherinnen und Verbraucher folgende Handlungsbedarfe für die zukünftige Ausgestaltung der EE-Förderung, die den Rahmen für die Diskussion in diesem Gutachten darstellen:

Abbildung 1:



1 Die EEG-Umlage liegt 2014 bei 6,24 Cent/kWh, was für einen durchschnittlichen Haushalt (3.500 kWh/a) jährlichen Kosten in Höhe von rund 220 Euro netto bzw. 260 Euro inkl. Mehrwertsteuer entspricht.

(1) EE-Ausbau und Förderkosten besser steuern: Zur Erreichung der EE-Ausbauziele ist auf absehbare Zeit ein Finanzierungsinstrument notwendig. Ein zukunftsfähiger EE-Fördermechanismus muss daher einerseits sicherstellen, dass eine ausreichende Förderung für die Erreichung der Ausbauziele gewährt wird. Andererseits muss im Interesse aller Teilnehmer im Energiemarkt und gerade aus Verbraucherperspektive sichergestellt werden, dass die Kosten des EE-Zubaus planbar werden. Dies kann durch eine bessere Steuerung der Zubaugeschwindigkeit erreicht werden. Die Verbesserung der Mengensteuerung bezieht sich insbesondere auch auf die technologische Zusammensetzung des EE-Ausbaus und kann dazu beitragen, ungeplante Kostenzyklen und abrupte Kostensprünge zu vermeiden, die beispielsweise im PV-Segment ganz wesentlich zum historischen Anstieg der EEG-Förderkosten beigetragen haben, welche die Verbraucherinnen und Verbraucher heute belasten (vgl. ewi 2012b). Darüber hinaus ermöglicht eine wirksame Mengensteuerung eine bessere Synchronisation zwischen dem EE-Ausbau, den Investitionszyklen im konventionellen Kraftwerksbereich und dem Ausbau der Energienetze. Auch eine Koordination des EE-Ausbaus mit dem Mengengerüst des europäischen Emissionszertifikatehandels (ETS) würde so ermöglicht, was sicherstellt, dass die durch EE vermiedenen Emissionen nicht durch Wechselwirkungen mit dem ETS zusätzlich erzeugt werden. Stabile Rahmenbedingungen bieten also für Verbraucherinnen und Verbraucher, aber auch für die EE-Wirtschaft und die konventionelle Energiewirtschaft, sowie in Hinsicht auf umweltpolitische Ziele einen Mehrwert.

(2) Anreize für mehr Kosteneffizienz setzen: In einzelnen Technologiesegmenten haben sich auf Basis der EEG-Förderung Ineffizienzen zulasten der Verbraucherinnen und Verbraucher herausgebildet. Dies betrifft beispielsweise die (temporären) Überrenditen im Bereich der Fotovoltaik und die teils hohen Margen einzelner Wertschöpfungssegmente der Windkraft. Diese Entwicklungen weisen auf ein Defizit an Wettbewerbsintensität im Zugang zur Förderung (d.h. den Wettbewerb von Projekten um eine Förderung) hin.

Gleichzeitig sind sie ein exemplarischer Hinweis auf die Unzulänglichkeiten einer politischen Ex-ante-Festlegung von Fördersätzen, die über einen Zeitraum von mehreren Jahren angesichts rasanter technologischer Entwicklungen und der damit verbundenen Kostendegressionen nicht ziel sicher und flexibel genug ist. Eine wettbewerbliche Mengensteuerung kann diesen Entwicklungen vorbeugen und setzt explizite Anreize für mehr Kosteneffizienz durch Wettbewerb.

(3) EE-Erzeugung besser in die Strommärkte integrieren: Mit zunehmendem EE-Anteil am Strommix nimmt die EE-Erzeugung eine immer wichtigere Rolle bei der Preisbildung für Strom ein. Durch die Förderung ausgelöste Verzerrungen im Marktverhalten der EE-Anlagen werden damit zunehmend relevant. Die durch eine angemessene Marktintegration der EE hebbaren Effizienzvorteile kommen perspektivisch auch dem Endverbraucher zugute. Dies betrifft die Art der Stromvermarktung und die Auszahlungsmodalitäten der Förderung, beispielsweise, ob die Förderung arbeitsbasiert, kontingentiert oder kapazitätsbasiert erfolgt. Auch die Frage, ob und in welchem Umfang EE-Betreiber Strompreisrisiken zu tragen haben, oder ob diese Risiken weiter sozialisiert werden, hat Einfluss auf die Verbraucherkosten.

(4) Verteilung der Förderkosten stärker an der Leistungsfähigkeit orientieren: Bisher tragen die Stromverbraucher die EEG-Förderkosten im Grundsatz entsprechend ihres Stromverbrauchs. Soweit allein an den Stromverbrauch angeknüpft wird, belastet dies Verbraucherinnen und Verbraucher mit einem niedrigen Einkommen überproportional im Vergleich zu alternativen Bemessungsgrößen (z. B. Einkommen, Vermögen, Konsum). Eine stärkere Orientierung der Kostenverteilung an der Leistungsfähigkeit kann die Energiewende sozial verträglicher gestalten und damit auch nachhaltig zur Akzeptanz beitragen.

(5) Förderkosten gerechter zwischen Stromverbrauchern verteilen: Die Förderkosten des EEG sind momentan nicht gleichmäßig zwischen den verschiedenen Verbrauchssektoren verteilt. So sind viele große Stromverbraucher von der Zahlung der

EEG-Umlage anteilig oder vollständig befreit. Die nicht privilegierten Verbraucher – im Wesentlichen Haushalte und Gewerbebetriebe – tragen diese Kosten zusätzlich zu ihrem Anteil der Förderkosten. Aber auch innerhalb der Gruppe der privaten Haushalte (Letztverbraucher von Strom) herrscht eine Ungleichverteilung der Kostentragung, die durch Ausnahmeregelungen für den Eigenverbrauch von Strom ausgelöst wird. Im Sinne einer nachhaltigen Akzeptanz für die Umsetzung der Energiewende muss es aus Verbrauchersicht daher Ziel sein, die EE-Förderkosten zwischen und innerhalb der verschiedenen Verbrauchergruppen gerechter zu verteilen. Ausnahmen müssen dafür transparent sein und sollten nur gewährt werden, wenn sie belastbar begründet sind.

#### 1.4 Zielstellung und Rahmenannahmen des Gutachtens

Ziel des vorliegenden Gutachtens ist es, energiepolitische Handlungsoptionen zu beschreiben, die möglichst zielgenau die beschriebenen Handlungsbedarfe aus Verbrauchersicht adressieren. Dies erfordert an vielen Stellen eine Abwägung von Vor- und Nachteilen verschiedener Ausgestaltungsoptionen. Wo dies möglich ist, werden Empfehlungen abgegeben, wie ein verbraucherfreundliches EE-Fördersystem ausgestaltet werden sollte.

In Abstimmung mit dem Auftraggeber wird folgender Rahmen für das Gutachten gesetzt:

- Im Fokus des Gutachtens steht die *Förderung der erneuerbaren Stromerzeugung in Deutschland*. Die Grundlage dafür stellt momentan das EEG dar. Die Bereiche Wärme und Verkehr werden nicht betrachtet. Ebenfalls nicht diskutiert werden Kapazitätsmechanismen für die konventionelle Stromerzeugung. Energieeffizienz und Netzausbau werden als eigene Handlungsbereiche nicht explizit, jedoch in Bezug auf ihre wesentlichen Wechselwirkungen mit der Ausgestaltung des EE-Fördermechanismus diskutiert.

- Der kontinuierliche Ausbau der EE ist ein separates gesamtgesellschaftliches Ziel neben der Reduktion der Treibhausgasemissionen. Der *politisch festgelegte Ausbaukorridor* für die EE wird daher auch als *übergeordneter Rahmen* für das Gutachten herangezogen und nicht infrage gestellt. Langfristig ist ein EE-Anteil von 80 Prozent am Bruttostromverbrauch, im Kontext der langfristigen Dekarbonisierungsziele eventuell sogar mehr (z. B. 95 Prozent), notwendig.
- Vor diesem Hintergrund und unter der Maßgabe der großen Unsicherheiten, was das Kostensenkungspotenzial, das Ausbaupotenzial und den Systembeitrag der verschiedenen EE-Technologien angeht, spricht viel dafür, ein Portfolio an EE-Technologien zu fördern beziehungsweise zumindest Branchenkerne fortzuführen. Der Umfang der *Technologiedifferenzierung der Förderung* wird im Rahmen der vorliegenden Studie nicht abschließend beurteilt, letztendlich sind hierzu politische Richtungsentscheidungen notwendig.
- Die Untersuchung von Handlungsoptionen für die Gestaltung der EE-Förderung konzentriert sich auf Instrumente mit wettbewerblicher Mengensteuerung, insbesondere *Auktionsmechanismen*. Dabei werden bereits vorliegende Reformvorschläge einbezogen – dies insbesondere wegen ihres Potenzials zur Steigerung der Kosteneffizienz, welche ein primäres Verbraucherinteresse darstellt, sowie der diesbezüglich vorliegenden politischen Vorschläge auf deutscher (Koalitionsvertrag und Planungen des Wirtschafts- und Energieministeriums) und europäischer Ebene. Die Ausgestaltungsoptionen „Quotenmodell“ (technologieneutrales Fördermodell) und „atmender Deckel“ (indirekte Mengensteuerung für PV im EEG 2012) werden daher nicht näher diskutiert.

In diesem Rahmen soll mit dem vorliegenden Gutachten aus Verbraucherperspektive ein Beitrag zur laufenden Diskussion geleistet werden.

## 2. Diskussion und Identifikation verbraucherseitiger Interessen

---

Um die verschiedenen Handlungsoptionen aus Verbraucherperspektive geeignet zu bewerten, ist es notwendig, in einem ersten Schritt die verbraucherseitigen Interessen zu beleuchten und zu diskutieren.

Für das vorliegende Gutachten werden unter Verbrauchern die *Letztverbraucher von Strom* verstanden. Letztverbraucher sind private Stromverbraucher, die Strom weder weiterveräußern noch den Strom im Rahmen eines Gewerbebetriebs einsetzen, um etwa Waren herzustellen oder Dienstleistungen zu erbringen. Im Fokus des Gutachtens stehen somit die Nutzerinnen und Nutzer von Strom in den rund 40 Millionen Privathaushalten in Deutschland.

In der Öffentlichkeit wird für die Gestaltung der EE-Förderung ein sehr heterogener Zielkanon diskutiert. Einerseits werden übergeordnete Verbraucherziele wie Kosteneffizienz und Verteilungsgerechtigkeit genannt, für die in der Tat ein gemeinsames Interesse aller Letztverbraucher vermutet werden kann (Verbraucherziele erster Ordnung). Andererseits gibt es eine Vielzahl von spezifischen Zielforderungen, wie beispielsweise der Sicherstellung wirtschaftlicher Teilhabe am EE-Ausbau oder die gezielte Förderung des Ausbaus verbrauchsnahe Erzeugungsstrukturen (Dezentralität), die nur für ausgewählte Verbrauchergruppen von di-

rektem Vorteil sind, anderen Verbrauchergruppen hingegen nicht offenstehen und daher potenziell einzelne Verbrauchergruppen auf Kosten anderer bevorzugen (Verbraucherziele zweiter Ordnung). Dies zeigt, dass sich bei einem breiteren Zielkanon grundlegende Zielkonflikte ergeben können, die nicht aus dem Auge verloren werden dürfen. Die Breite der möglichen Verbraucherziele macht es notwendig, eine vorgelagerte Analyse der unterschiedlichen verbraucherseitigen Zielsetzungen vorzunehmen.

Im vorliegenden Gutachten werden folgende Ziele einer verbraucherfreundlichen Energiewende näher untersucht:

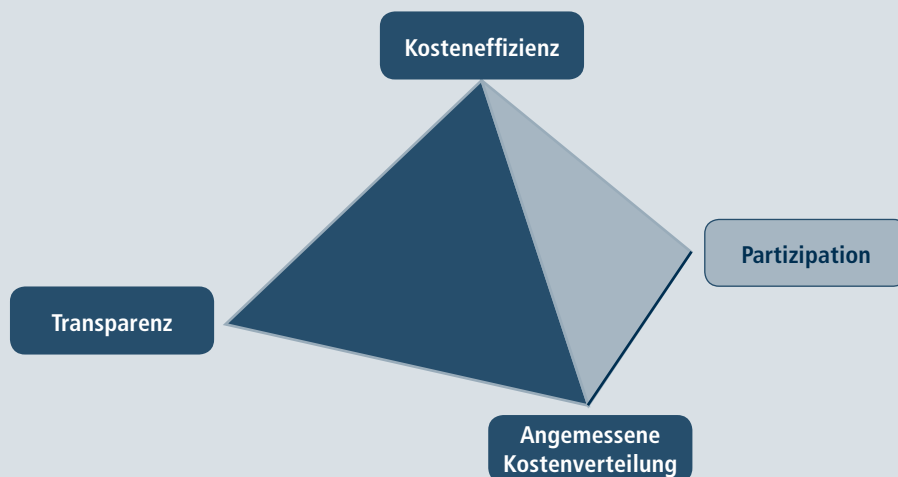
- (1) Kosteneffizienz der EE-Förderung;
- (2) angemessene Verteilung der Förderkosten;
- (3) Partizipation am EE-Ausbau;
- (4) Transparenz der EE-Förderung.

Diese Verbraucherinteressen sind bei der Ausgestaltung der zukünftigen EE-Förderung zu berücksichtigen. Sie sind in der nachfolgenden Grafik dargestellt und werden im Nachgang näher beschrieben und abgewogen.<sup>2</sup> Weitere Ziele stehen, ohne explizit aufgezählt zu werden, übergeordnet neben diesen Zielen (z. B. EE-Ausbau, Versorgungssicherheit, Kernenergieausstieg).

---

2 Präferenzen zur Herkunft des bezogenen Stroms (d. h. insbesondere die Frage, ob dieser „grün“ ist, aus der Region stammt oder andere spezifische Eigenschaften hat) werden hier nicht als ein zu verallgemeinerndes Verbraucherinteresse interpretiert. Die diesbezügliche Bezugsentscheidung ist individuell und kann von jeder Verbraucherin und jedem Verbraucher unabhängig vom EE-Fördermechanismus durch Nutzung der bereits existierenden Wahlmöglichkeiten der Stromvertriebe und deren mannigfaltiger Produkte getroffen werden.

Abbildung 2:

**Übersicht der zu untersuchenden Verbraucherziele**

Quelle: Eigene Darstellung.

## 2.1 Kosteneffizienz der EE-Förderung

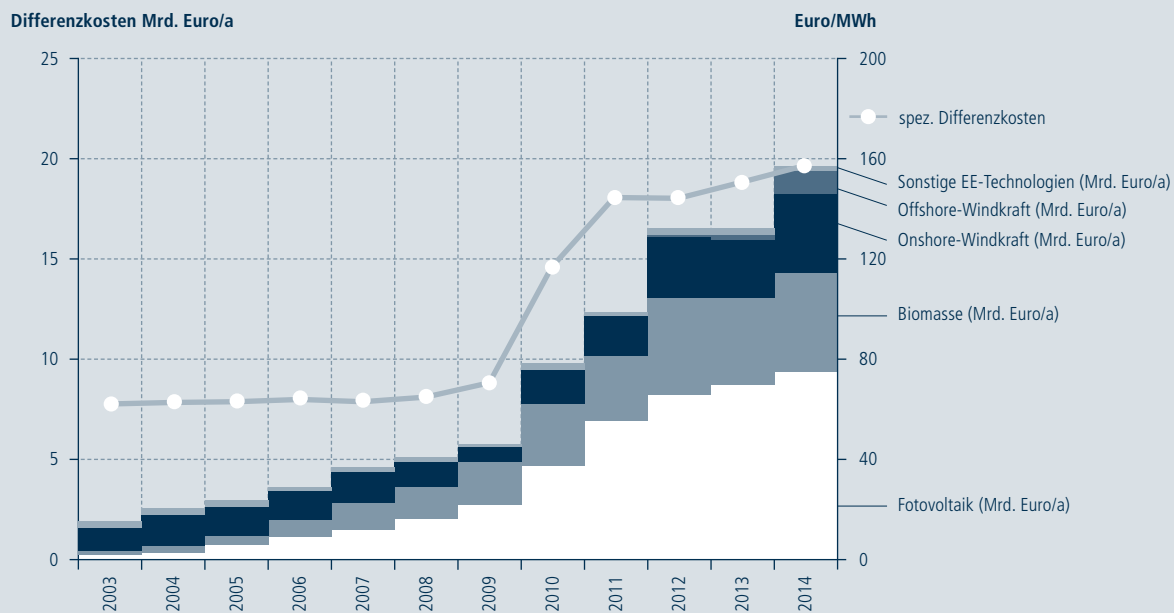
Verbraucher werden im Rahmen dieses Gutachtens in erster Linie als Stromkonsumenten verstanden (s. o.), die sich in der Rolle eines Preisnehmers befinden. Das Interesse an einer möglichst kostengünstigen Versorgung mit Strom stellt ein gemeinsames und daher übergeordnetes Verbraucherinteresse dar. Damit ist die Kosteneffizienz ein Verbraucherziel erster Ordnung. Kos-

teneffizienz bedeutet in diesem Zusammenhang, dass die zur Erreichung der EE-Ausbauziele notwendigen Kosten so gering wie möglich ausfallen sollten.<sup>3</sup>

Nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der absoluten und spezifischen EEG-Differenzkosten im Zeitverlauf (BMU 2013). Die Abbildung illustriert insbesondere die Zunahme der spezifischen Differenzkosten durch den starken Ausbau der Fotovoltaik seit 2009.

<sup>3</sup> Kosteneffizienz bedeutet somit nicht, dass die Ziele zum Ausbau der EE reduziert werden sollten, um Kosten zu sparen. Es geht vielmehr um eine effiziente Verwendung der Mittel zur Erreichung dieser Ziele bei gleichzeitiger Einbettung in den energiewirtschaftlichen Gesamtkontext. Dieser wird auch durch die energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Ziele der Sicherstellung der Versorgung sowie eines effizienten Netzausbaus im Verlauf und zur Umsetzung der Energiewende mitbestimmt.

Abbildung 3:

**Entwicklung der absoluten und spezifischen EEG-Differenzkosten**

Quelle: Berechnungen auf Datenbasis BMU 2013b.

Auf die Kosteneffizienz des EE-Ausbaus kann u. a. mit der Ausgestaltung des EE-Fördermechanismus Einfluss genommen werden. Hier spielt die Auswahl und Gewichtung der verschiedenen Technologien (EE-Technologiemix) durch den Fördermechanismus eine Rolle; wie dieser konkret aussehen sollte, steht jedoch nicht im Fokus der vorliegenden Studie. Vielmehr soll diskutiert werden, wie sichergestellt werden kann, dass Produzentenrenten nur in dem Maße anfallen, wie sie zur Zielerfüllung notwendig sind. Vor dem Hintergrund der aktuellen Kostensituation fokussiert sich das Verbraucherinteresse diesbezüglich somit auf die kurz- und mittelfristige Perspektive. Langfristig wird die Entwicklung der Verbraucherbelastung wesentlich durch die Entwicklung der *energiewirtschaftlichen Systemkosten* (dies sind die Gesamtkosten des Systems der Stromversorgung) bestimmt, sodass auch die Gestaltung eines langfristig energiewirtschaftlich effizienten Anreizrahmens dem Ziel der Kosteneffizienz dient.

Durch die Einführung und Sicherstellung von Wettbewerb besteht das Potenzial, Produzentenmargen zu reduzieren (1) und die EE-Zielerreichung kosteneffizienter zu gestalten (2) und in

Summe damit die Verbraucher zu entlasten. Eine stärkere Ausrichtung der EE-Förderung auf kosten-senkende, wettbewerbliche Mechanismen kann beispielsweise durch Auktionen oder Ausschreibungen erreicht werden, die den Zugang zur EE-Förderung wettbewerblich organisieren. Wettbewerb ist damit kein Selbstzweck, sondern aus Verbrauchersicht ein probates Mittel zur Erreichung des übergeordneten Verbraucherziels von Kosteneffizienz in der EE-Förderung. Das vorliegende Gutachten beschäftigt sich daher vorrangig mit der Frage, wie ein EE-Fördermechanismus in sinnvollem Umfang wettbewerblich ausgestaltet werden kann (vgl. hierzu Abschnitt 4). Flankierend dazu ist eine Verbesserung der Markt- bzw. Netzsynchro-nisation des EE-Ausbaus sicherzustellen.

## 2.2 Angemessene Verteilung der Förderkosten

Bei der Verteilung der Förderkosten ist zwischen intersektoralen und intrasektoralen Verteilungseffekten zu differenzieren.



### 2.2.1 Verteilung der Förderkosten zwischen den Verbrauchssektoren

Ein verbraucherfreundliches Fördersystem muss sich daran messen lassen, wie effizient es die Mittel der Verbraucher einsetzt und ob es Lasten (d. h. Kosten) angemessen verteilt. Bei der Ausgestaltung der EE-Förderung ist daher stets zwischen der Effizienz und der Verteilungswirkung eines Mechanismus abzuwägen.<sup>4</sup> Aus Sicht der Endverbraucher ist die Frage nach der Verteilung der EE-Förderkosten zwischen den hier betrachteten Haushaltsverbrauchern und den anderen Verbrauchergruppen bzw. Sektoren von besonderem Interesse. Nachfolgende Abbildung verdeutlicht den Zusammenhang zwischen Kostenentstehung und Kostenverteilung und zeigt, dass es verschiedene Ebenen gibt, auf denen Kosten unterschiedlich verteilt werden können und heute auch werden.

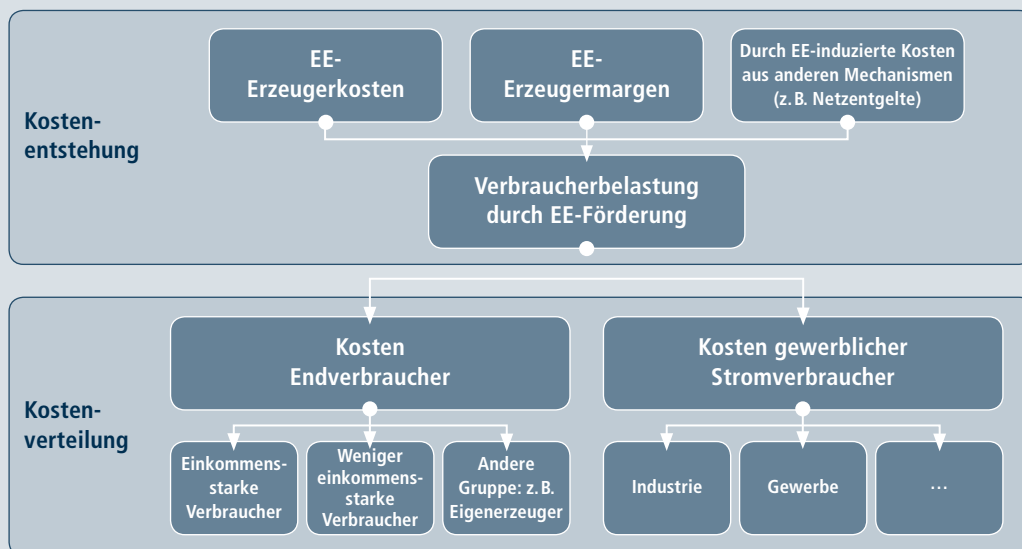
Eine *verursachergerechte Kostenverteilung* könnte in erster Näherung vermutet werden, wenn

alle Verbraucher EE-Förderkosten in der Größenordnung ihres Anteils am gesamten deutschlandweiten Stromverbrauch tragen, denn auch die EE-Ausbauziele beziehen sich auf den Gesamtstromverbrauch. Jeder Verbrauch einer Megawattstunde (MWh) Strom, egal in welchem Sektor, verursacht daher zur Erfüllung der EE-Ziele einen gleich hohen Zubaubedarf an EE. Verbraucher, die viel Strom nachfragen, sollten nach dieser Lesart auch einen entsprechend großen Anteil der Förderkosten tragen. Dass eine solche verbrauchsabhängige Kostenverteilung nicht erfolgt (und industrie- bzw. umweltpolitisch ggf. auch nicht gewünscht ist), zeigt die etablierte Praxis der Befreiung größerer Verbraucher von diesen Kosten.<sup>5</sup>

Das Ergebnis dieser Privilegierungspraxis zeigt sich beim Vergleich des sektoralen Stromverbrauchs und der jeweiligen Finanzierungsbeiträge für das EEG, die in Abbildung 5 dargestellt sind.

Abbildung 4:

#### Systematik der Kostenentstehung und Kostenverteilung



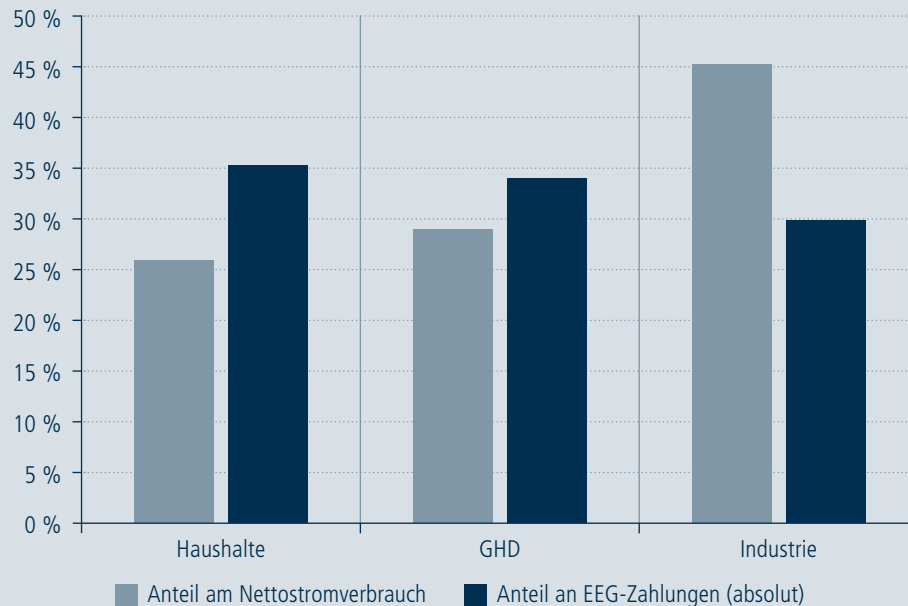
Quelle: Eigene Darstellung.

4 Die beiden Zieldimensionen (Effizienz vs. Verteilungsgerechtigkeit) können dabei in einem konfliktären Verhältnis stehen, was als ein Trade-off-Problem der Wohlfahrtsökonomie beschrieben wird (Le Grand 1990). Auch im Bereich der EE-Förderung zeigt sich diese grundsätzliche Herausforderung aus Verbraucherperspektive: Ein effizientes Fördersystem führt nicht notwendigerweise zu einer fairen Lastenteilung – und umgekehrt.

5 Dies ist unter dem Begriff „Besondere Ausgleichsregelungen“ im EEG in den Paragraphen 40ff. geregelt.



Abbildung 5:

**Sektorale Verteilung des deutschen Nettostromverbrauchs und der EEG-Kostentragung**

Quelle: Eigene Berechnung auf Datenbasis BDEW 2013b sowie Prognos 2013.

Private Haushalte sind in Deutschland mit einer Nachfrage von rund 138 Terrawattstunden (TWh) für 26 Prozent des Nettostromverbrauchs verantwortlich, tragen jedoch im Vergleich zu anderen Stromverbrauchern mit derzeit rund 35 Prozent einen im Verhältnis zu ihrem Stromverbrauchsanteil überproportional hohen Anteil der Kosten der EE-Förderung. Eine ähnliche, aber nicht ganz so große Diskrepanz ergibt sich für den Sektor Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD), der mit 29 Prozent Stromverbrauch 34 Prozent der EEG-Umlagekosten trägt. Der Industriesektor hat mit 45 Prozent den größten Verbrauchsanteil, trägt aber aufgrund von Privilegierungen lediglich 30 Prozent der Förderkosten.<sup>6</sup>

Eine gleichmäßige (im weiteren Sinne „gerechte“) Kostenverteilung zwischen den Verbrauchs-

sektoren wäre aus Sicht der hier betrachteten Verbrauchergruppe daher wünschenswert und kann somit im Sinne einer fairen Lastenverteilung ebenfalls als ein Verbraucherziel erster Ordnung betrachtet werden. Dies betrifft insbesondere die Organisation der Kostenwälzung (vgl. hierzu Abschnitt 6).

### 2.2.2 Angemessene Verteilung der Förderkosten innerhalb der Gruppe der Letztverbraucher

Aber auch innerhalb der hier betrachteten Gruppe der Letztverbraucher selbst bestehen Ungleichverteilungen der Kostentragung, welche auf Zielkonflikte innerhalb dieser Gruppe hinweisen.

Hier sind im Wesentlichen zwei Effekte zu unterscheiden, die hauptsächlich auf Regelungen des heutigen EEG basieren:

<sup>6</sup> Dies ist ein sektoraler Vergleich, der intrasektorale Effekte nicht einbezieht.

(1) *indirekte Ungleichverteilung* von EE-Förderkosten aufgrund der regressiven Wirkung<sup>7</sup> der Strompreise (und damit auch der Förderkostenumlage) auf die Haushaltseinkommen;

(2) *direkte Ungleichverteilung* bei der Kostentragung durch den zunehmenden Umfang des Eigenverbrauchs unter Vermeidung der Umlage der Förderkosten, die dann alle verbleibenden Haushalte zu tragen haben. Dies führt zu einer „Entsolidarisierung“ der Kostentragung, die aus Verbraucherperspektive kritisiert wird (Philipps 2013: 3).

In diesem Spannungsfeld bestehen potenzielle Zielkonflikte, die aus Perspektive aller Verbraucherinnen und Verbraucher abgewogen werden müssen. Grundsätzlich kann daher eine angemessene Verteilung der Kosten innerhalb der betrachteten Verbrauchergruppe und über die verschiedenen Verbrauchergruppen hinweg als ein Verbraucherziel erster Ordnung angesehen werden. Die Privilegierung einzelner Verbrauchergruppen ist daher stets gegenüber diesem Ziel abzuwägen.

## 2.3 Partizipation

Neben den Verbraucherinteressen der Kosteneffizienz und Kostenverteilung (s. o.), können Verbraucher auch Akteure sein, die zum Ausbau der EE aktiv beitragen. Die Ermöglichung dieser Art von Partizipation wird aus Verbrauchersicht häufig als eine weitere Zieldimension benannt (Ziel einer „Energiewende in Bürgerhand“). Auch der Koalitionsvertrag enthält entsprechende Formulierungen (CDU/CSU/SPD 2013: 51). Neben der wirtschaftlichen Teilhabe kann Partizipation dabei auch in Form prozessualer Mitwirkungsmög-

lichkeiten realisiert werden. Verbraucherinteressen betreffen in diesem Zusammenhang daher die Möglichkeit der Partizipation im Sinne von wirtschaftlicher Teilhabe sowie prozessualen Mitwirkungsmöglichkeiten.

### 2.3.1 Wirtschaftliche Teilhabe

Unter wirtschaftlicher Teilhabe wird verstanden, dass Verbraucherinnen und Verbraucher Kapital (als Eigenkapital oder Fremdkapital) sowie Flächen bereitstellen oder sogar Leistungen für die Projektentwicklung erbringen. Die Bereitstellung dieser Faktoren führt zu einem Rückfluss von Wertschöpfung an die sich Beteiligten. Solange diese Form der Beteiligung zu keiner Kostensteigerung für andere Verbraucher führt, kann sie grundsätzlich als ein Verbraucherinteresse verstanden werden, da sie zusätzliche Handlungsoptionen schafft. Wenngleich Investitionsmöglichkeiten grundsätzlich nur Verbraucherinnen und Verbrauchern offenstehen, die über Kapital für diese Investitionen oder Grund und Boden bzw. Wohneigentum zur Errichtung von EE-Anlagen verfügen, und daher primär diese Verbrauchergruppen von wirtschaftlichen Partizipationsmöglichkeiten profitieren können.<sup>8</sup>

Jedoch kann die Akzeptanz der EE durch eine direkte Beteiligung von Endverbrauchern mutmaßlich gesteigert werden. Damit kann eine (lokale) Akzeptanzsteigerung eventuell zu einer schnelleren, reibungsloseren Realisierung von Projekten beitragen und damit „gesellschaftliche Transaktionskosten“ reduzieren. Durch Maßnahmen zur Partizipationssteigerung kann darüber hinaus eine Diversifizierung der Akteursstruktur erreicht werden, die einen nachhaltigen EE-Zubau unter-

<sup>7</sup> Da einkommensschwächere Haushalte anteilig deutlich mehr für Strom ausgeben, als einkommensstärkere Haushalte (der Stromverbrauch steigt mit dem verfügbaren Einkommen nur unterproportional), zahlen ärmere Haushalte für die EE-Förderung einen höheren Anteil ihres verfügbaren Einkommens als reichere Haushalte (Neuhoff et al. 2012 sowie Lehr und Drosdowski 2013). Diesem vertikalen Verteilungsproblem kann beispielsweise durch die Einführung von Grundfreibeträgen, die zeitnahe Berücksichtigung dieser Kosten im Rahmen von Transferleistung sowie die Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen begegnet werden (Neuhoff et al. 2012). Alternativ kann auch die Umlagefinanzierung an sich als nicht verteilungsgerecht infrage gestellt werden (vgl. hierzu Abschnitt 6).

<sup>8</sup> Ein weiterer Hinweis auf Zielkonflikte bezüglich wirtschaftlicher Teilhabe sind die starken regionalen Unterschiede, die zwischen Zahlern von EEG-Kosten und Empfängern von EEG-Erlösen bestehen. So fällt die Bilanz aus EEG-Umlagezahlungen und Erhalt von EEG-Vergütungs- und Prämienzahlungen zwischen den Bundesländern stark auseinander und ähnelt mittlerweile teils einem „Energie-Länderfinanzausgleich“, in dem Milliarden aus einwohnerstarken, aber anlagenschwachen Ländern wie NRW, Hessen und den Stadtstaaten in Bundesländer mit vielen EEG-Anlagen wie Bayern, Schleswig-Holstein und Brandenburg fließen.

stützen kann (vgl. hierzu Abschnitt 4.5.4). In diesem Sinne verstanden, zielt Partizipation auf eine strategische Steuerung der Marktstruktur, insbesondere mit dem Argument, dass sie wettbewerbsintensivierend und damit perspektivisch kostensenkend wirken kann. Darüber hinaus kann argumentiert werden, dass die Diversifizierung des Akteursfeldes zu einer gewissen Risikostreuung beiträgt, welches die Marktstruktur robuster gestaltet.

Aus volks- bzw. energiewirtschaftlicher Sicht kann trotz dieser Argumente nicht eindeutig beantwortet werden, ob die Partizipation (vor allem im Sinne wirtschaftlicher Teilhaben, also Investition durch Endverbraucher) ein gleichberechtigtes Verbraucherziel darstellt. Und selbst wenn dies der Fall wäre, so muss hinterfragt werden, ob dies so deutlich gegeben ist, dass die EE-Förderung spezifisch auf bestimmte Akteursgruppen zugeschnitten werden sollte, um damit bestehende Wettbewerbsnachteile dieser Gruppen zu kompensieren. Denn: Sollen bestimmte Gruppen trotz Wettbewerbsnachteilen gefördert werden, so können daraus Ineffizienzen entstehen, die über eine höhere Kostenbelastung von anderen Verbrauchern getragen werden müssen. Sollte eine Maßnahme zur Akzeptanzsteigerung zu einer gesteigerten Kostenbelastung für andere Verbrauchergruppen führen, so wäre dies in der Gesamtheit nicht im Verbraucherinteresse. Daher dient die direkte wirtschaftliche Partizipation von einigen Verbrauchern am EE-Ausbau nicht notwendigerweise dem Ziel der Kosteneffizienz, welches alle Verbraucher betrifft. Dies macht deutlich, dass das Ziel der wirtschaftlichen Teilhabe nicht notwendigerweise allen Verbrauchern innerhalb der hier betrachteten Verbrauchergruppe zugutekommt und daher nicht als Verbraucherziel erster Ordnung zu verstehen ist.

Da die Gesellschaft bzw. die Politik als verantwortlicher „Marktdesigner“ jedoch unabhängig von reinen Effizienzüberlegungen zu dem Schluss kommen kann, dass Partizipation ein wichtiges Ziel im Rahmen der Energiewende ist, wird in diesem Gutachten diskutiert, wie im Rahmen einer Umgestaltung der EE-Förderung die Partizipation von Verbrauchern gewährleistet werden kann (vgl. 4.5). Dabei gilt es zu beachten, dass Investitionen in EE-Projekte neben wirtschaftlichen

Chancen immer auch Risiken beinhalten, die von den Investoren zu tragen sind. Wenn die Beteiligung von Verbrauchern als Investoren explizit ermöglicht werden soll, so können ggf. Instrumente der Risikobegrenzung eingeführt werden. Dies gilt insbesondere auch bei Veränderungen des EE-Förderregimes, z. B. einer Verstärkung der wettbewerblichen Komponenten im Marktzugang (z. B. in Form von Auktionen) oder im Betrieb (z. B. Strompreisrisiken). „Sonderregeln“, welche gezielt die Teilhabe einzelner Marktakteure ermöglichen sollen, können jedoch zur Folge haben, dass der EE-Fördermechanismus an Kosteneffizienz verliert und die EE-Förderung dadurch insgesamt mehr Kosten verursacht. Diese sind dann von allen Verbraucherinnen und Verbrauchern zu tragen. Dieser Zusammenhang sollte bei der Ausgestaltung des EE-Fördermechanismus bedacht und auch offengelegt werden.

### 2.3.2 Prozessuale Mitwirkungsmöglichkeiten

Neben der wirtschaftlichen Teilhabe kann Partizipation auch in Form prozessualer Mitwirkungsmöglichkeiten realisiert werden. Dies betrifft im Bereich der EE insbesondere die regionale Steuerung des Ausbaus, d. h. auf welchen Flächen EE-Anlagen errichtet werden dürfen und auf welchen nicht. Im Rahmen der Regionalplanung haben Gemeinden und Bürger heute bereits gewisse Mitspracherechte bezüglich der Planung vor Ort, z. B. über die Ausweisung von Vorranggebieten. Diese Instrumente für die prozessuale Einbindung von Verbrauchern vor Ort sollten erhalten und weiter genutzt werden. Über die bestehenden Optionen hinaus werden prozessuale Mitwirkungsmöglichkeiten im Rahmen dieses Gutachtens nicht weiter diskutiert.

## 2.4 Transparenz

Ergänzend stellt auch die Transparenz von Zielen, Maßnahmen und ihrer Konsequenzen bei der politischen Steuerung der Energiewende ein Verbraucherinteresse dar. Dies betrifft insbesondere auch die Transparenz der mit der Energiewende verbundenen Ziele und der dadurch ver-

ursachten Kosten. Das Ziel der Transparenz ist ebenfalls ein gemeinsames Verbraucherinteresse und daher als Verbraucherziel erster Ordnung zu verstehen. Es kann erreicht werden, indem die Förderung und insbesondere die Umlage der Förderkosten auf Verbraucherinnen und Verbraucher so organisiert wird, dass klar erkennbar ist, welche Kosten der Ausbau der EE verursacht und wie diese auf die verschiedenen Verbrauchergruppen verteilt werden.

## 2.5 Zusammenfassung der Verbraucherziele für das Gutachten

Nachfolgende Tabelle fasst die dargelegte Einteilung der Ziele in Verbraucherziele erster und zweiter Ordnung sowie die ausschlaggebende Eigenschaft zusammen.

Tabelle 1:

### Verbraucherziele erster und zweiter Ordnung

Ordnung des Verbraucherziels	Definition	Zuordnung
<b>Verbraucherziel erster Ordnung</b>	<i>Gleichgerichtetes Interesse</i> aller Verbraucher innerhalb der betrachteten Gruppe der Letztverbraucher	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Kosteneffizienz</li> <li>• Angemessene Verteilung der Förderkosten</li> <li>• Transparenz</li> </ul>
<b>Verbraucherziel zweiter Ordnung</b>	<i>Potenzieller Zielkonflikt</i> innerhalb der betrachteten Gruppe der Leistungsverbraucher	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wirtschaftliche Teilhabe</li> <li>• (Prozessuale Mitgestaltung)</li> </ul>

### 3. Diskussion und Kurzbewertung vorliegender Reformvorschläge

#### 3.1 Übersicht der in der Diskussion befindlichen Vorschläge

Derzeit stehen verschiedene Reformvorschläge für die Förderung der EE in der energiepolitischen Diskussion. Ihre erklärte Absicht ist es, gezielt die Schwächen des heutigen EEG zu adressieren, wobei jedoch naturgemäß unterschiedliche Schwerpunkte gesetzt werden. So stehen bei diesen Vorschlägen Verbraucherinteressen nicht explizit im Vordergrund, was im Rahmen der EEG-Reformdiskussion unter anderem von Krawinkel (2012) und Philipps (2013) kritisch angemerkt wurde.

Dennoch können die vorgestellten Modelle für die Diskussion im vorliegenden Gutachten einen wertvollen Lösungsbeitrag liefern, weshalb eine Kurzdarstellung ausgewählter Modelle zielführend ist. So kann anhand dieser Vorschläge untersucht werden, welche Ausgestaltungsvarianten bestehen, welche Reformelemente im Fokus mehrerer Vorschläge stehen und welche Begründungen dafür jeweils genannt werden. Diese Reformelemente werden im Nachgang dann näher auf ihre Eignung aus Verbraucherperspektive untersucht.

Folgende Reformvorschläge<sup>9</sup> wurden für diese Untersuchung<sup>10</sup> ausgewählt:

- die „EE-Kapazitätsauktion“ des VKU e.V. (VKU 2013);
- das „Mengen-Markt-Modell“ des Arrhenius Instituts (Arrhenius 2011);

- das „Wettbewerbliche Strommarktdesign für Erneuerbare Energien“ der MVV Energie AG (MVV 2013);
- die „Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG“ des BDEW e.V. (BDEW 2013a);
- das „EEG 2.0“ der Agora Energiewende (Agora 2013);
- das „Stromsystem-Design“ des Beraterkonsortiums IZES, BET und Prof. Bofinger (IZES/BET/Bofinger 2013);
- für die Bezugnahme auf den politischen Stand der Diskussion wird ergänzend der Koalitionsvertrag aus dem November 2013 und dem Kabinettsbeschluss aus dem Januar 2014 dargestellt (CDU/CSU/SPD 2013; BMWi 2014a).

Alle untersuchten Reformvorschläge haben zum Ziel, den Ausbau der EE weiter fortzuführen (Zielerreichung), dabei jedoch die Planbarkeit und Kosteneffizienz des Ausbaus zu verbessern. Dafür werden verschiedene Reformelemente vorgeschlagen, die den grundsätzlichen Optionsraum für ein angepasstes EE-Marktdesign beschreiben. Diese Reformelemente lassen sich entlang folgender Designfragen zusammenfassen:

(1) **Technologiedifferenzierung:** Ist die EE-Förderung technologiedifferenziert oder technologie-neutral ausgestaltet? Bei einer technologiedifferenzierten Förderung werden Ausbauziele für die verschiedenen EE-Technologien separat verfolgt. Technologieneutralität bedeutet hingegen, dass lediglich ein EE-Ziel verfolgt und der Technologiemix nicht zentral gesteuert wird.

<sup>9</sup> Darüber hinaus existiert noch eine Vielzahl weiterer Vorschläge, die sich teils mit einer konkreten Weiterentwicklung innerhalb des bestehenden EEG auseinandersetzen oder auch mit dem Quotenmodell ein grundlegend anderes EE-Fördersystem vorschlagen. Vor dem Hintergrund der Rahmenannahmen des Gutachtens und im Sinne einer kompakten Darstellung fokussiert sich das Gutachten jedoch auf die ausgewählten Vorschläge.

<sup>10</sup> Dabei stehen Vorschläge im Fokus, die das EEG als Fördermechanismus adressieren. Daneben existieren beispielsweise auch verschiedene Vorschläge, die sich auf mögliche Änderungen der Umlage der Förderkosten auf die Verbraucherinnen und Verbraucher konzentrieren (z. B. Agora 2014).

(2) Ermittlung der Förderhöhe: Wird die Förderhöhe über eine Preisvorgabe oder eine Mengenvorgabe ermittelt? Bei einer Preisvorgabe wird die Höhe der Förderung administrativ bestimmt, mit dem Ziel, die Kostenstrukturen der Zieltechnologie möglichst genau abzubilden und auch zeitlich nachzuführen. In einem System mit Mengenvorgabe erfolgt die Preisfindung für eine gewünschte Zubauemenge an EE üblicherweise in einem wettbewerblichen Mechanismus (z. B. Auktion).

(3) Auszahlung der Förderung: Wird die Förderung basierend auf Arbeit (MWh) oder Leistung (MW)<sup>11</sup> ausgezahlt? Die Förderung kann, unabhängig davon, ob die Höhe der Förderung administrativ oder per Ausschreibung ermittelt wurde, auf die erzeugte Arbeit oder die installierte Leistung ausgezahlt werden. Dabei ist auch zu differenzieren, in welchem Umfang Anlagenbetreiber Strommarktrisiken übernehmen sollen, beziehungsweise in welchem Umfang diese Risiken sozialisiert werden sollen.

(4) Vermarktungsverantwortung: Liegt die Vermarktungsverantwortung bei den Anlagenbetreibern (dezentral) oder bei einer zentralen Stelle, z. B. den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB)? Die Vermarktung des erzeugten Stroms kann, unabhängig von der Auszahlung der Förderung, entweder durch die EE-Anlagenbetreiber (Direktvermarktung) oder durch einen zentralen Abnehmer erfolgen.

### 3.2 Kurzbewertung der in der Diskussion befindlichen Vorschläge









Abbildung 7 fasst die wesentlichen Designelemente der oben ausgewerteten Reformvorschläge für die Anpassung der EE-Förderung anhand der eingangs formulierten vier Fragestellungen zusammen. Im Folgenden werden diese Designelemente näher beschrieben. Hieraus lassen sich Gemeinsamkeiten und Unterschiede der Reformvorschläge ableiten.

---

11 Die Auszahlung der Förderung auf Basis erzeugter elektrischer Arbeit oder installierter Leistung hat Einfluss auf das Gebotsverhalten der geförderten Anlagen im Strommarkt sowie ggf. auch auf die technische Auslegung dieser Anlagen und beeinflusst damit die energiewirtschaftliche Effizienz der EE-Förderung (siehe dazu Kapitel 4.4).

Abbildung 6:

**Übersicht von ausgewählten Vorschlägen für eine Reform der EE-Vergütung in Deutschland**

	Investition	Erzeugung	Vermarktung	Netz	Umlage
Reformvorschlag	Marktzugang	Auszahlung der Förderung	Vermarktung	Einspeisemanagement und Entschädigung	Umlage der Förderkosten
<ul style="list-style-type: none"> <li>Vereinfachtes EEG 2.0</li> </ul> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>Administrative Preisfestlegung</li> <li>Mengenabhängige Degression der Vergütung um 1 % p.a. (Zubaukorridor)</li> <li>Entfall der absoluten Mengenbegrenzung für PV</li> <li>Einführung von Ausschreibungen für Wind-Offshore und steuerbare EE</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Obergrenze für alle EE-Technologien: 89 €/MWh</li> <li>Entfall aller Boni</li> <li>Angepasstes Referenz-ertragsmodell für Wind onshore</li> <li>Kapazitätsprämie (€/MW) für steuerbare EE</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verpflichtende DV (gleitende Marktprämie) für Neuanlagen (€/MWh)</li> <li>De-minimis-Regelung für &lt; 1 MW</li> <li>Keine Zahlung von Boni für Vermarktung</li> <li>Managementprämie von 0,2 Cent/kWh für Anlagenbestand</li> </ul>		<ul style="list-style-type: none"> <li>Konzentration von Ausnahmen auf Unternehmen im internat. Wettbewerb</li> <li>Mindestbeitrag von 0,5 Cent/kWh auch für Industrie</li> <li>Eigenverbrauch &gt; 10 kW an Kostenumlage beteiligen</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Mengen-Markt-Modell</li> </ul> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>Regelmäßige technologie-differenzierte und regionalisierte Auktion von Kapazitäten</li> <li>Unterscheidung nach fluktuierenden und steuerbaren EE</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fluktuierende EE: Auszahlung einer budgetierten Einspeisevergütung (€/MWh im Pay as Bid-Verfahren)</li> <li>Steuerbare EE: Auszahlung einer Kapazitätsprämie (€/MW) für alle Stunden, in denen die Anlage verfügbar ist.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Fluktuierende EE: zentrale Abnahme erfolgt zum vorab vereinbarten Preis (€/MWh), DV ist nicht zulässig</li> <li>Steuerbare EE: DV obliegt den EE-Betreibern</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Abregelung führt aufgrund des festen MWh-Budgets lediglich zu Zinsverlusten (die ggf. kompensiert werden könnten)</li> </ul>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>Positionspapier</li> </ul> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>Differenzierung in zwei Phasen:</li> <li>Phase 1: Beibehaltung administrativ bestimmter Preissetzung (technologie-differenziert)</li> <li>Phase 2: technologie-differenzierte Auktion</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Phase 1: Auszahlung als gleitende Marktprämie für Neuanlagen (€/MWh) mit Mengenkontingentierung</li> <li>Phase 2: ex ante bestimmter fixer Bonus (€/MWh)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Phase 1 &amp; 2: verpflichtende DV für alle Neuanlagen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Grundsätzliche Beibehaltung der Entschädigungsregelungen</li> <li>Reduktion der Entschädigung im Falle von vorab bekannten Netzengpässen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kritische Überprüfung der Regelungen zum Eigenverbrauch und der Privilegierungstatbestände</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Stromsystem-Design</li> </ul>   <p>Prof. Bofinger</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Differenzierung in zwei separate Marktsegmente (technologiedifferenziert):</li> <li>Segment 1: Bürgermodell mit administrativ festgelegter Vergütung (Kleininvestoren)</li> <li>Segment 2: Integrationsmodell für professionelle Investoren, zuerst administrativ bestimmt, dann durch Auktion</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Segment 1: fixe Einspeisevergütung mit kontinuierlicher Anpassung an Kostenentwicklung</li> <li>Segment 2: Auszahlung als technologiespezifische Kapazitätsprämie (€/MW) auf Jahresbasis</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Segment 1: zentrale Abnahme durch UNB oder Dritte; Abregelung bei negativem Börsenpreis</li> <li>Segment 2: verpflichtende DV und Einführung von Ober- und Untergrenzen für die Stromerlöse</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Segment 1: Vergütung nur bei positivem Strompreis, Verlängerung um abgeregelte Stunden</li> <li>Segment 2: keine Entschädigung bei marktlichem Redispatch</li> <li>Reduktion der Entschädigung bei Netzengpässen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kritische Überprüfung der Regelungen zum Eigenverbrauch und der Privilegierungstatbestände</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Studie wettbewerliches Strommarktdesign für EE</li> </ul> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>Differenzierung in drei Phasen:</li> <li>Phase 1 &amp; 2: technologie-spezifische Auktion, in Phase 2 mit begrenztem Gesamtbudget (Euro)</li> <li>Phase 3: technologie-neutrale Auktion (optional)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Phase 1: Marktprämie aus heutigem EEG beibehalten</li> <li>Phase 2: budgetierte gleitende Prämie für 15-20 Jahre (€/MWh) im Pay as Bid-Verfahren mit Preisobergrenze</li> <li>Phase 3: ex-ante bestimmter fixer Bonus für 15-20 Jahre</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Phase 1: Anpassung des EEG, verpflichtende DV für Neuanlagen</li> <li>Phase 2 &amp; 3: verpflichtende DV</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reduktion der Entschädigungsansprüche bei Einspeisemanagement</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Konzentration von Ausnahmen auf Unternehmen im internat. Wettbewerb</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>iEMD-Gutachten</li> </ul> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>Regelmäßige technologie-differenzierte und regionalisierte Auktion von Vergütungsrechten für Kapazität (MW)</li> <li>Nachhandel möglich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Auszahlung der Förderung als technologie-spezifische Kapazitätsprämie (€/MW)</li> <li>Auszahlung gestreckt über Abschreibungsdauer (ca. 15 Jahre)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verpflichtende DV ohne arbeitsbasierte Boni</li> <li>Bündelung von Kleinanlagen durch andere Marktakteure</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Entschädigungsregeln analog zu konventionellen Erzeugern ausgestaltet</li> <li>Regionale Steuerung des Zubaus vorwiegend durch Netzentgelte</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Umlage auf gesamten Stromverbrauch</li> <li>Konzentration von Ausnahmen auf Unternehmen im internat. Wettbewerb</li> </ul>
<ul style="list-style-type: none"> <li>Koalitionsvertrag 2013</li> </ul> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>Beibehaltung der Technologiedifferenzierung</li> <li>Beibehaltung der administrativen Preisfestlegung</li> <li>Prüfung von Auktionsmechanismen mit dem Ziel, diese ab 2018 umfassend einzuführen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Gleitende Marktprämie als Basis für alle Neuanlagen (€/MWh)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verpflichtende DV für Neuanlagen &gt; 5 MW auf Basis der gleitenden Marktprämie</li> <li>Weitgehender Wegfall von Boni</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Erhöhung der nicht kompensierten Erlösausfälle bei Abregelung auf 5 % der Jahresarbeit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Entfall Grünstromprivileg</li> <li>Konzentration von Ausnahmen auf Unternehmen im internat. Wettbewerb</li> <li>Anpassungen der Regelungen für die Eigenproduktion von Strom</li> </ul>

Quelle: Eigene Darstellung.



Abbildung 7:

**Wesentliche Designelemente der dargestellten Reformvorschläge für die EE-Förderung**

<b>Technologiedifferenzierung</b>	<b>Ja</b>	<b>Nein</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Agora, Arrhenius, VKU, BDEW, MVV, IZES, BReg</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Klassische Quotenmodelle</li> <li>• MVV (langfristig, optional)</li> </ul>
<b>Ermittlung der Förderhöhe</b>	<b>Preisvorgabe</b>	<b>Mengenvorgabe</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Agora</li> <li>• Kurzfristig: BDEW, MVV, BReg</li> <li>• IZES (für Kleininvestoren)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Arrhenius, VKU</li> <li>• Langfristig: BDEW, MVV, BReg</li> <li>• IZES (für professionelle Investoren)</li> </ul>
<b>Auszahlung der Förderung</b>	<b>Leistungsbasiert</b>	<b>Erzeugungsbasiert</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• VKU</li> <li>• IZES (für professionelle Investoren)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Agora, BReg</li> <li>• Kontingentiert: BDEW, MVV, Arrhenius</li> <li>• IZES (für professionelle Investoren)</li> </ul>
<b>Vermarktungsverantwortung</b>	<b>Dezentral (Betreiber)</b>	<b>Zentral (z. B. ÜNB)</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• VKU, BDEW, MVV, BReg, Agora</li> <li>• Arrhenius (für steuerbare EE)</li> <li>• IZES (für professionelle Investoren)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Agora (für EE-Anlagen &lt; 1 MW)</li> <li>• Arrhenius (für fluktuierende EE)</li> <li>• IZES (für Kleininvestoren)</li> </ul>

Verwendete Abkürzungen: BReg: Bundesregierung, IZES: IZES/BET/Bofinger.

Quelle: Eigene Darstellung.

### 3.2.1 Technologiedifferenzierung

Das EEG basiert auf einer kleinteiligen Festlegung verschiedener Vergütungssätze für unterschiedliche Energieträger, Technologien, Anlagengrößen und Brennstoffe. Seit der Einführung des Gesetzes im Jahr 2000 wurden inzwischen rund 4.500 Vergütungsklassen bzw. -kombinationen definiert (BDEW 2013: 12). Die oben dargestellten Reformvorschläge wollen die Technologiedifferenzierung des EEG, die auch im Koalitionsvertrag festgeschrieben ist, weitgehend fortführen. Dabei soll jedoch die Zahl der Vergütungsklassen deutlich reduziert werden. So wird z.B. auch vorgeschlagen, dass EE-Technologien mit (absehbar) ähnlicher Kostenstruktur (z.B. Freiflächen-PV und Wind onshore) in einem gemeinsamen (Markt-)Segment bewirtschaftet werden könnten.<sup>12</sup>

### 3.2.2 Ermittlung der Förderhöhe

Sogenannte „preisbasierte“ Fördermechanismen wie das aktuelle EEG halten jeweils eine bestimmte Förderhöhe über einen längeren Zeitraum konstant. Damit ist diesen Fördermechanismen weitgehend innewohnend, dass sie nicht hinreichend schnell auf teils diskrete Technologie- und Kostenentwicklungen reagieren können. Diese Problematik zeigte sich in der Vergangenheit auch im deutschen EEG, beispielsweise anhand des starken PV-Zubaus in den Jahren von 2009 bis 2012 (vgl. 2.1).

Auch als Reaktion auf diese Entwicklungen ist eine rein administrative Preisfestsetzung in den hier ausgewählten Reformvorschlägen nicht mehr oder nur noch als Übergangselement aus dem Status quo heraus vorgesehen. Stattdessen

<sup>12</sup> Sofern die Vollkosten der geförderten EE-Technologien in vergleichbarer Höhe liegen, wird im Vorschlag der MVV Technologieneutralität als eine langfristige Option für die letzte von drei Marktdesign-Phasen genannt (MVV 2013: 35).



wird vorgeschlagen, die Ermittlung der Förderhöhe durch einen wettbewerblichen Prozess im Marktzugang, namentlich eine Ausschreibung oder Auktion, durchzuführen. Dieses Reformelement findet sich in allen ausgewählten Vorschlägen, spätestens in einer nachfolgenden Marktdesign-Phase. Lediglich der Vorschlag von Agora basiert auf einer administrativen Preisfestsetzung, der Zeithorizont dieses Vorschlags endet jedoch bereits im Jahr 2017; IZES/BET/Bofinger (2013) schlagen einen zweigeteilten Fördermechanismus vor. So soll ein Fördersegment mit administrativer Preisfestsetzung speziell Projekte mit Bürgerbeteiligung adressieren, wohingegen ein Marktsegment mit Auktionen für professionelle Investoren vorgesehen werden soll (IZES/BET/Bofinger 2013). Auch die Bundesregierung plant Auktionsmechanismen zu testen und bei entsprechendem Erfolg ab 2017 umfassend einzuführen (BMW 2014).

### 3.2.3 Regionalisierung der Vergütung

In einem über größere Regionen mit unterschiedlichem EE-Potenzial (insbesondere Windgeschwindigkeiten) weitgehend einheitlichen Vergütungssystem wie dem EEG entstehen an ertragreichen Standorten regionale Überrenditen.<sup>13</sup> Ein geeigneter Fördermechanismus ermöglicht hingegen eine regionale Differenzierung der Förderhöhe, die sich an den regional unterschiedlichen (Differenz-)Kosten der EE-Technologien orientiert und daher Überrenditen aus Potenzialdifferenzen abschöpfen kann. Die hier dargestellten Reformvorschläge empfehlen entweder eine grundlegende Reform des Referenzertragsmodells für Onshore-Wind (Agora, MVV, BDEW, IZES/BET/Bofinger, Bundesregierung) oder diskutieren eine regionalisierte Mengensteuerung, die ebenfalls zu einer Differenzierung der Vergütung eingesetzt werden kann (Arrhenius, VKU).

### 3.2.4 Auszahlung der Förderung und Stromvermarktung

Wird eine Förderung (in Euro/MWh) auf die erzeugte elektrische Arbeit ausgezahlt, so wirkt sie direkt auf das Gebotsverhalten der geförderten Anlagen im Strommarkt: Die Anlagenbetreiber preisen die Förderung in ihr Gebot ein, auf diese Weise können z. B. negative Preise an der Strombörse entstehen. Diese Verzerrungen des Gebotsverhaltens wirken sich im Spotmarkt (day-ahead und intraday), in den Arbeitspreisgeboten von geförderten Anlagen in den Regelenergiemärkten sowie den Anreizen zur Fahrplantreue (bei ÜberSpeisung des Fahrplans) aus. Ihnen kann durch die Einführung einer leistungs-basierten Förderung (wie im Vorschlag des VKU und von IZES/BET/Bofinger) oder durch eine kontingentierte Auszahlung<sup>14</sup> der Förderung (wie z. B. im Vorschlag von Arrhenius, BDEW und MVV) begegnet werden. Für steuerbare Anlagen (im Wesentlichen Bioenergieanlagen) wird in allen dargestellten Vorschlägen eine Förderung mit einer Kapazitätsprämie (Euro/MW) empfohlen.

Für fluktuierend einspeisende Anlagen schlägt der Großteil der dargestellten Vorschläge eine arbeitsbasierte Vergütung (Euro/MWh) vor. In allen Vorschlägen soll die Förderung über einen längeren Zeitraum (z. B. 15 bis 20 Jahre) garantiert werden. Unterschiede bestehen jedoch insbesondere bei dem Grad der Übernahme von Strompreisrisiken durch die EE-Betreiber. Diese Risiken werden, zumindest in der Anfangsphase, durch die ex-post bestimmte gleitende Marktprämie (Agora, BDEW und MVV in Phase 1) bzw. die Zahlung einer festen Einspeisevergütung für fluktuierende EE (Arrhenius) stark begrenzt.

Bei der Art der Fördermittelauszahlung ist auch zu differenzieren, in welchem Umfang den Anlagenbetreibern Strommarktrisiken übertragen

<sup>13</sup> Im aktuellen EEG existiert zwar im Bereich Wind onshore mit dem Referenzertragsmodell eine Vergütungs-differenzierung nach Standortgüte, diese löst aber keine angemessene Steuerungswirkung aus, da die sich daraus ergebende Spreizung der Vergütungsdauer auch bei starken Ertragsunterschieden nur relativ gering ausfällt.

<sup>14</sup> Hierunter wird im Folgenden verstanden, dass eine Förderung nur über eine bestimmte Energiemenge (analog Vollbenutzungsstunden) ausgezahlt wird.

werden. So schlagen BDEW, MVV und VKU vor, mittelfristig vermehrt Strompreisrisiken auf die Betreiber von EE-Anlagen zu verlagern. Arrhenius differenziert hier zwischen steuerbaren Anlagen (Kapazitätsprämie plus Direktvermarktung) und nicht steuerbaren Anlagen (budgetierte Festvergütung plus zentrale Abnahme), während IZES/BET/Bofinger zwischen Anlagen mit Beteiligung von Kleininvestoren (feste Einspeisevergütung) und Anlagen professioneller Investoren (verpflichtende Direktvermarktung) differenziert. In den anderen ausgewerteten Vorschlägen wird die dezentrale Direktvermarktung durch die Anlagenbetreiber als (verpflichtender) Vermarktungskanal für den erzeugten EE-Strom gewählt; teils ergänzt durch De-minimis-Regelungen für Kleinanlagen.

### 3.2.5 Einspeisemanagement

Zur Kompensation von durch netzbasiertem Einspeisemanagement abgeregelter Stromproduktion gibt es keine einheitliche Stoßrichtung im Rahmen der dargestellten Vorschläge. Grundsätzlich wird in den Studien aber vielfach argumentiert, dass (regionalisierte) EE-Auktionen auch der regionalen Steuerung des EE-Zubaus unter Berücksichtigung von Netzengpässen dienen können. Zum Teil wird auch vorgeschlagen, die Entschädigungszahlungen an Anlagenbetreiber bei netzbedingten Abregelungen (weiter) zu begrenzen, sodass ein höherer Anteil der Jahreserzeugung bei Netzengpässen ohne Kompensation abregelt werden kann. Dies mit dem Ziel, eine räumliche Steuerungswirkung auf die Ansiedlung von EE-Projekten zu entwickeln.

### 3.2.6 Kostenumlage und Lastenteilung

Alle dargestellten Vorschläge beurteilen den heutigen Umfang der (anteiligen) Kostenbefreiung von privilegierten Verbrauchern in den Sektoren Industrie und Gewerbe kritisch und plädieren für eine Überprüfung der Befreiungstatbestände. Hierbei soll insbesondere die Frage im Vordergrund stehen, ob befreite Verbraucher im internationalen Wettbewerb stehen und somit einen tatsächlichen

Wettbewerbsnachteil durch die Kostenbelastung der EE-Förderung erleiden. Ebenfalls kritisch wird in den analysierten Studien die zunehmende „Entsolidarisierung“ der Kostentragung durch den privilegierten Eigenverbrauch (Vermeidung der EEG-Umlage und anderer Umlagen durch Eigenerzeugung) gesehen; hier plädieren die meisten Autoren für eine kritische Überprüfung der momentanen Regelungen. Dies ist auch im Koalitionsvertrag vorgesehen.

## 3.3 Vorauswahl von Fördermechanismen mit Wettbewerb im Marktzugang

Die Analyse des zur Verfügung stehenden „Werkzeugkastens“ verschiedener EE-Fördermechanismen (vgl. Abbildung 3) zeigt, dass insbesondere *Instrumente mit wettbewerblichem Marktzugang und Mengensteuerung* zur Steigerung der Kosteneffizienz des EE-Ausbaus empfohlen werden. Zur Umsetzung einer wettbewerblichen Mengensteuerung bedient sich der Marktarchitekt üblicherweise einer Ausschreibung oder Auktion. Generell wird unter einer Auktion ein formales Auswahlverfahren mit dem Preis als zentralem Zuschlagskriterium verstanden. Existieren zusätzlich dazu qualitative Zuschlagskriterien (wie z. B. die Art der Investoren oder die Größe des Projektes), so spricht man eher von einer Ausschreibung (MVV 2013: 41).<sup>15</sup>

*Ziel einer Auktion* ist es, einen Wettbewerb zwischen verschiedenen Bietern auszulösen und somit eine kosteneffiziente Beschaffung von ausgeschriebenen Leistungen zu erreichen. Für die Auktionierung von EE-Förderung werden die geplanten EE-Ausbaumengen durch die Politik als Nachfrage vorgegeben. Dies kann auf Basis der langfristigen Ausbauziele des Bundes, die ggf. mit den Zielen der Bundesländer zu koordinieren sind, erfolgen. Dazu übernimmt ein zentraler Koordinator diese Beschaffungsaufgabe und artikuliert die gewünschten EE-Ausbaumengen als politisch induzierte Nachfrage im Rahmen einer Auktion in den Markt. In der Auktion trifft diese Nachfrage auf das Angebot von EE-Mengen. Dazu legen teilnehmende Projektplaner und Investo-

<sup>15</sup> Vorerst werden beide Begriffe in diesem Gutachten synonym verwendet.

ren offen, zu welchem Förderbetrag sie eine bestimmte Menge von EE-Erzeugung bereitstellen würden. In der Auktion bekommen diejenigen Investoren einen Zuschlag, die zu den in Summe niedrigsten Förderbeträgen die ausgeschriebene EE-Leistung errichten und betreiben können.

Die Auktion ist ein Allokationsmechanismus, der sich in den letzten Dekaden international für die Preisfindung bei verschiedenen Gütern (z. B. UMTS-Lizenzen) zunehmend etabliert hat (Klemperer 2004: 1). Auch für die Preisfindung energiewirtschaftlicher Güter, insbesondere von Strom, werden häufig Auktionen genutzt. Darüber hinaus kommen sie auch bei der Ermittlung der Förderhöhe von EE-Projekten international verschiedentlich und zunehmend zur Anwendung (MVV 2013: 41). Wenngleich die verschiedenen internationalen Beispiele nicht direkt auf Deutschland übertragbar sind (vgl. MVV 2013: 67 ff.), zeigen sie doch, dass die Einführung von Auktionen nicht ohne Risiken ist und es einer sorgfältigen Ausgestaltung bedarf. Diesen Risiken stehen Potenziale gegenüber. Verschiedene internationale Beispiele illustrieren das Potenzial zur Kostenreduktion durch Auktionen eindrucksvoll.<sup>16</sup>

Im Folgenden wird der Untersuchungsauftrag bezüglich Auktionsmechanismen motiviert und an den eingangs formulierten Verbraucherzielen gespiegelt.

- Wie beeinflusst die Einführung von Auktionen die Kosteneffizienz?

Die Umstellung von einer administrativen Preisfestsetzung auf eine wettbewerbliche Preisfindung etabliert bzw. verstärkt den Kostenwettbewerb zwischen den potenziellen Investoren in EE-Projekte und schützt Verbraucherinnen und Verbraucher vor abrupten Kostensprüngen, die wesentlich zum historischen Anstieg der EEG-Verbraucherbelastung beigetragen haben. Die wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe durch eine Auktion kann *Anreize zur Kostensenkung* über die gesamte Wertschöpfungskette generieren. Bei richtiger Ausgestaltung der Auktion (vgl. Abschnitt 4.1) kann dies die För-

derkosten auf das für die Erfüllung der Ausbauziele notwendige Niveau senken, temporäre Überrenditen werden vermieden. Die Einführung einer Auktion wäre dann aus Verbraucherperspektive von direktem Vorteil (Kosteneffizienz).

- Wie beeinflusst die Einführung von Auktionen die Kostenverteilung?

Die Kostenverteilung wird durch das System der Kostenumlage determiniert, welches dem Mechanismus der Preisfindung (administrativ oder wettbewerblich) nachgelagert ist. Die Kostenverteilung ist damit unabhängig von der Wahl eines Auktionsmechanismus und spielt für die Beurteilung an dieser Stelle keine Rolle.

- Wie beeinflusst die Einführung von Auktionen die Transparenz?

Bei geeigneter Ausgestaltung stellt eine Auktio- nierung einen transparenten Mechanismus zur Ermittlung der Förderhöhe und Vergabe von Förderzahlungen dar. Hier ist grundsätzlich ein hohes Maß an Nachvollziehbarkeit für Verbraucherinnen und Verbraucher sowie für die Marktakteure gegeben, beziehungsweise die Nachvollziehbarkeit ist mindestens ebenso gut wie bei anderen alternativen Mechanismen herzustellen.

Ein gut designter Auktionsmechanismus generiert darüber hinaus wertvolle Informationen über Stand und Entwicklung der Technologie- und Marktintegrationskosten von EE, die Erlöse und Margen der beteiligten Akteure sowie die Markt- und Wettbewerbsstruktur. Diese Informationen können die Markttransparenz zumindest für die durchführende Institution, ggf. auch für Verbraucherinnen und Verbraucher sowie Marktakteure, erhöhen.

- Wie beeinflusst die Einführung von Auktionen die wirtschaftliche Teilhabe?

Die Einführung einer Auktion verändert die Risikostruktur für die Marktakteure (insbesondere durch das Zuschlagsrisiko, vgl. Abschnitt 4.1.6) und kann daher zu einer Veränderung

<sup>16</sup> „Contracted power under Brazil’s previous feed-in tariff incentive policy, PROINFA, averaged \$136/MWh. One year later, under the initial one and three year tenders, wind power prices came down precipitously to an average of \$74.4/MWh, over 40% lower than under the previous feed-in tariff regime. The subsequent five year tender yielded even greater price reductions at \$56/MWh.“ (De Souza, 2013).

der Bieterstruktur führen. Dies ist unter Umständen dem Ziel der wirtschaftlichen Teilhabe von Kleininvestoren abträglich. Eine solche Entwicklung zu verhindern, bzw. die Beteiligung von Kleininvestoren sicherzustellen, ist jedoch kein Verbraucherziel erster Ordnung (siehe Kapitel 2). Soll dieses Ziel trotzdem explizit verfolgt werden, so bietet die Ausgestaltung des Auktionsmechanismus genügend Möglichkeiten, Partizipationsoptionen für ausgewählte Investorengruppen sicherzustellen (siehe Diskussion hierzu unter 4.5). Daher spricht auch die Zielsetzung wirtschaftlicher Teilhabe von Verbraucherinnen und Verbrauchern nicht grundsätzlich gegen einen Auktionsmechanismus, sie erfordert dann jedoch ggf. eine dahingehend angepasste Ausgestaltung des Auktionsmechanismus.

- Wie beeinflusst die Einführung von Auktionen die prozessuale Mitwirkung?

Im Rahmen der prozessualen Mitwirkung geht es im Wesentlichen um die Frage der Beteiligung von Verbraucherinnen und Verbrauchern an der Festlegung übergeordneter Ausbauziele sowie deren Umsetzung in Form konkreter Planungen vor Ort. Für beide Planungsprozesse können die Mitwirkungsmöglichkeiten weitgehend unabhängig vom Mechanismus des Zugangs zur Förderung organisiert werden. Auktionsmechanismen sind damit nicht weniger geeignet, prozessuale Mitwirkung von Verbraucherinnen und Verbrauchern zu ermöglichen, als andere Mechanismen wie z.B. die administrative Preisfestlegung im EEG. Da sich durch eine geeignet ausgestaltete Auktionierung die Steuerbarkeit der EE-Mengen nach Technologien und ggf. Regionen erhöht, entsteht hier eventuell sogar zusätzlicher Raum für prozessuale Beteiligungsmöglichkeiten im Rahmen der Festlegung des Ziel- und Mengengerüsts.

### 3.4 Fazit

Auktionsmechanismen werden von verschiedenen Akteuren in der deutschen Debatte als eine mittelfristig sinnvolle Weiterentwicklung der bisherigen EE-Förderung angesehen und daher zur

weiteren Untersuchung und sodann Umsetzung empfohlen. Darüber hinaus stehen sie im Fokus der politischen Vorstellungen zur Weiterentwicklung des Marktdesigns, sowohl in Deutschland (CDU/CSU/SPD 2013; BMWi 2014a) als auch auf europäischer Ebene (Europäische Kommission 2013). Neben den verschiedenen energiewirtschaftlichen Argumenten, die in ausgewählten Studien und Positionierungen genannt werden, ist also auch grundsätzlich eine politische Anschlussfähigkeit für die Einführung von Auktionsmechanismen gegeben.

Auktionsmechanismen haben vor allem das Ziel, die Kosteneffizienz des Fördersystems durch Beeinflussung der Investitionsentscheidungen (Kosten- und ggf. Technologiewettbewerb) zu erhöhen. Sie bieten die Möglichkeit, je nach Art der nachgeschalteten Fördermittelauszahlung, einen effizienten Einsatz der EE-Anlagen (Marktintegration) sicherzustellen. Darüber hinaus generiert ein geeignet ausgestalteter Auktionsmechanismus Informationen über Kosten und Erlöse der beteiligten Akteure sowie die Marktstruktur; dies dient der Transparenz. Die Ziele Kosteneffizienz und Transparenz wurden als Verbraucherinteresse erster Ordnung identifiziert; dies spricht auch aus Verbrauchersicht grundsätzlich für die Einführung von Auktionsmechanismen.

Die Verbraucherziele, die auf Sicherstellung einer angemessenen Kostenverteilung und prozessualen Mitwirkung abstellen, sind weitgehend unabhängig von der Organisation des Zugangs zur Förderung und spielen daher für die Beurteilung an dieser Stelle keine ausschlaggebende Rolle. Alleine der Umfang der direkten wirtschaftlichen Teilhabe, also der Beteiligung von Verbraucherinnen und Verbrauchern als Investoren an EE-Projekten, könnte durch die Einführung eines Auktionsmodells gedämpft werden. Sofern eine solche Entwicklung als problematisch angesehen wird, kann der Auktionsmechanismus jedoch so ausgestaltet werden, dass eine wirtschaftliche Teilhabe Verbraucherinnen und Verbrauchern explizit auch weiterhin offensteht. Soweit ein Auktionsmechanismus die Kosteneffizienz des Systems steigert, ist in Abwägung der eingangs ausgeführten Hierarchie der Verbraucherziele die Einführung eines Auktionsmechanismus für die Organisation der EE-Förderung daher aus Verbraucherperspektive zu befürworten.

## 4. Ausgestaltung eines verbraucherfreundlichen Fördermechanismus

Mindestens mittelfristig entstehen durch die Förderung der EE – unabhängig von der Art der Ausgestaltung des Fördermechanismus – Kosten (Differenzkosten). Diese Differenzkosten müssen über einen Umlagemechanismus von den Nutzern des Energiesystems refinanziert werden. Für das Ziel einer verbraucherfreundlichen Energie- wende sind daher zwei entscheidende Punkte zu untersuchen und gesetzgeberisch bzw. ordnungs- politisch zu gestalten:

- Erstens soll die Förderung des Ausbaus der EE durch eine *verbraucherfreundliche Ausgestaltung des Fördermechanismus möglichst kosteneffizient* erfolgen.
- Zweitens soll die Refinanzierung der Förderkosten durch die Verbraucher(gruppen) durch eine *geeignete Ausgestaltung des Umlagemechanismus möglichst verteilungsgerecht* erfolgen.

Das nachfolgende Kapitel widmet sich dem ersten Punkt: der Ausgestaltung des Fördermecha- nismus zur Reduktion der absoluten Kosten (Ab- schnitt 4), es folgt eine rechtliche Einordnung der diskutierten Reformelemente (Abschnitt 5). Im darauffolgenden Kapitel werden Reformelemente mit Bezug auf den Umlagemechanismus erläu- tert, der die Kostenverteilung regelt (Abschnitt 6), die dann ebenfalls rechtlich eingeordnet werden (Abschnitt 7).

Die Diskussion zu einem verbraucherfreund- lichen Fördermechanismus wird im Folgenden in sechs Themenblöcke gegliedert, die in ihrer Ge- samtheit das bestehende Feld der Handlungsoptionen beschreiben.

(1) *Ausgestaltung des Auktionsmechanismus*: Dieser Abschnitt bezieht sich alleine auf den Auktions- mechanismus, d.h. die Art, wie die Gebote der Marktakteure abgefragt und bezuschlagt werden.

(2) *Marktsegmentierung und Auktionsfrequenz*: Die- ser Abschnitt diskutiert Kriterien zur Abgrenzung verschiedener Marktsegmente.

(3) *Produktdefinition und Pönalisierung*: Hier wer- den mögliche Rahmenbedingungen der Auktion detaillierter diskutiert.

(4) *Auszahlung der Förderung*: Dieser Abschnitt widmet sich der Art der Auszahlung der EE-Förde- rung, losgelöst von der Art der Förderhöhenbe- stimmung (z. B. per Auktion).

(5) *Stromvermarktung*: Die geförderten Strommen- gen können, weitgehend unabhängig von der Auszahlung der Förderung, auf unterschiedliche Weise an den Großhandelsmärkten für Strom platziert werden.

(6) *Optionen zur Steigerung der Partizipation von Kleininvestoren*: Ein auktionenbasierter EE-Förder- mechanismus kann gezielt modifiziert werden, um eine breite Partizipation von Kleininvestoren sicherzustellen. Hierfür bestehen verschiedene Optionen, die näher diskutiert werden.

### 4.1 Ausgestaltung des Auktionsmechanismus

Wie genau in einer Auktion zwischen Angebot und Nachfrage vermittelt wird, entscheidet die Festlegung eines grundsätzlichen Auktionsme- chanismus und seine spezifische Ausgestaltung, wie nachfolgend dargestellt.



#### 4.1.1 Übergeordnete Überlegungen zum Auktionsmechanismus

Die Vor- und Nachteile der verschiedenen Auktionstypen werden sowohl aus wirtschaftstheoretischer Perspektive als auch aus praktischer Erfahrung heraus diskutiert (z.B. Klemperer 2004: 103ff., MVV 2013: 41ff.), ohne dass sich bisher ein einzelner Auktionsmechanismus abschließend durchgesetzt hätte. Dies kann auch darauf zurückgeführt werden, dass die Ausgestaltung einer erfolgreichen Auktion jeweils eine individuelle Aufgabenstellung ist, die den spezifischen Strukturen des Marktes und den Eigenschaften des Auktionsgutes Rechnung tragen muss. Losgelöst von der Ausgestaltungsvariante lassen sich dabei jedoch einige zentrale Erfolgsfaktoren benennen. Übergeordnet geht es insbesondere – auch aus Verbraucherperspektive – darum, angebotsseitige Marktmacht zu begrenzen, beispielsweise durch Robustheit gegen unerwünschte Kollusionen<sup>17</sup> und um die Sicherstellung eines möglichst offenen, wettbewerbsförderlichen Marktzuganges. Darüber hinaus sollte auch die politische Durchsetzbarkeit und Robustheit gegenüber, ggf. lobbyistisch beeinflussten, Anpassungen berücksichtigt werden (vgl. Klemperer 2004: 138).

Die Ausgestaltung eines erfolgreichen Auktionsmechanismus stellt somit eine komplexe und hochspezifische Aufgabe dar. Ein Auktionsmechanismus sollte daher unter Würdigung der marktindividuellen Gesamtumstände und der Detailausgestaltung gestaltet werden. Wichtiger als die Festlegung eines „optimalen“ Mechanismus ist daher vermutlich eine zielführende und robuste Ausgestaltung der Auktion im Detail. Eine finale Empfehlung eines konkreten Auktionsmechanismus kann hier daher nicht erfolgen, vielmehr sollen kurz die verschiedenen in der deutschen Diskussion befindlichen Ausgestaltungsvarianten aus Verbrauchersicht beleuchtet werden.

#### 4.1.2 Rundenbasierte oder statische Auktionen

Für die Ausgestaltung einer EE-Auktion steht ein breites Feld an unterschiedlichen Auktionsmechanismen zur Verfügung. Genannt werden hier häufig vier Grundtypen: Die sogenannte Descending Bid-, die Ascending Bid-, die First-price sealed Bid- und die Second-price sealed Bid-Auktion (vgl. auch Grimm et al. 2003: 5-6).<sup>18</sup> Daneben existiert jedoch eine Vielzahl von Weiterentwicklungen, Ausdifferenzierungen und auch Kombinationen. Die verschiedenen Auktionsarten lassen sich vereinfacht in zwei Gruppen unterteilen: rundenbasierte (RBA) oder auch dynamische und statische Auktionen, die in diesem Abschnitt diskutiert werden sollen.

Bei statischen Auktionen wird nur eine einzige Auktionsrunde durchgeführt. Im Vergleich zur RBA sind statische Auktionen daher tendenziell einfacher aufgebaut. Die Gebote der Teilnehmer werden in der Reihenfolge ihrer Gebotshöhe genau in dem Umfang bezuschlagt, bis das vorher festgelegte Mengenziel erreicht wird. In der statischen Auktion besteht für die Bieter keine Möglichkeit, ihr Gebot nochmals anzupassen. Es wird argumentiert, dass hierin auch Vorteile liegen können, da stärkere Anreize für Markteintritte bestehen und Anreize beziehungsweise Möglichkeiten für kollusives Verhalten in Abhängigkeit des Wettbewerbsfeldes begrenzt werden können (Klemperer 2004: 131-137).

Vorgeschlagen wird in der deutschen Diskussion häufig eine Ausgestaltung als rundenbasierte Auktion (z. B. VKU 2013). RBA werden u. a. auch von EWI (2012) und BET (2011) im Zusammenhang mit der Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten vorgeschlagen. Eine RBA erlaubt den Teilnehmern die Anpassung ihrer Gebote nach Preis/Menge im Verlauf mehrerer Auktionsrunden. Zu dieser Klasse gehört insbesondere die sogenannte Descending Clock-Auktion, die für Ausschreibun-

17 Als Kollusion wird eine formelle (z.B. Kooperation, Allianz, Kartell) oder informelle (z.B. formlose Verständigung auf paralleles Verhalten) Zusammenarbeit verschiedener Unternehmen bezeichnet, die mit dem Ziel der Erlösmaximierung erfolgt.

18 Im Deutschen u. a. bezeichnet als: Holländische Auktion, Englische Auktion, Vickrey Auktion und die sogenannte geheime Höchstpreis-Auktion.

gen von konventionellen und erneuerbaren Kapazitäten im Fokus der Diskussion steht (vgl. auch World Bank 2011). Es wird argumentiert, dass bei rundenbasierten Auktionen durch den Prozess der sukzessiven Offenlegung von Preiserverwartungen im Resultat eine höhere Effizienz als bei statischen Auktionen entsteht (World Bank 2011: 9-11). RBA wären daher besonders in engen und mit größeren Unsicherheiten versehenen Märkten gegenüber statischen Auktionen zu bevorzugen (vgl. Matthes et al. 2012: 69 und Ausubel und Cramton 2004) und könnten insbesondere die Gefahr des sogenannten „winner's curse“ reduzieren (vgl. Frontier 2013: 44). Die Vorteile einer dynamischen Auktion sind jedoch nicht allgemeingültig, sondern basieren auf Annahmen beziehungsweise auf der jeweiligen Markt- und Wettbewerbssituation (vgl. World Bank 2011: 11; Klemperer 2004: 127ff.).<sup>19</sup>

In der Gesamtheit überwiegen aus theoretischer Perspektive die Argumente für eine dynamische Auktion, z. B. eine rundenbasierte Descending Clock-Auktion. Internationale Erfahrungen ergeben jedoch ein unklares Gesamtbild, weswegen weitere Analysen unter Berücksichtigung der spezifischen Marktsituation zu empfehlen sind. Aus Verbrauchersicht sollte bei der Ausgestaltung insbesondere auf die Sicherstellung eines ausreichenden Wettbewerbs und der Verhinderung von Marktmacht geachtet werden. Vor dem Hintergrund der verschiedenen Vor- und Nachteile statischer und dynamischer Auktionen ist auch das Aufkommen von Hybridvarianten zu erklären, die darauf abzielen, die Vorteile beider Formen zu kombinieren (eine detailliertere Darstellung der Hybridvarianten findet sich in World Bank 2011: 11).

#### 4.1.3 Pay as Bid- oder Einheitspreisverfahren

Für die Zuteilung der in einer Auktion ermittelten Förderhöhe (Preis) an die erfolgreichen Bieter können grundsätzlich das Einheitspreisverfahren oder das Pay as Bid-Verfahren gewählt werden.

Im Einheitspreisverfahren erfolgt der Zuschlag nicht zu den individuell angebotenen Preisen der Anbieter, sondern zu einem in der Auktion bestimmten einheitlichen Markträumungspreis. Das Einheitspreisverfahren wird heute zur Preisbildung im Day-ahead-Strommarkt genutzt. Im Pay as Bid-Verfahren hingegen wird jedem Anbieter, der einen Zuschlag in der Auktion erhält, genau der von ihm nachgefragte Preis ausbezahlt. Das Pay as Bid-Verfahren kommt beispielsweise in den von den Übertragungsnetzbetreibern bewirtschafteten Märkten für Regelleistung zum Einsatz.

Beide Verfahrensweisen haben spezifische Vor- und Nachteile, die in der Literatur breit diskutiert werden (vgl. Heim und Götz 2013). So wird häufig argumentiert, dass das Pay as Bid-Verfahren durch die Möglichkeit zur Preisdifferenzierung die Renten der bezuschlagten Anbieter reduzieren kann; somit könnten auch Förderbedarf und die daraus resultierende Verbraucherbelastung sinken. In der Umsetzung ist jedoch damit zu rechnen, dass Teilnehmer in einem Pay as Bid-Verfahren in der Auktion nicht mit ihren tatsächlichen (d. h. projektspezifischen) Differenzkosten bieten, sondern sich den erwarteten Kosten des preissetzenden Bieters annähern. Durch ein solches strategisches Verhalten leidet die Effizienz des Marktergebnisses, da die Neigung der Teilnehmer reduziert wird, ihre realen Kosten offenzulegen (vgl. Kahn et al. 2001; Tierney et al. 2007), und auch die Verbraucherbelastung kann dadurch ansteigen. Darüber hinaus wird angeführt, dass das Pay as Bid-Verfahren tendenziell die Anreize zur Ausübung von Marktmacht reduziert (vgl. Ausubel und Cramton 2002).

<sup>19</sup> Aus wirtschaftstheoretischer Perspektive sind hier besonders bestimmte Informationsstrukturen im Bieterfeld zu nennen (Klemperer 2004: 20ff.). Wobei das Vorhandensein dieser Strukturen grundsätzlich plausibel ist. Weisen die Strukturen jedoch ein anderes Muster auf, so kann sich die argumentierte Vorteilhaftigkeit einer rundenbasierten Auktion umkehren.

Im Sinne einer risikobegrenzenden Strategie sollte das Risiko von Marktmautausübung insbesondere bei der Einführung der Auktion berücksichtigt werden. Daher könnte es aus Verbraucherperspektive sinnvoll sein, die vorgeschlagene Auktion zuerst im Pay as Bid-Verfahren einzuführen.<sup>20</sup> Basierend auf den damit gesammelten Erfahrungen könnte dann perspektivisch eine Überführung in das grundsätzlich energiewirtschaftlich effizientere Einheitspreisverfahren erfolgen. Die Entscheidung zwischen Pay as Bid- und Einheitspreisverfahren darf dabei jedoch nicht unabhängig vom Marktzuschnitt (z. B. nach Technologien und Regionen) getroffen werden, da durch eine durch den Marktzuschnitt politisch vorgegebene Marktsegmentierung bereits ein hohes Maß an Preisdifferenzierung erreicht werden kann.

#### 4.1.4 Weitere Ausgestaltung des Auktionsprozesses

Neben der Festlegung eines grundsätzlichen Auktionsmechanismus ist eine Vielzahl von weiteren Festlegungen zu treffen, die Einfluss auf die Effizienz des Mechanismus und die Akteursstruktur haben.

Einen wichtigen Einflussfaktor stellt die Festlegung von Mindest- oder Maximalgrößen der Lose in der Auktion dar. Es erscheint sinnvoll, eine relativ niedrige Mindestlosgröße zu wählen, um so einen breiten Marktteilnehmerkreis zu ermöglichen und explizit auch kleinere EE-Projekte anzusprechen.<sup>21</sup> Dabei ist zu berücksichtigen, dass auch Projekte, deren Leistung unterhalb einer Mindestlosgröße liegt, über Bündler in einer Auktion auftreten können. Die Festlegung von Maximallosgrößen würde potenziell kosteneffiziente, größere Projekte verhindern. Zur Steigerung der Akteursvielfalt sind daher ggf. andere Mechanismen als eine Maximallosgröße zu bevorzugen (siehe hierzu Abschnitt 4.5). Ggf. sollte aber erwogen werden, zur Begrenzung von Marktmaut pro Akteur (d. h. nicht pro Projekt) eine Obergrenze, soweit rechtlich möglich, zu definieren.

Die Definition von Höchstpreisen kann, je nach Auktionsform, von hoher Relevanz sein, um die Ausübung von Marktmaut zu verhindern. Dabei gilt es zu beachten, dass niedrige Maximalpreise die Gefahr mit sich bringen, dass die gewünschte Zielmenge nur anteilig kontrahiert wird. Dies senkt die Treffsicherheit der Auktion und kann ggf. auf Ebene der politischen Entscheidungsträger als Misserfolg interpretiert werden (Klemperer 2004: 138ff.). Es sollte aber mindestens erwogen werden, einen Maximalpreis zu definieren, der die Bezuschlagung offensichtlich überhöhter Gebote verhindert. Darüber hinaus ist auch festzulegen, in welchem Format die Auktion durchgeführt wird (z. B. internetbasiert) und wer die Auktion abwickelt. Diese Fragestellungen sind jedoch aus Verbrauchersicht nachgelagerter Natur und sollen daher in der vorliegenden Studie nicht im Detail diskutiert werden.

Ein zentraler Vorteil von Auktionen gegenüber administrativen Fördermechanismen besteht darin, dass im Prozessverlauf mehr und wichtigere Informationen über die Marktstruktur gewonnen werden können. Dies betrifft insbesondere die Kosten des EE-Zubaus (also in grober Näherung die Höhe der Gebote) nach Technologie, Region und ggf. Teilnehmerstruktur. Diese Informationen bilden die Basis für eine qualifizierte Evolution des Fördermechanismus. Diese „Lernfähigkeit“ von Auktionen sollte dafür genutzt werden, den Mechanismus in einer robusten und risikobegrenzenden Ausgestaltung einzuführen und dann sukzessive weiterzuentwickeln. Um dieses Potenzial zu nutzen, sollte daher ein sinnvoll konzipiertes Monitoring den Auktionsprozess flankieren, um bei Bedarf zeitnah Nachsteuern zu können.

#### 4.1.5 Risikoeffekte und Risikoprämien

Da Risikoeffekte und -prämien im Zusammenhang mit der Ausgestaltung von Fördermechanismen regelmäßig diskutiert werden (vgl. Pahle et

20 So kommt z. B. in Brasilien für die Förderung von EE eine interessante Kombination aus Descending Clock- und Sealed Bid-Auktion (pas as bid) zum Einsatz (MVV 2013: 69).

21 So beträgt beispielsweise in Brasilien die Losgröße für Gebote 0,1 MW (MVV 2013: 70).



all 2014; Bofinger 2013), soll in diesem Abschnitt eine kurze übergeordnete Einordnung dieses Themas erfolgen. Dabei stellt die „Entstehung“ von Risikoprämien insbesondere einen häufig anzutreffenden Kritikpunkt an stärker wettbewerblichen und marktorientierten EE-Fördermechanismen dar. Dies basiert auf der Annahme, dass Marktakteure auf die Übernahme zusätzlicher Risiken (z. B. im Verhältnis zur Einspeisevergütung) mit der Einpreisung von Risikoprämien reagieren und damit zu einer Erhöhung der Endkundenbelastung beitragen könnten (Grashof 2013). Die Entstehung von Risikoprämien in diesem Zusammenhang ist in der Diskussion grundsätzlich kaum umstritten, jedoch bestehen deutliche Unterschiede in der Bewertung von Risikoprämien.

So sind grundsätzlich zwei „Denkschulen“ verbreitet, die die folgenden (verkürzt dargestellten) Argumentationsstränge vertreten:

- Risikoprämien erhöhen den Förderbedarf (z. B. durch steigende Finanzierungskosten, steigende EK-Quoten und steigende EK-Renditeanforderungen der Investoren) und die Verbraucherbelastung und sind daher tendenziell zu vermeiden (vgl. DIW 2012).
- Risikoprämien legen Risiken offen, die zuvor zulasten der Verbraucher sozialisiert wurden (vgl. Monopolkommission 2013). Vor diesem Hintergrund sind Risikoprämien durch die Allokation von Risiken bei den Marktakteuren deutlich weniger negativ zu beurteilen, als aus der vorgenannten Perspektive. Dies führt bis hin zu der Schlussfolgerung der „logischen Irrelevanz für den Systemvergleich“ (Frontier 2012: 65).

Aus Perspektive der Autoren sind beide Positionen grundsätzlich begründbar, in der Ausgestaltung der EE-Förderung zu berücksichtigen und gegen einander abzuwägen. Bei der Abwägung ist zu differenzieren, welches Risiko jeweils betrachtet wird.

Hierbei sind insbesondere die folgenden Eigenschaften des spezifischen Risikos relevant:

- *Beeinflussbarkeit*: Mit der Verlagerung von Risiken auf Marktakteure geht eine Veränderung

der energiewirtschaftlichen Anreizstruktur einher. In dem Streben, Risiken zu begrenzen bzw. die im Risiko implizit beinhalteten Chancen zu nutzen, wird das Verhalten der Akteure verändert. Dies ist umso stärker der Fall, je größer die Beeinflussbarkeit des Risikos und seiner Einflussfaktoren ist, je mehr Freiheitsgrade die Marktakteure also zur Optimierung nutzen können. Insbesondere betrifft dies die Vermarktungs- und Einsatzoptimierung, die Technologiewahl, die Anlagenauslegung und Ortswahl. In diesem Sinne kann die Verlagerung eines Risikos energiewirtschaftlich produktive Anreize generieren, die die Systemkosten reduzieren und die Verbraucherbelastung senken. Dabei ist auch relevant, inwiefern die Marktakteure durch eine vertragliche Risikoteilung (z. B. auf Terminhandelsmärkten oder über Verträge entlang der Wertschöpfungskette) eine effiziente Risikoverteilung herstellen können.

- *Prognostizierbarkeit*: Je nachdem, wie gut die Größen, die dem jeweiligen Risiko zugrunde liegen, prognostizierbar sind und die bestehenden Risiken einschätzbar sind, kann sich ein Risiko besser oder schlechter für eine Sozialisierung eignen. Wenn ein Risiko kaum prognostizierbar ist, dann dürfte die Reaktion von Marktakteuren auf die Zuordnung dieses Risikos zu verhältnismäßig hohen Risikoprämien führen. Hierbei sind beispielsweise auch politische Risiken zu berücksichtigen, die grundsätzlich kaum langfristig prognostizier- oder einschätzbar sind. Auch die langfristige Entwicklung der Kosten verschiedener EE-Technologien ist mit vergleichsweise großen Unsicherheiten behaftet.
- *Diversifizierbarkeit*: Mit einer Sozialisierung von Risiken geht üblicherweise auch eine Poolung von Risiken einher (d. h. die Risiken der einzelnen EE-Projekte werden gemeinsam getragen, beispielsweise durch das „EEG-Konto“). Durch eine Poolung können sich bestimmte Risiken stärker ausgleichen als andere.<sup>22</sup> Dabei ist bei-

22 Unbenommen ist natürlich auch eine „Risikoteilung“ möglich. Dies ist jedoch inhaltlich von der Risikodiversifizierung zu trennen (vgl. Pahle et al 2014). Hierunter ist eine Verteilung von konzentrierten Risiken (z. B. bei wenigen EE-Erzeugern) auf viele Akteure zu verstehen (z. B. viele Verbraucher), womit die relative Bedeutung des Risikos für den Einzelnen abnimmt.

spielsweise relevant, wie unabhängig die Risiken einzelner Projekte voneinander sind. Bei unabhängigen Risikogrößen sinkt das spezifische Risiko mit der Größe des Portfolios. Die Reaktion von Marktakteuren auf die Zuordnung diversifizierbarer Risiken kann zu verhältnismäßig hohen Risikoprämien führen, da die im Portfolio bestehenden Ausgleichseffekte aufgehoben werden. Beispielsweise sinken die relativen Ausgleichsenergiekosten mit der Portfoliogröße ab, wohingegen das Strompreisrisiko (Base-Preis) sowohl bei Sozialisierung als auch bei Zuordnung zu den Marktakteuren in einer ähnlichen Größenordnung bestehen bleibt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Marktakteure in einer solchen Situation Anreize haben, durch vertragliche Strukturen solche Portfolioeffekte durch Herstellung einer effizienten Portfoliogröße zu heben.

- *Reifegrad des Marktsegments*: In Hinsicht auf die Fähigkeit Risiken zu tragen, ist die Reife des jeweiligen Marktsegments und der zugrunde liegenden Technologien mit zu berücksichtigen. Dabei ist zu beachten, dass sich durch die Entwicklung und Professionalisierung der EE-Branche in den letzten Jahren die Möglichkeiten zur Risikotragung verbessert haben.

Diese Eigenschaften eines Risikos werden im Folgenden zusammenfassend als Risikoqualität bezeichnet. Sie wird jeweils separat für die auszugestaltende Eigenschaft der EE-Förderung mit beleuchtet. Dabei ist insbesondere zwischen den Risiken, die durch die Form der Förderauszahlung bedingt sein können (z.B. Strompreisrisiken bei Einführung eines festen Bonus, der zzgl. zu den Marktpreisen gezahlt wird), und den Zuschlagsrisiken der Auktion selbst, die unabhängig von der Form der Förderauszahlung ist, zu differenzieren. So beschreibt das Zuschlagsrisiko aus Sicht eines Bieters in der Auktion die Gefahr, dass er keinen Zuschlag in der Auktion erhält und damit Aufwand für die Projektentwicklung hatte, der nicht durch eine Förderung des Projektes kompensiert wird.

#### 4.1.6 Risikoeffekte der Überführung in eine Ausschreibung (Zuschlagsrisiko)

Im Folgenden wird vorerst die Wirkung des Zuschlagsrisikos analysiert (zum Thema Förderauszahlung siehe Abschnitt 4.4). Dieses Risiko betrifft ausschließlich den Zugang zur Förderung und beeinflusst daher nicht die Risiken im Betrieb der Anlage, sondern nur während der Projektierung. Veränderungen in diesem Bereich, die bei Einführung einer Auktion eintreten könnten, sollen im Folgenden anhand eines vereinfachten Vergleichs der Risiken zwischen einer administrativen Bestimmung der Förderhöhe mit zeitlicher Degression (1) und der Bestimmung der Förderhöhe im Rahmen einer Auktion (2) illustriert werden.

(1) *Administratives System (ex ante gesetzliche Festlegung der Vergütung mit zeitlicher Degression)*:

1. *Risiken des Projektentwicklers*: Geht man davon aus, dass ein Projekt zum Zeitpunkt der Projektinitiierung basierend auf Planzahlen (Planerlöse und -kosten) und der für den Inbetriebnahmezeitpunkt erwarteten Einspeisevergütung wirtschaftlich ist, so bestehen Risiken darin, dass:
  - a. sich die Förderhöhe *zwischen Projektinitiierung und Inbetriebnahme* gegenüber den Planungen reduziert. Dies kann ggf. soweit gehen, dass das Projekt abgebrochen werden muss, entweder weil das Projekt sich verzögert und somit weitere Degressionen wirksam werden oder weil der Gesetzgeber zwischenzeitlich die Förderhöhe diskret anpasst (was in der Vergangenheit bereits mehrfach geschehen ist) (politisches Risiko);
  - b. sich die Projektkosten gegenüber den Planzahlen erhöhen und das Projekt nicht mehr wirtschaftlich ist (Projektrisiko).
2. Selbst dann, wenn in dem System der administrativ festgelegten Vergütung anfänglich eine angemessene Förderhöhe bestimmt wurde, so tragen Verbraucher das Risiko, dass die

23 Mischformen dieser beiden Varianten (Einspeisevergütung vs. Auktionierung) wie z.B. atmender Deckel oder jährlicher Maximalzubau kombinieren Stärken und Schwächen dieser beiden Varianten anteilig und werden daher hier nicht weiter diskutiert.

Kosten einer Technologie deutlich stärker sinken, als durch die administrativ festgelegte Degression der Vergütung vorgesehen (Angebotsschocks). In diesem Fall entstehen aufseiten der Betreiber höhere Margen als vorgesehen. Diese Margen gehen zulasten der Verbraucher. Infolgedessen werden außerdem die Kapazitäten in diesem wirtschaftlich dann attraktiven Segment rasch weiter ausgebaut, was die Verbraucherbelastung weiter erhöht.

(2) *System mit Mengensteuerung (z. B. Auktion):*

1. Risiken des Projektentwicklers: Geht man davon aus, dass das Projekt zum Zeitpunkt der Projektinitiierung basierend auf Planzahlen (zu den Projektkosten) in der letzten Auktion einen Zuschlag erhalten hätte, so bestehen Risiken darin, dass:
  - a. sich die Marktstruktur der Auktion *zwischen Projektinitiierung und Auktionsteilnahme* so weit verändert, dass das Projekt in der avisierten Auktion (und ggf. auch in allen folgenden Auktionen) keinen Zuschlag bekommt (Zuschlagsrisiko). Dem Projektierer verbleiben in diesem Fall ggf. die Kosten der Projektentwicklung, die bis zum Zeitpunkt der Auktionierung aufgelaufen sind. Dies kann anteilig insbesondere auf die folgenden Effekte zurückzuführen sein: Entweder hat der Gesetzgeber zwischenzeitlich das Ausschreibungsvolumen verringert (politisches Risiko) oder die Wettbewerber haben zwischenzeitlich ihre Kosten gesenkt oder es wurde angebotsseitig zusätzliches Potenzial erschlossen und das fragliche Projekt ist nun nicht mehr wettbewerbsfähig (Angebotsschocks);
  - b. sich die Projektkosten gegenüber den Planzahlen erhöhen und das Projekt nicht mehr wirtschaftlich ist (Projektrisiko).
2. *Verbraucher* tragen in diesem Zusammenhang kein direktes Risiko mehr, jedoch werden ggf. erhöhte Risiken des Projektierers (Zuschlagsrisiko) über Risikoprämien eingepreist.

Dieser Vergleich ermöglicht die folgenden Schlussfolgerungen:

- Stetigkeit und Transparenz der politischen Steuerung der Auktion, insbesondere hinsichtlich der Mengenziele, sind wichtig, um das Vertrauen der Marktakteure in den Mechanismus zu erhöhen, und dämpfen damit Risiken. Risikoprämien durch Auktionen können so begrenzt werden.<sup>24</sup> Wobei Anpassungen als Lerneffekt aus durchgeführten Auktionen nicht vollständig zu vermeiden sein werden beziehungsweise wünschenswert sind.
- Für die in der Auktion bezuschlagten Projekte steht die Förderhöhe bereits zu einem früheren Zeitpunkt der Projektentwicklung fest, als im Modell der administrativ festgelegten Vergütung mit zeitlicher Degression. In Abhängigkeit der genauen Parametrisierung der Fristen, wirkt diese frühere Förderzusage risikodämpfend gegenüber einem administrativen System. Diese Parameter stellen daher eine wichtige Stellschraube dar (siehe auch Abschnitt 4.3).
- Auktionen sind ein wettbewerbliches Mengensteuerungsinstrument und basieren auf der Annahme, dass ein Teil der nicht wettbewerbsfähigen (d. h. nicht kosteneffizienten) Projekte nicht bezuschlagt wird. Diese Tatsache bedingt für die Bieter (Investoren und Projektentwickler) ein Zuschlagsrisiko.
- In der Summe der hier diskutierten risikosteigernden und -mindernden Effekte überwiegt jedoch mutmaßlich das Zuschlagsrisiko aus der Auktion, weshalb vermutlich zusätzliche Risikoprämien auf Projektiererebene entstehen. Dieser Effekt entsteht primär durch das Risiko angebotsseitiger Kostenänderungen. Dieses Risiko wird durch einen Auktionsmechanismus von der Verbraucher- auf die Erzeugerseite verlagert, was aus Verbraucherperspektive Vorteile beinhaltet, die zusätzliche Risikoprämien rechtfertigen können. Dies verdeutlichen die folgenden Überlegungen:
  - Risikoprämien, die durch das Zuschlagsrisiko der Auktion ausgelöst werden, dürften sich ausschließlich in den Projektierungs-

<sup>24</sup> Das heißt nicht, dass für jede Auktion eine exakte Mengenvorgabe veröffentlicht werden sollte, vielmehr kann eine gewisse Mengenflexibilität des Auktionators kollusives Verhalten der Marktakteure erschweren und daher sinnvoll sein.

kosten (und ggf. der Projektierermarge) niederschlagen. Beide Kostenelemente machen typischerweise nur einen kleinen Bestandteil der Vollkosten für die Stromerzeugung aus EE aus. So betragen beispielsweise die Projektierungskosten im Bereich der Windenergie nur rund zehn Prozent der Gesamtkosten (Windguard 2013: 27). Diese Kosten dürften aufgrund von Risikoprämien wiederum nur anteilig steigen, sodass der Gesamtkosten effekt der Risikoprämien stark begrenzt sein dürfte. Aus Verbrauchersicht spricht demnach das eventuelle Auftreten (begrenzter) Risikoprämien nicht grundsätzlich gegen die Etablierung von Auktionsmechanismen als Instrument zur Steigerung der Kosteneffizienz.

- Im Vergleich dazu sind die Vorteile einer Verlagerung von Risiken auf die Investoren (Angebotsschocks) aus Verbraucherperspektive durchaus signifikant. So war beispielsweise die unerwartet schnelle Kostendegression der Fotovoltaik und der daraus resultierende Ausbau für einen deutlichen Anteil des Anstiegs der Förderkosten des EEG verantwortlich (vgl. Abbildung 3). Diese Entwicklung hätte durch Einführung eines mengenbasierten Mechanismus verhindert oder zumindest stark begrenzt werden können. Ob sich eine solche Entwicklung wiederholt und welche Kosteneffekte hierdurch entstehen würden, kann ex ante nicht vorhergesagt werden, jedoch stellt ein mengenbasierter Mechanismus ein probates Mittel dar, solche Effekte zukünftig zu vermeiden.

Es lässt sich festhalten, dass die aus dem Zuschlagsrisiko ggf. resultierenden Risikoprämien:

- (1) im Hinblick auf die Gesamtkosten von EE-Projekten nicht sehr stark ins Gewicht fallen sollten;
- (2) im Wesentlichen auf mögliche und unerwartete Veränderungen in der Wettbewerbs- und Kostenstruktur des EE-Angebots zurückgehen und dass diese Risiken nicht neu entstehen, sondern zuvor schon größtenteils von den Verbrauchern getragen wurden;

(3) dass diesen Risikoprämien also deutliche Vorteile für Verbraucher gegenüber stehen, indem z.B. das Risiko einer überhöhten Ex-ante-Festlegung der Fördersätze für die Verbraucher minimiert wird;

(4) aus dieser Perspektive heraus das Zuschlagsrisiko aus Sicht der Verbraucher nicht gegen eine Einführung von Auktionen spricht.

#### 4.1.7 Fazit

Die in den Abschnitten 4.1.1 bis 4.1.6 dargestellte Abwägung zur Ausgestaltung des Auktionsmechanismus kommt aus Verbraucherperspektive zu folgenden Ergebnissen:

- Dynamische Auktion: Aus Verbrauchersicht muss bei der Ausgestaltung der Auktion insbesondere auf die Sicherstellung eines ausreichenden Wettbewerbs und die Verhinderung von übermäßiger Marktmacht geachtet werden. Aus theoretischer Perspektive überwiegen die Argumente für eine dynamische Auktion, z.B. eine rundenbasierte Descending Clock-Auktion.
- Preisbildungsverfahren: Aus Verbraucherperspektive erscheint es sinnvoll, die vorgeschlagene Auktion im Pay as Bid-Verfahren einzuführen, um die Optionen zur Ausübung von Marktmacht zu beschneiden. Später kann eine Überführung in das grundsätzlich effizientere Einheitspreisverfahren geprüft werden.
- Zuschlagsrisiken: Die Einführung von Auktionsmechanismen verändert die Zuordnung von Risiken. Das Auftreten von Risikoprämien bei Projektierern oder Investoren kann dabei nicht ausgeschlossen werden, diese sollten in ihrer Höhe und Wirkung jedoch nicht überschätzt werden. Eventuellen Risikoprämien stehen signifikante Verbrauchervorteile gegenüber.

## 4.2 Marktsegmentierung und Auktionsfrequenz

Eine weitere wichtige Entscheidung über die Ausgestaltung eines Auktionsmechanismus betrifft die Marktsegmentierung. So können jeweils für verschiedene Regionen, EE-Technologien und Anlagengrößen separate Auktionen durchgeführt werden. Eine weitere Form der, wenngleich indirekten, Aufteilung in Teilmärkte betrifft die Festlegung der Auktionsfrequenz. Die zentralen Vor- und Nachteile einer Segmentierung sollen im Folgenden allgemein beleuchtet werden. Im Anschluss daran werden die wichtigsten Segmentierungsvarianten aus Verbrauchersicht einzeln adressiert.

### 4.2.1 Übergeordnete Überlegungen zur Marktsegmentierung

Bei der Entscheidung über die Aufspaltung bzw. Segmentierung von Märkten (nach Regionen, Technologien, Anlagenklassen o.ä.) ist grundsätzlich eine Abwägung notwendig. Das heißt, dass Vor- und Nachteile bestehen, die gewichtet werden müssen, um eine Entscheidung zu treffen (vgl. auch Bofinger 2013: 22ff.; Diekmann et al. 2009: 26ff.).

- Etwaige Vorteile einer Segmentierung liegen insbesondere in der Möglichkeit zur anbieterseitigen Margenreduktion durch Preisdifferenzierung, was aus Verbrauchersicht vorteilhaft wäre:
  - In einem Marktsegment bildet sich stets näherungsweise ein gewisses Marktpreisniveau (sei es per Einheitspreis oder durch strategisches Verhalten im Pay as Bid-Verfahren), an dem alle erfolgreichen Bieter partizipieren. Das heißt auch, dass ein Anbieter davon profitieren kann, wenn ein anderer Anbieter mit einem höheren Preis in seinem Segment den Marktpreis setzen sollte.
  - Eine Segmentierung ermöglicht es dem Regulator, die Angebotskurve möglichst genau „nachzufahren“, d.h. für viele Marktsegmente jeweils separate Preise zu ermitteln, die nahe an den tatsächlichen Kosten der Anbieter liegen. Gelingt dies optimal, so kann der

Regulator, bei gleichem Marktergebnis, in Summe die Gewinne der Anbieter gegenüber einem Zustand ohne Marktsegmentierung senken, was den Verbraucherinnen und Verbrauchern zugutekommt. Dieser Effekt ist besonders dann relevant, wenn die Angebotskurve steil verläuft, wenn also Anbieter mit relativ unterschiedlichen Kosten in der Auktion bieten und auch die Anbieter mit höheren Kosten für die Kontrahierung der Zielmenge benötigt werden. Dies geht (theoretisch) bis hin zu einer perfekten (Preis-)Diskriminierung, bei der jeder Anbieter genau den Preis erhält, den er braucht, um seine Kosten zu decken und nicht mehr.

- Jedoch weist eine solche Marktsegmentierung aus Verbraucherperspektive auch mögliche Nachteile auf, die bedacht werden müssen:
  - Die Reduktion von Anbietermargen durch Marktsegmentierung setzt voraus, dass die ausschreibende Stelle sehr weitgehende Informationen über die Angebotskurve hat, also genau weiß, welche Mengen mit welchen Kosten zur Verfügung stehen und in der Auktion angeboten werden.
  - Praktisch ist jedoch davon auszugehen, dass die zur Verfügung stehenden Informationen unvollständig sind. Je unvollständiger jedoch die Informationen des Regulators über die Angebotskurve sind, desto eher kann es zu einer Fehldimensionierung der einzelnen Marktsegmente kommen, die mit energiewirtschaftlichen Ineffizienzen einhergehen und auch die Verbraucherbelastung steigern (unterschätzt der Auktionator beispielsweise das Potenzial der Onshore-Windkraft in Norddeutschland, so würde zu viel Leistung von, tendenziell teurerer, Windkraft in Süddeutschland kontrahiert).
  - Darüber hinaus schafft eine Marktsegmentierung mehrere kleinere Märkte, wo vorher ein größerer Markt existierte. Dies führt zu einem Verlust an Liquidität und mindert ggf. die Wettbewerbsintensität. Die Wahrscheinlichkeit angebotsseitiger Marktmachtausübung nimmt zu: Preise in segmentierten Märkten könnten steigen; auch die Verbraucherbelastung nimmt zu.



Bei einer Entscheidung über Marktsegmentierungen ist daher eine Abwägung zwischen diesen Argumenten vorzunehmen. Dabei ist das Gesamtmaß an Marktsegmentierung in die Abwägung einzubeziehen, da sich mit jedem weiteren Segmentierungskriterium (z. B. nach Region und nach EE-Technologie) die verbleibende Marktgröße stärker verringert: Soll beispielsweise eine Marktdifferenzierung in Nord- und Süddeutschland und nach PV und Wind vorgenommen werden, so existieren bereits vier Teilmärkte. Sofern Ausschreibungen für mehr Regionen (z. B. bundesländerscharf) durchgeführt werden, erhöht sich die Anzahl der Teilmärkte noch einmal deutlich.

#### 4.2.2 Regionalisierung der Auktion

Ein Vorteil einer Auktion besteht darin, dass die Mengenziele regional differenziert werden können, was eine treffsichere regionale Steuerung des EE-Ausbaus ermöglicht.<sup>25</sup> So könnten beispielsweise separate Auktionen für Nord- und Süddeutschland oder für die Flächenbundesländer durchgeführt werden. Die Möglichkeit allein impliziert jedoch nicht automatisch, dass eine solche Segmentierung sinnvoll ist. Vielmehr ist zu hinterfragen, aus welchen Gründen eine regionale Steuerung einen Mehrwert bieten kann. Zusätzlich zur Möglichkeit der Margenabschöpfung (1) (siehe vorheriger Abschnitt) ist dabei insbesondere das Potenzial einzubeziehen, durch eine regionale Steuerung des EE-Ausbaus netzbedingte Abregelungen oder Netzausbaukosten (2) zu reduzieren. Daneben sind regionale Verteilungseffekte (siehe hierzu BDEW 2013b) und daraus resultierende regionalpolitische Interessen zu berücksichtigen, die hier jedoch nicht im Fokus stehen.

Zu (1):

Aus Verbraucherperspektive bestehen in einem über die Regionen weitgehend einheitlichen Vergütungssystem wie dem EEG regionale „Überren-

diten“ (siehe vorheriger Abschnitt).<sup>26</sup> Ein entsprechend ausgestalteter EE-Auktionsmechanismus ermöglicht hingegen die Offenlegung des regionalen Förderbedarfs. Hierdurch lässt sich eine regionale Differenzierung der Förderung erreichen, die Förderung orientiert sich dann an den tatsächlichen und regional unterschiedlichen Differenzkosten und kann daher Produzentenrenten aus regionalen Ertragsdifferenzen abschöpfen. So bestehen in Deutschland allein durch die naturgegebene Variation des Energiedargebots bei Onshore-Wind und PV Erzeugungskostendifferenzen (vgl. auch IWES 2013), die aus Verbrauchersicht für eine Regionalisierung sprechen können.

Gegen eine Regionalisierung spricht jedoch, dass zum jetzigen Zeitpunkt weder bei PV (Freiflächenanlagen) noch bei Onshore-Windkraft (siehe z. B. UBA 2013; IWES 2012) das Ausbaupotenzial in den Gebieten mit hohem Energiedargebot für den Zeitraum der nächsten Jahre begrenzt ist. Vor diesem Hintergrund müssen EE-Anlagen in Regionen mit geringerem Potenzial und damit spezifisch höheren EE-Erzeugungskosten für die geplanten Ausbauziele absehbar nicht notwendigerweise erschlossen werden.<sup>27</sup> Die Vorteile einer Regionalisierung sind darüber hinaus abzuwägen gegen den Verlust an Liquidität durch regionale Segmentierung des Marktes und damit einer steigenden Gefahr von Marktmachtausübung (s. o.). Die internationalen Erfahrungen zeigen, dass diesem Argument großes Gewicht zukommt.

Zu (2):

Aus energiewirtschaftlicher Sicht ist es nicht sinnvoll, Netzinfrastruktur so auszubauen, dass jederzeit 100 Prozent der erzeugbaren Strommengen aufgenommen und übertragen werden können. Eine gewisse (mengenmäßig begrenzte) Abregelung der EE und aller anderen Erzeugungsarten ist aus wirtschaftstheoretischer Perspektive grundsätzlich kosteneffizient (z. B. Monopolkom-

25 Im Vergleich dazu kann ein preisbasierter Mechanismus wie die Einspeisevergütung zwar auch die Höhe der Vergütung regional anpassen, das Maß an daraus erwachsender Mengensteuerung ist jedoch als tendenziell deutlich niedriger einzuschätzen.

26 So löst z. B. die aktuelle Regelung im EEG über Referenzerträge für Windenergie keine angemessene Steuerungswirkung aus, da die sich daraus ergebende Spreizung der Vergütungsdauer auch bei starken Ertragsunterschieden nur relativ gering ausfällt.

27 Diese Überlegung abstrahiert von regionalen Interessen z. B. der Bundesländer.

mission 2009: 158 ff.).<sup>28</sup> Fraglich ist lediglich die optimale Höhe der Abregelung, die sich aus dem Vergleich von Abregelungskosten mit den Kosten des Netzausbaus ergibt. Die für eine Ableitung dieser Größen notwendigen Analysen machen eine integriert technisch-ökonomische Modellierung von Stromerzeugung, -übertragung und -verteilung in Deutschland notwendig. Die wissenschaftliche Erkenntnislage zu dieser komplexen Analyseaufgabe ist daher bisher begrenzt. Die öffentlich verfügbaren Analysen zu dieser Fragestellung (z. B. Auswertungen bei VKU 2013) können nur ein erstes Indiz dahingehend liefern, dass der Netzausbau gegenüber der Abregelung von Stromerzeugung zumindest großzügig dimensioniert werden kann.

Als mindestens gleichermaßen ungesichert müssen die bisherigen Erkenntnisse zur Abwägung zwischen Abregelung von EE und Netzausbau einerseits und regionaler Steuerung des Ausbaus der EE-Stromerzeugung (bzw. der gesamten Erzeugungsstruktur) andererseits gelten – dies auch unter Berücksichtigung von ggf. entstehenden Mehrkosten bei der netzbedingten Ausrichtung des Erzeugungsstandortes, beispielsweise durch Verzicht auf Erzeugungspotenzial. Die wenigen verfügbaren Analysen zu dieser Fragestellung (vgl. z. B. Agora 2013b) erlauben bisher noch keine robusten Schlussfolgerungen. Festzuhalten bleibt auch, dass der Netzausbau durch die Übertragungsnetzbetreiber bisher unter der Maßgabe erfolgt, Abregelungen weitgehend zu vermeiden (ÜNB 2013: 23-24).

Wenn sich die Anreize für die Standortentscheidung von Neuanlagen an den Kosten des Netzausbaus orientieren sollten, dann ist zu hinterfragen, ob das Netzentgeltsystem nicht besser dazu geeignet wäre, dies zu steuern, als z. B. re-

gionalisierte EE-Ausbauziele. Denn das Netzentgeltsystem hat grundsätzlich bereits die Aufgabe, die Kosten des Netzausbaus verursachungsgerecht auf die Netznutzer (historisch begründet bisher primär die Verbraucher) umzulegen. Als ein alternativer Mechanismus zur regionalen Steuerung des EE-Anlagenausbaus aus Netzsicht wird in letzter Zeit vermehrt eine Kostentragung im Rahmen der Redispatch- beziehungsweise Einspeisemanagementprozesse diskutiert (vgl. Abschnitt 3.2.5)<sup>29</sup>. So könnte eine kurzfristige Verzögerung des weiteren EE-Ausbaus in Gebieten mit hohen EE-Anteilen sinnvoll sein; dies zumindest solange, bis der (Verteil-)Netzausbau wieder mit dem EE-Ausbau synchronisiert wurde.

Abschließend lässt sich festhalten, dass, basierend auf dem jetzigen Erkenntnisstand, für die Einführungsphase eines Auktionsmechanismus keine Empfehlung zu Regionalisierungen der Auktionen vorgenommen werden kann. Zuvor sind zumindest weitere detaillierte Analysen notwendig, die aus Verbrauchersicht u. a. auch die oben diskutierten Kostenabwägungen im Spannungsfeld zwischen Abregelung, Netzausbau, Abschöpfungspotenzial und Standortwahl konkretisieren. Vor dem Hintergrund der Marktmachtproblematik könnte es daher sinnvoll sein, die ersten EE-Auktionen mit einem relativ großzügigen Marktzuschuss durchzuführen (z. B. deutschlandweit), um basierend auf den Ergebnissen der ersten Auktion zu analysieren, wie groß die regionalen Potenziale sind und ob größere Margendifferenzen auf der Anbieterseite existieren. Hinsichtlich der Synchronisation von Netz- und EE-Ausbau erscheint eine vorrangige und detaillierte Prüfung der Weiterentwicklung anderer regionaler Anreizmechanismen (Netzentgelte, Redispatchkosten, Market-Splitting usw.) sinnvoll.

28 So ist der Ausbau von Übertragungsnetzkapazitäten mit Kosten verbunden. Gleichmaßen ist die Abregelung von Erzeugung (Redispatch, Einspeisemanagement) mit Kosten verbunden. Im Ergebnis einer Kostenoptimierung über beide Optionen werden (typischerweise) beide zu einem gewissen Anteil eine Rolle spielen: Die Auslegung der Netze auf das „letzte kW“ ist nicht effizient, da hierfür ein in Relation zur vermiedenen Abregelung überproportionaler Netzausbau notwendig wäre.

29 Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass die Entwicklung dieser Kosten über den Betriebszeitraum von EE-Anlagen (da lokal netzbedingt) nur sehr schwer langfristig vorherseh- und beeinflussbar ist. Vor diesem Hintergrund scheint eine Anreizwirkung über die langfristig vermutlich (in Abhängigkeit der Ausgestaltung) stabileren Netzentgelte naheliegender, wengleich hier weitere Analysen notwendig sind.

#### 4.2.3 Technologiedifferenzierung

Die Auktion kann grundsätzlich nach Technologien differenziert durchgeführt werden. Vor dem Hintergrund der bereits zuvor beschriebenen Möglichkeit zur Abschöpfung von Produzentenrenten ist dies aus Verbraucherperspektive grundsätzlich dann zu prüfen, wenn die EE-Technologien hinreichend unterschiedliche Differenzkosten aufweisen (1) und die (teureren) EE-Technologien darüber hinaus auch aus Verbraucherperspektive aktuell oder zukünftig zugebaut werden sollen (2). Wenn beide Punkte bejaht werden, ist eine separate Förderung zielführend. Werden die Punkte verneint (d. h. haben die EE-Technologien sehr ähnliche Differenzkosten und/oder wird akzeptiert, dass nur einzelne EE-Technologien zugebaut werden), so kann auf eine separate Förderung verzichtet werden.

Zu (1):

- Inzwischen weisen Onshore-Windkraft und (insbesondere Freiflächen-)Fotovoltaik eine insgesamt ähnliche Kostensituation auf (vgl. Agora 2013). Vor diesem Hintergrund könnte eine gemeinsame Auktion für die Zubaumengen dieser Technologien angedacht werden. Dies unter der Voraussetzung einer geeigneten Ausgestaltung der Produkte und der Auszahlungsmodalitäten der Förderung.
- Im Vergleich dazu weist die Stromerzeugung aus Biomasse und Offshore-Windkraft jeweils eine unterschiedliche Kostenstruktur, zumindest im Bestand der im EEG-förderfähigen Projekte, auf.<sup>30</sup> Darüber hinaus sind auch innerhalb des Segments Biomasse noch einmal unterschiedliche Technologien erfasst. Hier ist also allein aus der Zielsetzung einer Reduktion der Anbietermargen heraus ein separater Fördermechanismus zu erwägen.

Zu (2):

- Die Sinnhaftigkeit technologiespezifischer Förderung folgt auch aus der Feststellung eines Marktversagens bei der langfristigen Entwick-

lung von Technologien; werden diese Technologien nicht gefördert, wird das Potenzial zur Kostensenkung über Lernkurven nicht realisiert (Diekmann et al. 2009). Das heißt, dass eine spezifische Förderung insbesondere dann gerechtfertigt ist, wenn eine Technologie ein hohes Kostensenkungspotenzial aufweist. Dabei sind die Unsicherheiten bzgl. der langfristigen Technologiekostenentwicklung zu berücksichtigen.

- Darüber hinaus sind Begrenzungen des nationalen EE-Potenzials zu berücksichtigen, die bei einer Abwägung mit langfristiger Perspektive relevant werden können. Unter der Maßgabe, dass Deutschland sich ein EE-Ausbauziel von 80 Prozent bis 2050 gegeben hat, ist aufgrund der begrenzten Ausbaupotenziale einzelner EE-Technologien die Förderung eines Technologieportfolios auch aus Verbrauchersicht sinnvoll. Ggf. auch wenn dieses Portfolio eventuell teurere Technologien beinhaltet. Das gilt insbesondere, wenn im Kontext der Emissionsreduktionsziele sogar ein höherer EE-Ausbau im Stromsektor (z. B. 95 Prozent) notwendig werden sollte.
- Insbesondere hinsichtlich der Förderung der Bioenergie ist zu berücksichtigen, dass diese durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen und ihren Beitrag zur gesicherten Leistung perspektivisch das Potenzial hat, besonders wertvolle Beiträge für das Stromversorgungssystem zu ermöglichen. Letzteres ist gleichbedeutend mit perspektivisch sinkenden energiewirtschaftlichen „Differenzkosten“ und kann daher eine technologiespezifische Förderung der Bioenergie begründen. Auf der anderen Seite werden negative Umweltfolgen beim Anbau von Energiepflanzen beklagt, sodass am Ende eine politische Abwägung notwendig ist.

Diese Effekte, die aus Verbraucherperspektive für oder gegen eine Technologiedifferenzierung abgewogen werden müssen, können im Rahmen der vorliegenden Studie nicht abschließend beurteilt werden. Es spricht jedoch einiges dafür, ins-

30 Wenngleich internationale Erfahrungen zeigen, dass die Stromerzeugung aus Biomasse, beispielsweise bei (Mit-)Verbrennung in Großkraftwerken, zu deutlich niedrigeren Kosten zur Verfügung stehen kann.



besondere vor dem Hintergrund der großen Unsicherheit, was die Notwendigkeit bzw. Vorteilhaftigkeit einer Technologiedifferenzierung angeht, weiterhin ein Portfolio an EE-Technologien zu fördern, beziehungsweise mindestens eine differenzierte Förderung von Branchenkernen fortzuführen. Letztendlich sind hierzu jedoch politische Richtungsentscheidungen notwendig.

#### 4.2.4 Möglichkeiten einer Marktzusammenlegung bei Förderdifferenzierung

Die im Folgenden skizzierten Varianten zur Koppelung der Technologie-Teilmärkte sind als ein Debattenbeitrag zu verstehen, der illustriert, dass bei Einführung eines Auktionsmechanismus keine strikte Vorabentscheidung zwischen einer Technologiedifferenzierung oder einer Technologieneutralität notwendig ist. Vielmehr kann beides in einem gewissen Umfang kombiniert werden.

- Für die Onshore-Windkraft und PV besteht beispielsweise die Möglichkeit einer gemeinsamen Auktionierung, da sich die Differenzkosten in diesen beiden Segmenten angenähert haben und perspektivisch in vergleichbarer Höhe liegen werden. Soll eine Größendifferenzierung erhalten bleiben, könnten größere PV-Projekte (z. B. PV-Freifläche) an einer gemeinsamen Auktion mit Onshore-Windkraft teilnehmen, während eine separate Auktion für kleinere PV-Projekte durchgeführt wird.
- Darüber hinaus wäre es auch möglich, die Stromerzeugung aus Biomasse in der gleichen Auktion zuzulassen wie die Onshore-Windkraft und ggf. PV, dies jedoch mit einem administrativ zu bestimmenden Preiszuschlag.<sup>31</sup> Dieser Preiszuschlag könnte ggf. in Form einer Kapazitätsprämie ausgestaltet werden, die die Vorhaltung gesicherter Leistung honoriert.<sup>32</sup>
- Hinsichtlich der Offshore-Windkraft ist detaillierter zu analysieren, ob eine separate Auktion für diese Technologie überhaupt sinnvoll ausgestaltet werden kann. Dies vor dem Hinter-

grund, dass in diesem Bereich eine relativ starke Marktkonzentration mit vergleichsweise wenigen Akteuren und Projekten existiert. So wäre eine Situation denkbar, in der in einem Jahr nur ein einziger Offshore-Windpark die Teilnahmebedingungen einer separaten Offshore-Auktion erfüllt. In einer solchen Situation bestände eine sehr hohe Gefahr der Marktmachtausübung; Preisobergrenzen müssten so restriktiv zur Anwendung kommen, dass sie einer administrativen Preissetzung gleichkämen. Vor diesem Hintergrund sind auch die Planungen zur mittelfristigen Steuerung des Offshore-Ausbaus über die Netzanschlusszusagen (BMWi 2014a) zu interpretieren. Langfristig sollte erwogen werden, dieses Verfahren in standortbezogene Auktionierungen zu überführen, wie sie beispielsweise in Dänemark zu Anwendung kommen (vgl. Frontier 2013: 60).

Wenngleich die Zusammenlegung von Marktsegmenten die Wettbewerbsintensität und Liquidität erhöht, so könnte im Sinne einer risikobegrenzenden Einführung des Auktionsmechanismus die Zusammenlegung verschiedener Marktsegmente auch erst zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen. Sollten die ersten Auktionen ergeben, dass sich die Kostenstrukturen von Technologien ausreichend angenähert haben, so könnte dann basierend auf besseren bzw. vollständigeren Informationen über die Zusammenlegung entschieden werden.

#### 4.2.5 Frequenz der Auktion

Die Festlegung der Auktionsfrequenz ist vergleichbar mit einer Segmentierung der Auktion. So kann eine höhere Frequenz gleichermaßen zu Liquiditäts- und Marktmachtproblemen beitragen, da bei häufiger Durchführung und begrenztem Anbieter- bzw. Projektportfolio die Zahl der Auktionsteilnehmer sinkt. Würde z. B. eine Auktion monatlich durchgeführt, so kann ggf. in einem Monat nur ein Projekt in der Auktion bie-

31 Zumindest bis ein zielführender Kapazitätsmarkt Anreize für die Vorhaltung gesicherter Leistung auch aus Bioenergieanlagen generieren kann (z. B. VKU 2013).

32 Die Kapazitätsprämie könnte sich z. B. an den annuitätischen Fixkosten einer neuen Gasturbine orientieren und somit den Wert des Beitrags einer Anlage zur gesicherten Leistung des Systems repräsentieren.

ten und erhält daher ein hohes Maß an Marktmacht. Soll z. B. die Liquidität einer Auktion erhöht werden, so kann sie mit relativ niedrigerer Frequenz durchgeführt werden, um so das über einen längeren Zeitraum bestehende Angebot auf einen Auktionstermin zu konzentrieren. Gleichzeitig kann eine seltenere Durchführung die Möglichkeiten zu strategischem Verhalten durch die Marktakteure begrenzen. Dem steht entgegen, dass eine Vergleichmäßigung des Prozesses durch Festlegung einer höheren Frequenz den Bedürfnissen der Marktakteure entgegenkommen und die Möglichkeiten zur Steuerung des EE-Ausbaus erhöhen kann.

Aus Verbrauchersicht ist daher die Frequenz der Auktionen sorgfältig zu wählen und darauf zu achten, dass sie nicht so hochfrequent durchgeführt werden, dass eine Marktmachtproblematik entsteht. In Anbetracht der Marktvolumina von einigen GW Zubau pro Jahr erscheint im Onshore-Wind- und PV-Segment eine jährliche (vgl. Frontier 2013) oder ggf. auch halbjährliche Durchführung sinnvoll.

#### 4.2.6 Fazit

Die in den Abschnitten 4.2.1 bis 4.2.5 ausgeführte Abwägung zur Marktsegmentierung und Auktionsfrequenz kommt aus Verbraucherperspektive zu folgenden Ergebnissen:

- Regionalisierung: Da mit dem Grad der Regionalisierung die Gefahr von Marktmachtausübung und Illiquidität zunimmt, und dies aus Verbraucherperspektive eine wesentliche Gefahr darstellt, ist es sinnvoll, die ersten EE-Auktionen mit einem relativ großzügigen Marktzuschnitt durchzuführen (z. B. deutschlandweit).
- Technologiedifferenzierung: Aus Verbrauchersicht spricht vieles dafür, weiterhin ein Portfolio an EE-Technologien zu fördern. Dies entspricht grundsätzlich dem bisherigen Vorgehen in Deutschland, wenngleich eine Anpassung der bisherigen Technologieanteile sinnvoll sein kann.

- Eine Zusammenfassung verschiedener EE-Marktsegmente in einer Auktion könnte zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen, wenn sich daraus ein verbesserter (Kosten-)Wettbewerb ergibt.
- Frequenz der Auktion: In Anbetracht des Marktvolumens von einigen GW Zubau pro Jahr erscheint im Onshore-Wind- und PV-Segment eine jährliche (vgl. Frontier 2013) oder ggf. auch halbjährliche Durchführung der Auktionen sinnvoll.

### 4.3 Produktdefinition und Pönalisierung

Die konkreten Regelungen einer EE-Auktion beeinflussen wesentlich das Marktergebnis. Nachfolgend werden zentrale Parameter für die Ausgestaltung von EE-Auktionen diskutiert, die aus Verbrauchersicht relevant sind.

#### 4.3.1 Übergeordnete Überlegungen zur Produktdefinition

Verschiedene internationale Erfahrungen zeigen, dass eine der größten Herausforderungen für die Gestaltung von Auktionen zur Kontrahierung von EE-Projekten darin besteht, sicherzustellen, dass die bezuschlagten Projekte auch im zugesagten Zeitraum errichtet werden und Strom einspeisen (World Bank 2011: 80; Frontier 2013: 59). Das Beispiel Großbritannien illustriert eindrucksvoll die wichtige Rolle, die dabei die detaillierte Produktausgestaltung und insbesondere die Pönalisierung von Fehlverhalten spielt: Aufgrund fehlender Strafregelungen wurden hier nur ca. 30 Prozent der auktionierten EE-Kapazitäten tatsächlich realisiert (MVV 2013: 73).

Ziel eines verbraucherfreundlichen Auktionsmechanismus ist es daher, kosteneffiziente Projekte zu bezuschlagen, die eine ausreichend hohe Realisierungswahrscheinlichkeit haben. Die Realisierungswahrscheinlichkeit kann beispielsweise durch Bürgschaften oder Pönalen gesteigert werden. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass bei technisch, wirtschaftlich und rechtlich komple-

xen Projektstrukturen, wie sie bei EE regelmäßig vorliegen, keine 100 Prozent Realisierungswahrscheinlichkeit garantiert werden kann. Die Sicherstellung einer annähernd so hohen Realisierungswahrscheinlichkeit (z. B. über hohe Pönalen oder Sicherheiten) wäre mit hohen Kosten aufseiten der Marktakteure verbunden und könnte potenzielle Teilnehmer abschrecken, sodass sie auch aus Verbrauchersicht nicht unbedingt wünschenswert wäre.

Über die Einführung von Pönalen oder Sicherheiten wird von den Marktakteuren eine Risikoabwägung gefordert, welche Projekte sie in die Auktion einbringen. Dabei wirken verschiedene Einflüsse integriert auf die Entscheidungsstrukturen der Bieter, die diese in ihrer Gesamtheit nach wirtschaftlichen Kriterien bewerten. Die Einflussfaktoren müssen daher sorgfältig analysiert und in einem Gesamtkonzept kombiniert werden. Im Übrigen wird aus diesen Überlegungen auch deutlich, dass das Auktionsdesign Überlegungen zum Umgang mit Fehlmengen beinhalten muss. Hierbei kann entweder auf die Ex-ante-Beschaffung von zusätzlichen Reserven vertraut werden oder es wird ein flexibler Mechanismus zur Ex-post-Nachsteuerung der Mengen etabliert.

#### 4.3.2 Pönalisierung und Sicherheiten

Zur Sicherstellung der Inbetriebnahme der in der Auktion bezuschlagten EE-Projekte im vereinbarten Zeitraum ist eine Regelung einzuführen, die eine Nichtrealisierung von Projekten pönalisiert. In der Auktion erfolgreiche Anbieter, die ihr Projekt nicht innerhalb des zugesagten Zeitraumes in Betrieb nehmen, verlieren ihren Vergütungsanspruch und müssen eine Ersatzzahlung (Pönale) an den Auktionator leisten.<sup>33</sup> Dabei kann weiter differenziert werden, ob die Pönale sich nur auf das endgültige Scheitern eines Projektes bezieht oder ggf. auch eine Zeitstaffelung für Verzögerungen vorgesehen werden soll.

Die Höhe der Pönale stellt dabei eine entscheidende Stellgröße dar. Denn: Je höher die Pönale gewählt wird, desto weniger werden die Bieter Projekte mit größeren Ausfallwahrscheinlichkeiten in der Auktion anbieten. Die Pönalehöhe kann sich an den Kosten für die zusätzliche Beschaffung der Fehlmengen in der letzten oder nächsten Auktion unter Berücksichtigung einer Mindestpönale bemessen. Die Mindestpönale wird durch den Koordinator bereits im Rahmen der ersten Ausschreibung festgelegt, sodass sie im Voraus bekannt ist. Dies ermöglicht eine angemessene Risikobewertung aufseiten der Anbieter.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass eine Anforderung an die Hinterlegung von Sicherheiten bei Gebotsabgabe (z. B. einer Bankbürgschaft) die obigen Mechanismen flankieren kann. Die Forderung von Bankbürgschaften ist jedoch mit zusätzlichen Kosten verbunden, was tendenziell die Förderkosten erhöht. Gegebenenfalls unerwünschten Wirkungen von Bürgschafts- oder Pönaleforderungen auf die Akteursstruktur kann geeignet mit separaten Anpassungen begegnet werden (vgl. Abschnitt 4.5).

#### 4.3.3 Vorlauffristigkeiten

Abhängig von den typischen Projektentwicklungszeiten sind Auktionen für einen längeren Zeitraum im Voraus durchzuführen. Entscheidend ist dabei die Frist zwischen Auktionszuschlag und der (spätesten) Leistungserbringung in Form der Netzeinspeisung von Strom aus der neuen EE-Anlage.<sup>34</sup> Die Länge dieses Zeitraums stellt dabei eine entscheidende Stellgröße dafür dar, mit welchem Entwicklungsstatus Bieter ihre Projekte in die Auktion einbringen. Je kürzer die Frist in Relation zu den technisch determinierten Entwicklungszyklen der Technologien ist, desto weiter muss der Entwicklungsstand der Projekte zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe sein. Daraus resultieren vermutlich höhere Realisierungswahrscheinlichkeiten, gleichzeitig muss jedoch der Markt längere Projektzyklen vorfinanzieren.

<sup>33</sup> Diese Verpflichtung kann durch eine Option zum Nachhandel von Vergütungsrechten ergänzt werden, sodass Bieter die Möglichkeit haben, ersatzweise ein anderes Projekt zu benennen, welches ihre Inbetriebnahmepflicht übernimmt (vgl. VKU 2013: 125).

<sup>34</sup> Folgende indikative Projektentwicklungszeiten können im Mittel erwartet werden: Offshore-Wind: vier bis sieben Jahre, Onshore-Wind: drei bis fünf Jahre, PV: ein bis zwei Jahre, Bioenergie: ein bis zwei Jahre.

Sollen verschiedene EE-Technologien in einer gemeinsamen Auktion kontrahiert werden, so können entweder unterschiedliche Fristigkeiten für die Technologien festgeschrieben werden oder es wird in Kauf genommen, dass die Technologien unterschiedlich lange Entwicklungszeiträume vorfinanzieren müssen, was einen spezifischen Nachteil für eine der jeweiligen Technologien darstellen kann. Zu berücksichtigen ist dabei auch, dass die Vorgabe eines engen Zeitfensters für die Realisierung eine bessere Mengenplanung durch den Auktionator ermöglicht. Können die Projekte beispielsweise nur innerhalb eines Zeitraumes von fünf Jahren in Betrieb gehen, ist die Mengensteuerung auf diese Intervallschärfe begrenzt. Wenngleich eine solche Unschärfe vor dem Hintergrund der wetterbedingten Erzeugungsschwankungen tolerierbar erscheint.

#### 4.3.4 Präqualifikationsbedingungen

Präqualifikationsanforderungen legen den Projektentwicklungsstand fest, ab dem Projekte in der Auktion angeboten werden dürfen; sie können eher niedrigschwellig oder relativ strikt ausgestaltet werden, was jeweils Vor- und Nachteile mit sich bringt. Strikte Präqualifikationsanforderungen an EE-Projektanbieter im Rahmen der Ausschreibung – beispielsweise der Nachweis einer vollständigen Baugenehmigung – stellen dabei ein mögliches Vorgehen für die möglichst genaue Erreichung der auktionierten Mengen dar und können alternativ zu Bürgschafts- oder Pönalforderungen verwendet werden. Darüber hinaus können weitere Bedingungen, beispielsweise zum Netzanschluss, zu anderen Genehmigungsarten und -stufen, zur Projektfinanzierung oder zum Vertragsrahmen festgeschrieben werden, damit Projekte in der Auktion angeboten werden dürfen. Die jeweiligen Anforderungen können entweder durch die ausschreibende Stelle oder z. B. Gutachter geprüft werden.

Dabei ist zu bedenken, dass umfangreiche Präqualifikationsbedingungen zwar einen hohen Grad der Zielerreichung sichern, jedoch einschränkend auf die Anbieterzahl wirken, da sie die Teilnahmegrenzen für die Auktion vergleichs-

weise hoch setzen. Ein ausreichender zeitlicher Korridor zwischen dem verpflichtenden Inbetriebnahmezeitpunkt und Auktionierung in Kombination mit einer wirksamen Pönalregelung erlaubt demgegenüber eine Ausgestaltung mit niedrigeren Zugangshürden und ermöglicht den Investoren eine individuelle Risikoabwägung über den Zeitpunkt der Auktionsteilnahme. Dies ist aus Sicht der Autoren dieser Studie strikten Präqualifikationsanforderungen vorzuziehen. Dies auch vor dem Hintergrund der aus Verbrauchersicht wichtigen Akteursvielfalt (siehe 4.5).

Darüber hinaus sollten in der Auktion grundsätzlich nur *Neuanlagen nach Stand der Technik* förderberechtigt sein, d. h. es findet ein Wettbewerb um die Errichtung der kosteneffizientesten Neuanlagen statt. Aus Verbrauchersicht spielt auch eine Rolle, wie sich die EE-Anlagen in das Stromversorgungssystem integrieren und vor allem, dass sie möglichst keine Folgekosten im System verursachen. Aus diesem Grund ist aus Sicht der Verbraucherinnen und Verbraucher zu empfehlen, im Rahmen der Auktion technische Anforderungen an die Anlagen zu stellen. Dies betrifft Anlageneigenschaften, die der Systemintegration der EE förderlich sind, z. B. die Fähigkeit zur Blindleistungsregelung. Auch Anforderungen an den Wirkungsgrad oder bestimmte Dimensionierungsparameter der Anlagen wären möglich.

#### 4.3.5 Handelbarkeit von Vergütungsberechtigungen

Mit der Teilnahme an bzw. dem Zuschlag aus der Auktion verpflichten sich Investoren, die geförderte EE-Anlage innerhalb einer vereinbarten Frist in Betrieb zu nehmen. Kommen sie dieser Pflicht nicht nach, fällt z. B. eine Pönale an und die Vergütungszusage wird ungültig. Diese Regelung kann durch eine *Option zum Nachhandeln von Vergütungsrechten* ergänzt werden (vgl. VKU 2013: 125). Sind die auktionierten EE-Vergütungsrechte nicht projektspezifisch ausgestaltet, dann besteht die Möglichkeit, dass der Investor das ihm in der Auktion zugeteilte Vergütungsrecht weiterveräußert. Dies ist z. B. für den Fall relevant, dass ein mit Vergütungsrechten ausgestattetes EE-Projekt sich verzögert und nicht zum zugesagten Zeit-

punkt in Betrieb gehen kann. In diesem Fall stellt die Option des Nachhandels sicher, dass ein alternatives Projekt ggf. das Vergütungsrecht nutzen kann und das Mengenziel so trotzdem erreicht wird. Da auf diesem Wege die Notwendigkeit von (ggf. teurer) Nachbeschaffung von Fehlmengen reduziert wird, stellt die Nachhandelbarkeit auch aus Verbrauchersicht ein sinnvolles Instrument dar.

#### 4.3.6 Fazit

Die in den Abschnitten 4.3.1 bis 4.3.5 dargestellte Abwägung zur Produktdefinition und Pönalisierung kommt aus Verbraucherperspektive zu folgenden Ergebnissen:

- Anforderungen an die Bieter: Die Zielerreichung der Auktion kann über Pönalen oder Sicherheiten gesteuert und erhöht werden. Da diese Instrumente jedoch Rückwirkungen z.B. auf die Akteursstruktur haben können, sind sie in ein Gesamtkonzept zu integrieren, das den Verbraucherzielen Rechnung trägt.
- Vorlaufzeitigkeiten: Der notwendige Vorlauf zwischen Auktion und Inbetriebnahme ist abhängig von den typischen Projektentwicklungszeiten, die je nach EE-Technologie zwischen einem und ca. fünf Jahren liegen.
- Präqualifikationsanforderungen: Niedrige Zugangshürden ermöglichen Investoren eine individuelle Risikoabwägung über den Zeitpunkt der Auktionsteilnahme. Aus Sicht der Autoren ist dies strikten Präqualifikationsanforderungen vorzuziehen.
- Handelbarkeit: Die Nachhandelbarkeit von Vergütungsrechten stellt aus Verbrauchersicht ein sinnvolles Instrument dar.

## 4.4 Auszahlung der Förderung

Die Rahmenbedingungen und Ausgestaltungsmöglichkeiten einer Auktion bzw. Ausschreibung stehen im Fokus der vorliegenden Studie. Die Auktion organisiert dabei den Zugang zur Förderung, die Art der vergebenen Förderung ist daher eine davon getrennt zu betrachtende Entscheidung, die nachfolgend näher beleuchtet wird.

### 4.4.1 Status quo und politischer Rahmen

Der Koalitionsvertrag und darauf folgende Dokumente der Bundesregierung beinhalten erste Konkretisierungen zur kurz- bis mittelfristigen Weiterentwicklung der EE-Förderung in Deutschland (CDU/CSU/SPD 2013; BMWi 2014a), die sich über den Verlauf der aktuellen Legislaturperiode in Gesetzen manifestieren werden. Auch auf europäischer Ebene lassen sich inzwischen klare Leitplanken für die Weiterentwicklung der EE-Fördermechanismen erkennen (Europäische Kommission 2013). Als zentrale Elemente der Positionen der Bundesregierung und der EU-Kommission lassen sich dabei die Einführung von (ggf. gleitenden) Prämienmodellen und die perspektivische Einführung von wettbewerblichen Ausschreibungen hervorheben. Alle Überlegungen zur Weiterentwicklung der EE-Förderung sollten diese energiepolitischen Leitplanken im Sinne der „politischen Anschlussfähigkeit“ berücksichtigen.

Das momentan in Deutschland (für Neuanlagen) vorherrschende Modell der gleitenden Marktprämie<sup>35</sup> stellt aus energiewirtschaftlicher Sicht bereits eine Weiterentwicklung gegenüber der festen Einspeisevergütung dar. Wenngleich perspektivisch weitere Anpassungen zu prüfen sind, so beinhaltet das gleitende Marktprämienmodell bereits eine deutlich verbesserte energiewirtschaftliche Anreizwirkung und stellt daher im Folgenden den Ausgangspunkt der weiteren Reformüberlegungen dar.

35 Die gleitende Marktprämie aus dem EEG 2012 berücksichtigt rückwirkend die durchschnittlich am Strommarkt erzielbaren Erlöse von EE-Anlagen und ergänzt diese Markterlöse durch eine gleitende Förderung bis zur gesetzlich festgelegten Höhe einer technologiespezifischen Förderung; weitere Erläuterung dazu auf den Folgeseiten. Bisher ist die Marktprämie alternativ zur festen Einspeisevergütung und kann von den Betreibern als optionales Vergütungsmodell gewählt werden.



Die gleitende Marktprämie stellt eine stetige Weiterentwicklung des bisherigen Förderrahmens der administrativ festgelegten Einspeisevergütungen dar. Gegenüber einer abrupten und grundlegenden Veränderung des EE-Fördermodells kann eine solche eher schrittweise Anpassung Vorteile haben. Beispielsweise dadurch, dass den Marktakteuren eine Anpassung über einen längeren Zeitrahmen hinweg ermöglicht wird und damit Lerneffekte möglich sind. Dies kann dazu beitragen, ein hohes Maß an Akteursvielfalt auch in einem wettbewerbsintensiveren Umfeld sicherzustellen.

#### 4.4.2 Das Marktprämienmodell

Im Koalitionsvertrag ist angelegt (CDU/CSU/SPD 2013), dass das Marktprämienmodell sukzessive für Neuanlagen verpflichtend wird. Dem Wesen des (verpflichtenden) Marktprämienmodells entsprechend, ist eine separate Ausweisung der Managementprämie dann nicht mehr notwendig, sie kann in die Marktprämie integriert werden.

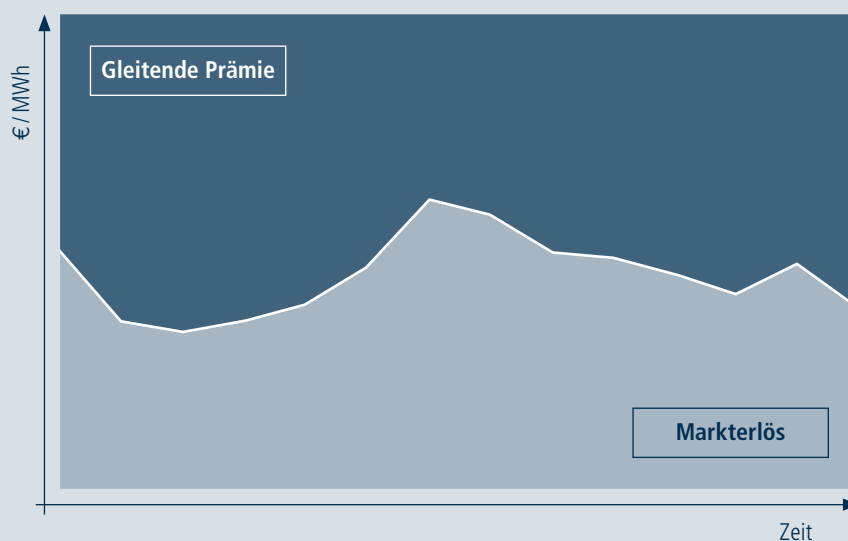
Abbildung 8 illustriert die Funktionsweise der gleitenden Marktprämie. Die Marktprämie wird stets so parametrisiert, dass sie die Differenz zwischen einem Marktwertbenchmark und einem

Kostenbenchmark (notwendige Vergütungshöhe) kompensiert. Dadurch werden Schwankungen des Marktwertbenchmarks im Zeitverlauf kompensiert und die Erlösriskien der Anlagenbetreiber werden stark reduziert. Der Marktwertbenchmark wird im heutigen Marktprämienmodell anhand einer monatlichen (ex post) Bewertung der Strommarkterlöse und des durchschnittlichen Einspeiseprofils der Erzeugungstechnologien bestimmt. In Bezug auf Strompreisrisiken ist das Marktprämienmodell wie folgt einzuordnen:

- Im Marktprämienmodell verbleibt bei den Anlagenbetreibern lediglich das Risiko, dass der Marktwert einer spezifischen Anlage (bzw. eines spezifischen Portfolios) von dem Marktwert des deutschlandweiten Erzeugungsprofils abweicht. Eine solche Abweichung kann nicht nur aus zufälligen Schwankungen resultieren, sondern auch systematisch sein, beispielsweise aufgrund des Anlageneinsatzes, des Anlagenstandortes oder der Anlagenauslegung (relatives Marktwertisiko).
- Diese Risiken werden bisher durch die auskömmliche Managementprämie (über-)kompensiert und gleichzeitig durch die Option eines monatlich möglichen Rückwechsels in die feste Einspeisevergütung nach unten begrenzt.

Abbildung 8:

#### Funktionsweise der gleitenden Marktprämie (schematisch)



Quelle: Eigene Darstellung.

- Verliert die Direktvermarktung ihren optionalen Charakter, so müssen die Marktakteure (also insbesondere die Anlagenbetreiber) diese Risiken über die kaufmännisch/technische Lebensdauer der Projekte antizipieren und bewerten. Es ist davon auszugehen, dass diesen Risiken in den Kalkulationen und Entscheidungen der Marktakteure deutlich stärker Rechnung getragen wird als bisher. Eine solche Umstellung verlagert zusätzliche Risiken auf die Anlagenbetreiber. Wie an anderer Stelle auch, kann diese Risikoverlagerung zu zusätzlichen Risikoprämien führen.
  - Die Verlagerung von Marktwerttrisiken auf die Anlagenbetreiber generiert im Gegenzug jedoch energiewirtschaftlich produktive Anreize für die Optimierung des EE-Anlagenbetriebs, der Standortwahl und perspektivisch auch der Auslegung von EE-Anlagen. Dabei werden die Anlagenbetreiber und ihre Vermarkter diese Optimierungsoptionen jeweils dann nutzen, wenn der Strommarkt durch seine Preisstruktur hierfür energiewirtschaftlichen Bedarf artikuliert (1) und die daraus realisierbaren Mehrerlöse die eventuell damit verbundenen Kosten überkompensieren (2).
  - Die Nutzung dieser Optimierungspotenziale hat auch positive Rückwirkungen für die Verbraucher. So werden durch eine stärkere Optimierung der Anlagen hin auf die Stromgroßhandelspreise beispielsweise diese (insbesondere nach oben hin) geglättet, die Verbraucherbelastung sinkt tendenziell. Die Stromerzeugung von EE-Anlagen wird in der verpflichtenden Direktvermarktung somit nicht mehr nur „nach Menge“, sondern auch „nach Wert“ optimiert, was aus Verbrauchersicht einen Fortschritt hin zu mehr Effizienz bedeutet. Darüber hinaus werden die ggf. durch die Nutzung der Optimierungspotenziale entstehenden Mehrerlöse durch Investoren zum Zeitpunkt ihrer Investitionsentscheidung antizipiert und unter Berücksichtigung von Risikogesichtspunkten in ihrem Gebot in die Auktion mit einbezogen; dies könnte die Förderkosten senken.
- Grundsätzlich ist es denkbar, den Marktwertbenchmark im Marktprämienmodell zukünftig anhand angepasster Berechnungsvorschriften zu ermitteln (beispielsweise anhand eines regional, technologisch oder zeitlich anders definierten Marktwertes). Entfällt der optionale Charakter der gleitenden Marktprämie, so ist insbesondere die Ermittlung des Marktwertbenchmarks für steuerbare Anlagen zu überdenken.
- Bisher wird der Kostenbenchmark im Marktprämienmodell durch administrative Kostenschätzungen des Gesetzgebers (Festlegung einer Einspeisevergütung) festgelegt. Zukünftig kann das Marktprämienmodell aber auch mit einer wettbewerblichen Mengensteuerung kombiniert werden, in dem die Höhe des Kostenbenchmarks technologie- oder sogar projektspezifisch durch eine Auktionierung effektiv ermittelt wird.

#### 4.4.3 Begrenzung der Förderzahlungen

Für die Dimensionierung der Förderzahlungen aus der gleitenden Marktprämie bieten sich grundsätzlich zwei Varianten an: eine zeitliche oder eine mengenmäßige Limitierung. Im Anschluss an das Auslaufen der Förderzahlungen würden die betroffenen Anlagen in beiden Fällen jeweils nur noch Erlöse in Höhe des Großhandelsstrompreises erzielen.

(1) Zeitliche Befristung: Hier wird die Förderung einer EE-Anlage auf die Stromeinspeisung über einen vorab festgelegten Zeitraum, z. B. also 20 Jahre, begrenzt. Dies entspricht grundsätzlich den Regelungen des aktuellen EEG. Dabei wäre auch eine technologiespezifische Definition dieses Zeitraums denkbar, z. B. in Abhängigkeit der unterschiedlichen Lebensdauern von EE-Anlagen.

(2) Mengenbezogene Förderbegrenzung (Budgetierung): Diese Form der Förderbegrenzung wurde verschiedentlich in die aktuelle energiewirtschaftliche Diskussion eingebracht (z.B. BDEW 2013a; Arrhenius 2011). Vorgeschlagen wird dabei eine Begrenzung der förderbaren Strommengen.<sup>36</sup>

Dabei ist zu berücksichtigen, dass insbesondere bei Variante 2 eine technologiespezifische Aus-

<sup>36</sup> Dies ist vergleichbar mit der Mengenbegrenzung im KWKG, wo die Förderung typischerweise nur für eine Erzeugung entsprechend 30.000 Vollbenutzungsstunden einer KWK-Anlage ausgezahlt wird.



gestaltung der Förderbudgets sinnvoll erscheint. Daneben existieren weitere Zwischenformen, wie beispielsweise das sogenannte Referenzertragsmodell für Onshore-Wind.

Grundsätzlich weisen die beiden skizzierten Varianten zur Begrenzung der Förderzahlungen jeweils verschiedene Vor- und Nachteile hinsichtlich des Anlageneinsatzes und der Anlagendimensionierung auf, die auch aus Verbrauchersicht relevant sind, da sie beispielsweise Effekte auf den Anlageneinsatz und damit die Höhe der Differenzkosten haben.

- So führt Variante 1 (zeitliche Begrenzung der Förderung, bis hin zu einer zeitlich unbegrenzten Förderung) tendenziell stärker dazu, dass die energetisch produktivsten Anlagen mit den höchsten Vollbenutzungsstunden einen Zuschlag in der Auktion erhalten, was zur Erreichung der EE-Ausbauziele sinnvoll sein kann. Dabei ist zu beachten, dass auch Variante 2 wirtschaftliche Anreize für energetisch produktive Anlagen aufweist<sup>37</sup>, diese werden jedoch tendenziell etwas geringer ausfallen als in Variante 1.
- Variante 2 (mengenmäßige Begrenzung der Förderung) könnte dagegen insbesondere aus Verbrauchersicht den Vorteil bieten, dass die EE-Anlagen „bedarfsgerechter“ gefördert werden. Das heißt: Anlagen mit unterschiedlich hohen Volllaststunden werden grundsätzlich auf ähnlichem Niveau gefördert als in Variante 1, da weniger produktive Anlagen eine ähnlich hohe Förderung, aber über einen längeren Zeitraum erhalten. Eine Differenzierung erfolgt in Variante 2 daher nur über den Zeitwert des Kapitals und nicht die Gesamtsumme der Förderung. EE-Anlagen mit unterschiedlichen Voll-

laststunden werden daher auch mit ähnlicheren Geboten in der Auktion bieten. Das bietet das Potenzial, Anbietermargen bei den Projekten mit hoher Anlagenauslastung zu reduzieren.

Darüber hinaus kann argumentiert werden, dass eine budgetierte Prämie Vorteile hinsichtlich des Anlageneinsatzes haben kann, da sie (ähnlich wie eine kapazitive Förderung) das Gebotsverhalten der EE-Anlagen weniger verzerrt als eine nicht budgetierte Förderung (BDEW 2013).<sup>38</sup>

Aufgrund der Möglichkeit zum Abbau von Anbietermargen bei vermutlich nur geringen gegenläufigen Effekten ist aus Verbrauchersicht die Budgetierung der Förderzahlung (also insbesondere der gleitenden Prämie) oder eine anders ausgestaltete differenzierte Förderbegrenzung sinnvoll und sollte detaillierter untersucht werden.

#### 4.4.4 Möglichkeiten zur Weiterentwicklung der Fördermittelauszahlung über die gleitende Marktprämie hinaus

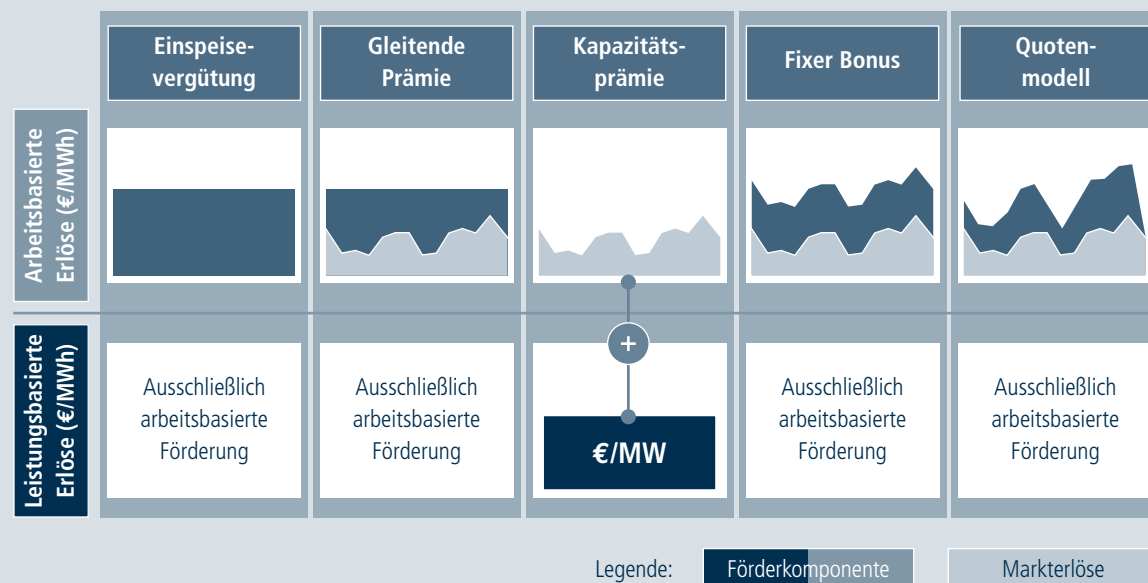
Für die grundsätzliche Weiterentwicklung der Auszahlung der Förderung über die gleitende Marktprämie hinaus sollte analysiert werden, ob es aus Verbrauchersicht und ggf. auch aus energiewirtschaftlicher Perspektive sinnvoll ist, zusätzliche Risiken auf die Investoren und Betreiber von EE-Anlagen zu verlagern. Hierfür kommen verschiedene Mechanismen der Fördermittelauszahlung infrage, insbesondere solche Mechanismen, die das Erlörisiko des Strommarktes nicht sozialisieren, sondern bei den Anlagenbetreibern verorten. Die nachfolgende Abbildung stellt die Weiterentwicklungsmöglichkeiten schematisch in der Übersicht dar.

37 So werden diese Anlagen bei Variante 2 einen schnellen Kapitalrückfluss erhalten und darüber hinaus auch höhere Strommarkterlöse nach dem Auslaufen der Förderung.

38 Diese Argumentation gilt nicht nur für einen fixen Bonus, sondern zumindest anteilig auch bei Anwendung auf eine gleitende Marktprämie.

Abbildung 9:

## Weiterentwicklungsmöglichkeiten der Fördermittelauszahlung schematisch in der Übersicht



Quelle: Eigene Darstellung.

Zu diskutieren sind dabei insbesondere Weiterentwicklungen hin zu einem festen Bonus in Euro/MWh oder einer Kapazitätsprämie in Euro/MW, da sie im Gegensatz zum Marktprämienmodell von den Anlagenbetreibern bereits ex ante eine Abschätzung der Strompreisentwicklung und der damit verbundenen Erlösrissen erfordern. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Art der Begrenzung dieser Förderzahlungen, z.B. eine Budgetierung, die Wirkungsunterschiede zwischen diesen Optionen (z.B. den Unterschied zwischen budgetierter Auszahlung als Euro/MWh-Förderung zur kapazitiven Euro/MW-Förderung) nahezu aufheben kann (siehe BDEW 2013a).

Auch hier stellt sich aus Verbraucherperspektive wieder eine Abwägungsfrage bzgl. Risiko- prämien: Die Verlagerung von Preis- bzw. Erlösrissen von den Verbrauchern auf die Betreiber von EE-Anlagen ist aus Verbrauchersicht grundsätzlich zu begrüßen. Sollte jedoch die Übernahme von Strompreisrisiken durch die Betreiber zur systematischen Einpreisung von unproduktiv hohen Risikoaufschlägen führen, so ist ggf. die Vorteilhaftigkeit aus Verbrauchersicht gefährdet (Abwägungskriterien siehe Abschnitt 4.1.5). Da

sich die mutmaßliche Höhe der Risikoaufschläge aus der Übernahme von Preisrisiken durch die Betreiber momentan nicht quantifizieren lässt, kann an dieser Stelle keine abschließende Empfehlung abgegeben werden. Grundsätzlich ist aber eine (zumindest anteilige) Risikoübernahme durch die Betreiber dort als zielführend anzusehen, wo sie zu energiewirtschaftlich sinnvollen Effekten in der Anlagenauslegung und dem Anlageneinsatz führt.

Sollte die komplette Verlagerung von Strompreisrisiken auf die Betreiber aus Verbraucherperspektive als nicht sinnvoll eingeschätzt werden, so ist eine Abstufung der Risikoverlagerung möglich. Dabei gilt es zu beachten, dass bei einer Risikobegrenzung gleichermaßen auch Chancen für die Marktteilnehmer zu begrenzen sind. Zu benennen sind dabei insbesondere die folgenden Optionen:

- Preisuntergrenzen: Der Fördermechanismus kann so gestaltet werden, dass Betreiber einen Erlösausgleich erhalten, wenn der Strompreis unter eine vordefinierte Grenze fällt. Dies begrenzt das Erlösrisko nach unten.
- Preisobergrenzen: Gleichermäßen können Erlöse abgeschöpft werden, die dadurch entste-

hen, dass der Strompreis über eine gewisse Obergrenze steigt. Preisobergrenzen können vor allem in Kombination mit Preisuntergrenzen sinnvoll sein.

- Optionsmechanismen: Optionsmechanismen ermöglichen Absicherungsgeschäfte für die Zukunft. Daher machen sie Strompreisrisiken für die Marktteilnehmer weitgehend kalkulierbar, ohne dass Rückwirkungen auf den Anlageneinsatz (wie bei der gleitenden Prämie) entstehen. Entsprechende Derivate existieren bereits heute in den Strommärkten. Als Nachteil von Optionsmechanismen ist deren vergleichsweise hohe Komplexität zu nennen.

Diese Varianten können gegenüber der gleitenden Marktprämie ggf. weitere energiewirtschaftliche Vorteile generieren (vgl. hierzu Herrmann/Ecke 2013a), die jedoch hier nicht weiter untersucht werden sollen.

#### 4.4.5 Stromvermarktung

Unter Vermarktung werden im Folgenden die Abwicklungen der Erzeugungsprognosen, der Verkauf der EE-Strommengen an den unterschiedlichen Strommärkten und die bilanzielle Abwicklung der dahinterstehenden Prozesse verstanden. Typischerweise ist mit dieser Aufgabe auch die Übernahme der Ausgleichsenergie Risiken verbunden. Diese Vermarktungsaufgaben können unterschiedlichen Akteuren wie z. B. ÜNB, Anlagenbetreibern, Bündlern, einer Strombörse oder auch den Vertrieben zugewiesen werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Art der Stromvermarktung grundsätzlich unabhängig von der Art des Marktzugangs und der Fördermittelauszahlung ist.

So könnte beispielsweise auch im System der gleitenden Marktprämie eine zentrale Stromabnahme und -vermarktung (durch die ÜNB oder andere Akteure) bei weitgehender Beibehaltung der Anreize zur Optimierung des Anlageneinsatzes vorgesehen werden. Hier bestehen insbesondere die folgenden Ausgestaltungsvarianten:

- Dezentrale Vermarktung: Die Anlagenbetreiber oder andere Marktakteure in ihrem Auftrag übernehmen die Vermarktung des Stroms (Direktvermarktung). Die Direktvermarktung hat sich über das Marktprämienmodell inzwi-

schen als Marktstandard für größere EE-Anlagen etabliert.

- Zentrale Vermarktung: Die Netzbetreiber oder andere Akteure in ihrem Auftrag übernehmen die Vermarktung des Stroms. Diese Variante findet aktuell auf die Mengen in der festen Einspeisevergütung Anwendung.

Die Direktvermarktung weist verschiedene Vor- und Nachteile auf:

- Vermarktungskosten i. S. v. Prozess- und Abwicklungskosten sind vermutlich bei einer kleinteiligen Direktvermarktung in Summe höher als bei einer zentralen Vermarktung und erhöhen indirekt die Förderkosten. Fehlprognosen der EE-Einspeisung führen zum Bezug von Ausgleichsenergie. Damit besteht das Risiko eines kostenintensiven Ausgleichsenergiebezugs. Diese Risiken werden die Marktakteure bei der Direktvermarktung in Form von Risikoprämien einpreisen, wohingegen sie bei zentralen Akteuren sozialisiert werden. Dies kann aus Verbrauchersicht einen Nachteil der dezentralen Vermarktung darstellen, wenngleich diesen Nachteilen verschiedene Vorteile gegenüberstehen, die vergleichend mit abgewogen werden müssen (vgl. auch Abschnitt 4.1.5).

- Die möglichen Vorteile einer Risikoverlagerung auf Anlagenbetreiber und die mit einander im Wettbewerb stehenden Direktvermarktungsunternehmen liegen z. B. in den Anreizen zur Fahrplantreue sowie zur Prognose- und Vermarktungsoptimierung. Diese fallen zumindest stärker aus, als dies in der zentralisierten Vermarktung für die ÜNB gegeben war (produktive Anreizwirkung, vgl. Abschnitt 4.1.5). So hat sich nach Aussagen von Marktakteuren die Datenlage und daraus resultierend die Prognosequalität und das Handelsverhalten bereits verbessert, was indirekt auch den zentral durch die ÜNB vermarkteten Mengen zugutekommt (ISI 2013). Grundsätzlich können durch eine kleinteiligere und im Wettbewerb stehende Akteursstruktur dezentrale Informationen ggf. besser genutzt und verarbeitet werden. Eine Diversifizierung der Akteursstruktur kann weitere Vorteile aufweisen (z. B. bei den Prognosen) und grundsätzlich das System stabilisieren. Darüber hinaus könnten durch den

Wettbewerb verschiedener Akteure untereinander Innovationseffekte beschleunigt werden (BMWi 2010: 66-27).

In der Gesamtheit hat sich die Direktvermarktung in Deutschland erfolgreich etabliert. Es wird sich zeigen, ob die durch die Managementprämie mitfinanzierten Lerneffekte mittel- bis langfristig dem System und dem Verbraucher zugutekommen. Bis auf Weiteres erscheint es aber sinnvoll, die Direktvermarktung als primären Vermarktungsweg beizubehalten. Weitere Detailanalysen könnten beispielsweise dazu angestellt werden, ob die gleitende Marktprämie eventuell auch ein gleitendes Element für die durchschnittlichen Ausgleichsenergiekosten enthalten sollte.

#### 4.4.6 Fazit

Die in den Abschnitten 4.4.1 bis 4.4.5 dargestellte Abwägung zur Auszahlung der Förderung kommt aus Verbraucherperspektive zu folgenden Ergebnissen:

- Marktprämienmodell als Basis: Das Marktprämienmodell verbessert die Effizienz des EE-Anlageneinsatzes und -Zubaus gegenüber der festen Einspeisevergütung. Es kann daher kurz- und mittelfristig als Basismodell der Förderzahlung dienen.
- Kombinationsmöglichkeit mit Auktionsmodellen: Zukünftig sollte das Marktprämienmodell aus Verbraucherperspektive mit einer wettbewerblichen Mengensteuerung kombiniert werden, in dem die Höhe des Kostenbenchmarks technologie- oder sogar projektspezifisch durch eine Auktionsierung ermittelt wird.
- Budgetierung der Förderung: Eine Budgetierung (Mengenbegrenzung) der Förderzahlung erscheint aus Verbraucherperspektive sinnvoll. Eine Anlage würde dann eine Förderung für eine bestimmte Energiemenge erhalten und nicht mehr über einen ex ante bestimmten Zeitraum. Das Budget ist technologiespezifisch auszugestalten.

- Weiterentwicklung zu einem Bonusmodell: Längerfristig sollte aus Verbrauchersicht eine Weiterentwicklung in ein System geprüft werden, in dem EE-Betreiber und Investoren gewisse Marktpreisrisiken übernehmen – z.B. in Form eines fixen Bonus, der auf Arbeit oder Leistung ausgezahlt wird.
- Direktvermarktung ausbauen: Bis auf Weiteres erscheint es sinnvoll, die Direktvermarktung als primären Vermarktungsweg beizubehalten und ggf. auszubauen.

## 4.5 Optionen zur Steigerung der Partizipation von Verbrauchern als Investoren

Im Folgenden wird diskutiert, welche Gründe für bzw. gegen eine Sicherstellung bzw. Steigerung der Partizipation von Verbrauchern als Investoren sprechen können und wie eine Teilhabe von Kleininvestoren im Rahmen eines Auktionsmechanismus gewährleistet werden kann.

### 4.5.1 Diskussionsrahmen und Abwägungskriterien

Wie bereits in Kapitel 2.3 erörtert, kann aus energiewirtschaftlicher Sicht nicht eindeutig beantwortet werden, ob die Partizipation (vor allem im Sinne wirtschaftlicher Teilhaben, insbesondere Investitionen durch Endverbraucher) ein gleichberechtigtes Verbraucherziel darstellt. Und selbst wenn dies der Fall wäre, so muss hinterfragt werden, ob dies so deutlich gegeben ist, dass die EE-Förderung spezifisch auf bestimmte Akteursgruppen zugeschnitten werden sollte, um damit bestehende Wettbewerbsnachteile dieser Gruppen zu kompensieren (im Folgenden werden solche Maßnahmen als „Sonderregelungen“ bezeichnet). Denn: Sollen bestimmte Gruppen trotz Wettbewerbsnachteilen in einem Markt aktiv werden, so sind dafür Sonderregelungen notwendig, welche zu Ineffizienzen führen können, die wiederum über eine höhere Kostenbelastung von anderen Verbrauchern getragen werden müssen.

Vor diesem Hintergrund sollte die Einführung von präventiv wirksamen Sonderregelungen zum Vorteil von bestimmten Akteursgruppen (und zum relativen Nachteil anderer Gruppen) nur dann erfolgen, wenn angenommen bzw. nachgewiesen wird, dass:

- (1) bestimmte Akteursgruppen aus Verbraucherperspektive in einem zu definierenden Umfang sinnvoll sind bzw. in der Gesamtbetrachtung Vorteile generieren;
- (2) diese Akteure in dem geplanten Auktionsmechanismus nicht in dem gewünschten Umfang Bestandteil des Auktionsergebnisses sein werden;
- (3) die mit einer präventiven Sonderregelung ggf. verbundenen Ineffizienzen von den Vorteilen der (größeren) Akteursvielfalt (über-)kompensiert werden. Hier ist eine integrierte Abwägung notwendig, die berücksichtigt, welche Handlungsoptionen zur Verfügung stehen, um ggf. bestehende negative Effekte zu begrenzen.

Entlang dieser Abwägungskriterien wird im Folgenden diskutiert, ob die Einführung von Sonderregelungen für bestimmte Akteursgruppen sinnvoll ist und wie diese Regelungen ausgestaltet werden könnten.

#### 4.5.2 Begründungsansätze für Sonderregelungen zur Steigerung der Akteursvielfalt

Unter wirtschaftlicher Teilhabe wird allgemein verstanden, dass Verbraucherinnen und Verbraucher Kapital (als Eigenkapital oder Fremdkapital) sowie Flächen bereitstellen oder sogar Leistungen für die EE-Projektentwicklung erbringen. Vorgelegt ist daher zu diskutieren, auf welcher Marktstufe (z. B. Verpächter, Betreiber, Investor, Fremdkapitalgeber, Projektentwickler) Endverbraucher vertreten sein sollten, beziehungsweise wo ihre Partizipation ggf. spezifisch anzureizen ist. Dabei ist zu beachten, dass insbesondere im Onshore-

Wind-Segment die Übergänge zwischen diesen Rollen in vielen Projekten fließend sind. Beispielsweise wird in sogenannten Bürgerwindparks/Bürgerenergiegenossenschaften Kapital durch Verbraucherinnen und Verbraucher eingebracht, aber es werden auch gewisse Leistungen in der Standort- und Projektentwicklung durch die Genossenschaft erbracht.

Im Folgenden werden Akteure in diesem Kontext als Kleininvestoren bezeichnet, wobei davon ausgegangen wird, dass Sonderregelungen für Kleininvestoren dahingehend ausstrahlen, dass sich das Akteursfeld in der Projektentwicklung diversifiziert.<sup>39</sup>

In der öffentlichen Diskussion werden verschiedene Argumente genannt, die für die direkte wirtschaftliche Partizipation von Endkunden an EE-Projekten sprechen. Dabei stehen insbesondere die folgenden Argumente im Fokus:

(1) Direkter Wertschöpfungsrückfluss an (beteiligte) Endverbraucher: Die Bereitstellung von Kapital und anderen Leistungen für ein erfolgreiches EE-Projekt kann zu einem Rückfluss von Wertschöpfung an die sich Beteiligten führen. Wenngleich Investitionsmöglichkeiten grundsätzlich nur Verbraucherinnen und Verbrauchern offenstehen, die über Kapital für diese Investitionen oder Grund und Boden bzw. Wohneigentum zur Errichtung von EE-Anlagen verfügen, und daher primär diese Verbrauchergruppen von wirtschaftlichen Partizipationsmöglichkeiten profitieren können.<sup>40</sup> Solange diese Form der Beteiligung zu keiner Kostensteigerung für andere Verbraucher führt, kann sie grundsätzlich als ein Verbraucherinteresse interpretiert werden.

(2) Erhöhung der Wettbewerbsintensität: Auktionsmechanismen sind aus Verbrauchersicht insbesondere dann kosteneffizient, wenn sie einen intensiven Wettbewerb zwischen den Anbietern auslö-

39 Die wirtschaftliche Partizipation in anderen Rollen erscheint nicht problematisch (z. B. Flächenverpachtung) oder wird vereinfachend nicht explizit adressiert.

40 Ein weiterer Hinweis auf Zielkonflikte bezüglich wirtschaftlicher Teilhabe sind die starken regionalen Unterschiede, die zwischen Zahlern von EEG-Kosten und Empfängern von EEG-Erlösen besteht. So fällt die Bilanz aus EEG-Umlagezahlungen und Erhalt von EEG-Vergütungs- und Prämienzahlungen zwischen den Bundesländern stark auseinander und ähnelt mittlerweile teils einem „Energie-Länderfinanzausgleich“, in dem Milliarden aus einwohnerstarken aber anlagenschwachen Ländern wie NRW, Hessen und den Stadtstaaten in Bundesländer mit vielen EEG-Anlagen wie Bayern, Schleswig-Holstein und Brandenburg fließen.



sen und damit übermäßige Produzentenrenten vermeiden. Ein funktionierender Wettbewerb setzt voraus, dass eine ausreichende Anzahl von unterschiedlichen Anbietern um die Vergütung konkurriert. Daher ist die Beteiligung einer möglichst breiten Akteursbasis, die auf *einem gemeinsamen Marktplatz* in Konkurrenz treten, im Interesse der Verbraucherinnen und Verbraucher und kann auch eine Motivation für die Steuerung (Ausweitung) der Akteursvielfalt darstellen.

(3) Robustheit: Eine hohe Diversität der Akteure führt grundsätzlich zu einem heterogenen Portfolio an EE-Projekten in Bezug auf die technische und wirtschaftliche Projektkonzeption. Eine diversifizierte Akteursbasis zeichnet sich daher durch gesteigerte Robustheit gegen Entwicklungen aus, welche die Betreiber von EE-Projekten vor wirtschaftliche und/oder technische Herausforderungen stellen können. Denn wenn ein großer Teil der Marktakteure bezüglich wichtiger Projektparameter eine (gleichgerichtete) Fehleinschätzung trifft (z. B. weil sie alle eine ähnliche Größe haben und somit ähnlichen Rahmenbedingungen und Optimierungskalkülen unterliegen), kann dies problematisch sein. Dieses Risiko besteht vor allem in Märkten mit einer geringen Diversität der Akteure. Wird der Markt hingegen von einer Vielzahl von Akteuren geprägt, welche unterschiedlichen Optimierungskalkülen bzw. Annahmen folgen, so ist der Markt robuster gegenüber Erlös- oder Kostenschöcks, die die Liquidität von EE-Projekten beeinflussen können (z. B. unerwartete Ertragsschwankungen, Zins- oder Vergütungsentwicklungen sowie technologieabhängige Herausforderungen).

(4) Gesteigerte Akzeptanz für den EE-Ausbau: Wirtschaftliche Beteiligungsoptionen können zu einer Steigerung der Akzeptanz für EE-Ausbau führen. Die Annahme, dass die Möglichkeit zur Teilhabe die Akzeptanz der Bürgerinnen und Bürger für die Energiewende steigert, wird durch Forschungsergebnisse gestützt<sup>41</sup> und spiegelt sich

auch in der Argumentation des Koalitionsvertrags wider (CDU/CSU/SPD 2013: 37). Hinsichtlich der Akzeptanz für die „überregionale“ Energiewende spielt es aus Verbrauchersicht jedoch eine untergeordnete Rolle, ob die Beteiligungsoptionen regional begrenzt oder auch überregional ausgestaltet werden. Wenngleich eine regionale Akzeptanzsteigerung eventuell direkter zu einer schnelleren, reibungsloseren Realisierung von EE-Projekten vor Ort beitragen kann.

(5) Bereitstellung von günstigem Kapital: Endverbraucher als Eigen- oder Fremdkapitalgeber können ggf. niedrigere Renditeanforderungen aufweisen und damit insgesamt „günstigeres“ Kapital zur Verfügung stellen als institutionelle Kapitalgeber. Dies könnte es ermöglichen, Projekte kostengünstiger zu kapitalisieren, und daher den Förderbedarf von Projekten absenken. Darüber hinaus könnten kleinere Projektentwickler ggf. kostengünstiger Projektentwicklung betreiben als große Marktakteure und damit einen preisdämpfenden Einfluss auf Auktionsergebnisse ausüben und zur Kosteneffizienz beitragen. Dies setzt voraus, dass etwaige Zugangsbedingungen für eine Auktion diese Akteure nicht ausschließen.

Bei jedem dieser Argumente gilt es jedoch zu beachten, dass, sollte eine Sonderregelung zur Steigerung der Akteursvielfalt zu einer erhöhten Kostenbelastung für andere Verbrauchergruppen führen, dies in der Gesamtheit nicht notwendigerweise im Verbraucherinteresse wäre. Dies macht deutlich, dass das Ziel der wirtschaftlichen Teilhabe nicht notwendigerweise allen Verbrauchern innerhalb der hier betrachteten Verbrauchergruppe zugutekommt und daher nicht als Verbraucherziel erster Ordnung zu verstehen ist (vgl. 2.3.1). Wenngleich die verschiedenen Argumente daher in ihrer Gesamtwirkung jeweils kritisch zu analysieren und zu hinterfragen sind, repräsentieren sie doch in ihrer Gesamtheit zumindest auch aus Verbraucherperspektive plausibel ein positives Potenzial durch die wirtschaft-

41 Für eine Untersuchung des Einflusses von indirekten und direkten Mitwirkungs- bzw. Beteiligungsoptionen auf die Akzeptanz von EE, siehe z. B. Schweizer-Ries et al. 2010.

liche Partizipation von Kleininvestoren. Vor diesem Hintergrund ist eine abwägende Analyse möglicher Instrumente zur aktiven Steuerung der Akteursvielfalt sinnvoll und wird in den folgenden Abschnitten vertieft.

#### 4.5.3 Diskussion der Auswirkungen von Auktionen auf die Akteursvielfalt

Hinsichtlich der diskutierten Anpassungen der EEFörderung, insbesondere der Einführung von Auktionen, wird befürchtet, dass dies zu einer Verengung des Teilnehmerfelds führen könnte. Dabei steht die Befürchtung im Fokus, dass nur noch größere Marktakteure in einem solchen Marktumfeld erfolgreich sein könnten. Dies wird mit verschiedenen Argumenten gestützt, wobei sich insbesondere drei Argumentationsstränge unterscheiden lassen:

- **Energiewirtschaftliche Risiken:** Es wird argumentiert (BWE 2013), dass die Verlagerung energiewirtschaftlicher Risiken auf die Marktakteure (insbesondere Strommarkt- und Ausgleichsenergie Risiken) zu einer Verengung des Teilnehmerfeldes führen könnte, weil kleinere Akteure weniger bereit und in der Lage sein könnten, diese Risiken zu akzeptieren. Dabei gilt es jedoch zu berücksichtigen, dass zumindest im Rahmen der aktuellen Diskussion um die Evolution des EEG hin zu einer verpflichtenden gleitenden Prämie die energiewirtschaftlichen Risiken absolut betrachtet absehbar begrenzt sind, wenn gleich eine Risikozunahme relativ gegenüber dem Status quo (Einspeisevergütung mit Option auf einen Wechsel in das Marktprämienmodell) unbenommen vorhanden ist.
- **Zuschlagsrisiko:** Es wird befürchtet, dass kleinere Marktakteure an Auktionen nicht teilnehmen könnten, da sie das damit verbundene Zuschlagsrisiko nicht tragen und ihr Projekt nicht in einem Anlagenportfolio anbieten könnten (z.B. BWE 2013: 13). Dabei gilt es zu beachten, dass bereits im aktuellen Förderregime Projektausfallrisiken bestehen, die, relativ zur Portfoliogröße, mit der Größe des Projektportfolios abnehmen. Das Vorhandensein von Portfolioeffekten hat somit bisher die Akteursvielfalt nicht (bzw. nicht wahrnehmbar nega-

tiv) beschränkt. Das darüber hinaus gehende Zuschlagsrisiko der Auktion (vgl. Abschnitt 4.1.6) entsteht insbesondere aus (von einzelnen Bietern) nicht erwarteten Kostensenkungen und Angebotsverschiebungen und könnte daher große und kleine Portfolios in ähnlicher Form betreffen. Es ist somit aus heutiger Sicht unklar, ob und wenn ja in welchem Umfang solche Rückwirkungen zu erwarten sind.

- **Administrative Zugangshürden:** Verschiedentlich wird argumentiert, dass die Einführung von Zugangsvoraussetzungen, insbesondere Präqualifikationshürden und Anforderungen an zu hinterlegende Sicherheiten, abschreckend auf kleinere Marktakteure (Investoren und Projektierer) wirken könnte. Die internationalen Beispiele illustrieren eindrucksvoll, dass diesen Rahmenbedingungen hinsichtlich der Akteursstruktur eine große Relevanz zukommt (MVV 2013). Dabei wird insbesondere die Finanzierbarkeit von Projekten durch kleinere Akteure infrage gestellt. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass diese Einwände häufig aus dem Status quo heraus argumentieren und nicht antizipieren, dass sich eine Anpassung der Förderbedingungen auch auf die Marktlage und die Konditionen der Finanzierung auswirken kann. Eine belastbare Bewertung dieser Behauptungen kann ex ante weder empirisch noch modellgestützt durchgeführt werden. Daher muss eine Empfehlung bestimmter Marktbedingungen, die die angeführten Auswirkungen auf die Akteursstruktur haben könnten, qualitativ und basierend auf Annahmen erfolgen.

#### 4.5.4 Möglichkeiten zur Steigerung der Akteursvielfalt

Um eine Einführung von Sonderregelungen zur Sicherung der Akteursvielfalt plausibel zu begründen, ist darüber hinaus nachzuweisen, dass die mit einer präventiven Sonderregelung ggf. verbundenen Ineffizienzen für die Verbraucherinnen und Verbraucher von den Vorteilen der (größeren) Akteursvielfalt (über-)kompensiert werden. Zur Sicherstellung der Beteiligung von bestimmten Investorengruppen stehen verschiedene Ausgestaltungsoptionen mit unterschiedlichen Vor- und Nachtei-



len zur Verfügung, die nachfolgend beschrieben werden und jeweils separat zu beurteilen sind.

### **Sicherstellung eines offenen Marktzugangs**

Wird die Akteursvielfalt und das Offenhalten von Beteiligungsoptionen für Kleininvestoren aufgrund der oben ausgeführten Abwägung als wünschenswert akzeptiert, so besteht bei der Ausgestaltung eines Auktionsmodells die Aufgabe, Rahmenbedingungen, Anforderungen und Regeln so zu wählen, dass Markteintrittsbarrieren möglichst weitgehend vermieden und die Akteursvielfalt gesichert wird.

Bevor darüber nachgedacht wird, durch Zusatzregelungen oder -instrumente außerhalb der EE-Auktion zwischen verschiedenen Investorengruppen zu unterscheiden und beispielsweise Vergütungsanreize für einzelne Investorengruppen zu erhöhen, sollte die Auktion selbst so ausgestaltet werden, dass ein möglichst breiter Marktzugang und damit auch ein breites Akteurs- und Wettbewerbsfeld geschaffen werden. Das ist die Grundvoraussetzung für eine funktionierende Auktion mit ausreichend Wettbewerb und wird durch eine möglichst diskriminierungsfreie Ausgestaltung der Auktion erreicht. Ohne einzelne Investorengruppen unterschiedlich zu behandeln, kann auf diese Weise bereits ein breites Wettbewerbsfeld etabliert werden. Innerhalb dieses Feldes setzen sich Investoren durch, deren Kostenstruktur wettbewerbsfähig ist, was im Sinne der Kosteneffizienz und auch aus Verbrauchersicht vorteilhaft ist. Die grundsätzlichen Designfragen betreffen insbesondere folgende Punkte:

- Losgrößen: Die Festlegung niedriger Mindestlosgrößen ermöglicht auch kleinen Projekten eine Teilnahme (4.1). Flankierend dazu können auch maximale Losgrößen bzw. ein Maximum an Menge festgelegt werden, welche durch einen einzigen Akteur in der Auktion angeboten werden darf.
- Präqualifikation und Pönalen: Präqualifikationsanforderung, die Festlegung von (hohen) Pönalen bei Nichterfüllung und Anforderungen an die Hinterlegung von Sicherheiten sind in ihrer integrierten Wirkung zu betrachten und können großen Einfluss auf die Akteursvielfalt haben (vgl. 4.3).

- Transaktionskosten: Die Teilnahme an der Auktion darf keine zu hohe Hürde für kleinere Akteure beinhalten; sie muss möglichst einfach und transparent sein. Ebenfalls ist sicherzustellen, dass ausländische Akteure keine Diskriminierung in Bezug auf die Auktionsteilnahme erfahren. Dies ist zudem eine europarechtliche Anforderung (vgl. hierzu 7.1).

Einige der oben genannten Punkte können bereits im Rahmen des Auktionsdesigns gezielt adressiert werden, ohne eine Aufspaltung des Marktfeldes in mehrere (Teil-)Märkte durchzuführen. So könnten beispielsweise vereinfachte Präqualifikationsbedingungen für kleinere Investoren bzw. Projekte festgelegt werden. Ebenfalls denkbar wären Ausnahmen für kleine Projekte von der Pflicht zur Hinterlegung von Bürgschaften, zur Zahlung von Pönalen und zur Erfüllung bestimmter Präqualifikationsanforderungen.

Die nachfolgend ausgeführten Handlungsoptionen stellen darüber hinausgehende Ansätze dar, wie die Akteursvielfalt im Rahmen von Auktionsmechanismen unter besonderer Berücksichtigung kleinerer Investoren gestärkt werden kann.

### **Förderzuschläge für Kleininvestoren**

Zur gezielten Unterstützung von Kleinanlagen bzw. Kleininvestoren lässt sich in einem Auktionsmodell eine Differenzierung der Förderhöhe etablieren, auch ohne das Marktfeld zu segmentieren. Hierzu können ausgewählte Investorengruppen einen Aufschlag auf die Förderung erhalten, die sich in einer Auktion einstellt, an der alle Anlagen teilnehmen. Die Kapazitäten, die über einen solchen Aufschlag zusätzlich gefördert werden sollen, sind ex ante in der Mengensteuerung der Auktion zu berücksichtigen. Die Auktion dient damit der Preisfindung auch für die Förderung von Kleinanlagen bzw. Kleininvestoren (Benchmarking).

Der Förderaufschlag für Kleinanlagen bzw. Kleininvestoren ist administrativ zu bestimmen. Der Aufschlag sollte daher dem Wert entsprechen, welcher der Diversifizierung der Akteursstruktur bzw. der erwünschten Dezentralität beigemessen wird. Der Vorteil der wettbewerblichen Preisfindung geht in diesem Fall für das separat adressierte Fördersegment jedoch teilweise wieder

verloren, da der Preisaufschlag administrativ bestimmt werden muss. Dies kann wiederum zu Fehlsteuerungen führen. Zudem ist vorab detailliert festzulegen, nach welchen Kriterien Kleinanlagen bzw. Kleininvestoren einen Zuschlag erhalten sollen.

#### **Segmentierung der Auktion – separate Auktionen für Kleininvestoren**

Grundsätzlich könnten auch separate Auktionen für bestimmte Anlagengrößen oder Investorengruppen durchgeführt werden. Beispiele für die Einführung separater Marktsegmente wären Auktionen, die ausschließlich Anlagen unterhalb einer Maximalleistung (z. B. kleiner 100 kW) offenstehen oder zu denen nur Projekte mit einer vorgegebenen Akteursstruktur Zugang haben (z. B. Energiegenossenschaften). Bei der Bewertung separater Auktionen für Kleininvestoren ist abzuwägen, ob die gewünschte Diversifizierung der Akteursstruktur nicht auch ohne Marktsegmentierung erreicht werden kann.

Denn eine Marktsegmentierung führt zu einer Verkleinerung der dann separierten Märkte. Dies kann Effizienzverluste und ggf. eine Verschärfung von Marktmachtproblemen mit sich bringen, was nicht im Sinne der Verbraucherinnen und Verbraucher ist.

#### **De-Minimis-Regelungen – separate Förderinstrumente für Kleininvestoren**

Grundsätzlich können für Kleininvestoren oder -anlagen auch Sonderregelungen hinsichtlich der Vergütungsauszahlung etabliert werden. So könnten diese beispielsweise außerhalb der Auktion eine Förderung erhalten. Das in diesem Zusammenhang diskutierte „Bürgermodell“ (IZES/BET/Bofinger 2013) sieht beispielsweise vor, für EE-Anlagen unter einer Bagatellgröße die administrativ festgelegte Einspeisevergütung weiterzuführen. In diesem Rahmen wäre auch eine De-Minimis-Ausnahme für Kleininvestoren und -anlagen möglich, die darauf abzielt, dass diese Anlagen eine Förderung auch ohne Auktionsteilnahme erhal-

ten. Die betroffenen Kleinanlagen könnten beispielsweise das mittlere Erlösniveau aus der maßgeblichen Auktion ohne Auktionsteilnahme ausgezahlt bekommen. Dies würde das Zuschlagsrisiko für diese Anlagen vermeiden, ohne dass sich hieraus eine direkte Besserstellung dieser Anlagen ergäbe. Im Sinne der Planbarkeit wären die De-Minimis-Mengen, die außerhalb der Auktion gefördert werden, dann in der Mengensteuerung der Auktion zu berücksichtigen.

#### **Bagatellgrenzen – separate Vermarktungswege für Kleinanlagen**

Eine Direktvermarktung erfordert von den Anlagenbetreibern gewisses energiewirtschaftliches Know-how sowie eine technische Grundausstattung der EE-Anlagen. Mindestens für Kleinanlagen ohne Leistungsmessung ist daher eine De-Minimis-Regelung vorzusehen, da für diese Anlagen das Verhältnis aus Prozesskosten und den jeweiligen Strommengen ungünstig ist und auch die energiewirtschaftlichen Vorteile einer Direktvermarktung geringer ausfallen. Dies würde gleichermaßen auch einen indirekt vereinfachten Marktzugang für kleine Investoren bedeuten und damit zur Akteursvielfalt beitragen. Strommengen aus dem von der Direktvermarktung eventuell nicht erfassten Anlagenbestand und den über die De-Minimis-Regelungen davon ausgenommenen Anlagen würden weiterhin der zentralen Abnahme und Vermarktung durch die ÜNB unterliegen.<sup>42</sup> Darüber hinaus ist zu prüfen, ob eine zentrale Vermarktung ggf. auch explizit als eine Option genutzt werden kann, um die Akteursstruktur zu beeinflussen.

#### *4.5.5 Fazit*

Wenngleich wirtschaftliche Partizipation kein Verbraucherinteresse erster Ordnung darstellt, so kann ein breites Akteursfeld durchaus Vorteile auch für Verbraucherinnen und Verbraucher bieten. Darüber hinaus kann zumindest nicht ausgeschlossen werden, dass die Überführung in ein Auktions-

<sup>42</sup> Die von der De-Minimis-Regelung betroffenen Strommengen könnten alternativ auch nicht durch die ÜNB, sondern durch einen oder mehrere Dritte vermarktet werden. Diese Marktakteure könnten ggf. auch wettbewerblich durch eine Ausschreibung ermittelt werden (Details zur „Drittvermarktung“ siehe Frontier und Formaet 2011).

modell zu einer Verengung des Teilnehmerfeldes führt. Eine verantwortliche Politik sollte jedoch das „Kapital“, welches das EEG über seine historische Entwicklung in Form eines breiten Akteurfeldes aufgebaut hat, im Rahmen einer risikobewussten Einführungsstrategie nicht leichtfertig riskieren. Daher erscheint bei der Einführung der Auktion eine Kombination mit bestimmten Sonderregelungen für die Sicherung der Akteursvielfalt sinnvoll. Bei den folgenden Auktionen kann dann basierend auf den Ergebnissen der ersten Auktionen eine qualifiziertere Weiterentwicklung der Kriterien erfolgen.

Durch die oben genannten Ausgestaltungsoptionen kann eine Beteiligung von Kleininvestoren regulatorisch unterstützt werden, wobei diese Maßnahmen unter Umständen zulasten von Effizienz (Marktgröße, Liquidität) sowie Transparenz und Einfachheit des gewählten Auktionsmechanismus gehen können. Die verschiedenen oben beschriebenen Ausgestaltungsoptionen sollten daher unter Beachtung der Verbraucherziele und der erwarteten Effizienzvorteile eines Auktionsmodells abgewogen werden. Dabei ist es im Sinne der Verbraucherinnen und Verbraucher, grundsätzlich einen offenen Marktzugang durch geeignete Ausgestaltung der Rahmenbedingungen zu gewährleisten.

Die in den Abschnitten 4.5.1 bis 4.5.4 dargestellte Abwägung zur Partizipation von Verbrauchern als Investoren kommt dabei zu folgenden Ergebnissen:

- Wirtschaftliche Partizipation: Aus Verbrauchersicht ist stets abzuwägen zwischen dem erwarteten Nutzen einer Maßnahme zur Sicherstellung einer verstärkten Beteiligung bestimmter Akteure und den dadurch eventuell verursachten (zusätzlichen) Verbraucherkosten.
- Optionen für die Beteiligung von Kleininvestoren: Es existieren verschiedene Maßnahmen für die explizite Beteiligung von Kleininvestoren an Auktionen, die aufsteigend nach ihrer Eingriffstiefe angewendet werden sollten.

- Es erscheint sinnvoll, dass vorgeschlagene Auktionsdesign insbesondere durch die folgenden Maßnahmen mit direkter und indirekter Wirkung auf das Akteursfeld zu flankieren:

(1) Bagatellgrenzen im Rahmen der Vermarktung für kleine Anlagen: Für bestimmte kleine Projekte (z. B. bis 100 kW), wird, allein schon aufgrund der technischen Voraussetzungen dieser Anlagen, eine über das gleitende Marktprämienmodell hinausgehende zentrale Übernahme energiewirtschaftlicher Aufgaben (und Risiken) notwendig sein. Insbesondere durch die zentrale Abnahme und Vermarktung der erzeugten Strommengen.

(2) De-Minimis-Regelungen in der Fördermittelvergabe: Anlagen unterhalb einer bestimmten Größe könnten von der Teilnahme an der Auktion befreit werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Förderhöhe für diese Anlagen sich dann weiterhin anhand der Auktionsergebnisse bilden kann (z. B. mittleres Gebotsniveau aus der Auktion), jedoch die betroffenen Projekte nicht mehr dem Zuschlagsrisiko ausgesetzt wären. Die hier zur Anwendung kommende Ausnahmegrenze sollte jedoch relativ restriktiv gewählt sein, wenngleich sie oberhalb der Bagatellgrenze für die Vermarktung liegen dürfte.

(3) Vereinfachter Marktzugang für bestimmte Projektkonzepte: Für bestimmte Projektkonzepte (insbesondere kleinere Investoren und ggf. auch kleinere Projektierer) wäre ein vereinfachter Marktzugang denkbar. Dies bezieht sich insbesondere auf die Regelungen zur Präqualifikation, zur Pönalisierung und zu Sicherheiten.

## 5 Rechtliche Bewertung der Reformelemente für einen verbraucherfreundlichen Fördermechanismus

Im Folgenden werden grundlegende europarechtliche (5.1) und verfassungsrechtliche (5.2) Fragen für die Einführung von Auktionen für die Förderung von Strom aus EE in Deutschland geprüft.

### 5.1 Welche europarechtlichen Grenzen ergeben sich aus dem Beihilferecht?

Geprüft wird zunächst die Vereinbarkeit von Auktionen mit dem Beihilfenregime im Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV).

Staatliche Beihilfen an Unternehmen sind gemäß Art. 107 Abs. 1 AEUV grundsätzlich verboten. Zu prüfen ist, ob und unter welchen Voraussetzungen eine Auktion für die Förderung von Strom aus EE eine Beihilfe darstellt. Sollte dies der Fall sein, wäre weiter zu prüfen, ob die Beihilfe mit dem Binnenmarkt vereinbar ist oder zumindest mit diesem als vereinbar angesehen werden könnte – und also im europarechtlichen Sinne gerechtfertigt wäre.

Käme das Beihilfenregime zur Anwendung, hätte dies gerade für die politischen Entscheidungen bei der Förderung der erneuerbaren Energien und hier speziell bei einer Ausgestaltung von Ausschreibungen erhebliche Bedeutung. Insbesondere würde die Europäische Kommission die Maßstäbe dafür maßgeblich mit vorgeben, wie die Förderung der erneuerbaren Energien hier über ein Ausschreibungsverfahren auszugestalten wäre.

#### 5.1.1 Vorliegen einer Beihilfe

Das europäische Recht verwendet für Maßnahmen staatlicher Wirtschaftsförderung, die im nationalen Kontext gern als Subventionen bezeichnet werden, den Begriff der Beihilfe. Eine solche Beihilfe liegt bei jeder Zuwendung vor, die be-

stimmten Unternehmen oder Produktionszweigen gewährt wird, aus staatlichen Mitteln stammt oder staatlichen Mitteln zuzurechnen ist und aus welcher eine Wettbewerbsverfälschung resultiert oder zumindest droht. Wenn die finanzielle Zuwendung förmlich aus dem Staatshaushalt gewährt wird, liegt jedenfalls eine Beihilfe im Sinne des Art. 107 AEUV vor. Wird die finanzielle Zuwendung hier für Strom aus EE hingegen von einem privaten Unternehmen – beispielsweise dem Netzbetreiber – gewährt, stellt sich insbesondere die Frage, ob dies dem Staat als ein Einsatz staatlicher Mittel zuzurechnen ist.

Dabei prüft der Europäische Gerichtshof (EuGH), ob angenommen werden kann, dass die öffentlichen Stellen am Erlass der Maßnahme (zur Wirtschaftsförderung) beteiligt waren (EuGH, *Vent De Colère*, 2013: Rn. 17). Zu berücksichtigen ist, dass ein Auktionsmechanismus für die Förderung von Strom aus EE zumindest im Grundsatz eine staatliche Regelung erforderlich machen wird. Ein allein seitens der Privatwirtschaft organisierter Auktionsmechanismus für Strom aus EE ist schon angesichts der derzeit regelmäßig höheren Gestehungskosten für diesen Strom nicht zu erwarten. Die Zurechenbarkeit zum Staat dürfte bei einem der Förderung „vorgeschalteten“ Auktionsverfahren nach Einschätzung der Gutachter umso eher zu bejahen sein, umso stärker der Staat das Verfahren und die Zuwendungskriterien regelt. Bei der Ausgestaltung ist also, wenn die oben skizzierte erhebliche Einflussnahme der Europäischen Kommission auf die Detailausgestaltung des Fördermechanismus für EE in Deutschland verhindert werden soll, genau darauf zu achten, inwieweit etwa bei der Wahl der handelnden (= ausschreibenden oder kontrollierenden) Personen staatliche Stellen einbezogen werden. Selbst wenn keine staatliche Stelle die Auktion durch-

führen sollte, könnten (genaue) gesetzliche Vorgaben für das Auktionsverfahren zu einer Zurechnung führen.

Daneben ist für die Zurechenbarkeit auch zu berücksichtigen, in welchem Detaillierungsgrad der Staat Vorgaben für die Gewährung der finanziellen Förderung macht, hier in Form von Vorgaben für die Ausschreibung der Fördermittel etwa über ausgeschriebene Stromlieferverträge o. ä. Auf dieser Ebene stellen sich die Fragen, welche die Kommission auch in ihrem Eröffnungsbeschluss zum Beihilfeverfahren gegen das deutsche EEG vom 18.12.2013 thematisiert. Auch wenn der Staat weder die genaue Durchführung des Auktionsverfahrens noch die Festlegung der Höhe der Zuwendung regelt, liegt es nahe, dass bei der Einführung eines Auktionsmechanismus öffentliche Stellen im Grundsatz an der Gewährung der Zuwendung erheblich beteiligt werden. Jedenfalls wird der Staat weiterhin – wie bereits heute im EEG – bestimmten Unternehmen die Verpflichtung zur Auszahlung der Vergütungszahlungen auferlegen, sofern er diese nicht gleich selbst übernimmt. Auch dies wird eine gesetzliche Regelung erforderlich machen, die eine Zurechnung einer wirtschaftsfördernden Maßnahme hier in Form einer Ausschreibung der Fördermittel für EE-Stromerzeuger zum Staat als denkbar erscheinen lässt.

Für das Vorliegen einer Beihilfe müsste weiter ein Einsatz staatlicher Mittel gegeben sein. Im Urteil *PreussenElektra* zum vormaligen deutschen Stromeinspeisungsgesetz (1991 bis 2000) hatte der EuGH noch angenommen, dass bei einer solchen Art der Förderung staatliche Mittel nicht zum Einsatz gelangen und das StrEG nicht als Beihilfe eingestuft. Ein Einsatz staatlicher Mittel ließe sich auch bei einem Ausschreibungsmodell im Lichte dieser Entscheidung dann verneinen, wenn die finanzielle Förderung nach Zuschlagserteilung durch eine private Person – beispielsweise wie gegenwärtig im EEG den Netzbetreiber – ausgezahlt wird. Allerdings stellt sich diese Frage heute womöglich neu. Die Europäische Kommission ist in ihrem Eröffnungsbeschluss zur Einleitung eines Beihilfeverfahrens gegen das EEG der Auffassung, dass auch Einspeisetarife und Marktprämien nach dem EEG Beihilfen im

Sinne des Art. 107 AEUV darstellen. So soll es bereits auf eine Wirkung einer hier zwischen Privaten erfolgenden Wirtschaftsförderung ankommen, wenn diese mit einer Förderung aus staatlichen Mitteln vergleichbar und eine hinreichende Nähe der Maßnahme zum Staat auszumachen sei.

Allerdings meint die Kommission, dass die Beihilfen des EEG durch Einspeisevergütungen und Marktprämien gerechtfertigt sein dürften (anders beurteilt sie dies für die Besondere Ausgleichsregelung, also die Befreiungstatbestände von der EEG-Umlage, mit der die Förderung der EE finanziert wird) (Europäische Kommission C(2013) 4424 final: Rn. 137, 148, 164, 168). Diese heute strittigen Fragen stellen sich auch dann, wenn der Förderung durch eine private Person ein Ausschreibungsverfahren vorangeht. Dabei wird die Frage, ob sich durch ein solches Auktionsverfahren im Unterschied zu den gegenwärtigen Fördermechanismen „Einspeisevergütung“ und Marktprämie (Merkmale: in der Höhe abstrakt staatlich festgelegt, nicht aber im Einzelfall staatlich ausgelöst) wesentliche Änderungen ergeben, von den Details der Ausgestaltung eines solchen Ausschreibungsmechanismus entschieden: Je näher die Entscheidung gerade auch im einzelnen Förderfall dem Staat und seinen entscheidenden Organen rückt, desto wahrscheinlicher ist eine Einstufung als Beihilfe, mit den angesprochenen problematischen politischen Implikationen. Dabei spricht freilich gegen das Vorliegen einer Beihilfe, dass im Ausschreibungsverfahren die Förderhöhe gerade nicht mehr staatlich, sondern im Markt bestimmt wird.

Im Ergebnis ist damit festzuhalten, dass einerseits ein Ausschreibungsverfahren nach Einschätzung der Gutachter grundsätzlich eher eine Beihilfe darstellt, als jetzt das EEG mit seiner Einspeisevergütung und seiner Marktprämie. Denn jetzt ist staatlich im Wesentlichen allein der Gesetzgeber tätig sowie, jedenfalls nach Einschätzung der Kommission, auch die Bundesnetzagentur als partielle Aufsichts- und Steuerungsbehörde der Förderung. In einem Fördermechanismus auf Basis von Ausschreibungen würde aber ggf. staatlich nicht nur auf die Ausgestaltung des Mechanismus, auf seine Akteure und Prozesse Einfluss bestimmend genommen (vgl. auch § 64 EEG



2014 RE). Vielmehr könnte sich der staatliche Einfluss und damit die beihilferechtsrelevante Staatsnähe auch auf die Entscheidung im Einzelfall – etwa für eine bestimmte Förderung – erstrecken. Je weitergehend hier die staatliche oder staatlich zurechenbare Gestaltungs- und Entscheidungsmacht mit Wirkung auf Einzelfälle oder gar im Einzelfall geht, desto wahrscheinlicher wird das Vorliegen einer Beihilfe.

#### 5.1.2 Wäre eine Beihilfe im rechtlichen Sinne rechtfertigbar?

Sofern eine Beihilfe vorliegt, was grundsätzlich umstritten ist, letztlich aber entscheidend auch von der Ausgestaltung des Verfahrens eines Ausschreibungsmechanismus abhängen sollte, wird die Vereinbarkeit von Marktprämien mit dem Binnenmarkt nach den *Leitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen* für den Zeitraum 2014-2020 (EU 2013) beurteilt werden müssen; diese liegen bislang nur im Entwurf vor. Nach dem Entwurf der Leitlinien ist eine Vereinbarkeit von Förderungen für Strom aus erneuerbaren Energien mit dem Europarecht bei ausgereiften Technologien leichter oder ggf. sogar überhaupt nur möglich, wenn über die Berechtigung zum Erhalt der Marktprämie in einem wettbewerblichen Auktionsverfahren entschieden wird. Nach dem Entwurf der Leitlinien soll für *etablierte Technologien (deployed technologies)* ein vorgeschaltetes „wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren“ zwingend erforderlich sein, damit eine Förderung durch Marktprämie beihilferechtskonform gewährt werden kann. Voraussetzung soll danach sein, dass „a genuinely competitive bidding process on the basis of clear, transparent and non-discriminatory criteria“ stattfindet. Auf der Ebene der Rechtfertigung einer ggf. anzunehmenden Beihilferegelung wäre ein ausschreibungsbasiertes Förderinstrumentarium danach also gegenüber einer letztlich staatlichen Festlegung der Förderhöhe über die Einspeisevergütung im Vorteil, also leichter zu rechtfertigen bzw. sogar notwendige Voraussetzung.

Für *weniger etablierte Technologien (less deployed technologies)* sowie auch für erste Anlagen in wirtschaftlichem Umfang oder *kleine EE-Stromerzeugungsanlagen (projects of first commercial scale and small installations)* soll ein Auktionsverfahren

hingegen nicht als Bedingung für die Gewährung einer Marktprämie erachtet werden. Als kleine Anlagen gelten nach dem Entwurf solche mit einer Kapazität kleiner 1 MW, bei Windenergieanlagen kleiner als 5 MW bzw. drei Generatoren. Für diese kleineren Anlagen dürfte dies bedeuten, dass die Kommission ein Auktionsverfahren zumindest nicht für erforderlich erachtet.

Sofern in der Gewährung einer Marktprämie/Einspeisevergütung infolge der Durchführung eines Auktionsverfahrens eine Beihilfe vorliegt, wird die finale Version der Leitlinien der Kommission für deren Zulässigkeit von zentraler Relevanz sein. Gegenwärtig ist eine Verabschiedung der Leitlinien für Juni 2014 angestrebt. Es bleibt jedoch abzuwarten, ob die Beihilfeleitlinien in der vorliegenden Form verabschiedet werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass nicht nur mit erheblichem Widerstand der Mitgliedstaaten gegen detaillierte Vorgaben der Kommission für die Ausgestaltung der Fördermechanismen zu rechnen ist, sondern auch rechtliche Einwände gegen eine solche Einmischung der Kommission in die nationale Energiepolitik vorgebracht werden können. Unabhängig davon ist allerdings bereits zum jetzigen Zeitpunkt abzusehen, dass eine weitgehende Auktionierung der EE-Förderung mit den Vorgaben der Kommission vereinbar sein dürfte und deshalb eine Beihilferechtswidrigkeit sehr unwahrscheinlich ist.

Die Ergebnisse der Abwägung zum Beihilferecht sind nachfolgend zusammengefasst:

- Eine Beihilfe liegt jedenfalls vor, wenn die durch die Ausschreibung ermittelte Förderung aus dem Staatshaushalt gewährt wird.
- Werden die durch die Ausschreibung ermittelten Förderungen hingegen von privaten Personen (z. B. Netzbetreibern) ausgezahlt, spricht zunächst die bisherige PreussenElektra-Rechtsprechung des EuGH dafür, dass keine Beihilfe vorliegt.
- Es ist aber gegenwärtig unsicher, ob diese Rechtsprechung noch Bestand hat: Die Europäische Kommission sieht dies für das heutige EEG anders. Danach genügt eine hinreichend starke Zuordnung einer fördernden Maßnahme zur Sphäre des Staates. Auch jüngere



Entscheidungen des EuGH könnten nahelegen, dass eine Beihilfe auch bei Zahlungen durch Private dann vorliegt, wenn der Staat die Zahlungen umfassend regelt.

- Diese Frage stellt sich in vergleichbarer Weise, wenn der Förderung ein Ausschreibungsverfahren „vorgeschaltet“ wird. Dabei ist nicht leicht zu sagen, ob dann eher von einer Beihilfe auszugehen wäre als in Bezug auf das aktuelle EEG. Dieses ist staatlich vor allem dadurch, dass der Gesetzgeber den Rechtsrahmen abstrakt setzt, zudem hat die BNetzA partiell Aufsichtspflichten. In einem Ausschreibungsmodell würde aber ggf. staatlich nicht nur auf die Ausgestaltung des Mechanismus, auf seine Akteure und Prozesse Einfluss genommen. Zudem könnte sich eine beihilferechtsrelevante Staatsnähe auch durch die staatliche Einflussnahme auf Einzelfallentscheidungen – etwa für eine Förderung bestimmter Projekte – ergeben. Je weitergehend hier die staatliche oder staatlich zurechenbare Gestaltungs- und Entscheidungsmacht mit Wirkung auf Einzelfälle oder gar im Einzelfall geht, desto wahrscheinlicher wird das Vorliegen einer Beihilfe.
- Relativiert wird diese Tendenz dadurch, dass über Ausschreibungen die wesentliche wirtschaftliche Größe – die Förderhöhe – nicht mehr staatlich bestimmt würde, sondern im Wettbewerb. Insgesamt dürfte es deshalb auch von der Ausgestaltung eines Ausschreibungsmechanismus abhängen, ob und inwieweit dann eine weitergehende „Beihilfegefahr“ besteht als in Bezug auf das aktuelle Recht.
- Selbst wenn mit den durch Ausschreibung ermittelten Förderungen eine Beihilfe vorliegen sollte, wird sich diese insbesondere für die etablierten EE-Stromerzeugungstechnologien nach dem Entwurf von neuen Leitlinien für Umwelt- und Energiebeihilfen mit hoher Wahrscheinlichkeit rechtfertigen lassen. Der Entwurf der Leitlinien zeigt, dass die Kommission Ausschreibungen bei bestimmten EE-Anlagen zukünftig gerade voraussetzen möchte.

## 5.2 Welche europarechtlichen Grenzen ergeben sich aus der Warenverkehrsfreiheit?

Die Warenverkehrsfreiheit in Art. 34 AEUV verbietet mengenmäßige Einfuhrbeschränkungen sowie alle Maßnahmen gleicher Wirkung zwischen den Mitgliedstaaten.

### 5.2.1 Anwendbarkeit und Tatbestand der Warenverkehrsfreiheit

Nationale Maßnahmen sind nach der Rechtsprechung des EuGH nicht mehr an der Warenverkehrsfreiheit zu messen, wenn eine mit der Warenverkehrsfreiheit selbst vereinbare Richtlinie der Union eine harmonisierte Regelung geschaffen hat. Zu den Themen „Auktion“ oder „Ausschreibung“ der jeweiligen Förderung für Strom aus erneuerbaren Energien enthält die gegenwärtig geltende, aber gerade überarbeitete Erneuerbare-Energien-Richtlinie 2009/28/EG keine ausdrücklichen Aussagen. Daher ist nach Einschätzung der Gutachter davon auszugehen, dass das vorgelagerte Auktionsverfahren gegenwärtig anhand der Maßstäbe der Warenverkehrsfreiheit zu untersuchen ist.

Zu prüfen ist dann, ob durch das Auktionsverfahren eine zumindest potenzielle Beeinträchtigung des innergemeinschaftlichen Handels zu befürchten ist. Hierbei sind – je nach Ausgestaltung des Auktionsverfahrens – Beeinträchtigungen des Handels auf unterschiedliche Weise denkbar. Eine Beeinträchtigung würde zunächst vorliegen, wenn die Teilnahme am Auktionsverfahren nur Unternehmen oder Privatleuten aus Deutschland möglich sein sollte. Wir gehen aber davon aus, dass am Auktionsverfahren jedes Unternehmen und jede Privatperson unabhängig von ihrem Sitz bzw. ihrer Staatszugehörigkeit teilnehmen darf. Dann würde insoweit keine Beeinträchtigung vorliegen.

Wenn ein Projekt im Rahmen des Auktionsverfahrens erfolgreich ist, soll eine Förderung durch die in der Auktion ermittelte Marktprämie bzw. Vergütung wahrscheinlich aber nur dann erfolgen, wenn das Unternehmen oder die Privatperson die entsprechende EEG-Anlage in Deutschland errichtet und dort Strom aus erneuerbaren

Energien erzeugt (vgl. heute § 2 EEG). Hier ist derzeit eine Diskussion in Gang, ob ein nationales Fördersystem für erneuerbare Energien nur in dem jeweiligen Mitgliedstaat erzeugte Strommengen fördern darf oder ob auch aus dem Ausland importierte Strommengen in das Fördersystem einbezogen werden müssen. Bislang gehen wir davon aus, dass die Richtlinie 2009/28/EG es den Mitgliedstaaten erlaubt, die Förderung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien auf diejenigen Anlagen zu beschränken, die sich in ihrem Hoheitsgebiet befinden.

Auch der Generalanwalt beim Europäischen Gerichtshof teilt diese Auslegung der Richtlinie in seinen kürzlich veröffentlichten Schlussanträgen zur Vereinbarkeit des schwedischen Fördersystems (Åland) für Strom aus erneuerbaren Energien mit der Warenverkehrsfreiheit. Jedoch geht der Generalanwalt dann davon aus, dass Art. 3 Abs. 3 der Richtlinie 2009/28/EG, welcher diese „territoriale Beschränkung“ erlaubt, selbst mit dem höherrangigen Primärrecht – der Warenverkehrsfreiheit – unvereinbar sei. Der Generalanwalt ist der Ansicht, dass diese Bestimmung der Richtlinie ungültig sei, wobei er vorschlägt, dass die Ungültigkeit aus Gründen der Rechtssicherheit erst zwei Jahre nach einem Urteil des EuGH eintreten solle (Generalanwalt beim EuGH, *Ålands Vindkraft*, 2014).

Diese Diskussion ist auch für die Förderung im Rahmen eines Auktionsmodells relevant: Sollte der EuGH den Anträgen des Generalanwalts folgen, ist zu überlegen, ob die nach Durchlaufen des Auktionsverfahrens gewährte Förderung für Unternehmen oder Privatpersonen auch dann gewährt werden muss, wenn diese EEG-Anlagen im Ausland errichten und den Strom dort produzieren und dann nach Deutschland liefern. Letztlich stellt sich diese Frage aber unabhängig davon, ob der Förderung mit einer Marktprämie oder einer Einspeisevergütung ein Auktionsverfahren „vorgeschaltet“ ist. Daher werden die Folgen aus dem zu erwartenden Urteil des EuGH in jedem Fall – unabhängig von der Nutzung von Auktionen zur Bestimmung der Förderung – zu berücksichtigen sein.

Für die Auktionen geht es aber um die Frage, ob durch das Auktionsverfahren selbst eine zu-

mindest potenzielle Beeinträchtigung des innergemeinschaftlichen Handels eintritt. Diese Gefahr besteht nach Gutachtereinschätzung durchaus. Insbesondere könnte die Auktion schon wegen des erforderlichen Verfahrensaufwands potenzielle Anlagenbetreiber aus anderen Mitgliedstaaten der EU davon abhalten, an der Auktion teilzunehmen und sich damit auf den deutschen Markt für Strom aus erneuerbaren Energien zu begeben. Auch bei einer Teilnahme am Auktionsverfahren könnte diese zumindest potenziell für Unternehmen aus anderen Mitgliedstaaten faktisch höhere Hürden aufstellen als für inländische Unternehmen.

Eine unterschiedslos auf inländische und eingeführte Erzeugnisse anwendbare Regelung, die „bestimmte Absatzmodalitäten“ enthält, könnte nach der sog. Keck-Rechtsprechung allerdings womöglich nicht in den Anwendungsbereich des Art. 34 AEUV fallen (EuGH, *Keck und Mithouard*, 1993: Rn. 16; Mickelsson und Roos, 2009: Rn. 24). Für Auktionsverfahren spricht nach Gutachtereinschätzung viel dafür, dass diese als Absatzmodalität und nicht als produktbezogene Regelung einzustufen sein dürften. Denn konkrete Regelungen für das „Produkt“ Strom aus erneuerbaren Energien werden mit dem Auktionsverfahren nicht aufgestellt. Stattdessen wird geregelt, wie an eine Förderung für diesen Strom gelangt werden kann, welche den Absatz des EE-Stroms erhöhen (oft allerdings auch erst ermöglichen) wird.

Geht man von einer Absatzmodalität aus, kommt der Frage entscheidende Bedeutung zu, ob das Auktionsverfahren faktisch unterschiedslos auf inländische sowie im Ausland erzeugte EE-Strommengen, die nach Deutschland importiert werden, Anwendung finden kann. Zunächst dürfte die Einrichtung einer Auktion tendenziell leichter für inländische Unternehmen zu bewältigen sein. Gleichwohl erscheint es durchaus denkbar, dass durch sorgfältige Ausgestaltung des Auktionsverfahrens in diskriminierungsfreier Weise auch die Teilnahme von Unternehmen aus anderen Mitgliedstaaten ermöglicht wird. Dies wird bereits bei der Ausarbeitung des Verfahrens und der Veröffentlichung der Auktionsbedingungen erforderlich machen, dass intensiv auf die gleichberechtigte Teilnahmemöglichkeit ausländischer Marktteilnehmer geachtet wird.

Der Marktzugang für importierte Erzeugnisse darf durch die Auktion also nicht *faktisch* versperrt werden oder diese stärker als einheimische Produkte behindern. Sollte dies erreicht werden, könnte ein Verstoß gegen die Warenverkehrsfreiheit nach der Keck-Rechtsprechung des EuGH bereits ausscheiden.

### 5.2.2 Tatbestandsausschluss oder Rechtfertigung eines etwaigen Verstoßes?

Ein etwaiger Verstoß gegen die Warenverkehrsfreiheit könnte entweder nach der sogenannten *Cassis de Dijon*-Rechtsprechung des EuGH rechtmäßig sein oder über die in Art. 36 AEUV genannten Rechtfertigungsgründe gerechtfertigt werden.

Nach der *Cassis de Dijon*-Rechtsprechung des EuGH können Handelshemmnisse im Ergebnis nicht gegen die Warenverkehrsfreiheit verstoßen, wenn sie sich aus sogenannten zwingenden Erfordernissen ergeben. Hemmnisse für den Binnenhandel in einem Bereich, in welchem es an einer gemeinschaftlichen Regelung fehlt, müssen nach dieser Rechtsprechung hingenommen werden, soweit diese Beschränkungen notwendig sind, um „zwingenden Erfordernissen gerecht“ zu werden (EuGH, *Cassis de Dijon*, 1979: Rn. 8). Die zwingenden Erfordernisse der *Cassis de Dijon*-Rechtsprechung sind nach der Rechtsprechung des EuGH jedenfalls dann zu berücksichtigen, wenn es sich um Maßnahmen handelt, die unterschiedslos auf einheimische und importierte Erzeugnisse anwendbar sind. Als ein zwingendes Erfordernis in diesem Sinn wird auch der Umweltschutz- und Klimaschutz angesehen (EuGH, *PreussenElektra*, 2001; *Kom./Dänemark*, 1988; *Safety Hi-Tech*, 1998; *Bettati*, 1998).

Ein etwaiger Verstoß durch Schaffung eines Ausschreibungsmechanismus gegen die Warenverkehrsfreiheit könnte außerdem durch die Rechtfertigungsgründe in Art. 36 AEUV gerechtfertigt sein. Danach stehen die Bestimmungen der Artikel 34 und 35 AEUV „*Einfuhr-, Ausfuhr- und Durchfuhrverboten oder -beschränkungen nicht entgegen, die aus Gründen der öffentlichen Sittlichkeit, Ordnung und Sicherheit, zum Schutze der Gesundheit und des Lebens von Menschen, Tieren oder Pflanzen, des nationalen Kulturguts von künstleri-*

*schem, geschichtlichem oder archäologischem Wert oder des gewerblichen und kommerziellen Eigentums gerechtfertigt sind*“.

Im Urteil in der Sache *PreussenElektra* hat der EuGH ausgeführt, dass das damalige Stromerzeugungsgesetz dem „*Umwelt- und Klimaschutz*“ sowie dem „*Schutz der Gesundheit und des Lebens von Menschen, Tieren und Pflanzen*“ diene (EuGH, *PreussenElektra*, 2001, Rn. 73-75). Hiermit werden zum einen zwingende Erfordernisse im Sinne der *Cassis de Dijon*-Rechtsprechung aufgezählt, aufgrund derer ggf. auch Handelshemmnisse hingenommen werden müssen. Zum anderen sind damit auch Rechtfertigungsgründe im Sinne des Art. 36 AEUV – Gesundheitsschutz und Schutz des Lebens von Menschen, Tieren und Pflanzen – ausdrücklich genannt. Allerdings ist aus Gutachter-sicht fraglich, ob die Auktion unmittelbar diesen Zielrichtungen dient. Dem Umwelt- und Klimaschutz dient zunächst die Förderung der EE selbst, welche durch den Ausbau der EE die Treibhausgasemissionen senken soll. Die Auktion hingegen dient allein der Verteilung der Förderung auf bestimmte Unternehmen, welche die Stromerzeugung aus EE möglichst kosteneffizient anbieten.

Die unmittelbare Zielsetzung der Auktion ist also nicht der Umwelt- und Klimaschutz, sondern die *möglichst kosteneffiziente Erreichung der Umwelt- und Klimaschutzziele*. Hierbei stehen gerade auch die Verbraucherinteressen im Vordergrund, welche für eine kosteneffiziente Ausgestaltung der EE-Förderung sprechen.

Diese Zielsetzungen sind allerdings in Art. 36 AEUV nicht ausdrücklich genannt. In Betracht käme aber, dass die Zielsetzungen als „*zwingende Erfordernisse*“ im Sinne der *Cassis de Dijon*-Rechtsprechung angesehen werden könnten. Dies erscheint uns – wenn auch nicht gewiss – so doch durchaus möglich.

Sowohl beim Eingreifen der zwingenden Erfordernisse (*Cassis de Dijon*) als auch bei den Rechtfertigungsgründen des Art. 36 AEUV ist aber weiter zu prüfen, ob die ergriffenen Maßnahmen einer Verhältnismäßigkeitsprüfung standhalten. Im Rahmen dieser Verhältnismäßigkeitsprüfung wird insbesondere darzulegen sein, dass die Auktion zum angestrebten Ziel – Kosteneffizienz der Förderung der Stromerzeugung aus EE – auch ge-

*eignet und erforderlich* ist. Entscheidende Bedeutung hat hierfür also, ob die Auktion zu einer kosteneffizienteren Förderung der EE führen kann. Gerade gegenüber der Förderung durch Prämienzahlungen und Einspeisetarife wird dazulegen sein, dass erwartbar ist, dass eine Zuteilung der Förderung über eine vorgeschaltete Auktion insgesamt zu Kostensenkungen führen kann.

Da diese Untersuchung der Kosten durchaus komplex ist und auch die Fragen aufgeworfen werden dürften, welche Kosten im Einzelnen einzubeziehen sind, dürfte der Gesetzgeber diesbezüglich über ein erhebliches Ermessen verfügen. Gleichwohl wäre die Geeignetheit und Erforderlichkeit der Auktionen – wenn zunächst ein Verstoß gegen die Warenverkehrsfreiheit vorliegen sollte – von erheblicher Bedeutung für die Rechtfertigung der Maßnahme und könnte ggf. gerichtlich von u. a. Wirtschaftsteilnehmern überprüft werden.

Die Ergebnisse der rechtlichen Erwägungen zum Bereich Warenverkehrsfreiheit sind nachfolgend zusammengefasst:

- Eine Ausschreibung für Strom aus erneuerbaren Energien sollte so ausgestaltet werden, dass sie – rechtlich und faktisch – den Marktzugang für importierten Strom nicht versperrt und diesen Strom nicht stärker als im Inland erzeugten Strom im Handel behindert.
- Sollte dies durch eine sorgfältige Ausgestaltung des Ausschreibungsdesigns erreicht werden, liegt wohl bereits kein Eingriff in die Warenverkehrsfreiheit vor.
- Falls hingegen doch ein Eingriff in die Warenverkehrsfreiheit durch die Ausschreibung der Förderungen eintreten sollte, könnten die mit den Ausschreibungen verfolgten Ziele – die möglichst kosteneffiziente Erreichung der Umwelt- und Klimaschutzziele durch den Einsatz erneuerbarer Energien – als sogenannte „*zwingende Erfordernisse*“ angesehen werden, aufgrund derer ein Verstoß gegen die Warenverkehrsfreiheit ausscheidet.

- Dies wird aber nur gelingen, wenn dargelegt werden kann, dass die Ausschreibungsverfahren tatsächlich geeignet und erforderlich sind, um die Umwelt- und Klimaschutzziele möglichst kosteneffizient zu erreichen, wobei dem Gesetzgeber ein weiter Ermessensspielraum zustehen dürfte.

### 5.3 Verfassungsrechtliche Bewertung

Für die Frage, ob Grundrechte von einem EE-Auktionsverfahren berührt werden, sind die einzelnen Marktteilnehmer gesondert zu betrachten.

#### 5.3.1 Investoren/potenzielle Anlagenbetreiber

Zunächst ist zu fragen, ob durch Auktionsverfahren für die Zuteilung einer Förderung für Strom aus erneuerbaren Energien überhaupt in die Berufsausübungsfreiheit (Art. 12 Abs. 1 GG) der Investoren bzw. potenzieller Anlagebetreiber eingegriffen wird, weil für den Erhalt einer Förderung das Durchlaufen eines Auktionsverfahrens erforderlich werden könnte.

So könnte man argumentieren, dass es den Investoren und potenziellen Anlagebetreibern auch ohne eine Zuteilung einer Förderung im Wege der Auktion unbenommen bleibt, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu betreiben, die ggf. keinem Auktionsverfahren unterliegen oder die bei der Auktion nicht berücksichtigt wurden. Nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts (BVerfG) lässt sich aus dem Freiheitsrecht auf Berufsausübung aber kein Recht auf Subventionierung oder auf Schutz vor Konkurrenz ableiten (mit weiteren Nachweisen auf die Rechtsprechung Scholz in: Maunz/Dürig 2013: Art. 12 GG, Rn. 47ff.). Für die Ausschreibung von Rabattverträgen für Arzneimittel hat das BVerfG zudem entschieden, dass die Vergabe eines öffentlichen Auftrags an einen Mitbewerber grundsätzlich nicht den Schutzbereich der Berufsfreiheit des erfolglosen Bewerbers berührt (BVerfG, NZS 2011: 580). Möglicherweise könnte man ähnlich auch für eine Ausschreibung



von EE-Förderungen vertreten, dass diese die Wettbewerber nicht in ihrer Berufsfreiheit betrifft.

Jedoch kann die staatliche Beeinflussung des Wettbewerbs nach Einschätzung der Gutachter sehr wohl einen Eingriff in das Grundrecht auf Berufsfreiheit begründen. Eine solche Freiheitsbeschränkung kann nach dem BVerfG vorliegen, wenn durch staatliche Maßnahmen der Wettbewerb beeinflusst und die Ausübung einer beruflichen Tätigkeit dadurch behindert wird (BVerfG, NJW 1992: 2621). Auch Subventionen an einen Konkurrenten können, zumindest wenn sie von gewichtiger Lenkungsintensität sind, damit Grundrechtseingriffe darstellen (Jarass in: Jarass/Pieroth 2012: Art. 12 Rn. 22). Im Urteil zu den Rabattausschreibungen hat das BVerfG maßgeblich darauf abgestellt, dass die handelnde staatliche Stelle in diesem Fall „selbst auf der Nachfrageseite wettbewerblich tätig“ wird, aber nicht von außen in den Wettbewerb eingreift (BVerfG, NZS 2011: 580, 581). Ein Eingriff in den Wettbewerb von außen könnte damit durchaus zu einer Einschränkung der Berufsfreiheit führen. Die Berufsfreiheit soll nach dem BVerfG nämlich die „Teilhabe am Wettbewerb nach Maßgabe seiner Funktionsbedingungen“ sichern (BVerfG, NZS 2011: 580, 581).

Nach diesen Maßstäben spricht viel dafür, dass eine Ausschreibung der Förderung für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zumindest die in der Ausschreibung unterlegenen Wettbewerber grundsätzlich in ihrer Berufsausübungsfreiheit berührt. Hierfür spricht insbesondere, dass Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf absehbare Zeit ohne Zuschuss zu den Investitions- und/oder Betriebskosten kaum wirtschaftlich sein werden (vgl. BVerfG, NVwZ-RR 2010: 905, 906). Von daher hätte die Nichtberücksichtigung im Auktionsverfahren für die Betroffenen ein erhebliches Gewicht. Bei einer Ausschreibung der EE-Förderungen dürfte der Staat auch – vorbehaltlich der konkreten Ausgestaltung – nicht selbst auf der Nachfrageseite auftreten, sondern „von außen“ in den Wettbewerb eingreifen. Der Staat möchte mit dem Ausschreibungsverfahren nämlich nicht seinen eigenen EE-Strombezug organisieren, sondern die Bedingungen dafür festlegen, unter denen

Netzbetreiber oder Energieversorger und schließlich die Letztverbraucher den Strom aus erneuerbaren Energien beziehen. Damit dürfte der Staat durch die Ausschreibungen die Funktionsbedingungen des Wettbewerbs beeinflussen, was grundsätzlich den Schutzbereich der Berufsfreiheit berührt. Die Besserstellung der infolge der Ausschreibung geförderten EEG-Anlagenbetreiber gegenüber den nicht geförderten EEG-Anlagenbetreibern dürfte daher an dem Grundrecht auf Berufsfreiheit zu messen sein. Dabei dürfte auch zu berücksichtigen sein, dass die Beteiligung an einem Auktionsverfahren einen vom Unternehmen zu tragenden organisatorischen und finanziellen Aufwand darstellt.

Eingriffe in die Berufsausübungsfreiheit sind allerdings gerechtfertigt, wenn vernünftige Erwägungen des Allgemeinwohls im Rahmen einer Verhältnismäßigkeitsprüfung dafür sprechen. Vernünftige Gemeinwohlerwägungen für die Einführung eines Auktionsmechanismus sind gegeben. Je nach Ausgestaltung des Auktionsverfahrens bezweckt der Gesetzgeber zum einen die Kosten für den Letztverbraucher zu senken, indem er in Form des Auktionsverfahrens Wettbewerb schafft. Zum anderen wird beabsichtigt, durch die Zuteilung der Förderungen über ein Auktionsverfahren den Ausbau von EE-Anlagen gezielter zu steuern.

Grundsätzlich erscheint möglich, dass das Auktionsverfahren zu diesen Zielen beiträgt und daher auch ein geeignetes Mittel darstellen kann. Allerdings kommt es darauf an, ob das Auktionsverfahren in seiner konkreten Ausgestaltung gegenüber anderen Möglichkeiten der Zuteilung der Förderung kosteneffizienter ist und auch die gewünschte Steuerungswirkung im Hinblick auf den EE-Zubau erreicht. Insoweit käme eine gerichtliche Überprüfung in Betracht, ob das Auktionsverfahren in seinem konkreten Design auch tatsächlich zu den verfolgten Gemeinwohlzielen wie der Kostensenkung in Bezug auf den volkswirtschaftlichen Förderaufwand für erneuerbare Energien beiträgt. Allerdings dürfte der Gesetzgeber in dieser Frage über einen gewissen Einschätzungsspielraum verfügen, sodass ein Gericht diese Frage zurückhaltend prüfen dürfte. In ähn-

licher Weise wäre durch die Ausgestaltung des Auktionsverfahrens sicherzustellen, dass keine anderen, weniger beschränkenden (aber ebenso wirksamen Mittel) zur Erreichung der genannten Ziele vorhanden sind. Denn der Gesetzgeber ist durch das verfassungsrechtliche Verhältnismäßigkeitsgebot gehalten, hier in einem zu schaffenden Ausschreibungsmechanismus für die Förderbeträge für erneuerbare Energien die Lösung zu wählen, die die Teilnehmer der Ausschreibung, die den Zuschlag für die Förderung nicht erhalten, möglichst milde belasten.

Bei der Ausgestaltung des Auktionsverfahrens dürfte schließlich der Angemessenheit des Eingriffs in die Berufsausübungsfreiheit besondere Bedeutung zukommen. Insbesondere ist dabei zu berücksichtigen, dass bei kleinen Stromerzeugungsanlagen der Aufwand für die Durchführung eines Auktionsverfahrens im Hinblick auf die Kosten des Projekts selbst einen erheblichen oder gar überwiegenden Anteil annehmen kann. In diesen Fällen könnte sich die Durchführung eines Auktionsverfahrens für einige der Marktteilnehmer gegenüber ihren Konkurrenten womöglich als unverhältnismäßig darstellen, wenn für bestimmte Anlagenbetreiber/Investoren damit im Gegensatz zu ihren Konkurrenten faktisch keine (wirtschaftliche) Möglichkeit der Teilnahme an den Auktionsverfahren besteht. Diesem Umstand könnte aber ggf. dadurch begegnet werden, dass – neben den unter 4.5 skizzierten Handlungsmöglichkeiten – Dienstleister für eine Vielzahl kleiner Anlagen die Teilnahme an der Auktion übernehmen. Auch ist zu berücksichtigen, ob sich gerade kleine PV-Anlagen durch den damit realisierten Eigenverbrauch ggf. zukünftig ohne eine Förderung verwirklichen lassen. Gleichwohl erscheint es aber bei größeren Anlagenprojekten tendenziell leichter, die Vorschaltung eines Auktionsverfahrens in verhältnismäßiger Weise mit der Berufsausübungsfreiheit in Einklang zu bringen. Denn diese Projekte erfordern ohnehin einen größeren organisatorischen und finanziellen Aufwand, sodass die Durchführung eines Auktionsverfahrens nicht schon an sich einige der potenziellen Anlagenbetreiber gegenüber ihren Konkurrenten vom Wettbewerb abhalten dürfte.

In Betracht kommt außerdem eine Prüfung anhand des Gleichheitsgrundsatzes in Art. 3 Abs. 1 GG. Erfolgen die Auktion und das Vergabeverfahren durch eine öffentliche Stelle, so kann eine Ungleichbehandlung zunächst dadurch entstehen, falls die Investoren und potenziellen Anlagenbetreiber bei der Auktion an unterschiedlichen Maßstäben gemessen werden. Dem kann durch ein an den Grundsätzen der Transparenz und Diskriminierungsfreiheit orientiertes Auktionsverfahren vorgebeugt werden, mit dem Willkür vermieden wird. Ein geeigneter Maßstab dürfte dabei sein, wenn die Ausschreibung der Ermittlung des wirtschaftlichsten Angebots dient (BVerfG, NZS 2011: 580, 581). Eine andere Vergleichsgruppe könnten finanzschwächere und finanzstärkere Investoren(gruppen) sein. Werden Förderungen von einer staatlichen Stelle ausgeschrieben und können sich an der Auktion (faktisch) lediglich Investoren(gruppen) mit einem größeren finanziellen Volumen beteiligen, so könnten finanzschwächere Investoren(gruppen) von der Realisierung derartiger Projekte und damit ihrer Berufsausübung als Betreiber solcher Stromerzeugungsanlagen ausgeschlossen werden. Gleichwohl führte ein solches Vorgehen nicht zu einer Verletzung von Art. 3 Abs. 1 GG, wenn es finanzschwächeren Investoren weiterhin möglich wäre, auf andere Weise EE-Anlagen zu betreiben. Eine diskriminierungsfreie Ausgestaltung des Auktionsverfahrens, welche auch finanzschwächeren Investoren/potenziellen Anlagenbetreibern eine Teilnahme ermöglicht, ist damit auch im Hinblick auf den Gleichbehandlungsgrundsatz von hoher Bedeutung.

### 5.3.2 Netzbetreiber

Der Netzbetreiber könnte auch im Rahmen des Auktionsmodells verpflichtet werden, den von einer EE-Anlage produzierten Strom abzunehmen und entsprechend dem durch die Auktion ermittelten Preis zu vergüten. Dieses Vorgehen stellt eine Beschränkung der von Art. 12 GG umfassten Vertragsfreiheit dar. Die Abnahme- und Vergütungsansprüche nach dem EEG dürften jedoch im Grundsatz als verhältnismäßige Berufsausübungsregel eingestuft werden, da der Gesetzgeber die geförderten Interessen (Umwelt- und Kli-



maschutz) und Zwecke sowie das Ausmaß des angestrebten Nutzens der beeinträchtigten Rechtsposition in einen angemessenen Ausgleich gebracht hat (Bundesgerichtshof (BGH), NVwZ 2003: 1143; Altröck/Oschmann in: Altröck/Oschmann/Theobald 2013: Einf. Rn. 82f.). Insbesondere dürfte hierbei zu beachten sein, dass die Netzbetreiber die ihnen entstehenden Kosten im Ausgleichsmechanismus des EEG weitergeben können, was auch bei der Vorschaltung eines Auktionsverfahrens nicht anders geregelt werden müsste.

Ein Verstoß gegen den Gleichbehandlungsgrundsatz in Art. 3 Abs. 1 GG könnte hinsichtlich der regional unterschiedlichen Inanspruchnahme von Netzbetreibern bei der Einspeisung von Energie aus EE-Anlagen bestehen. Der Gesetzgeber hat durch den EEG-Ausgleichsmechanismus aber die Möglichkeit geschaffen, die unterschiedliche Belastung auf die Elektrizitätsversorgungsunternehmen und schließlich die Letztverbraucher abzuwälzen. Ein Auktionsverfahren, das diesen Mechanismus unberührt lässt, führt damit nicht zu einer Ungleichbehandlung. Eine Ungleichbehandlung könnte sich zudem aus unterschiedlicher Inanspruchnahme von Netzbetreibern für die Durchführung von Auktionsverfahren ergeben, welche Netzbetreiber – als eine mögliche Ausgestaltung – für ihren Netzbereich durchzuführen haben könnten. Auch insoweit wird die Möglichkeit, hieraus entstehende Kosten ausgeglichen zu bekommen, für die Rechtfertigung eine wichtige Rolle spielen. Grundsätzlich könnte der mit Auktion verfolgte Zweck einer möglichst kosteneffizienten Förderung der EE – zumindest dann, wenn die Auktion hierfür ein geeignetes Instrument ist – ggf. auch gewisse Ungleichbehandlungen zwischen Netzbetreibern rechtfertigen.

### 5.3.3 Letztverbraucher

Wird ein Auktionsverfahren derart ausgestaltet, dass – wie es bislang in der Regel der Fall ist – der Letztverbraucher die Differenzkosten des Systems zu tragen hat, so sieht sich die daraus entstehende Kostenumlage (heute ist dies die EEG-Umlage) auch in einem Auktionsverfahren ggf. mit dem Vorwurf konfrontiert, sie sei eine Sonderabgabe

und müsse sich an den vom BVerfG hierzu festgelegten Kriterien messen lassen (vgl. Manssen, DÖV 2012: 499). Gegen eine Abgabeneigenschaft der EEG-Umlage wird dabei insbesondere angeführt, dass der Staat letztlich nicht über die Möglichkeit verfügt, unmittelbar über die Generierung und Verwendung der Finanzmittel bestimmen zu können. Darüber hinaus stehe dem Gesetzgeber bei der Verfolgung gesetzgeberischer Ziele ein großer Gestaltungsspielraum zu, der ihm auch die Möglichkeit eröffne, mit Preisregelungen zu operieren (Brandt, ER 2013: 91). Das Auktionsmodell dürfte diese Argumentation eher noch verstärken. Der vom Letztverbraucher im Rahmen des Ausgleichsmechanismus zu zahlende Preis wird durch den Wettbewerb im Rahmen des Auktionsverfahrens bestimmt und nicht hoheitlich festgelegt. Vielmehr entzieht sich der Staat somit deutlich einer eigenen Bestimmung über die Höhe der Finanzmittel.

Ein Eingriff in das Grundrecht der Letztverbraucher auf allgemeine Handlungsfreiheit könnte womöglich in ihrer Heranziehung zum Ausgleich der Kosten aus der Förderung der Stromerzeugung aus EE liegen. Wenn durch ein Auktionsverfahren die Kosten für die Förderung der EE aber tatsächlich insgesamt reduziert werden könnten, so wäre dies gerade ein Umstand, der aus Sicht der Grundrechtsbelastung der Letztverbraucher für eine solche Förderung anstelle von anderen Fördersystemen sprechen würde.

Die Ergebnisse der verfassungsrechtlichen Abwägung sind nachfolgend zusammengefasst:

- Eine Ausschreibung der Förderung für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dürfte die in der Ausschreibung unterlegenen Wettbewerber in ihrer Berufsausübungsfreiheit berühren. Die Ziele einer kosteneffizienten Förderung der erneuerbaren Energien können den Eingriff in die Berufsausübungsfreiheit aber rechtfertigen, wenn die Ausschreibungsverfahren in ihrer konkreten Ausgestaltung zur Beschränkung der Förderkosten geeignet, erforderlich und verhältnismäßig sind.

- Hieraus sowie auch aus dem allgemeinen Gleichbehandlungsgrundsatz ist eine diskriminierungsfreie Ausgestaltung des Auktionsverfahrens, welche auch finanzschwächeren Investoren/potenziellen Anlagenbetreibern eine Teilnahme ermöglicht, von erheblicher Bedeutung.
- Bei größeren EE-Stromerzeugungsanlagen lässt sich ein Ausschreibungsverfahren tendenziell leichter mit der Berufsfreiheit vereinbaren als bei kleineren Anlagen, bei denen der Aufwand für die Teilnahme an einem Ausschreibungsverfahren für bestimmte Anlagenbetreiber erschwerend oder sogar prohibitiv wirken könnte.
- Eine Pflicht der Netzbetreiber zur Zahlung der durch die Ausschreibung ermittelten Vergütungen greift in die Berufsfreiheit ein, lässt sich angesichts der mit den Zahlungen verfolgten Umwelt- und Klimaschutzzielen aber rechtfertigen.
- Für die Letztverbraucher ergibt sich durch ein System der Ausschreibungen kein weiterer Grundrechtseingriff, wenn damit die Förderungen für Strom aus erneuerbaren Energien kosteneffizienter ausgestaltet werden können.

#### 5.4 Einpassung in das energierechtliche Normensystem und Ansätze für eine Fortentwicklung aus dem bestehenden EE-Rechtsrahmen

Die Einführung von Auktionsverfahren würde umfangreiche Änderungen am EEG erforderlich machen. Die Vergütungsansprüche in §§ 16ff. EEG können nach der derzeitigen Rechtslage von jedem EEG-Anlagenbetreiber geltend gemacht werden, der bei der Stromerzeugung in seiner EEG-Anlage sämtliche allgemeinen und besonderen Vergütungsvoraussetzungen des EEG einhält. Den §§ 16ff. EEG müsste demnach eine Bestimmung vorgelagert werden, welche die Erhältlichkeit einer EEG-Vergütung zumindest für Strom aus bestimmten (größeren) EEG-Anlagen bestimmter EE-Stromerzeugungstechnologien von der Zuteilung nach Durchlaufen eines Auktionsverfahren abhängig macht.

Auch über die Organisation der die Auktion durchführenden Stelle sowie das Auktionsverfahren selbst könnten im EEG – mehr oder weniger detaillierte – Regelungen getroffen werden. Systematisch ließen sich die Regelungen zu den Auktionen auch in Zusammenhang mit den Vorschriften über die Direktvermarktung vorsehen, wenn von der Auktion die Zahlung der Marktprämie abhängig gemacht werden soll.

## 6. Ausgestaltung eines verbraucherfreundlichen Umlagesystems

---

Im Abschnitt 4 wurde dargestellt, wie die Auszahlung der Fördermittel auf verbraucherfreundliche Art und Weise und mit Blick auf die Kosteneffizienz gestaltet werden könnte. Im folgenden Kapitel soll nunmehr dargestellt werden, wie der für die Förderung notwendige Aufwand – unabhängig davon, wie die geförderten Projekte ausgewählt und die Förderung an die Begünstigten ausbezahlt werden – an die Verbraucher weitergegeben werden sollte und welche Änderungen im Sinne einer verbraucherfreundlichen Ausgestaltung am bestehenden Umlagemechanismus ggfs. erforderlich sind.

In einem ersten Schritt wird dazu dargestellt, wie die Kostenbasis für die Förderung der EE verändert oder erweitert werden könnte. Im gegenwärtigen Fördersystem für erneuerbare Energien im Strombereich werden die Differenzkosten der EE über einen Umlagemechanismus auf die Stromversorger umgelegt, die die Kosten an die Endverbraucher weitergeben. Dabei bestimmt sich die Höhe der vom Versorger an den Übertragungsnetzbetreiber zu zahlenden EEG-Umlage in Abhängigkeit zu der Strommenge, die dieser an Endkunden geliefert hat. Entsprechend wird diese Belastung in Abhängigkeit zum Stromverbrauch des einzelnen Verbrauchers an diesen weitergegeben. Denkbar wäre aber auch, dass die Kosten von den Verbrauchern nicht über einen solchen Umlagemechanismus in Abhängigkeit von ihrem individuellen Stromverbrauch getragen werden. Die Förderaufwendungen könnten auch direkt aus dem Bundeshaushalt und damit insbesondere über Steuern finanziert werden. Nachfolgend sollen die Vor- und Nachteile des bestehenden Umlagesystems sowie einer Steuerfinanzierung kurz dargestellt werden.

In einem zweiten Schritt werden in den Abschnitten 6.3 und 6.4 die bestehenden Ausnahme-

tatbestände für die energieintensive Industrie im EEG und die Privilegierung des Eigenverbrauchs aus Verbrauchersicht untersucht. Beide Regelungen des geltenden EEG führen im Ergebnis dazu, dass die nicht von den Privilegierungen betroffenen Verbraucher höhere Beiträge für die Finanzierung der EE tragen müssen. Hier ist unter energiewirtschaftlichen und -rechtlichen Gesichtspunkten zu untersuchen, inwieweit die Privilegierungen erforderlich sind oder zugunsten der Verbraucher abgeschafft oder jedenfalls beschränkt werden können, um damit eine Kostenentlastung der Verbraucher bzw. eine andere Kostenverteilung zu erreichen.

### 6.1 Finanzierung der EE-Förderkosten

Im diesem Abschnitt wird im Folgenden die grundlegende Ausrichtung der Finanzierung der EE-Förderkosten über Umlagen oder per Haushalt diskutiert.

#### 6.1.1 Umlagefinanzierung der EE-Förderkosten

Auch bei einer EE-Förderung über ein Ausschreibungsmodell könnte die Finanzierung über ein Modell auf Grundlage des bestehenden Ausgleichsmechanismus erfolgen. Dabei würde die Ausschreibung der Anlagen (bzw. Kapazitäten oder Strommengen) über ein privates Unternehmen, etwa die ÜNB oder ein sonstiges Unternehmen, erfolgen, und die durch die Ausschreibung entstehenden Mehrkosten würden entsprechend des bestehenden Ausgleichsmechanismus an die EVU bzw. Letztverbraucher weitergewälzt werden. Es wird hier davon ausgegangen, dass der Mechanismus so ausgestaltet werden kann, dass staatliche Stellen daran nicht beteiligt sind.

Vorteil einer solchen Finanzierung wäre zunächst, dass man auf ein bestehendes System zurückgreifen könnte, das in seinen Grundzügen besteht und funktioniert. Damit werden auch zusätzlich Abwicklungskosten vermieden.

Ein weiterer Vorteil könnte sein, dass ein rein privatrechtlich organisierter Mechanismus unter Umständen keine Beihilfe im Sinne des Europarechts sein könnte und somit der Handlungsspielraum des deutschen Gesetzgebers für eine energiewirtschaftlich sachgerechte Ausgestaltung größer ist. Allerdings ist nach den aktuellen Äußerungen der EU-Kommission fraglich, ob nicht auch das EEG in seiner bestehenden Form und damit zukünftig auch generell rein privatrechtlich organisierte Fördersysteme ohne unmittelbare Einbeziehung eines staatlichen Akteurs als Beihilfe eingestuft werden könnten. Auch die europäische Rechtsprechung sorgt aktuell für Verunsicherung, da nach dem Leitsatz eines aktuellen Urteils ein rein privatrechtlicher Mechanismus als Beihilfe eingestuft werden könnte (EuGH, *Vent De Colère*, 2013).<sup>43</sup>

Nach Rechtsauffassung der Gutachter kann zwar das EEG und auch ein anderes rein privatrechtlich ausgestaltetes Fördersystem keine europarechtliche Beihilfe darstellen. Angesichts der Eröffnung des Beihilfeverfahrens gegen das EEG durch die EU-Kommission besteht aber aktuell Rechtsunsicherheit, ob und inwieweit ein privatrechtlich organisierter Mechanismus nicht doch unter gewissen Umständen eine Beihilfe darstellt oder jedenfalls bis zu einer abschließenden gerichtlichen Entscheidung von der EU-Kommission als solche behandelt wird (siehe dazu bereits oben 5.1). Aus diesem Grund kann auch nicht mit Sicherheit gesagt werden, dass bei einem privatrechtlich ausgestalteten Umlagemechanismus der Vorteil fortbesteht, dass der Handlungsspielraum für ein Fördersystem durch den europäischen Gesetzgeber nicht beschränkt wird.

Gegen einen Umlagemechanismus spricht aus Verbrauchersicht, dass eine ausgeglichene

Verteilung der Kosten als nach dem gegenwärtigen am Stromverbrauch orientierten System nur sehr schwer hergestellt werden kann. Es scheint zwar generell denkbar, dass die Zahlungen in einem Umlagemechanismus an bestimmte Eigenschaften der Verbraucher, etwa deren finanzielle Leistungsfähigkeit, anknüpfen. Hierfür wären aber erhebliche Änderungen des Mechanismus notwendig, da dieser gegenwärtig nicht an die Verbraucher anknüpft, sondern an die Stromversorger, die die Kosten lediglich an die Verbraucher weitergeben. Weiterhin stellen sich finanzverfassungsrechtliche Fragen, wenn die EEG-Umlage unmittelbar von den Letztverbrauchern erhoben wird (vgl. oben 5.3.3).<sup>44</sup> Schließlich müssten für die Stromversorger, die die EEG-Umlage zahlen, komplexe neue Mechanismen geschaffen werden, nach welchen Kriterien die richtige Höhe der EEG-Umlage bestimmt wird, was einen erheblichen zusätzlichen Abwicklungsaufwand bedeuten würde. Insgesamt erscheint der Umlagemechanismus damit überfordert zu sein, eine besondere Verteilungswirkung zu erzielen, sodass dies nach Gutachtereinschätzung nicht Aufgabe eines Umlagemechanismus sein kann. Wenn also das Verbraucherinteresse an einer angemessenen Kostenverteilung als sehr hoch eingeschätzt wird, kann dies umgekehrt ein Argument für eine Haushaltsfinanzierung sein.

### 6.1.2 Haushaltsfinanzierung der EE-Förderkosten

Neben der zuvor beschriebenen Umlagefinanzierung wäre auch eine (mindestens anteilige) Haushaltsfinanzierung der Förderkosten denkbar. Die Ausgestaltung einer Haushaltsfinanzierung kann auf verschiedenen Wegen erfolgen. Dabei sind folgende Aspekte zu betrachten:

Zum Ersten ist zu überlegen, wie die zusätzlichen Kosten vom Staatshaushalt (wohl vom Bundeshaushalt) getragen werden könnten. Generell könnten die Differenzkosten der EE durch Einsparungen in anderen Haushaltsbereichen getra-

43 In dem Leitsatz zu dem Urteil heißt es, dass ein System, mit dem die Mehrkosten, die Unternehmen durch eine Abnahmepflicht für Strom aus Windkraftanlagen zu einem Preis über dem Marktpreis entstehen, vollständig ausgeglichen werden und dessen Finanzierung von allen Stromendverbrauchern getragen wird, eine Maßnahme unter Inanspruchnahme staatlicher Mittel darstellt. Der dem Urteil zugrunde liegende französische Mechanismus unterscheidet sich allerdings erheblich vom EEG, sodass einiges dafür spricht, dass das EEG oder ein vergleichbarer Mechanismus anders beurteilt würde.

44 Ggfs. könnte die EEG-Umlage damit – analog zum „Kohlepfennig“ – als Sonderabgabe eingestuft werden, siehe dazu unten.

gen werden. Es muss angenommen werden, dass solche Einsparungen aber schwer durchsetzbar sein dürften und deshalb wohl nicht ausreichen, um eine volle Finanzierung der EE über den Haushalt zu ermöglichen. Deshalb wird hier davon ausgegangen, dass eine Erhöhung des Steueraufkommens notwendig ist. Dabei gibt es unterschiedliche Möglichkeiten für die Art und Weise der Haushaltsfinanzierung.

Zunächst könnten die Kosten über eine besondere stromverbrauchsbezogene Steuer erhoben werden, wobei die Anknüpfung an die bestehende Stromsteuer naheliegend wäre. Eine Alternative wäre die Finanzierung über eine allgemeine Verbrauchssteuer wie die Umsatzsteuer. Schließlich käme auch die Erhöhung einer allgemeinen Steuer wie der Einkommenssteuer oder der Körperschaftsteuer in Betracht.<sup>45</sup> Weiterhin wäre es auch denkbar, die Kosten über die Erhöhung der staatlichen Verschuldung zu finanzieren. Dagegen spricht allerdings nicht nur die verfassungsrechtliche Beschränkung der Schuldenaufnahme (Schuldenbremse), sondern auch die Erhöhung der Gesamtkosten für den Haushalt durch zusätzlich notwendige Finanzierungskosten, sodass eine Schuldenfinanzierung hier nicht weiter betrachtet wird.

Zum Zweiten ist fraglich, welche Förderkosten über eine Haushaltsfinanzierung getragen werden könnten. Denkbar wäre zum einen, dass zukünftig die gesamten Förderkosten über eine Steuer getragen werden. Zum anderen könnte auch nur ein Teil der Förderkosten über eine Steuer finanziert werden, während ein anderer Teil weiterhin über einen Ausgleichsmechanismus getragen würde. Bei einer vollen Finanzierung wäre weiterhin die Frage, ob nur die zukünftigen Förderkosten über Steuern finanziert werden sollen oder ob auch die Förderung für bereits in Betrieb befindliche Anlagen zukünftig über Steuern und nicht mehr über den EEG-Umlagemechanismus finanziert werden soll (siehe hierzu weitere Aus-

führungen unter 6.2). Die Haushaltsfinanzierung könnte sich andererseits auch nur auf in Betrieb befindliche Anlagen beschränken, um auf diese Weise die Umlage von den hohen Förderkosten insbesondere für die bestehenden PV-Anlagen zu entlasten.<sup>46</sup>

Vorzug einer Haushaltsfinanzierung wäre, dass darüber bei entsprechender Ausgestaltung eine andere Kostenverteilung hergestellt werden könnte, sodass jeder Verbraucher nicht mehr nur in Abhängigkeit vom Stromverbrauch, sondern auch in Abhängigkeit seiner Einkommenssituation an den Kosten beteiligt würde.<sup>47</sup> Nach dem gegenwärtigen Umlagesystem ist gerade das nicht der Fall, denn aktuell wird jeder Verbraucher allein in Abhängigkeit vom Stromverbrauch und völlig unabhängig von seiner finanziellen Leistungsfähigkeit mit den Zusatzkosten aus der Förderung der EE belastet. Bei einer Finanzierung der Zusatzkosten aus dem Staatshaushalt könnte der Gesetzgeber hingegen – in Abhängigkeit von der Ausgestaltung des konkreten Finanzierungsmodells – eine Finanzierung in Abhängigkeit von der finanziellen Leistungsfähigkeit des einzelnen Verbrauchers durchsetzen und somit eine sozial gerechtere Verteilungswirkung erzielen. Dies wäre insbesondere dann der Fall, wenn die Haushaltsfinanzierung über die degressiv ausgestaltete Einkommenssteuer (oder eine daran angeknüpfte Abgabe wie etwa den Solidaritätszuschlag) erfolgen würde. Eine deutlich geringere Änderung der Verteilungseffekte würde hingegen durch eine Erhöhung der Umsatzsteuer bewirkt. Keine Änderung der Verteilungseffekte bei einer Haushaltsfinanzierung im Vergleich zum aktuellen Umlagemechanismus bestünde hingegen bei einer Finanzierung über eine erhöhte Stromsteuer (bzw. eine vergleichbare an den Stromverbrauch anknüpfende Steuer).<sup>48</sup>

Aus Verbrauchersicht wäre außerdem die Frage relevant, ob Steuern erhöht würden, die

45 Zu den unterschiedlichen Ansatzpunkten für Steuererhöhungen zur Finanzierung des Ausbaus der erneuerbaren Energien siehe IdW, Alternative Möglichkeiten der steuerlichen Finanzierung der EEG-Kosten, Kurzgutachten vom 5.12.2012.

46 So etwa der Vorschlag von Töpfer und Bachmann 2013: Kostenschnitt für die Energiewende: Die Neuordnung der Stromkosten ist die Voraussetzung für die Reform der Energiepolitik.

47 Siehe dazu Neuhoff et al. 2012 sowie Lehr und Drosdowski 2013 sowie IdW 2012.

48 Zum Umfang der Verteilungswirkungen bei der Erhöhung der Stromsteuer, der Umsatzsteuer oder der Einkommenssteuer siehe IdW, Alternative Möglichkeiten der steuerlichen Finanzierung der EEG-Kosten, Kurzgutachten vom 5.12.2012: 13ff.



durch Verbraucher zu tragen sind oder ob Steuern erhöht werden, die durch Unternehmen zu tragen sind. Dies betrifft das eingangs formulierte Verbraucherinteresse einer angemessenen Verteilung der Kosten auch und gerade über verschiedene Verbrauchssektoren hinweg (vgl. 2.2). Sofern die Steuern allein durch die Verbraucher getragen und damit die Kosten allein auf sie umgelegt würden, würde ihre Kostenlast insgesamt steigen. Damit könnte das Ziel einer Kostenentlastung für die Verbraucher bzw. einer angemesseneren Verteilung gerade nicht erreicht werden.

Bei einer verbraucherfreundlichen Haushaltsfinanzierung im Sinne des Untersuchungsgegenstandes ist es deshalb notwendig, dass die Kosten über die Steuerbelastung auch durch gewerbliche und industrielle Verbraucher getragen würden und somit eine angemessene Finanzierung durch alle Verbrauchssektoren erfolgt. So wäre es etwa auch denkbar, dass neben der Einkommenssteuer die von den Unternehmen zu tragende Körperschaftsteuer erhöht würde. Dies hätte auch zur Konsequenz, dass eine besondere Benachteiligung der stromintensiven Unternehmen entfallen würde. Auch eine besondere Privilegierung der stromintensiven Industrie im Hinblick auf die Beteiligung an den Förderkosten wäre dann nicht mehr erforderlich. Bei einer Tragung der Steuererhöhungen durch die Unternehmer ist aber aus Verbrauchersicht – und hier völlig unabhängig von allgemeinen volkswirtschaftlichen Erwägungen – zu bedenken, dass erhöhte Unternehmenssteuern über die Endverbraucherpreise an die Verbraucher weitergegeben werden könnten und somit ebenfalls eine Belastung der Verbraucher erfolgen könnte. Dabei ist jedoch zu bedenken, dass dies auch bei der bisherigen Umlage der Förderkosten auf den Stromverbrauch der Fall war, sodass diese Wirkung einer Steuerfinanzierung keinen direkten Nachteil für die Verbraucherinnen und Verbraucher darstellt.

Den Vorteilen einer Haushaltsfinanzierung steht allerdings auch eine Reihe von Nachteilen gegenüber. Bei einer steuerfinanzierten Förderung des Ausbaus der EE wird zunächst unzweifelhaft eine staatliche Beihilfe im Sinne des Europarechts vorliegen. Dies hätte zur Folge, dass der Handlungsspielraum des deutschen Gesetzgebers

zur Ausgestaltung des Finanzierungsmodells aufgrund der europarechtlichen Vorgaben zur Rechtfertigung einer Beihilfe erheblich eingeschränkt wäre (siehe dazu 5.1).

Bei einer nicht verbrauchsabhängigen Steuer zur Finanzierung der EE würde außerdem der Anreiz zum energiesparenden Verhalten verringert. Dies könnte freilich durch andere Maßnahmen und Anreize zur Energieeffizienz abgemildert werden. Denkbar wäre darüber hinaus zumindest einen Teil der Finanzierung über eine verbrauchsabhängige Steuer oder weiterhin über eine auf den Stromverbrauch bezogene Umlage zu gestalten. Damit könnten Anreize zur Energieeffizienz in einer energiewirtschaftlich sinnvollen Größenordnung bestehen, jedoch weiterhin verteilungspolitische Gestaltungsmöglichkeiten über die Haushaltsfinanzierung genutzt werden. Abschnitt 6.2 stellt Überlegungen dazu dar, wie eine Ausgestaltung einer anteiligen Haushaltsfinanzierung aussehen könnte.

Gegen eine steuerfinanzierte Förderung erneuerbarer Energien könnte auch sprechen, dass damit die Finanzierung der EE stets auch unter dem Vorbehalt der Haushaltsfinanzierung steht und damit die Erreichung ehrgeiziger Ziele bei der Energiewende in Abhängigkeit der Haushaltslage infrage gestellt werden kann. Zwar würde der Gesetzgeber bei einer staatlichen Förderung erneuerbarer Energien auch dem Vertrauensschutzgrundsatz unterliegen, der im Wesentlichen dem Vertrauensschutz im aktuellen EEG entspricht, und somit Schranken bei der Rückführung der Förderung insbesondere für bestehende Anlagen unterliegen. Vor dem Hintergrund stets knapper finanzieller Mittel erscheint es aber nicht unwahrscheinlich, dass die Finanzierungshöhe nicht immer anhand der energiewirtschaftlich sinnvollsten Ziele bestimmt wird, sondern aufgrund der aktuell bestehenden Haushaltslage erfolgt. Diese Problematik könnte dadurch weiter verstärkt werden, dass für eine haushaltsfinanzierte EE-Förderung sicherlich die Erhöhung von Steuern notwendig wäre. Die Durchsetzung von Steuererhöhungen ist jedoch stets nur gegen politische Widerstände möglich. Wenn die notwendigen Steuererhöhungen niedriger ausfallen als für eine solide Finanzierung der Energiewende nötig,



würde dies die Finanzierungsbasis der EE-Förderung schmälern und könnte die Umsetzung der Energiewende behindern. Dagegen ist jedoch einzuwenden, dass auch andere und ggf. genauso wichtige politische Vorhaben in Konkurrenz um knappe Mittel stehen und nicht einzusehen ist, weshalb die Energiewende hier auszunehmen ist.

### 6.1.3 Fazit

Aus Verbraucherperspektive bestehen im Vergleich zu einer Umlagefinanzierung *Vorteile einer Haushaltsfinanzierung*, da die Verteilung der Förderkosten auch unter dem Aspekt der Verteilungsgerechtigkeit stärker und zielgenauer gesteuert werden kann. Dies gilt allerdings nur dann, wenn die Finanzierung zum Ersten nicht über eine stromverbrauchsabhängige Steuer wie die Stromsteuer finanziert würde und zum Zweiten die Steuerfinanzierung nicht allein durch die Verbraucher, sondern unter angemessener Beteiligung aller Wirtschaftsakteure erfolgt. Schließlich kann eine haushaltsbasierte Finanzierung der Kosten für erneuerbare Energien wegen der Schuldenbremse vermutlich nicht allein durch eine Erhöhung der Staatsschulden finanziert werden. Es würde deshalb wohl eine Erhöhung der Steuerlast der Steuerschuldner erforderlich. Dieser Belastung für die Verbraucher würde freilich eine Entlastung von der EEG-Umlage unter Erzielung der angestrebten veränderten Kostenverteilung gegenüberstehen.

Da die Differenzkosten des Bestandes primär aus der Finanzierung von Innovations- und Lernkosten stammen, kann auch argumentiert werden, dass eine solche Haushaltsfinanzierung angemessen bzw. sachlogisch ist und der Kostentransparenz auch aus Verbraucherperspektive dient.

Allerdings wäre ein steuerfinanzierter Mechanismus in jedem Fall als Beihilfe im Sinne des Europarechts zu qualifizieren und müsste damit europäischen Vorgaben für die Zulässigkeit von Beihilfen genügen. Bei einem am EEG orientierten Umlagemechanismus würde dies nur dann gelten, wenn – entgegen der Rechtsauffassung der Gutachter – auch privatrechtlich ausgestaltete Umlagemechanismen zukünftig als Beihilfe gelten sollten, was aber nicht unwahrscheinlich

ist. Bei einer Haushaltsfinanzierung müssten außerdem Steuererhöhungen erfolgen, die politisch schwerer durchsetzbar sein dürften und wodurch unter Umständen auch die zukünftige Finanzierungsbasis der Energiewende unsicherer werden könnte. Dies würde aber umso weniger gelten, je weniger Kosten steuerfinanziert würden.

Im Ergebnis sprechen aus Verbraucherperspektive überwiegende Gründe für eine Haushaltsfinanzierung zumindest eines Anteils der EEG-Differenzkosten. Allerdings bestehen auch eine Reihe von Bedenken gegen eine Haushaltsfinanzierung: Neben der zentralen Aufgabe der EEG-Umlage – Refinanzierung der Förderkosten – erhöht die EEG-Umlage den Strompreis für die Verbraucherinnen und Verbraucher und setzt dadurch Anreize zur Steigerung der Stromeffizienz. Dies kann u. a. helfen, das Stromsystem in Gänze und insbesondere den Ausbau der EE kosteneffizient zu gestalten. Daher gilt es, auch bei Umstellung auf eine Haushaltsfinanzierung, möglichst einen Rahmen mit angemessenen Effizienzreizen aufrechtzuerhalten. Um die verbraucherseitigen Vorteile einer Haushaltsfinanzierung zu heben, gleichzeitig aber Effizienzreize zu erhalten, wäre es daher eventuell sinnvoll, nur einen Anteil der Differenzkosten des Fördermechanismus in eine Haushaltsfinanzierung zu überführen. Die folgenden Abschnitte konkretisieren diesbezüglich eine mögliche Ausgestaltung.

Die Abwägung zur Organisation der Finanzierung im Abschnitt 6.1 kommt aus Verbraucherperspektive zu folgenden Ergebnissen:

- Haushaltsfinanzierung: Aus Verbraucherperspektive bestehen gegenüber dem bestehenden Umlagemechanismus Vorteile bei einer Haushaltsfinanzierung, da die Verteilung der Förderkosten (unter dem Aspekt der Verteilungsgerechtigkeit) stärker und zielgenauer gesteuert werden kann und es zu einer Reduktion von Anreizen zur „Entsolidarisierung“ bei der EE-Kostentragung kommt. Dies gilt allerdings nur, wenn die Finanzierung zum Ersten nicht über eine stromverbrauchsabhängige Steuer wie die Stromsteuer finanziert würde und zum Zweiten

die Steuerfinanzierung nicht allein durch die Verbraucher, sondern unter angemessener Beteiligung aller Wirtschaftsakteure erfolgt.

- Daher gilt es, auch bei Umstellung auf eine Haushaltsfinanzierung, möglichst angemessene Effizianzanreize aufrechtzuerhalten. Um die aus Verbraucherperspektive bestehenden Vorteile einer Haushaltsfinanzierung weitgehend zu heben, gleichzeitig aber Effizianzanreize zu erhalten, wäre es daher eventuell sinnvoll, nur einen Anteil der Differenzkosten des Fördermechanismus in eine Haushaltsfinanzierung zu überführen.
- Im Ergebnis wird deshalb eine Haushaltsfinanzierung für einen Anteil der EE-Förderkosten vorgeschlagen. Die folgenden Abschnitte konkretisieren die Ausgestaltung und den Umfang der anteiligen Haushaltsfinanzierung.

## 6.2 Anteilige Haushalts-/Umlagefinanzierung der EE-Förderkosten

Neben der zentralen Aufgabe der EEG-Umlage – Refinanzierung der Förderkosten – erhöht die EEG-Umlage den Strompreis für die Verbraucherinnen und Verbraucher und setzt dadurch Anreize zur Steigerung der effizienten Stromnutzung. Dies kann u. a. helfen, das Stromsystem in Gänze und insbesondere den Ausbau der EE kosteneffizient zu gestalten. Daher gilt es, auch bei Umstellung auf eine Haushaltsfinanzierung, möglichst einen Rahmen mit angemessenen Effizianzanreizen aufrechtzuerhalten. Die folgenden Abschnitte beschreiben die hier bestehenden Ausgestaltungsoptionen und leiten einen zur Sicherung von Energieeffizianzanreizen sinnvollen Umfang einer anteiligen Haushaltsfinanzierung ab.

### 6.2.1 Ausgestaltungsvarianten einer anteiligen Haushaltsfinanzierung

Denkbar sind insbesondere die folgenden Ausgestaltungsvarianten einer anteiligen Haushaltsfinanzierung:

(1) „Kostenschnitt“: Es lässt sich argumentieren, dass die über die Bestandsanlagen verursachten Differenzkosten primär aus der Finanzierung von Innovations- und Lernkosten stammen (vgl. Nachhaltigkeitsrat 2013). Die Finanzierung von technologischen Lerneffekten wird typischerweise, auch bei anderen Erzeugungstechnologien, durch den öffentlichen Haushalt (insb. Steuern) finanziert. Daher könnten im Rahmen eines „Kostenschnitts“ alle Kosten für die Förderung der Bestandsanlagen (oder bestimmter ausgewählter Segmente des Anlagenbestandes, z. B. der Zubau vor 2010) in die Haushaltsfinanzierung überführt werden. Alle durch den zukünftigen EE-Zubau auflaufenden Differenzkosten werden weiterhin über eine Umlage auf den Strompreis refinanziert, die sich im Grundsatz nach der bisherigen Methodik errechnet.

(2) „Rollierende Entlastung“: Das EEG-Konto könnte in einem zu definierenden Zyklus rollierend jeweils wieder auf „null“ gesetzt werden, indem die Förderkosten in den Haushalt übergehen. Die jeweils zwischen den Entlastungszeitpunkten auflaufenden Differenzkosten würden im Grundsatz wie bisher über eine Umlage auf den Stromverbrauch umgelegt. Fraglich ist dabei jedoch, wie ein solcher Entlastungszyklus sinnvoll definiert werden sollte.

(3) „Residualkostenentlastung“: Es ist denkbar, die Höhe der EEG-Umlage für einen bestimmten Zeitraum (beispielsweise jährlich oder für die nächsten drei Jahre) vorab festzulegen und jeweils den dann fehlenden Betrag über den Haushalt zu finanzieren. Dabei lässt sich folgende Unterscheidung treffen:

- a. „Administrative Umlagehöhe“: In diesem Fall würde die Umlagehöhe administrativ festgesetzt. Fraglich ist jedoch, anhand welcher Bemessungsgröße dies geschehen sollte.
- b. „Dynamische Umlagehöhe“: Es kann ein Algorithmus festgesetzt werden, der eine energiewirtschaftlich sinnvolle Anreizhöhe definiert und die Umlagehöhe im Zeitverlauf regelmäßig (z. B. jährlich) an sich ändernde Erfordernisse anpasst.

Diese verschiedenen Ausgestaltungsvarianten einer anteiligen Haushaltsfinanzierung könnten grundsätzlich geeignet sein. Fraglich ist dabei jedoch, in welchem Umfang Kosten in die Haushaltsfinanzierung verlagert werden sollten, beziehungsweise in welcher Höhe die EEG-Umlage erhalten bleiben sollte. Der folgende Abschnitt beleuchtet den aus energiewirtschaftlicher Perspektive sinnvollen Umfang der Haushaltsfinanzierung und leitet daraus eine geeignete Ausgestaltungsvariante für diese Form der Haushaltsfinanzierung ab.

Zwar erscheint ein solches Modell der anteiligen Kostenwälzung (anteilig über Haushalt und Umlage) in der ersten Betrachtung eventuell komplex und aufwändig, da zwei verschiedene Wälzungsmechanismen kombiniert werden. Geht man jedoch davon aus, dass unabhängig von der Ausgestaltung der EEG-Umlage die anderen Umlagen (z. B. KWKG, §19 Stromnetzentgeltverordnung) weitergeführt werden, so ist der Aufwand einer Beibehaltung der EEG-Umlage beherrschbar, da die hierfür notwendigen Prozesse zur Abrechnung von Umlagen unabhängig von der EEG-Umlage weiterhin erhalten bleiben.

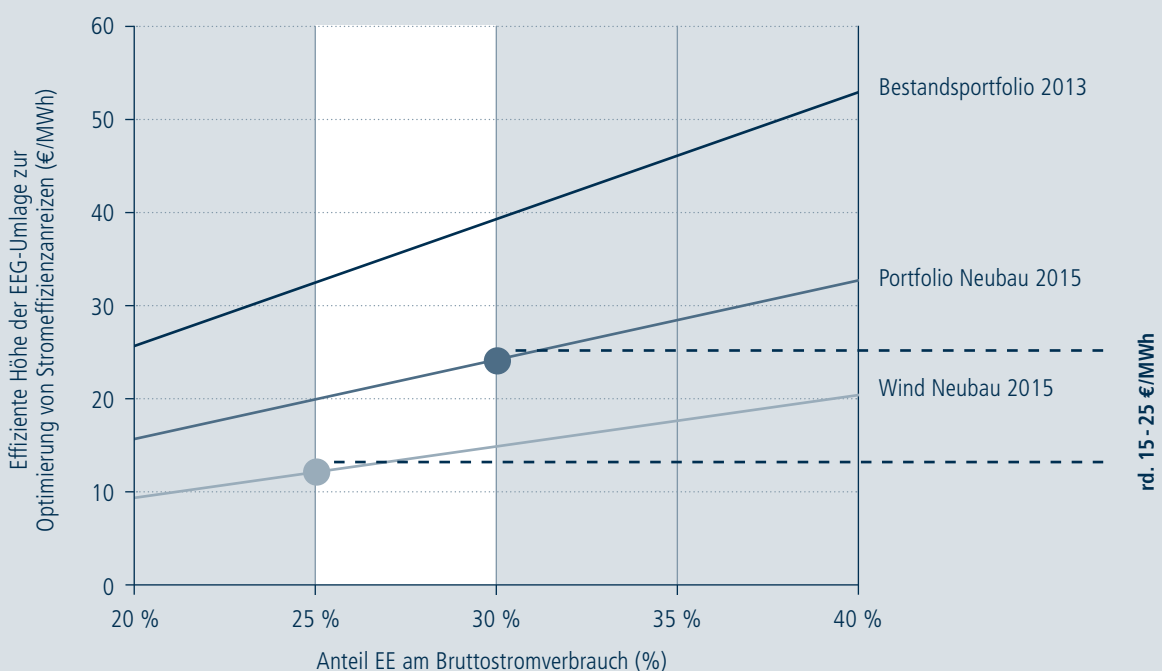
### 6.2.2 Ableitung eines sinnvollen Umfangs einer anteiligen Haushaltsfinanzierung

Eine sinnvolle Umlagehöhe ist dann gegeben, wenn dadurch nachfrageseitig ein *kosteneffizienter Beitrag zur EE-Zielrichtung* generiert wird. Nachfolgendes Beispiel verdeutlicht dies:

- Sind die gesellschaftlichen Ziele darauf gerichtet, einen bestimmten Anteil des Stromverbrauchs durch EE zu decken, so trägt auch jede durch Effizienzmaßnahmen vermiedene Megawattstunde Stromverbrauch dazu bei, dieses Ziel zu erreichen. Liegt das EE-Ziel z.B. bei 25 Prozent am Bruttostromverbrauch, so „vermeidet“ die Reduktion des Stromverbrauchs um 1 MWh genau 0,25 MWh zusätzliche Stromerzeugung aus EE: Dies ist ein Beitrag zur gesellschaftlichen Zielerreichung, die an anderer Stelle zu fördernde EE-Stromerzeugung kann reduziert werden und das notwendige Fördervolumen sinkt.
- Anhand dieser Überlegungen lässt sich ableiten, in welcher Höhe die EEG-Umlage liegen sollte, um sinnvolle Anreize zur effizienten Stromnutzung zu setzen. Abbildung 10 zeigt die Höhe der EEG-Umlage entsprechend dieser Logik unter verschiedenen Annahmen.

Abbildung 10:

**Effiziente Höhe der EEG-Umlage zur Setzung von Effizianzanreizen in Abhängigkeit des EE-Anteils (X-Achse) und der Annahmen zu den Differenzkosten des durch Energieeffizienz vermiedenen EE-Zubaus (Linien)**



Quelle: Eigene Darstellung.

- Die Linien veranschaulichen dabei, welcher Teil der Förderkosten (Förderkosten für das Bestandsportfolio, Neubauportfolio oder für den Zubau von Windkapazitäten) durch eine Maßnahme zur Steigerung der Stromeffizienz vermieden werden können. Je höher die spezifischen Kosten des EE-Ausbaus liegen, desto höher sollten auch die Anreize zur effizienten Stromnutzung durch die EEG-Umlage sein. Aus diesem Grund liegt z.B. die dunkelgraue Linie (Förderkosten Neubauportfolio) auf einem höheren Niveau als die hellgraue Linie (Förderkosten des Zubaus von Windkapazitäten).
  - Entlang der X-Achse der Abbildung wurden dabei Anteile der EE am Bruttostromverbrauch abgetragen. Die Linien steigen mit dem EE-Anteil an, da mit steigendem Anteil der EE auch der Beitrag von Maßnahmen zur Erhöhung der Stromeffizienz zur EE-Zielerfüllung zunimmt. So „vermeidet“ z.B. eine Reduktion des Stromverbrauchs bei einem EE-Anteil von 50 Prozent mehr EE-Erzeugung als bei 20 Prozent EE-Anteil. Daher ist es bei steigenden EE-Anteilen unter sonst gleichen Rahmenbedingungen effizient, die Anreize zur Stromeffizienz durch eine höhere EEG-Umlage zu erhöhen.
  - Geht man beispielsweise davon aus, dass der Zubau von neuen EE-Anlagen mit Differenzkosten von rund 60 Euro/MWh<sup>49</sup> verbunden ist, so vermeidet eine Verbrauchsreduktion um 1 MWh EE-Förderkosten von 15 Euro (25 Prozent von 60 Euro/MWh). Es wäre daher aus energiewirtschaftlichen Erwägungen heraus sinnvoll, alle Stromeffizienzmaßnahmen umzusetzen, die durch eine EEG-Umlage in Höhe von 15 Euro/MWh wirtschaftlich angereizt werden.<sup>50</sup> Abbildung 10 zeigt den Betrag einer unter diesen Annahmen effizienten EEG-Umlage in Abhängigkeit des EE-Anteils (untere helle Linie).
  - Geht man alternativ davon aus, dass Stromeffizienzmaßnahmen anteilig den Zubau von neuen EE-Anlagen mit den durchschnittlichen Differenzkosten des Neuanlagenportfolios in 2015 von rund 85 Euro/MWh<sup>51</sup> vermeiden, so liegt eine effiziente EEG-Umlage auf Höhe der mittleren Linie in Abbildung 10.
  - Orientiert sich die EEG-Umlage an den Differenzkosten des gesamten EEG-Bestandes in einer Größenordnung von rund 135 Euro/MWh<sup>52</sup>, so sind die entstehenden Anreize aus theoretischer Perspektive zu hoch bzw. ineffizient (obere schwarze Linie in Abbildung 10). Es werden Stromeffizienzmaßnahmen zu Kosten durchgeführt, die über den Kosten des Ausbaus zusätzlicher EE liegen (die sich an den Kosten neuer Anlagen orientieren). Dieser Effekt wird ggf. durch Privilegierungen einzelner Verbrauchergruppen und die damit verbundene Erhöhung der Umlage für andere Verbraucher weiter gesteigert.
- Angemessene Anreize für eine effiziente Stromnutzung dürften bei einem EE-Anteil zwischen rund 25 Prozent<sup>53</sup> und mittelfristig rund 30 Prozent eine EEG-Umlage in der Größenordnung von 15-25 Euro/MWh (entspricht 1,5-2,5 Cent/kWh) setzen (siehe weiß hervorgehobenen Bereich in Abbildung 10). Die genaue Höhe ist abhängig von Annahmen zum EE-Anteil und dem „verdrängten“ EE-Mix; hier sind weitere, detaillierte Analysen notwendig.
- Dabei gilt es zu beachten, dass die Entscheidungsstrukturen in Bezug auf Stromeffizienzmaßnahmen und insbesondere Investitionen in diesem Bereich in Realität deutlicher komplexer als hier dargestellt sind. Losgelöst von den hier vorgenommen theoretischen Betrachtungen bleibt

49 Z. B. neue Windkraftanlagen mit Erlösen einer anlegbaren Einspeisevergütung inkl. Managementprämie von 95 Euro/MWh bei rund 35 Euro/MWh Markterlösen.

50 Hierbei ist zu beachten, dass sich dieser Anreiz beim Verbraucher mit Anreizen der anderen Preisbestandteile (Großhandelskomponente, Netzentgelte usw.) überlagert. So lange die anderen Komponenten neben der EEG-Umlage jeweils sinnvoll dimensioniert sind, ist der in Summe entstehende Anreiz zur Stromeinsparung energiewirtschaftlich effizient.

51 Annahme basiert auf den Planungen des Referentenentwurfs des BMWi zum EEG 2014 und einem Markterlös von rund 35 Euro/MWh (BMWi 2014b: 04).

52 Annahme basiert auf den Planungen des Referentenentwurfs des BMWi zum EEG 2014 und einem Markterlös von rund 35 Euro/MWh (BMWi 2014b: 104).

53 Vorläufiger Wert für 2013 nach BMWi 2014b: 123.

jedoch festzuhalten, dass eine anteilige Herausnahme der (hohen) Differenzkosten des Bestandes aus der EEG-Umlage zwar die Anreize zur effizienten Stromnutzung absolut betrachtet senkt, dies jedoch aus energiewirtschaftlicher Sicht nicht zwangsläufig einen Nachteil darstellt bzw. sogar die Anreizstruktur verbessern kann.

Aus energiewirtschaftlicher Perspektive spricht daher nichts Grundsätzliches gegen eine (anteilige) Entlastung der EEG-Umlage von den Differenzkosten eines wesentlichen Teils des Anlagenbestandes. Dabei sollte jedoch ein hinreichend großer Sockel von Differenzkosten weiterhin per Umlage auf den Stromverbrauch finanziert werden, sodass z.B. aktuell eine EEG-Umlage in der Größenordnung von 15-25 Euro/MWh erhalten bleibt.

### 6.2.3 Fazit

Zur Bestimmung der im vorhergehenden Abschnitt ausgeführten Umlagehöhe empfiehlt sich insbesondere ein Mechanismus, der sich an den spezifischen Differenzkosten der jeweiligen Neuanlagengeneration orientiert. Dabei würde die EEG-Umlage von den Differenzkosten des Anlagenbestandes entlastet und sich in ihrer Höhe z.B. an dem Ergebnis der letzten EE-Auktionen orientieren. Dafür infrage käme insbesondere die Ausgestaltungsvariante 3b („dynamische Umlagehöhe“ in der Aufzählung im Abschnitt 6.2.1), da diese eine relativ genaue Steuerung der EEG-Umlage in Hinsicht auf die energiewirtschaftlich sinnvollen Einflussgrößen ermöglicht. Jedoch wäre auch Variante 1 („Kostenschnitt“) bei geeigneter Parametrisierung grundsätzlich denkbar. Innerhalb dieses Optionsraumes sind weitere Analysen notwendig, um eine abschließende Empfehlung abzuleiten.

Ein mögliches Vorgehen zur dynamischen Ermittlung der EEG-Umlage soll kurz an einem Umsetzungsszenario illustriert werden: So könnte beispielsweise jährlich anhand einer Prognose des EE-Anteils, der spezifischen EEG-Kosten von Neuanlagen und ihrer Markterlöse eine EEG-Umlage für das Folgejahr bestimmt werden. Die Höhe der EEG-Umlage würde sich wie im vorhergehenden Abschnitt vereinfacht beschrieben berechnen. Das Verfahren wäre damit ähnlich ausgestaltet, wie der bisherige Ablauf zur Bestimmung

der EEG-Umlage, wenngleich die aus dem angepassten Berechnungsvorgaben resultierende EEG-Umlage in einer deutlich niedrigeren Größenordnung läge. Die durch diese reduzierte EEG-Umlage entstehenden Einnahmen würden nicht mehr die gesamten EEG-Differenzkosten decken und die verbleibenden Beträge wären per Haushaltsfinanzierung zu kompensieren.

Im Folgenden wird die durch eine solche Ausgestaltung entstehende Verbraucherentlastung beleuchtet. Diese entspricht den dann per Haushalt zu finanzierenden Beträgen.

- Dazu wurde basierend auf Agora 2013c eine über den Zeitraum 2014 bis 2017 relativ stabile EEG-Umlage bei etwas sinkendem Volumen des nicht privilegierten Letztverbrauchs angenommen. Bei dieser Projektion sind die durch das EEG 2014 absehbaren Änderungen nicht berücksichtigt, daher ermöglichen diese Annahmen nur eine grobe Abschätzung der Größenordnungen der finanziellen Verbraucherentlastung.
- Basierend auf diesen Projektionen zur Entwicklung der EEG-Umlage und des nicht privilegierten Letztverbrauchs stellt nachfolgende Abbildung eine Entwicklung der durch die nicht privilegierten Letztverbraucher zu tragenden Kosten im Zeitverlauf dar (obere dunkle Linie).
- Geht man von einer EEG-Umlage in der Größenordnung von 15-25 Euro/MWh aus, so lässt sich abschätzen, um welches Volumen die Verbraucher entlastet würden. Die untere helle Linie zeigt den Finanzierungsbeitrag der nicht privilegierten Letztverbraucher bei 15 Euro/MWh EEG Umlage, die mittlere Linie zeigt den Finanzierungsbeitrag der nicht privilegierten Letztverbraucher bei 25 Euro/MWh EEG-Umlage.
- Dabei wurde auch angenommen, dass die bisherigen Privilegierungstatbestände (BesAR, ESP) nicht grundsätzlich angepasst werden. Wird hier die Finanzierungsbasis ausgeweitet, so könnte die Haushaltsfinanzierung entsprechend reduziert werden.

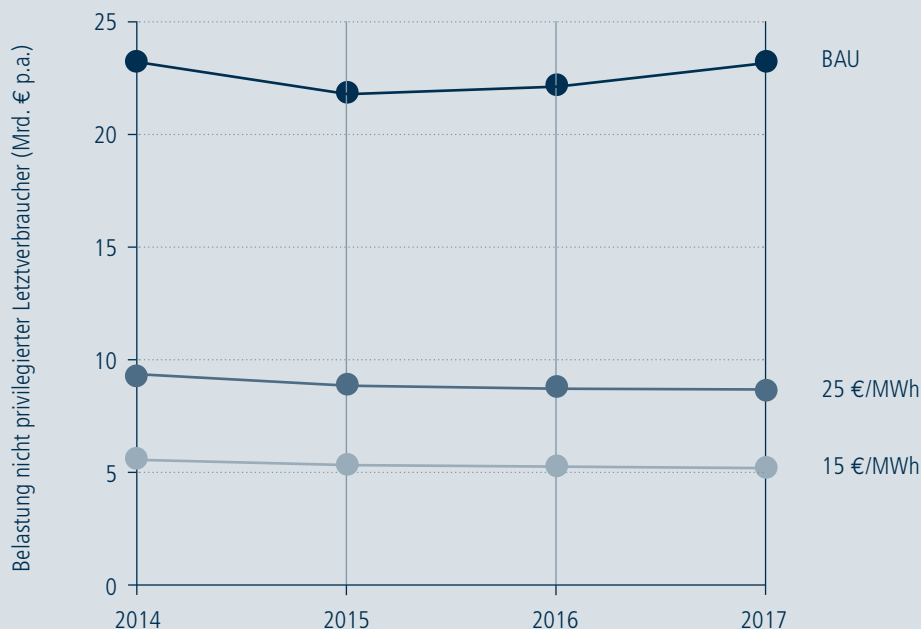
Wird die EEG-Umlage für den nicht privilegierten Letztverbrauch auf 15 bis 25 Euro/MWh reduziert, so würde dies insbesondere Haushalte und kleinere gewerbliche Stromverbraucher im Jahr 2015 um voraussichtlich ca. 13-16,5 Milliarden Euro (Differenz der mittleren/unteren Linie zur



Abbildung 11:

**Belastung der nicht privilegierten Letztverbraucher in Abhängigkeit von Annahmen zur Höhe der EEG-Umlage**

„BAU“ beschreibt das Business as usual-Szenario einer relativ stabilen EEG-Umlageentwicklung. Die mittlere und untere Linie beinhalten eine Absenkung der EEG-Umlage. Die Werte basieren auf der Annahme unveränderter Umlagezahlungen der privilegierten industriellen Stromverbraucher (die aktuell eine deutlich reduzierte EEG-Umlage zahlen, vgl. Abschnitt 6.3)



Quelle: Berechnungen auf Datenbasis Agora 2013c.

oberen Linie) entlasten. In den Folgejahren läge dieser Effekt, soweit absehbar in einer ähnlichen Größenordnung. Diese Beträge wären über den Haushalt zu finanzieren und könnten in Abhängigkeit von der finanziellen Leistungsfähigkeit des einzelnen Verbrauchers und anhand von verteilungspolitisch geeigneten Größen (z.B. Einkommen) refinanziert werden.

Die Abwägung zur Organisation der Finanzierung im Abschnitt 6.1 kommt aus Verbraucherperspektive zu folgenden Ergebnissen:

- Anreize für eine effizientere Stromnutzung: Durch eine nur anteilige Finanzierung der EEG-Förderkosten über den Haushalt wird gewährleistet, dass weiterhin Anreize für Stromeffizienzmaßnahmen bestehen. Eine in Hinblick auf Stromeffizienzmaßnahmen sinnvoll dimensionierte EEG-Umlage könnte aktuell in einer Größenordnung von 15-25 Euro/MWh (entspricht 1,5-2,5 Cent/kWh) liegen.

- Zur Bestimmung der Umlagehöhe empfiehlt sich insbesondere ein Mechanismus, der sich an den spezifischen Differenzkosten der jeweiligen Neuanlagengeneration orientiert. Dafür infrage käme insbesondere eine dynamische Ermittlung der Umlagehöhe anhand der spezifischen Differenzkosten von Neuanlagen, da dieses Verfahren eine relativ genaue Steuerung der EEG-Umlage in Hinblick auf die energiewirtschaftlich sinnvollen Einflussgrößen ermöglicht. Jedoch wäre auch Variante 1 („Kostenschnitt“) bei geeigneter Parametrisierung grundsätzlich denkbar.
- Wird die EEG-Umlage für den nicht privilegierten Letztverbrauch auf 15 bis 25 Euro/MWh reduziert, so würde dies Haushalte und kleinere gewerbliche Stromverbraucher im Jahr 2015 um voraussichtlich ca. 13-16,5 Milliarden Euro entlasten.



### 6.3 Die besondere Ausgleichsregel des EEG

Die besondere Ausgleichsregel des EEG 2012 ermöglicht eine Reduktion der EEG-Umlage für Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit einem hohen Stromkostenanteil an ihrer Bruttowertschöpfung. Dabei sind Absenkungen auf bis zu 0,05 Cent/kWh möglich, was weniger als ein Prozent der für 2014 erhobenen Umlage für nicht privilegierte Letztverbraucher entspricht. Im Rahmen des EEG-Wälzungsmechanismus sind die durch die Privilegierung stromintensiver Unternehmen fehlenden Zahlungen durch die anderen Stromverbraucher zu kompensieren. Wie verschiedene Analysen zeigen (z.B. Ökoinstitut 2013) hat die BesAR damit zu einer deutlichen Mehrbelastung der nicht privilegierten Verbraucher geführt.

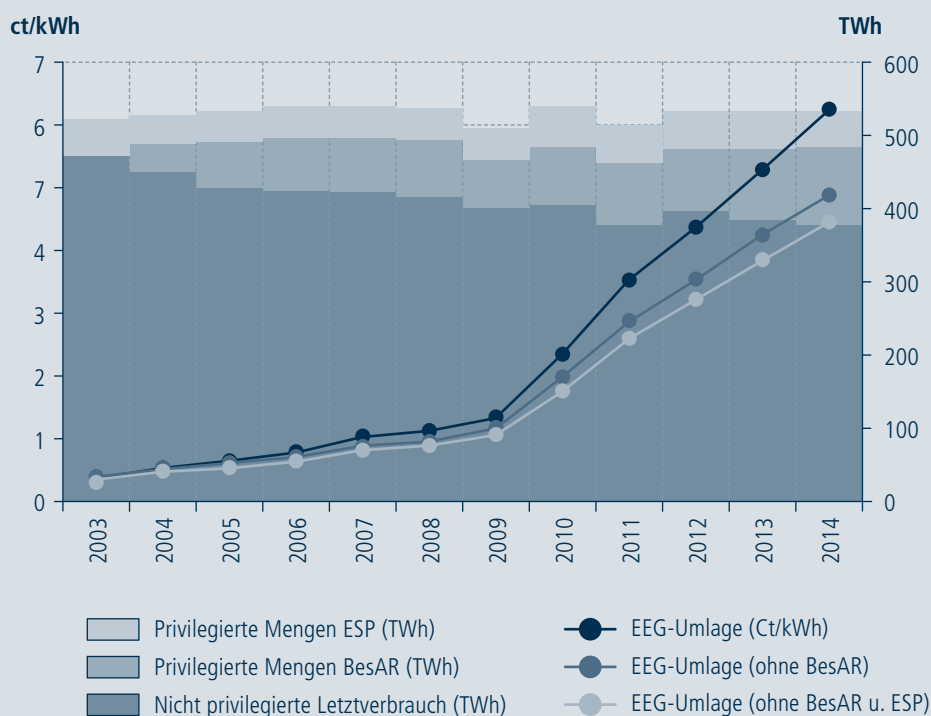
Nachfolgende Abbildung verdeutlicht den Umfang der durch die BesAR privilegierten Strommengen und die daraus resultierende Wirkung auf die EEG-Umlage. So zeigt die mittlere Linie die fiktive Höhe der EEG-Umlage, wenn alle bisher unter die BesAR fallenden Strommengen un-

ter die volle EEG-Umlage fallen würden. Der Vergleich mit der realen historischen Entwicklung der EEG-Umlage (obere Linie) zeigt, dass die EEG-Umlage signifikant durch die BesAR erhöht wird (rund 1,5 ct/kWh in 2014), dies zum Nachteil aller nicht privilegierten Stromverbraucher.

Die Anzahl der Unternehmen und der Strommengen, die von der BesAR profitieren, hat deutlich zugenommen (DIW 2013). Dies ist vor dem Hintergrund der in den letzten Novellierungen des EEG vorgenommenen Absenkung der Privilegierungskriterien sowie der steigenden EEG-Umlage und der damit einhergehenden Anreize zu interpretieren. Abbildung 12 verdeutlicht diese Entwicklung: So nehmen die hellgrauen Flächen im Zeitverlauf deutlich zu. So profitierten im Jahr 2013 bereits 1.716 Unternehmen bzw. Unternehmensteile (1.663 produzierendes Gewerbe/53 Schienenbahnen) mit insgesamt 2.295 Abnahmestellen von der Besonderen Ausgleichsregel (Bafa 2013). Die privilegierte Strommenge lag bei rund 95 TWh. Nach Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber könnte das Volumen in 2014 auf rund 107 TWh ansteigen (ÜNB 2013b).

Abbildung 12:

#### BesAR und Eigenstromprivileg



Quelle: Berechnungen auf Datenbasis BMU 2013b.

Inzwischen besteht daher auch ein weitreichender politischer Konsens, dass bestimmte Elemente der BesAR weiterentwickelt werden müssen, um die „Entsolidarisierung“ der Kostentragung einzudämmen (BMW 2014a).

### 6.3.1 Möglichkeiten der Weiterentwicklung

Die Kosten der EEG-Umlage resultieren in höheren Stromkosten. Diese haben für die betroffenen Branchen verschiedene Konsequenzen:

(1) Grundsätzlich können höhere Stromkosten Anreize zur Produktionsverlagerung ins Ausland, zur Standortschließung bzw. -verlagerung und allgemein zu Investitionszurückhaltung setzen. Vor dem Hintergrund der im Ausland z. T. niedrigeren Umweltstandards, können sich hieraus umweltpolitische Nachteile ergeben (vgl. Ecorys 2013; DB Research 2013). Dies verbunden mit eventuellen Nachteilen für den Wirtschaftsstandort Deutschland, ggf. Konsequenzen auch auf den Arbeitsmarkt und damit auch für die Arbeitnehmer. Hier soll die Privilegierung der betroffenen Unternehmen gesteuert werden.

(2) Gleichzeitig ist zu beachten, dass höhere Stromkosten auch in der Industrie durchaus sinnvolle Anreize für Investitionen in Stromeffizienzmaßnahmen setzen können. Ist die EEG-Umlage in ihrer Höhe sinnvoll dimensioniert (vgl. Abschnitt 6.2), so würde eine Privilegierung diese Anreize reduzieren und wäre daher unter Effizienzgesichtspunkten kontraproduktiv.

Je nach Branche werden diese Effekte unterschiedlich stark wirken. Eine nachvollziehbare Begründung für eine Privilegierung bestimmter Branchen/Unternehmen betrifft insbesondere Unternehmen (vgl. auch DIW 2013), die:

- (1) grundsätzlich eine stromintensive Wertschöpfung aufweisen. Nur bei diesen Unternehmen dürfte der Einfluss der Stromkosten einen relevanten Wettbewerbsnachteil darstellen;
- (2) stark im internationalen Wettbewerb mit Ländern stehen, in denen die Stromkosten deutlich niedriger liegen als in Deutschland. Dabei ist zu

berücksichtigen, dass die deutschen Strompreise auf Großhandelsebene durch den Merit-Order Effekt der EE-Einspeisung deutlich gesunken sind. Die Vorteile hieraus kommen insbesondere Großverbrauchern zugute, sodass hieraus auch ein positiver Effekt für diese Unternehmen resultiert;<sup>54</sup>

(3) kaum die Möglichkeit haben, ihre Stromeffizienz kosteneffizient weiter zu steigern, z. B. weil bei den jeweiligen Technologien kaum noch Verbesserungspotenzial besteht.

Die relevanten Unternehmen zielgenau zu adressieren und gleichzeitig übermäßige Komplexität zu vermeiden, stellt eine große Herausforderung dar, wie zum Beispiel auch die Erfahrungen zum EU-ETS zeigen. Trotzdem ist diese Aufgabe zeitnah anzugehen, um ungerechtfertigte Privilegierungen und damit Belastungen der anderen Verbraucher zu vermeiden.

### 6.3.2 Fazit

Eine Herausnahme der Differenzkosten der Bestandsanlagen aus der EEG-Umlage (vgl. Abschnitt 6.1.2), würde die Umlagehöhe deutlich absenken und daher auch die Notwendigkeit einer darüber hinausgehenden Privilegierung bestimmter Großverbraucher oder Branchen reduzieren. Auch der Umfang der Privilegierungsregelungen könnte daher stark gesenkt werden. Sollten detailliertere Analysen ergeben, dass auch unter diesen Voraussetzungen weiterhin stromintensive Unternehmen/Branchen existieren (1), die stark im internationalen Wettbewerb stehen (2) und bei denen keine geeigneteren Gegenmaßnahmen bestehen (3), dann wäre dort eine weitere Privilegierung erforderlich. Eine Privilegierung wäre aus industriepolitischen Erwägungen außerdem weiterhin erforderlich, wenn der bestehende Ausgleichsmechanismus erhalten bliebe, weil eine Haushaltsfinanzierung nicht durchsetzbar oder gewollt ist.

Für eine Bestimmung der zu privilegierenden Unternehmen bestehen interessante Möglichkei-

<sup>54</sup> Dieses Argument führt z. B. im Reformvorschlag der Agora Energiewende zu der Forderung, Großverbraucher mit einer EEG-Umlage mindestens in der Höhe des strompreisdämpfenden Effekts der EE zu belasten (Agora 2013: 14).

ten beispielsweise in der Anwendung von Benchmarkverfahren, die sinnvolle Energieeffizienzreize erhalten, gleichzeitig aber Standortverlagerungen verhindern (z. B. DIW 2013). Die in Abschnitt 6.1.2 vorgeschlagenen Anpassungen der Eigenverbrauchsregelungen, machen dabei zum Teil komplexe Sonderregelungen für die Überschneidung von Eigenstromregelungen und sonstigen Privilegierungen unnötig und dienen damit auch der Transparenz.

Die oben dargestellte Abwägung zur Anpassung der Ausgleichsregelung (BesAR) kommt aus Verbraucherperspektive zu folgenden Ergebnissen:

- Fokussierung der Besonderen Ausgleichsregelungen: Der Umfang der Besonderen Ausgleichsregelung des EEG für stromintensive Unternehmen sollte aus Verbraucherperspektive deutlich reduziert und auf Unternehmen beschränkt werden, die nachweislich im internationalen Wettbewerb stehen.
- Sofern die Finanzierungsbasis wie oben skizziert auf eine (anteilige) Haushaltsfinanzierung umgestellt wird, sinkt zudem die Notwendigkeit von Ausnahmeregelungen, da die Höhe der EEG-Umlage als Stromkostenbestandteil stark abnehmen würde.

## 6.4 Das EEG-Eigenstromprivileg

In diesem Abschnitt wird das sogenannte Eigenstromprivileg (ESP) des EEG diskutiert, welches unter gewissen Rahmenbedingungen eine vollständige Befreiung des betroffenen Stromverbrauchs von der EEG-Umlage ermöglicht.

### 6.4.1 Voraussetzungen und Defizite

Voraussetzung für die Nutzung des ESP ist insbesondere, dass der Verbraucher des Stroms zugleich der Betreiber der Erzeugungsanlage ist. Bei Modellen, die ab dem 1.9.2011 umgesetzt wurden, ist es zudem erforderlich, dass Stromverbrauch und -erzeugung in einem räumlichen Zusammenhang zueinander stehen oder vor dem Netz der allgemeinen Versorgung zusammenkommen. In solchen Konstellationen wird auf die er-

zeugte Strommenge keine EEG-Umlage fällig. Damit generiert das EEG über das ESP einen Anreiz für die Investition in geeignete Anlagen zur Stromerzeugung. Im Folgenden wird die unter die Voraussetzungen des ESP fallende Erzeugung auch als „ESP-Strom“ bezeichnet.

Aufgrund der o. g. Voraussetzungen für eine Umlagebefreiung liegt der Schwerpunkt der Anwendung des ESP auf dezentralen Erzeugungsmodellen außerhalb des allgemeinen Versorgungsnetzes, so z. B. wenn industrielle Verbraucher sich vor dem Netz der allgemeinen Versorgung aus einer KWK-Anlage versorgen (Objektversorgung in „Arealnetzen“). Darüber hinaus haben in den letzten Jahren Modelle an Bedeutung gewonnen, bei denen Verbraucher sich etwa aus PV-Anlagen selbst versorgen (vgl. Energy-Brainpool 2013: 17-18). Der Stromverbrauch ist in diesem Rahmen bei einer Identität von Erzeuger und Verbraucher vollständig von der Zahlung der EEG-Umlage befreit.

Im Rahmen der aktuellen Ausgestaltung des ESP sind insbesondere die folgenden Defizite zu verzeichnen:

- Die unter das ESP fallenden Strommengen führen zu Mindereinnahmen des EEG-Kontos, die von den übrigen Verbrauchern durch eine höhere Umlage ausgeglichen werden müssen (vgl. z. B. Öko-Institut 2013). Insbesondere vor diesem Hintergrund ist das ESP in den Fokus der öffentlichen Diskussion und Kritik geraten. Abbildung 12 (Seite 77) illustriert die unter das ESP fallenden Mengen und die Wirkung auf die Höhe der EEG-Umlage. Aus Verbrauchersicht ist das ESP daher kritisch zu diskutieren. Wenngleich das unter das ESP fallende Volumen in den letzten Jahren (primär resultierend aus Änderungen des Rechtsrahmens im EEG 2012) stagniert hat, wird davon ausgegangen, dass es durch die steigende EEG-Umlage wieder an Bedeutung gewinnt (vgl. EnergyBrainpool 2013: 17-18).
- Eine Belastung der Verbraucher durch das ESP wäre dann (unter weiteren Bedingungen) angemessen, wenn das ESP primär die Stromerzeugung aus EE fördern würde. Unter dieser Voraussetzung könnte durch die Förderung der Stromerzeugung aus EE durch das ESP an ande-

rer Stelle eine geringere EE-Menge ausgebaut werden (z. B. müssten weniger Mengen durch eine gleitende Marktprämie angereizt werden), was die Stromverbraucher entlasten würde. Hervorzuheben ist jedoch, dass der von der EEG-Umlage befreite Stromverbrauch nicht aus EE stammen muss und in der Realität auch überwiegend nicht stammt (vgl. DIW 2013: 8). Zwar stammt ein Großteil der vom ESP betroffenen fossilen Erzeugung aus KWK-Anlagen, jedoch kommt das ESP auch auf kohle- oder erdgasbasierte Stromerzeugung aus Kondensationsanlagen ohne KWK-Anteil zur Anwendung.

- Auch bei der Anwendung nur auf die Stromerzeugung aus EE (d. h. also beispielsweise Eigenenerzeugung aus PV-Anlagen) ist das ESP nicht unproblematisch, denn es kann in seiner heutigen Ausprägung ineffiziente Anreize für den Einsatz von und die Investition in Erzeugungsanlagen (konventionell oder erneuerbar) setzen. Dies ist insbesondere auch darauf zurückzuführen, dass sich die EEG-Umlage in ihrer heutigen Form an den hohen Förderkosten der EEG-Bestandsanlagen bildet und damit tendenziell überhöhte Anreize setzt. Dies soll im Folgenden an zwei (vereinfachten) Beispielen illustriert werden:
  - Fehlanreize für Einsatzentscheidungen: Das ESP stellt die unter das ESP fallende Erzeugung aus Sicht des Betreibers der Anlage wirtschaftlich deutlich besser gegenüber dem Bezug von Strom von anderen Erzeugungsanlagen bzw. über den Strommarkt. Der Betreiber der Anlage wird die vom ESP betroffene Anlage daher vorrangig beziehungsweise (relativ) unabhängig von den Preissignalen des Strommarktes einsetzen. Das ESP verzerrt damit die, hinsichtlich der Steuerung des Kraftwerkseinsatzes, effizienten Signale des Strommarktes. Eine (fiktiv denkbare) Konstellation wäre beispielsweise, dass ein unter das ESP fallendes Gasturbinenkraftwerk in einer Stunde im Betrieb ist, obwohl an anderer Stelle in Deutschland ein deutlich energie- und kosteneffizienteres Gas- und Dampfturbinenkraftwerk (GuD) stillsteht. Dies wäre eine direkt ersichtliche energiewirtschaftliche Ineffizienz.
  - Fehlanreize für Investitionsentscheidungen: Das ESP kann Fehlanreize mit Wirkung auf Investitionsentscheidungen entfalten. Es sei angenommen, dass eine (fiktive) EE-Erzeugungstechnologie zu Vollkosten von 80 Euro/MWh und bei einem Strommarktpreis von 35 Euro/MWh zu Differenzkosten von 45 Euro/MWh zur Verfügung steht und durch eine Förderung nach EEG zugebaut werden kann. Zeitgleich wäre es in geeigneten Konstellationen jedoch betriebswirtschaftlich sinnvoll (unter Nutzung des ESP), in fossile oder erneuerbare Erzeugungstechnologien zu investieren, die Vollkosten haben, die über 80 Euro/MWh liegen und damit tendenziell weniger effizient wären. So wären mit ESP Vollkosten von rund 97,4 Euro/MWh (Strompreis 35 Euro/MWh + EEG-Umlage 62,4 Euro/MWh) betriebswirtschaftlich noch sinnvoll (stark vereinfacht und ohne Berücksichtigung weiterer Stromkostenbestandteile wie Netzentgelte usw.)
- Wenn die wirtschaftlichen Anreize des ESP bei der Dimensionierung der EEG-Förderung nicht vollständig und korrekt antizipiert werden, dann führt dies zu Mitnahmeeffekten bei den Nutzern des ESP. So profitiert vermutlich ein Großteil der in den letzten Jahren basierend auf dem ESP in Betrieb gegangenen Projekte von dem unerwartet starken Anstieg der EEG-Umlage. Diese Effekte müssen von anderen Stromverbrauchern kompensiert werden. Die zum Teil komplexen Überlagerungen verschiedener Anreizstrukturen bei der Stromerzeugung vor dem Netz der allgemeinen Versorgung (insb. ESP, Stromsteuerbefreiung, Netzentgeltvermeidung) lassen eine angemessene Ex-ante-Dimensionierung der EEG-Förderung unter Antizipation der Anreizwirkung des ESP als unwahrscheinlich erscheinen, auch wenn dieses Defizit durch lernende Mechanismen (wie Ausschreibungen) sicherlich zum Teil kompensiert werden kann.

- In der Überlagerung mit den Anreizen durch die Vermeidung von Netzentgelten und anderen Privilegierungstatbeständen führt das ESP zu hohen Anreizen für die Stromerzeugung vor dem Netz der allgemeinen Versorgung mit damit einhergehenden Einnahmeausfällen bei anderen Umlagen, Abgaben und Steuern (z. B. Öko-Institut 2013: 15) und ggf. Mehrbelastungen für alle anderen Verbraucher. Darüber hinaus entstehen energiewirtschaftliche Ineffizienzen im Netzbereich durch zu hohe Anreize zur Erzeugung vor dem Netz.

#### 6.4.2 Möglichkeiten der Weiterentwicklung

Um die beschriebenen Defizite aus Verbrauchersicht zu adressieren, sollten insbesondere die folgenden Anknüpfungspunkte zur Weiterentwicklung des ESP untersucht werden:

##### *Variante 1: Fokussierung des (heutigen) ESP*

- Das ESP sollte auf die Stromerzeugung aus EE fokussiert werden, um Fehlanreize und eine damit einhergehende steigende Verbraucherbelastung zu vermeiden. Die Förderung der dezentralen Stromerzeugung (in KWK) aus fossilen Energieträgern ist ggf. an anderer Stelle geeignet anzureizen bzw. zu steuern.
- Variante 1 sollte nur erwogen werden, wenn die EEG-Umlage sinnvoll von den Förderkosten der EEG-Bestandsanlagen entlastet wird (vgl. Abschnitt 6.1.2). Sonst besteht die Gefahr von Fehlanreizen weiter fort.
- Unter diesen Rahmenbedingungen kann mit der Stromerzeugung von EEG-fähigen Anlagen, die das ESP nutzen könnten, wie folgt umgegangen werden:
  - (a) Die *Stromerzeugung* aus EEG-förderfähigen Anlagen, die im räumlichen Zusammenhang verbraucht wird, erhält *keinerlei direkte Förderung* (z. B. wird keine Einspeisevergütung und keine gleitende Prämie ausbezahlt). Im Gegenzug wäre jedoch der Stromverbrauch, der aus diesen EE-Anlagen gedeckt wird, *nicht mit der*

*EEG-Umlage zu belasten.* Dies entspricht der Stoßrichtung des heutigen ESP bzw. des früheren Grünstromprivilegs. Da die EEG-Umlage jedoch von den Förderkosten der EEG-Bestandsanlagen entlastet wurde, sind die Anreize in ihrer Höhe deutlich reduziert.

(b) Um Fehlanreize zu vermeiden, sollte geprüft werden, ob darüber hinaus die anteilige Kombination von Versorgung vor dem Netz der allgemeinen Versorgung mit EEG-Umlagebefreiung und geförderter Netzeinspeisung (Förderzahlungen auf die Netzeinspeisung von Überschussstrom) verhindert werden sollte. Anlagenbetreiber müssten sich also (mindestens für längere Zeitabschnitte) für eine der Betriebsvarianten entscheiden. Dadurch kann eine Überförderung der betroffenen Anlagen vermieden werden.

- Ist das „Eigenstromprivileg“ dergestalt angepasst, könnte auf eine Ausgestaltung in Abhängigkeit von der Betreibereigenschaft des Stromverbrauchers eventuell sogar verzichtet werden. Das ESP könnte dann auch für Dritte, also z. B. Contractoren geöffnet werden.

##### *Variante 2: Symmetrische Förderung*

- Die Förderung durch das EEG (z. B. in Form einer „gleitenden Prämie“) würde für die gesamte Stromerzeugung aus EE erfolgen, und zwar unabhängig davon, ob eine Einspeisung ins Netz der allgemeinen Versorgung stattfindet oder ob ein Eigenverbrauch vorliegt. Auch *ESP-Strommengen wären förderfähig*.<sup>55</sup> Dabei ist zu beachten, dass auch diese Strommengen zur EE-Zielerfüllung beitragen und insofern ein Anreiz gerechtfertigt ist.
- Im Gegenzug wäre dann jedoch der *ESP-Strom vollständig mit der EEG-Umlage* in voller Höhe zu belasten. Bei Kleinstanlagen (z. B. Plug-in-PV) kann dies eventuell nicht flächendeckend kontrolliert werden, durch die in Abschnitt 6.1.2 diskutierte Anpassung der Umlagehöhe würden jedoch die hier wirkenden Anreize bereits deutlich reduziert.

55 Dies auch Rückgriff auf eine kaufmännisch-bilanzielle Durchleitung.



*Unabhängig* von der Art der Weiterentwicklung des ESP sollten die folgenden Punkte berücksichtigt werden:

- Im aktuellen Marktumfeld wird der Zubau von KWK-Anlagen zum erheblichen Anteil durch das ESP angereizt. Da sich die Höhe der EEG-Umlage jedoch anhand von Einflussfaktoren bildet, die nicht mit der Kostensituation oder dem Nutzen der KWK aus Systemperspektive zusammenhängen, kann nicht gewährleistet werden, dass die hier bestehenden Anreize sinnvoll dimensioniert sind (sie könnten zu hoch oder ggf. zu niedrig sein). Eine Förderung der KWK-Anlagen über die Befreiung von der EEG-Umlage ist daher nicht zielgenau und somit nicht effizient. Wenn das bestehende ESP wegfällt oder eingeschränkt wird, hätte dies gleichwohl negative Auswirkungen auf die Investitionen in KWK-Anlagen. Soll der KWK-Ausbau aus Klimaschutz Gesichtspunkten und Gründen der Energieeffizienz weitergeführt werden, ist es erforderlich, bei einer Einschränkung des Eigenstromprivilegs die ESP für den Bau von KWK-Anlagen an anderer Stelle zu erhöhen. Der Zubau effizienter fossiler KWK-Anlagen sollte daher durch einen sinnvollen Anreiz in anderen Gesetzen, vorzugsweise im KWKG, bedarfsgerecht sichergestellt und gesteuert werden.
- Anlagen, die Stromverbraucher vor dem Netz der allgemeinen Versorgung beliefern, erhalten gegenwärtig einen Anreiz dadurch, dass sie die Zahlung von Netzentgelten vermeiden. „Dezentrale“ Anlagen sollten einen energie-wirtschaftlich sinnvollen Anreiz aus der Vermeidung von Netzentgeltzahlungen bekommen (und nicht ggf. indirekt durch das ESP). Dazu ist die Netzentgeltsystematik so zu fassen, dass die Höhe der Netzentgelte möglichst treffsicher die Kosten von Netzausbau und -betrieb widerspiegelt.<sup>56</sup> Dann bestehen Anreize für „dezentrale“ Anlagen durch die Vermeidung

von Netzentgelten genau in der Höhe, in der sie auch Kosten im Netz vermeiden. Die darin bestehenden Vorteile würden ggf. Betreibern von betroffenen EE-Anlagen in einer Auktionierung von Förderzahlungen offengelegt, was indirekt auch den Verbrauchern in Form von niedrigeren Geboten (d.h. Förderkosten) zugutekommen würde. Andere Kostengrößen, die in Abhängigkeit des Stromverbrauchs oder -bezugs erhoben werden (z.B. KWKG-Umlage und Stromsteuer), sollten in diesem Kontext überdacht werden.

- Für Bestandsinvestitionen, die basierend auf historischen Eigenverbrauchsregelungen getätigt wurden (z.B. industrielle KWK, Wasser- und Abwasserbranche), sind aus Gründen des Vertrauensschutzes ggf. separate Regelungen sinnvoll bzw. notwendig. Die hiermit verbundenen Fragestellungen werden in der vorliegenden Studie nicht vertieft.<sup>57</sup>

#### 6.4.3 Fazit

Der Beitrag der Stromerzeugung aus EE zu den gesellschaftlich/politischen Zielen ist unabhängig davon, ob der erzeugte Strom selbst genutzt wird oder nicht (1 MWh = 1 MWh). Daraus folgt, dass es energiewirtschaftlich grundsätzlich nicht sinnvoll ist, die Anreizhöhe in Abhängigkeit der Distanz von Erzeugung und Verbrauch (räumlicher Zusammenhang) oder der Betreiberidentität unterschiedlich zu dimensionieren. Jede Abweichung von diesem Prinzip kann grundsätzlich zu Fehlanreizen führen, die Investoren zur Optimierung nutzen. Die hieraus entstehenden Margen für Produzenten gehen zulasten der Verbraucherinnen und Verbraucher durch eine steigende Umlage.<sup>58</sup>

Variante 2 hat daher gegenüber Variante 1 einen Vorteil darin, dass die gesamte Stromerzeugung aus EE transparent die gleichen Anreize erhält. Alle Ausnahmen und Sonderregelungen, die

<sup>56</sup> Dies ist insbesondere im Segment der Standardlastprofilkunden aktuell nicht der Fall.

<sup>57</sup> Die Eckpunkte zur Reform des EEG aus dem Januar 2014 machen mit der Fixierung der Umlagebefreiung für Bestandsanlagen auf den Stand des Jahres 2013 hier bereits einen konkreten Vorschlag (BMWi 2014a).

<sup>58</sup> Dies gilt zumindest dann, wenn der Gesetzgeber diese Anreize nicht vollständig bei der administrativen Bestimmung der Förderhöhe antizipiert hat bzw. diese Anreize nicht in der Auktion offengelegt werden.



die Gefahr von Ineffizienzen und Mitnahmeeffekten auf Verbraucherkosten beinhalten, können somit weitreichend und robust vermieden werden. Durch eine Vermeidung von Asymmetrien zwischen den „Anreizen durch das ESP“ und der „Förderung durch eine gleitende Prämie“ werden direkt Ineffizienzen in der Stromerzeugung vermieden (1), Ineffizienzen im Netzbereich reduziert (2), wird die Basis auch anderer Finanzierungsmechanismen stabilisiert (3) und werden Mehrbelastungen der Verbraucherinnen und Verbraucher durch Mitnahmeeffekte verhindert (4).

Da die hier vorgeschlagene Anpassung am ESP ggf. gewissen zusätzlichen Messaufwand erfordert und die Einhaltung bei Kleinanlagen (Kleinst-PV) nur schwer kontrolliert werden kann, ist ggf. eine Bagatellgrenze sinnvoll. Diese sollte jedoch aus den zuvor ausgeführten Gründen restriktiv und insbesondere nur auf die Stromerzeugung aus EE zur Anwendung kommen.

Die oben dargestellte Abwägung zum EEG-Eigenstromprivileg kommt aus Verbraucherperspektive zu folgenden Ergebnissen:

- Reduktion des Eigenstromprivilegs: Aus Perspektive der Verbraucherinnen und Verbraucher sollte das Eigenstromprivileg gestrichen oder jedenfalls stark beschränkt werden, da es zu einer zunehmenden Ungleichverteilung der EE-Förderkosten führt. Im Gegenzug sollte jede Stromerzeugung aus EE, unabhängig von der Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung, den gleichen Förderanspruch haben.
- KWK-Anreize separat setzen: Negative Auswirkungen von Änderungen am Eigenstromprivileg auf Investitionen in dezentrale KWK-Anlagen sollten ggf. durch Anreize an anderer Stelle (vorzugsweise im KWKG) kompensiert werden.

## 6.5 Verrechnung der EEG-Umlage in Überschussituationen

Stromverbrauch, der zu Zeiten stattfindet, in denen Strom aus EE abgeregelt wird, leistet einen Beitrag zur Integration der EE und kann dazu beitragen, die Systemkosten zu senken. Stunden mit Abregelung der EE werden im Folgenden als Überschussstunden bezeichnet. Sollte die EEG-Umlage nicht um die Differenzkosten der Bestandsanlagen entlastet werden, könnte die EEG-Umlage für bestimmte Verbraucher zeitabhängig reduziert oder ausgesetzt werden.

Dies soll anhand des folgenden Beispiels verdeutlicht werden. Geht man davon aus, dass die EE-Ausbauziele in Form eines technologieunabhängigen Anteils am Bruttostromverbrauch formuliert sind, trägt ein zusätzlicher Stromverbrauch in Überschussstunden sogar indirekt zur Zielerreichung bei:

- Ein zusätzlicher Stromverbrauch in einer Überschussstunde von 1 MWh steigert den Bruttostromverbrauch gleichermaßen um rund 1 MWh. Dieser Stromverbrauch führt über Marktinteraktionen dazu, dass eine EE-Anlage nicht abgeregelt werden muss: Die EE-Erzeugung steigt daher indirekt gleichermaßen um 1 MWh. Erhöht man jedoch Bruttostromverbrauch und EE-Erzeugung gleichermaßen um 1 MWh, so führt dies dazu, dass der EE-Anteil (EE-Erzeugung/Bruttostromverbrauch) ansteigt: Zusätzlicher Stromverbrauch in Überschussituationen leistet also einen indirekten Zielbeitrag.

Vor diesem Hintergrund wäre ggf. zu prüfen, ob bestimmter Stromverbrauch, der die Abregelung von EE zu vermeiden hilft, zumindest von der EEG-Umlage zu befreien und damit anzureizen ist.

- Dazu wäre zu konkretisieren, wie Überschussstunden zu definieren sind. In erster, wenn gleich grober, Näherung werden EE marktbedingt dann abgeregelt, wenn der Strompreis unterhalb der negativen gleitenden Prämie liegt. Vereinfachend könnte man dies jedoch auch bei negativen Strompreisen annehmen. Überschussstunden könnten also anhand der Strompreise definiert werden.

- Fraglich ist darüber hinaus, wie ein „zusätzlicher Stromverbrauch“ zu definieren wäre, der von einer solchen Befreiung profitieren könnte. Dabei gilt es im Verbraucherinteresse, diese Definition nicht zu weit zu fassen. Beispielsweise wäre es also möglich, nur den Stromverbrauch bestimmter flexibler Verbraucher (z. B. Elektroheizkessel, Stromspeicher, „Power to Gas“) zu befreien. Eine weitere Einschränkung könnte über das Inbetriebnahmejahr erreicht werden.

Bestimmte effiziente Flexibilitätsoptionen werden wirtschaftlich entlastet und ihre Anreize für ein effizientes Einsatzverhalten werden gestärkt. Der EE-Anteil kann erhöht werden, ohne dass in zusätzliche EE-Anlagen (kostenintensiv) investiert werden muss. Diese Anpassungen sind insbesondere dann sinnvoll, wenn die EEG-Umlage nicht grundsätzlich angepasst wird (vgl. Abschnitt 6.1.2). Wenngleich durch diese Anpassungen keine direkte Verbraucherentlastung resultiert, können die entstehenden Effizienzvorteile mittelfristig auch den Verbrauchern zugutekommen.

## 7. Rechtliche Bewertung der Reformelemente für ein verbraucherfreundliches Umlagesystem (Eigenerzeugung und Privilegierungstatbestände)

### 7.1 Europarechtliche Bewertung

#### 7.1.1 *Einschränkung der Privilegierungen stromintensiver Unternehmen*

Im Hinblick auf Privilegierungen für stromintensive Unternehmen ist zu untersuchen, inwieweit die vorgeschlagenen Regelungen mit dem europäischen Beihilferecht vereinbar sind. Nach Art. 107 Abs. 1 Vertrag über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV)<sup>59</sup> sind staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen gleich welcher Art, die durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen, mit dem Binnenmarkt unvereinbar, soweit sie den Handel zwischen Mitgliedstaaten beeinträchtigen. Nach Art. 107 Abs. 3 AEUV können u. a. Beihilfen zur Förderung wichtiger Vorhaben von gemeinsamem europäischem Interesse (Nummer b) oder Beihilfen zur Förderung der Entwicklung gewisser Wirtschaftszweige oder Wirtschaftsgebiete (Nummer c) als mit dem Binnenmarkt vereinbar angesehen werden.

Nach Auffassung der Gutachter handelt es sich zwar beim EEG-Ausgleichsmechanismus schon insgesamt nicht um eine Beihilfe, sodass auch eine Befreiung von der EEG-Umlage nicht als Beihilfe qualifiziert werden könnte. Wie bereits ausgeführt, prüft die EU-Kommission jedoch aktuell in einem Beihilfeverfahren mit offenem Ausgang, ob es sich bei den Ausnahmeregelungen zur EEG-Umlagezahlung (Besonderen Ausgleichsregelung) um eine rechtswidrige Beihilfe handelt. Dabei geht die Kommission davon aus, dass es sich beim EEG

um eine Beihilfe handelt und damit auch eine Ausnahmeregelung grundsätzlich als Beihilfe eingestuft werden könnte. Eine Ausnahmeregelung von der EEG-Umlage kann also nur dann rechtmäßig sein, wenn sie als Beihilfe gerechtfertigt ist. Eine Rechtfertigung als Beihilfe wäre im Übrigen auch dann erforderlich, wenn eine reduzierte Kostenbelastung im Rahmen einer steuerfinanzierten Finanzierung erfolgen würde. Die EU-Kommission äußert allerdings starke Zweifel an der Rechtfertigung der Ausnahmeregelung für die stromintensive Industrie als Beihilfe (Europäische Kommission C(2013) 4424 final). Nach Auffassung der EU-Kommission käme eine Rechtfertigung nur in Betracht, wenn durch die Ausnahmeregelungen eine Abwanderung von bestimmten Industriezweigen in Länder außerhalb der EU bestehe. Hierzu seien eine gewisse Handelsintensität des jeweiligen Sektors mit Drittstaaten sowie eine substantielle Erhöhung der Produktionskosten durch die Umlagezahlungen erforderlich. In dem Entwurf für die Beihilfeleitlinien vom März 2014 sieht die Kommission nunmehr allerdings insgesamt 65 Branchen vor, für die eine reduzierte Belastung aus Förderkosten für erneuerbare Energien in Betracht kommt (Europäische Kommission, Entwurf Beihilfeleitlinien, 2014). Insgesamt zeigt sich damit eine sehr großzügige Bewertung für die Einbeziehung von Branchen in mögliche Ausnahmeregelungen für die Zahlung von Förderkosten für erneuerbare Energien.

Vor diesem Hintergrund ist davon auszugehen, dass die vorgeschlagenen Beschränkungen der Privilegierung für stromintensive Unternehmen mit dem Beihilferecht grundsätzlich verein-

<sup>59</sup> Konsolidierte Fassung bekannt gemacht im ABl. EG Nr. C 115 vom 9.5.2008: 47.

bar sind, da sie die auch von der EU-Kommission in den Beihilfeleitlinien angestrebte Beschränkung auf Unternehmen im internationalen Wettbewerb vorsehen. Eine konkretere Abschätzung zur detaillierten Ausgestaltung eines neuen Privilegierungstatbestands erscheint zwar erst möglich, wenn die Beihilfeleitlinien abschließend vorliegen und eine Entscheidung in dem Beihilfeverfahren erfolgt ist. Unabhängig davon kann aber bereits zum jetzigen Zeitpunkt davon ausgegangen werden, dass jede Form der Beschränkung der Ausnahmeregelungen von der Umlagezahlung die Risiken einer europarechtlichen Vereinbarkeit des Umlagemechanismus jedenfalls deutlich reduziert. Ein erhöhtes Risiko dürfte nur dann bestehen, wenn zusätzliche Ausnahmeregelungen aufgenommen werden sollen, was jedoch hier nicht vorgeschlagen wird.

#### 7.1.2 Einbeziehung des Eigenverbrauchs

Es wurde vorgeschlagen, die eigenerzeugten Strommengen jedenfalls substanziell mit EEG-Umlagekosten zu belegen, sofern der Umlagemechanismus so wie bislang an die verbrauchten Strommengen anknüpft. Aus europarechtlicher Sicht könnte eine solche Einbeziehung rechtlich problematisch sein, wenn es sich um eine rechtswidrige Beihilfe handeln würde. Mit der Einbeziehung der Eigenversorgung in die EEG-Umlage würde jedoch für die Eigenversorger kein Vorteil gewährt, und zwar weder in Form einer Zuwendung noch in Form einer Befreiung von einer Belastung. Schon aus diesem Grund scheidet eine Beihilfe für die Eigenversorger aus.

Fraglich könnte allenfalls sein, ob die bestehende Befreiung der Eigenversorger von der EEG-Umlage als Beihilfe qualifiziert werden könnte, was hier jedoch nicht weiter erörtert werden soll. Dagegen spricht aber jedenfalls, dass es sich nach Rechtsauffassung der Gutachter bei dem bestehenden EEG-Umlagemechanismus schon insgesamt nicht um eine Beihilfe handelt und zudem die Kommission in ihrem Eröffnungsbeschluss zum Beihilfeverfahren gegen das EEG die Ausnahme der Eigenversorgung von der EEG-Umlage nicht beanstandet hat.

Die Ergebnisse der europarechtlichen Abwägung sind nachfolgend aufgeführt:

- Die vorgeschlagenen Beschränkungen der Privilegierung für stromintensive Unternehmen dürften mit dem EU-Beihilferecht grundsätzlich vereinbar sein, wobei eine abschließende Bewertung auf Grundlage der bislang nur im Entwurf vorliegenden Beihilfeleitlinien erfolgen muss.
- Die Einbeziehung der Eigenversorger in die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage stellt keine Beihilfe im Sinne des Europarechts dar, da sie keine Vorteilsgewährung beinhaltet.

## 7.2 Verfassungsrechtliche Bewertung

### 7.2.1 Einschränkung der Privilegierungen stromintensiver Unternehmen

Der Vorschlag zur Einschränkung der Privilegierungen bei der EEG-Umlage für stromintensive Unternehmen müsste mit den Grundrechten, insbesondere Art. 3 Abs. 1 GG (Gleichheitsgrundrecht) vereinbar sein. Die Ungleichbehandlung zwischen privilegierten und nicht privilegierten Verbrauchern müsste durch einen sachlichen Grund gerechtfertigt sein, der in angemessenem Verhältnis zum Umfang der Ungleichbehandlung stehen muss. Der sachliche Grund liegt vorrangig darin, dass die stromintensiven Unternehmen durch die EEG-Umlage relativ deutlich stärker belastet werden und dadurch – auch im Vergleich zu anderen Unternehmen – die Wettbewerbsfähigkeit nicht nur unerheblich beeinträchtigt wird. Vor diesem Hintergrund wird schon die aktuelle besondere Ausgleichsregelung nach überwiegender Auffassung als vereinbar mit dem Gleichheitsgrundsatz angesehen (Große/Kachel in: Altrock/Oschmann/Theobald, 2013: § 40 Rn. 34ff., mit weiteren Nachweisen zur herrschenden Ansicht aus Rechtsprechung und Literatur sowie auch zur Gegenansicht). Dies kann insbesondere damit begründet werden, dass der Gesetzgeber vor allem im Bereich der Wirtschaftspolitik einen weiten Prognosespielraum und weitreichende

Gestaltungsfreiheit darüber hat, welche Personen und Unternehmen gefördert werden sollen.

Bei der hier vorgeschlagenen Beschränkung der privilegierten Unternehmen wird die Ungleichbehandlung geringer. Es ist daher davon auszugehen, dass die – im Gegensatz zur aktuellen Rechtslage beschränkten – Ausnahmeregelungen erst recht mit dem Gleichheitsgrundsatz vereinbar sind.

### 7.2.2 *Eigenverbrauch*

Es wurde grundsätzlich vorgeschlagen, auch die Eigenversorger in den EEG-Ausgleichsmechanismus einzubeziehen und damit zur Zahlung der EEG-Umlage zu verpflichten. Dies könnte verfassungsrechtlich problematisch sein, wenn es sich um eine verfassungsrechtlich unzulässige Sonderabgabe handeln würde. Voraussetzung hierfür wäre zunächst, dass es sich bei der Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage überhaupt um eine Sonderabgabe handelt. Wenn dies der Fall wäre, müssten die besonderen finanzverfassungsrechtlichen Voraussetzungen in den Artikeln 104a ff. Grundgesetz (GG) eingehalten werden.

Nach der vorherrschenden Auffassung in Rechtsprechung und Literatur findet die Abgrenzung zwischen Sonderabgaben und sonstigen Abgaben, worunter auch besondere Preisregelungen fallen könnten, nach formalen Kriterien statt. Entscheidendes Kriterium für eine Sonderabgabe ist danach die Aufkommenswirkung zugunsten der öffentlichen Hand (BGH, NVwZ 2003: 1143; OLG Hamm, ZUR 2013: 502). Das Bundesverfassungsgericht hat zudem zum Stromeinspeisegesetz (StrEG) entschieden, dass eine Preisfestsetzung zwar im Einzelfall weitgehend die gleichen Wirkungen erzielen kann wie eine Sonderabgabe, dies jedoch allein nicht zu einer Anwendung der finanzverfassungsrechtlichen Vorgaben in den Artikeln 104a ff. GG führen würde (BVerfG, NJW 1997: 573). Auch in der Rechtsliteratur wird ganz überwiegend eine formale Abgrenzung der Sonderabgabe von sonstigen Abgaben befürwortet (Brandt, ER 2013: 91; Gawel, DVBl. 2013: 409; Kröger, ZUR 2013: 480).

Wendet man die formalen Abgrenzungskriterien zur Bestimmung einer Sonderabgabe an, ist

die Zahlung der EEG-Umlage unter keinen Umständen als Sonderabgabe zu bewerten. Denn es handelt sich bei der EEG-Umlage nicht um eine öffentliche Abgabe, da keine Aufkommenswirkung zugunsten der öffentlichen Hand erreicht wird. Insoweit ist es für die Bewertung der EEG-Umlage als Sonderabgabe auch unerheblich, ob diese nur, wie gegenwärtig, von den Stromversorgern für an Letztverbraucher gelieferte Strommengen zu tragen ist oder ob auch Strommengen in der Eigenversorgung mit einbezogen sind.

Allerdings wird in der Rechtsliteratur eine Verfassungswidrigkeit der Einbeziehung der Eigenversorgung in den Ausgleichsmechanismus diskutiert. Da die Einbeziehung der Eigenversorgung in die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage zu einer Zahlungsverpflichtung für die Allgemeinheit führen und nicht mehr ein abgrenzbarer Kreis von Normadressaten zur Finanzierung einer öffentlichen Aufgabe herangezogen würde, könnten die Grenzen des finanzverfassungsrechtlichen Formenmissbrauchs überschritten werden (Riedel/Weiss, EnWZ 2013: 402). Nach Auffassung der Gutachter wird das Risiko einer Finanzverfassungswidrigkeit der EEG-Umlage bei Einbeziehung der Eigenversorgung jedoch als sehr gering eingeschätzt. Denn selbst bei Einbeziehung der Eigenversorger bleibt der Adressatenkreis der EEG-Umlage abgrenzbar, da neben den bislang belasteten Stromversorgern nur die überschaubare Anzahl von Eigenversorgern hinzukommt und somit nicht die Allgemeinheit belastet wird. In der Rechtsprechung ist sogar davon ausgegangen worden, dass bei einer Belastung der Gesamtheit der Stromverbraucher keine Sonderabgabe vorliegen würde (LG Stuttgart, REE 2013: 54 (56)).

Die Einbeziehung des Eigenverbrauchs muss verfassungsrechtlich außerdem den Anforderungen der Grundrechte genügen. Ein Eingriff in die Eigentumsgarantie (bzw. gegebenenfalls die Berufsfreiheit) kommt hier allenfalls unter dem Gesichtspunkt des Vertrauensschutzes in Betracht. Da eine nachträgliche Erhebung von EEG-Umlage für Zeiträume in der Vergangenheit nicht vorgeschlagen wird, kommt allenfalls eine sogenannte unechte Rückwirkung in Betracht. Sofern, so wie im Koalitionsvertrag vorgesehen (CDU/CSU/SPD 2013: 56), eine Bestandsschutzregelung für beste-

hende Eigenerzeugung gewährleistet wird, wäre allerdings sogar eine unechte Rückwirkung ausgeschlossen und die Voraussetzungen einer zulässigen unechten Rückwirkung sind nicht zu prüfen.

Die Ergebnisse der verfassungsrechtlichen Abwägung sind nachfolgend aufgeführt:

- Die vorgeschlagene Beschränkung der privilegierten Unternehmen verringert die Ungleichbehandlung zwischen privilegierten und nicht privilegierten Verbrauchern und ist daher wohl mit dem Gleichheitsgrundsatz vereinbar.
- Das Risiko eines Verstoßes gegen das Finanzverfassungsrecht bei Einbeziehung der Eigenversorgung in die EEG-Umlage wird als sehr gering eingeschätzt. Bei der Einbeziehung der Eigenversorgung sind aber insbesondere Aspekte des Vertrauensschutzes zu beachten.

### 7.2.3 Einpassung in das energierechtliche Normensystem

Die teilweise Erstreckung der EEG-Umlage auf die Eigenversorgung sowie die Beschränkung der Ausnahmeregelungen von der EEG-Umlage für die stromintensive Industrie könnten durch eine Änderung der Normen im EEG umgesetzt werden. Hierzu wäre die aktuelle Vorschrift in § 37 Abs. 3 EEG zur Eigenversorgung anzupassen sowie die Normen in §§ 40ff. EEG zur Besonderen Ausgleichsregelung zu ändern. Zusätzliche Änderungen in anderen Gesetzen wären nicht erforderlich.



## 8. Zusammenführung der Ergebnisse

Nachfolgend werden die wesentlichen Ergebnisse der energiewirtschaftlichen und rechtlichen Abwägungen sowie die sich daraus ergebenden Empfehlungen für eine verbraucherfreundliche Ausgestaltung der EE-Förderung auf Basis eines Auktionsmodells zusammengefasst:

### (1) Marktzugang und Ausgestaltung der Auktion

- Wettbewerblicher Marktzugang: Aus Verbraucherperspektive ist die wettbewerbliche Ermittlung der Förderhöhe grundsätzlich sinnvoll. Insbesondere Auktionsmechanismen haben das Potenzial, die EE-Förderung kosteneffizienter und die Kosten des EE-Ausbaus planbarer zu machen. Dabei ist zu beachten, dass die Ausgestaltung der Auktion im Detail ganz wesentlich darüber entscheidet, wie effizient, effektiv und verbrauchergerecht das Ergebnis ausfällt, ohne den Ausbau der EE zu gefährden.
- Lernendes System: Ein zentraler Vorteil von Auktionen gegenüber administrativen Fördermechanismen besteht weiterhin darin, dass im Prozessverlauf mehr Informationen über die Marktstruktur gewonnen werden können. Diese Informationen können die Basis für eine qualifizierte Evolution des Fördermechanismus bilden und sollten dafür genutzt werden, den Mechanismus im Verbraucherinteresse sukzessive noch effizienter zu machen. Um dieses Potenzial zu nutzen, sollte der Auktionsprozess stetig durch ein Monitoring begleitet werden.
- Frequenz der Auktion: In Anbetracht des Marktvolumens von einigen GW Zubau pro Jahr erscheint im Onshore-Wind- und PV-Segment eine jährliche (vgl. Frontier 2013) oder ggf. auch halbjährliche Durchführung der Auktionen sinnvoll.
- Grundsätzliche Technologiedifferenzierung: Es besteht eine große Unsicherheit bzgl. der zukünftigen Kostenentwicklungen der EE, weshalb zur Notwendigkeit bzw. Vorteilhaftigkeit einer Technologiedifferenzierung keine abschließende Aussage getroffen werden kann. Aus Verbrauchersicht spricht jedoch vieles dafür, weiterhin ein Portfolio an EE-Technologien zu fördern.
- Option zum Zusammenfassen von EE-Technologien: Eine Zusammenfassung verschiedener EE-Marktsegmente (z. B. Onshore-Wind und PV, ggf. Biomasse mit zusätzlichem Leistungspreisbestandteil) in einer Auktion könnte zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen, wenn vollständigere Informationen über die Kostenstrukturen der EE-Technologien vorliegen und sich daraus ein verbesserter (Kosten-)Wettbewerb ergibt.
- Abwägung einer Regionalisierung: Basierend auf dem jetzigen Erkenntnisstand kann für die Einführungsphase eines Auktionsmechanismus keine Empfehlung für die Regionalisierung der Auktionen gegeben werden. Hierfür spielen Systemkostenabwägungen eine wesentliche Rolle, die derzeit nicht eindeutig sind. Vor dem Hintergrund der Marktmachtproblematik, die sich in regionalisierten Märkten verstärken kann und aus Verbraucherperspektive eine wesentliche Gefahr darstellt, ist es daher durchaus sinnvoll, die ersten EE-Auktionen mit einem relativ großzügigen Marktzuschnitt durchzuführen (z. B. deutschlandweit).
- Preisbildungsverfahren: Aus Verbraucherperspektive erscheint es sinnvoll, die vorgeschlagene Auktion im Pay as Bid-Verfahren einzuführen, um die Optionen zur Ausübung von Marktmacht zu beschneiden. Basierend auf den damit gesammelten Erfahrungen kann sodann eine Überführung in das grundsätzlich effizientere Einheitspreisverfahren geprüft werden.
- Anforderungen an die Bieter: Internationale Erfahrungen zeigen, dass eine der größten Herausforderungen für die Gestaltung von EE-

- Auktionen darin besteht, sicherzustellen, dass die bezuschlagten Projekte auch im zugesagten Zeitraum errichtet werden und tatsächlich Strom einspeisen. Die Zielerreichung kann über Pönalen oder Sicherheiten erhöht werden, die von den Marktakteuren eine Risikoabwägung erfordern, welche Projekte sie in die Auktion einbringen. Da diese Instrumente jedoch Rückwirkungen z.B. auf die Akteursstruktur haben können, sind sie in ein Gesamtkonzept zu integrieren, das den Verbraucherzielen Rechnung trägt.
- Prüfen einer dynamischen Auktion: Aus Verbrauchersicht muss bei der Ausgestaltung der Auktion insbesondere auf die Sicherstellung eines ausreichenden Wettbewerbs und die Verhinderung von übermäßiger Marktmacht geachtet werden. Daher überwiegen aus theoretischer Perspektive die Argumente für eine dynamische Auktion, z.B. eine rundenbasierte Descending Clock-Auktion. Trotzdem ist noch zu untersuchen, wie die verschiedenen Vor- und Nachteile statischer und dynamischer Auktionen bzw. ihrer Hybridvarianten im konkreten Fall wirken.
  - Zuschlagsrisiken: Die Einführung von Auktionsmechanismen verändert die Zuordnung von Risiken. Verbraucher tragen in einem Auktionsmechanismus nicht mehr das Risiko diskreter Technologiekostensprünge, Investoren und Betreiber tragen dafür ein Zuschlagsrisiko. Das Auftreten von Risikoprämien kann dabei nicht ausgeschlossen werden, diese sollten in ihrer Höhe und Wirkung jedoch nicht überschätzt werden. So betrifft das durch Auktionen ggf. zusätzlich verursachte Zuschlagsrisiko lediglich den Teil der Vollkosten von EE-Projekten, die mit der Projektentwicklung zusammenhängen (im Bereich Onshore-Wind sind dies rund zehn Prozent).
  - Europarechtliche Zulässigkeit: Die Einführung eines Auktionsmechanismus für EE ist mit den europarechtlichen Vorgaben grundsätzlich vereinbar, ggf. zukünftig sogar erforderlich. Die Beihilferelevanz hängt im Wesentlichen von der Einbeziehung staatlicher Stellen in den EE-Fördermechanismus ab. Konkretere Vorgaben ergeben sich zukünftig ggfs. aus den EU-Beihilfe-Leitlinien, die gegenwärtig im Entwurf vorliegen und in 2014 verabschiedet werden sollen. Unabhängig davon ist eine Diskriminierung gegenüber anderen europäischen Bietern in jedem Fall zu vermeiden, was bereits im Design der Auktion berücksichtigt werden muss.
  - Verfassungsrechtliche Zulässigkeit: Verfassungsrechtlich sollte beim Auktionsdesign beachtet werden, dass Bieter generell nicht durch ungerechtfertigte diskriminierende Kriterien benachteiligt oder ausgeschlossen werden.
- ## (2) Förderzahlung und Vermarktung
- Marktprämienmodell als Basis: Das Marktprämienmodell verbessert die Effizienz des EE-Anlageneinsatzes gegenüber der festen Einspeisevergütung, so werden z.B. Anreize gesetzt, die Prognosegüte zu erhöhen und preisabhängigen Strom zu produzieren. Es kann daher kurz- und mittelfristig als Basismodell der Förderzahlung dienen.
  - Kombinationsmöglichkeit mit Auktionsmodellen: Momentan wird die Vergütungshöhe im Marktprämienmodell durch den Gesetzgeber festgelegt. Aus Verbraucherperspektive sollte zukünftig das Marktprämienmodell aber mit einer wettbewerblichen Mengensteuerung kombiniert werden, in dem die Höhe des Kostenbenchmarks technologie- oder sogar projektspezifisch durch eine Auktionierung effektiv ermittelt wird.
  - Budgetierung der Förderung: Aufgrund der damit verbundenen Möglichkeit zur Reduktion von Anbietermargen und der effizienzsteigernden Wirkung auf den Anlageneinsatz bei vermutlich nur geringen gegenläufigen Effekten ist aus Verbraucherperspektive eine Budgetierung (Mengenbegrenzung) der Förderzahlung sinnvoll. Eine Anlage würde dann eine Förderung für eine bestimmte Energiemenge erhalten und nicht mehr über einen ex ante bestimmten Zeitraum. Das Budget ist technologie-spezifisch auszugestalten.
  - Weiterentwicklung zu einem Bonusmodell: Längerfristig sollte eine Weiterentwicklung in ein System geprüft werden, in dem EE-Betrei-

ber und Investoren gewisse Marktpreisrisiken übernehmen (z. B. in Form eines fixen Bonus, der auf die Arbeit oder die Leistung ausbezahlt wird). Die Umstellung auf eine bonusbasierte Auszahlung ist in Bezug auf den europarechtlichen Rahmen möglich, ggf. sogar notwendig. Damit verbunden wäre eine Verlagerung von Erlösriskien, die gegenwärtig von den Verbrauchern getragen werden, auf die Produzenten.

- Direktvermarktung ausbauen: In der Gesamtheit hat sich die Direktvermarktung in Deutschland erfolgreich etabliert. Es wird sich zeigen, ob die durch die Managementprämie mitfinanzierten Lerneffekte mittel- bis langfristig dem System und dem Verbraucher zugutekommen. Bis auf Weiteres erscheint es aber sinnvoll, die wettbewerblich organisierte Direktvermarktung als primären Vermarktungsweg beizubehalten. Weitere Detailanalysen könnten beispielsweise dazu angestellt werden, ob die gleitende Marktprämie eventuell auch ein gleitendes Element für die durchschnittlichen Ausgleichsenergiekosten enthalten sollte.

### (3) Partizipation

- Wirtschaftliche Partizipation: Die wirtschaftliche Partizipation von Verbraucherinnen und Verbrauchern (Kleininvestoren) am EE-Ausbau ist kein Verbraucherziel erster Ordnung, da es unter Umständen dem übergeordneten Verbraucherziel der Kosteneffizienz entgegenlaufen kann. Zumindest dann, wenn eine spezifische Förderung zum Ausgleich von Wettbewerbsnachteilen bestimmter Akteursgruppen zu Effizienzverlusten führt. Daher ist abzuwägen zwischen dem erwarteten Nutzen einer Maßnahme zur Sicherstellung einer verstärkten Beteiligung bestimmter Akteure und den dadurch eventuell verursachten Verbraucherkosten.
- Diversifikation und Akzeptanz: Eine Beteiligung von Kleininvestoren bzw. von kleineren Projektentwicklern kann durchaus auch im Sinne der Verbraucher sein, da so das Anbieterfeld diversifiziert und die Akzeptanz für den EE-Ausbau gesteigert werden sowie ggf. Projekte mit geringerer Renditeerwartung sich kostensenkend auswirken können. Aus Verbrau-

chersicht ist also eine Abwägung notwendig, ob und in welchem Umfang die Teilnahme von Kleininvestoren an einem Auktionsmechanismus explizit angereizt werden sollte.

- Optionen für die explizite Beteiligung von Kleininvestoren: Fällt die Entscheidung diesbezüglich positiv aus, so existieren verschiedene Maßnahmen für die explizite Beteiligung von Kleininvestoren an Auktionen, die aufsteigend nach ihrer Eingriffstiefe angewendet werden sollten. Notwendig und sinnvoll sind Bagatellgrenzen für kleinere Anlagen für die Direktvermarktung und ggf. auch die Auktionsteilnahme. Darüber hinaus können Zugangsvoraussetzungen und Anforderungen (Pönalisierung, Präqualifikation und Sicherheiten) für Kleininvestoren und, soweit sie dies benötigen, auch kleinere Projektierer herabgesetzt werden.

### (4) Finanzierung

- Haushaltsfinanzierung aus Verbraucherperspektive sinnvoll: Aus Verbraucherperspektive bestehen gegenüber dem bestehenden Umlagemechanismus Vorteile bei einer Haushaltsfinanzierung, da die Verteilung der Förderkosten (unter dem Aspekt der Verteilungsgerechtigkeit) stärker und zielgenauer gesteuert werden kann und es zu einer Reduktion von Anreizen zur „Entsolidarisierung“ bei der EE-Kostentragung kommt. Dies gilt allerdings nur, wenn die Finanzierung zum Ersten nicht über eine stromverbrauchsabhängige Steuer wie die Stromsteuer finanziert würde und zum Zweiten die Steuerfinanzierung nicht allein durch die Verbraucher, sondern unter angemessener Beteiligung aller Wirtschaftsakteure erfolgt. Im Ergebnis wird deshalb eine (anteilige) Haushaltsfinanzierung vorgeschlagen.
- Anteilige Haushaltsfinanzierung sichert Anreize für Stromeffizienz: Die EEG-Förderkosten sollten nicht vollständig über den Haushalt finanziert werden, sondern anteilig weiterhin auf den Stromverbrauch umgelegt werden. Dadurch wird gewährleistet, dass weiterhin sinnvolle Anreize für Stromeffizienzmaßnahmen bestehen. Angemessene Anreize zur Stromeffizienz dürfte auch eine EEG-Umlage in der Grö-

ßenordnung von aktuell 15-25 Euro/MWh (1,5-2,5 Cent/kWh) setzen. Dies würde die Letztverbraucher um ca. 13-16,5 Milliarden Euro p.a. entlasten und eine Haushaltsfinanzierung in gleicher Größenordnung notwendig machen.

- Verfahren zur Bestimmung der Umlagehöhe: Infrage kommt hier insbesondere eine dynamische Bestimmung der Umlagehöhe an den spezifischen Differenzkosten der jeweiligen Neuanlagengeneration, da diese eine relativ genaue Steuerung der EEG-Umlage in Hinsicht auf die energiewirtschaftlich sinnvollen Einflussgrößen ermöglicht. So könnte beispielsweise jährlich anhand einer Prognose des EE-Anteils und der spezifischen EEG-Förderkosten von Neuanlagen eine EEG-Umlage für das Folgejahr bestimmt werden. Jedoch wäre auch ein einmaliger/regelmäßiger „Kostenschnitt“ bei geeigneter Ausgestaltung grundsätzlich denkbar. Im Resultat könnte so die EEG-Umlage auf die Größenordnung von 15-25 Euro/MWh (1,5-2,5 Cent/kWh) abgesenkt werden.
- Beihilferelevanz: Ein steuerfinanzierter Mechanismus wäre in jedem Fall als Beihilfe im Sinne des Europarechts einzustufen. Dies spricht jedoch nicht gegen seine grundsätzliche Umsetzbarkeit, sondern bedeutet, dass der Mechanismus dann den europäischen Vorgaben für die Zulässigkeit von Beihilfen genügen muss.

#### **(5) Umlagemechanismus**

- Fokussierung der Besonderen Ausgleichsregelungen: Der Umfang der Besonderen Ausgleichsregelung des EEG für stromintensive Unternehmen sollte deutlich reduziert und auf Unternehmen beschränkt werden, die nachweislich im internationalen Wettbewerb stehen. Aus europarechtlicher Perspektive erscheint dies vor

dem Hintergrund des laufenden Beihilfeprozesses ebenfalls geboten, für die zukünftige Ausgestaltung sind außerdem gegebenenfalls weitere Vorgaben der EU-Beihilfeleitlinien zu beachten. Sofern die Finanzierungsbasis wie oben skizziert auf eine (anteilige) Haushaltsfinanzierung umgestellt wird, sinkt die Notwendigkeit von Ausnahmeregelungen, da die Höhe der EEG-Umlage als Stromkostenbestandteil stark abnehmen würde.

- Reduktion des Eigenstromprivilegs: Aus Gesamtperspektive der Verbraucherinnen und Verbraucher sollte das Eigenstromprivileg gestrichen oder mindestens auf EE beschränkt werden, da es zu einer zunehmenden Ungleichverteilung der EE-Förderkosten führt. Verfassungsrechtliche Risiken werden diesbezüglich als gering eingestuft. Negative Auswirkungen dieser Änderungen auf Investitionen in dezentrale KWK-Anlagen sollten durch Anreize an anderer Stelle (vorzugsweise im KWKG) kompensiert werden.
- Rechtliche Bewertung Eigenstromprivileg: Das Risiko eines Verstoßes gegen das Finanzverfassungsrecht bei Einbeziehung der Eigenversorgung in die EEG-Umlage wird als sehr gering eingeschätzt. Bei der Einbeziehung der Eigenversorgung sind aber insbesondere Aspekte des Vertrauensschutzes zu beachten.
- Entlastung flexibler Verbraucher: Sollte die EEG-Umlage nicht von den Differenzkosten der EEG-Bestandsanlagen entlastet werden, könnte die Umlage für bestimmte flexible Verbraucher zeitabhängig reduziert oder ganz ausgesetzt werden, um so eine Verlagerung von Stromverbrauch in Zeiten hoher EE-Einspeisung anzureizen. Dies würde tendenziell die Kosten der EE-Integration in das Stromversorgungssystem senken, da dadurch die Abregelung von EE-Strom vermieden wird.

## Literaturhinweise

---

- Agora 2013a: Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess (Impulse). Agora Energiewende, Berlin, [http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Impulse/EEG\\_2.0/EEG20\\_ms-final.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Impulse/EEG_2.0/EEG20_ms-final.pdf) (31.3.2014).
- Agora 2013b: Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland – Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033. Agora Energiewende, Berlin, [http://www.agoraenergiewende.de/fileadmin/downloads/presse/Pk\\_Optimierungsstudie/Agora\\_Studie\\_Kostenoptimaler\\_Ausbau\\_der\\_EE\\_Web\\_optimiert.pdf](http://www.agoraenergiewende.de/fileadmin/downloads/presse/Pk_Optimierungsstudie/Agora_Studie_Kostenoptimaler_Ausbau_der_EE_Web_optimiert.pdf) (31.3.2014).
- Agora 2013c: Annahmen im EEG Calculator. Modellversion 1.3.3.2. Stand Oktober 2013, <http://www.agora-energiewende.de/themen/die-energiewende/detailansicht/article/kuenftige-eeg-umlage-selbst-ausrechnen/> (31.3.2014).
- Altrock/Oschmann/Theobald: Erneuerbare-Energien-Gesetz, Kommentar, 4. Aufl. 2013
- Arrhenius 2011: Das Mengen-Markt-Modell. Discussion Paper Nr. 4. Arrhenius Institut für Energie- und Klimapolitik, Hamburg, [http://www.arrhenius.de/uploads/media/arrhenius\\_DP\\_4\\_-\\_Mengen-Markt-Modell\\_final\\_042011.pdf](http://www.arrhenius.de/uploads/media/arrhenius_DP_4_-_Mengen-Markt-Modell_final_042011.pdf) (31.3.2014).
- Ausubel, L.; Cramton, P. 2002: Demand Reduction and Inefficiency in Multi-Unit Auctions, University of Maryland, <http://drum.lib.umd.edu/bitstream/1903/7062/1/98wp-demand-reduction.pdf> (31.3.2014).
- Ausubel, L.; Cramton, P. 2004: Auctioning Many Divisible Goods, in: Journal of the European Economic Association, Volume 2, Issue 2-3., S. 480-493.
- Bafa 2013: Übersicht der von der BesAR profitierenden Unternehmen, BAFA, [http://www.bafa.de/bafa/de/energie/besondere\\_ausgleichsregelung\\_eeg/index.html](http://www.bafa.de/bafa/de/energie/besondere_ausgleichsregelung_eeg/index.html) (31.3.2014).
- BET 2011: Kapazitätsmarkt – Rahmenbedingungen, Notwendigkeit und Eckpunkte einer Ausgestaltung, BET Aachen GmbH, Aachen, [http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2011/BET-Studie\\_BNE\\_Kapazitaetsmarkt\\_1109.pdf](http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Veroeffentlichungen/2011/BET-Studie_BNE_Kapazitaetsmarkt_1109.pdf) (31.3.2014).
- BDEW 2013a: Positionspapier – Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG. BDEW e.V., Berlin, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A4D4CB545BE8063DC1257BF30028C62B/\\$file/Anlage\\_2\\_Vorschlaege\\_fuer\\_eine\\_grundlegende\\_Reform\\_EEG\\_Presse.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A4D4CB545BE8063DC1257BF30028C62B/$file/Anlage_2_Vorschlaege_fuer_eine_grundlegende_Reform_EEG_Presse.pdf) (31.3.2014).
- BDEW 2013b: Energie-Info – Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken, BDEW e.V., Berlin, [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/\\$file/Energieinfo\\_EE-und-das-EEG-Januar-2013.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/17DF3FA36BF264EBC1257B0A003EE8B8/$file/Energieinfo_EE-und-das-EEG-Januar-2013.pdf) (31.3.2014).
- BDEW 2013c: Energiemarkt Deutschland – Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom- und Fernwärmeversorgung, BDEW e.V., Berlin.
- BMWi 2014a: Anlage zu den „Eckpunkten für die Reform des EEG“, BMWi, Berlin, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte-anlage,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (31.3.2014).



- BMWi 2014b: Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts – Referentenentwurf, BMWi, Berlin, <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte-anlage,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> (31.3.2014).
- BMU 2013a: Erneuerbare Energien 2012 – Daten des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2012 auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), BMU, Berlin, [http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten\\_EE/Bilder\\_Startseite/Bilder\\_Daten-service/PDFs\\_XLS/hintergrundpapier\\_ee\\_2012.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Bilder_Startseite/Bilder_Daten-service/PDFs_XLS/hintergrundpapier_ee_2012.pdf) (31.3.2014).
- BMU 2013b: Zeitreihen zur Entwicklung der Kosten des EEG – Unter Verwendung von durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) veröffentlichter Daten, BMU, Berlin, [http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten\\_EE/Dokumente\\_\\_PDFs\\_/ee\\_energiedaten\\_ue\\_n\\_b.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/ee_energiedaten_ue_n_b.pdf) (31.3.2014).
- Bofinger 2013: Förderung fluktuierender erneuerbarer Energien: Gibt es einen dritten Weg?, [http://www.rz.uniwuerzburg.de/fileadmin/12010100/Publikationen/Bofinger/Diskussionsbeitraege\\_und\\_Gutachten/Gutachten\\_Bofinger\\_EEG.pdf](http://www.rz.uniwuerzburg.de/fileadmin/12010100/Publikationen/Bofinger/Diskussionsbeitraege_und_Gutachten/Gutachten_Bofinger_EEG.pdf) (31.3.2014).
- Brandt, E. 2013: EEG und Finanzverfassungsrecht – Zur Diskussion um die Verfassungsmäßigkeit der EEG-Umlage und der Besonderen Ausgleichsregelung, S. 91.
- Bundesgerichtshof (BGH), NVwZ 2003, 1143: Urteil vom 11.06.2003, VIII ZR 160/02.
- Bundesverfassungsgericht (BVerfG), NJW 1992, 2621: Beschluss vom 25.3.1992, 1 BvR 298/86.
- BVerfG, NJW 1997, 573: Beschluss vom 9.1.1996, 2 BvL 12/95.
- BVerfG, NVwZ-RR 2010, 905: Entscheidung vom 23.09.2010, 1 BvQ 28/10.
- BVerfG, NZS 2011, 580: Beschluss vom 1.11.2010, 1 BvR 261/10.
- BWE 2013: Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen der Windenergie an Land in den Jahren 2013-2017, BWE e.V., Berlin, <http://www.wind-energie.de/sites/default/files/attachments/page/erneuerbare-energien-gesetz-eeg/bwe-positionspapier-weiterentwicklung-der-windenergie-2013-2017.pdf> (31.3.2014).
- CDU, CSU, SPD 2013: Deutschlands Zukunft gestalten – Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD für die 18. Legislaturperiode, <https://www.cdu.de/sites/default/files/media/dokumente/koalitionsvertrag.pdf> (31.3.2014).
- DB Research 2013: Carbon Leakage: Ein schleichender Prozess, Deutsche Bank Research, Frankfurt am Main, [http://www.dbresearch.de/PROD/DBR\\_INTERNET\\_DE\\_PROD/PROD0000000000326197/Carbon+Leakage%3A+Ein+schleichender+Prozess.pdf](http://www.dbresearch.de/PROD/DBR_INTERNET_DE_PROD/PROD0000000000326197/Carbon+Leakage%3A+Ein+schleichender+Prozess.pdf) (31.3.2014).
- De Souza, Z. 2012: Renewable Energies in the Auctions: Lessons, UNICA, São Paulo, <http://english.unica.com.br/opiniaoshow.asp?msgCode=9E48FCF9-955D-490F-9FF3-F1756F6F8089> (31.3.2014).
- Diekmann J. 2009: Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht. Kapitel 5: Analyse und Bewertung des EEG im Vergleich zu anderen Instrumenten zur Förderung Erneuerbarer Energien im Strommarkt. Studie im Auftrag des BMU, Berlin, Stuttgart, Saarbrücken, [http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg\\_wirkungen\\_kap5.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_wirkungen_kap5.pdf) (31.3.2014).
- DIW 2012: Erneuerbare Energien: Quotenmodell keine Alternative zum EEG. DIW Wochenbericht Nr. 45.2012, DIW Berlin, [http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.411130.de/12-45-3.pdf](http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.411130.de/12-45-3.pdf) (31.3.2014).



- DIW 2013: Vorschlag für die zukünftige Ausgestaltung der Ausnahmen für die Industrie bei der EEG-Umlage. Politikberatung kompakt Nr. 75, DIW Berlin, [http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.431913.de/diwkompakt\\_2013-075.pdf](http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.431913.de/diwkompakt_2013-075.pdf) (31.3.2014).
- Ecofys 2013: Carbon Leakage Evidence Project – Factsheets for Selected Sectors, Ecofys, Rotterdam, [http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/leakage/docs/cl\\_evidence\\_factsheets\\_en.pdf](http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/leakage/docs/cl_evidence_factsheets_en.pdf) (31.3.2014).
- EnergyBrainpool 2013: Prognose der Stromabgabe an Letztverbraucher bis 2018 – Gutachten für die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber im Auftrag der TransnetBW GmbH, EnergyBrainpool, Berlin, [http://www.netztransparenz.de/de/file/2013\\_11\\_06\\_Prognose\\_LV\\_MiFri\\_Bericht\\_zur\\_Veroeffentlichung.pdf](http://www.netztransparenz.de/de/file/2013_11_06_Prognose_LV_MiFri_Bericht_zur_Veroeffentlichung.pdf) (31.3.2014).
- Europäische Kommission 2013: Entwurf der Leitlinien für staatliche Umwelt- und Energiebeihilfen 2014-2020 – Arbeitspapier der Dienststellen der GD Wettbewerb, Europäische Kommission, Brüssel, [http://ec.europa.eu/competition/consultations/2013\\_state\\_aid\\_environment/draft\\_guidelines\\_de.pdf](http://ec.europa.eu/competition/consultations/2013_state_aid_environment/draft_guidelines_de.pdf) (31.3.2014).
- Europäische Kommission C(2013) 4424 final: Beschluss der Kommission vom 18.12.2013, Staatliche Beihilfe SA.33995 (2013/C) (ex 2013/NN) – Deutschland, Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und Begrenzung der EEG-Umlage für energieintensive Unternehmen.
- Europäische Kommission, Entwurf Beihilfeleitlinien 2013: GD-Wettbewerb, Paper of the Services of DG-Competition Containing Draft Guidelines on Environmental and Energy Aid for 2014-2020.
- Europäischer Gerichtshof (EuGH); Cassis de Dijon 1979: Urteil vom 20.02.1979, C-120/78, Slg. 1979, 649.
- EuGH, Kom./Dänemark, 1988: Urteil vom 20.9.1988, Rs. C-302/86, Slg. 1988, 4627.
- EuGH, Keck und Mithouard, 1993: Urteil vom 24.11.1993, Rs. C-267/91 und C-268-91, Slg. 1993, I-6097.
- EuGH, Safety Hi-Tech, 1998: Urteil vom 14.7.1998, Rs. C-284/95, Slg. 1998, I-4301.
- EuGH, Bettati, 1998: Urteil vom 14.7.1998, Rs. 341/95, Slg. 1998, I-4355.
- EuGH, Aher-Waggon, 1998: Urteil vom 14.7.1998, Rs. C-389/96, Slg. 1998, I-4473.
- EuGH, PreussenElektra, 2001: Urteil vom 13.3.2001, Rs. C-379/98, Slg. 2001, I-2099.
- EuGH, Mickelsson und Roos, 2009: Urteil vom 4.6.2009, Rs. C-142/05, Slg. 2009, I-4273.
- EuGH, Vent De Colère, 2013: Urteil vom 19.12.2013, Rs. C-262/12.
- Ewi 2012: Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, [http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user\\_upload/Publikationen/Studien/Politik\\_und\\_Gesellschaft/2012/EWI-Studie\\_Strommarktdesing\\_Zusammenfassung\\_April\\_2012.pdf](http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2012/EWI-Studie_Strommarktdesing_Zusammenfassung_April_2012.pdf) (31.3.2014).
- Frontier/Formaet 2011: Entwicklung und Bewertung von Modellen der Drittvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien – Ein Bericht für die Bundesnetzagentur, Frontier Economics, London, [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/GutachtenDrittvermarktung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2.pdf](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/GutachtenDrittvermarktung.pdf?__blob=publicationFile&v=2.pdf) (31.3.2014).
- Frontier 2012: Die Zukunft des EEG – Handlungsoptionen und Reformansätze – Bericht für die EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Frontier Economics, London, [http://www.frontier-economics.com/\\_library/pdfs/RPT-Frontier-EnBW-Renewable%20integration.pdf](http://www.frontier-economics.com/_library/pdfs/RPT-Frontier-EnBW-Renewable%20integration.pdf) (31.3.2014).

- Frontier 2013: Weiterentwicklung des Förderregimes für erneuerbare Energien – Abschlussbericht für RWE, Frontier Economics, London, [http://www.frontier-economics.com/\\_library/publications/frontier%20report%20-%20studie%20weiterentwicklung%20des%20forderregimes%20fur%20erneuerbare%20energien.pdf](http://www.frontier-economics.com/_library/publications/frontier%20report%20-%20studie%20weiterentwicklung%20des%20forderregimes%20fur%20erneuerbare%20energien.pdf) (31.3.2014).
- Gawel, DVBl. 2013, 409: Die EEG-Umlage: Preisregelung oder Sonderabgabe?
- Generalanwalt beim EuGH, Ålands Vindkraft, 2014: Schlussanträge des Generalanwalts in der Rechtsache C 573-12 vom 28.1.2014.
- Grashof, K. 2013: Stromsystem-Design: das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes – Anlage C) zum Endbericht, Institut für ZukunftsEnergieSysteme, Saarbrücken, [http://www.izes.de/cms/upload/pdf/EEG\\_2.0\\_Anlage\\_C\\_zum\\_Endbericht\\_Ausschreibung\\_IZES.pdf](http://www.izes.de/cms/upload/pdf/EEG_2.0_Anlage_C_zum_Endbericht_Ausschreibung_IZES.pdf) (31.3.2014).
- Grimm, V.; Schmidt, U.; Weber, M. 2003: Auktionen – Zu viel oder zu wenig geboten?, Reihe: Forschung für die Praxis, Band 14, Mannheim.
- Heim, S.; Götz, G. 2013: Do Pay-as-bid Auctions Favor Collusion? Evidence from Germany's Market for Reserve Power, ZEW Discussion Paper No. 13-03, Mannheim, <http://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp13035.pdf> (31.3.2014).
- ISE 2013: Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien – November 2013, Fraunhofer ISE, Freiburg, <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/veroeffentlichungen.pdf/dateien/studien-und-konzeptpapiere/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.pdf> (31.3.2014).
- ISI 2013: Nutzenwirkung der Marktprämie – Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Working Paper Sustainability and Innovation, No. S 1/2013, Fraunhofer ISI, Karlsruhe.
- IWES 2012: Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land – Kurzfassung. Fraunhofer IWES im Auftrag des BWE e.V., Kassel, [http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/studie-zum-potenzial-derwindenergienutzung-land/bwe\\_potenzialstudie\\_kurzfassung\\_2012-03.pdf](http://www.wind-energie.de/sites/default/files/download/publication/studie-zum-potenzial-derwindenergienutzung-land/bwe_potenzialstudie_kurzfassung_2012-03.pdf) (31.3.2014).
- IZES/BET/Bofinger 2013: Stromsystem-Design: Das EEG 2.0 und Eckpfeiler eines zukünftigen Regenerativwirtschaftsgesetzes – Endbericht, IZES, BET Aachen, Bofinger im Auftrag der Baden-Württemberg Stiftung, Saarbrücken, Würzburg, Aachen, [http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien\\_und\\_Gutachten/Studie\\_\\_EEG\\_20\\_Stromsystem\\_14102013.pdf](http://www.bet-aachen.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/Studie__EEG_20_Stromsystem_14102013.pdf) (31.3.2014).
- Jarass/Pieroth, Grundgesetz, Kommentar, 12. Aufl. 2012.
- Kahn, A.; Crampton, P.; Porter, R.; Tabors, R. 2001: Uniform Pricing or Pay-as-Bid Pricing: A Dilemma for California and Beyond, in: The Electricity Journal, July 2001, S. 70-79, <http://www.cramton.umd.edu/papers2000-2004/kahn-cramton-porter-tabors-uniform-or-pay-as-bid-pricing-ej.pdf> (31.3.2014).
- Klemperer, P. 2004: Auctions: Theory and Practice, Princeton University Press, Princeton.
- Krawinkel, H. 2012: Die Energiewende verbraucherfreundlich gestalten, Wiso direkt, Friedrich-Ebert-Stiftung, Bonn, <http://library.fes.de/pdf-files/wiso/09517.pdf> (31.3.2014).
- Kröger, J. 2013: Die EEG-Umlage ist keine Sonderabgabe, in: Zeitschrift für Umweltrecht (2013), S. 480-483.
- Le Grand, J. 1990: Equity Versus Efficiency: The Elusive Trade-Off, in: Ethics, Vol. 100 (3). S. 554-568.

- Lehr, U.; Drosdowski, T. 2013: Soziale Verteilungswirkungen der EEG-Umlage, GWS Discussion Paper 2013/3, GWS, Osnabrück.
- Manssen, G. 2012: Die EEG-Umlage als verfassungswidrige Sonderabgabe, [http://www.et-energie-online.de/Portals/0/PDF/zukunftsfragen\\_2012\\_11\\_manssen.pdf](http://www.et-energie-online.de/Portals/0/PDF/zukunftsfragen_2012_11_manssen.pdf) (31.3.2014).
- Maunz, T.; Dürig, G. 2013: Grundgesetz-Kommentar, 69. Ergänzungslieferung 2013.
- Matthes, F.C. 2012: Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem – Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland, Öko-Institut e.V., Berlin, <http://www.oeko.de/oekodoc/1586/2012-442-de.pdf> (31.3.2014).
- Monopolkommission 2013: Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende. Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG. Monopolkommission, Bonn, [http://www.monopolkommission.de/sg\\_65/s65\\_volltext.pdf](http://www.monopolkommission.de/sg_65/s65_volltext.pdf) (31.3.2014).
- Müller, K.; Bruhn, C. 2013: Energiearmut als Querschnitts-Herausforderung – Impulse für eine politische Strategie, Wiso direkt, Friedrich-Ebert-Stiftung, Bonn, <http://library.fes.de/pdf-files/wiso/10191.pdf> (31.3.2014).
- MVV 2013: Wege in ein wettbewerbliches Strommarktdesign für erneuerbare Energien, MVV Energie, Mannheim, [http://www.arrhenius.de/uploads/media/Studie\\_EE\\_Marktdesign\\_2013.pdf](http://www.arrhenius.de/uploads/media/Studie_EE_Marktdesign_2013.pdf) (31.3.2014).
- Neuhoff, K.; Bach, S.; Diekmann, J.; Beznoska, M.; El-Laboudy, T. 2012: Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden, DIW Wochenbericht Nr. 41.2012, DIW Berlin.
- Oberlandesgericht (OLG) Hamm, ZUR 2013, 502: Urteil vom 14.5.2013, Az: I-19 U 180/12.
- Öko-Institut 2013: Vorschlag für eine Reform der Umlage-Mechanismen im Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) – Studie im Auftrag der Agora Energiewende, Öko-Institut e.V., Berlin, [http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Impulse/EEG-Umlage\\_Oeko-Institut\\_2014/Impulse\\_Reform\\_des\\_EEG-Umlagemechanismus.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Impulse/EEG-Umlage_Oeko-Institut_2014/Impulse_Reform_des_EEG-Umlagemechanismus.pdf) (31.3.2014).
- Pahle, M.; Tietjen, O.; Joas, F.; Knopf, B. 2014: EE Förderinstrumente & Risiken: Eine ökonomische Aufarbeitung der Debatte zur EEG Reform – Diskussionspapier, Potsdam Institut für Klimafolgenforschung, Potsdam, <https://www.pik-potsdam.de/members/pahle/pahle-et-al-forderung-ee-und-risiken-marz-2014.pdf> (31.3.2014).
- Philipps, R. 2013: Verbraucherperspektiven bei der EEG-Reform, Wiso direkt, Friedrich-Ebert-Stiftung, Bonn, <http://library.fes.de/pdf-files/wiso/10190.pdf> (31.3.2014).
- Prognos 2012: Letztverbrauch 2013 Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage – Dokumentation, Prognos, Berlin, [http://www.netztransparenz.de/de/file/Letztverbrauch\\_2013\\_121009\\_UeNB\\_Veroeffentlichung.pdf](http://www.netztransparenz.de/de/file/Letztverbrauch_2013_121009_UeNB_Veroeffentlichung.pdf) (31.3.2014).
- Riedel, M.; Weiss, P. 2013: Ausgleichsmechanismus des Erneuerbare-Energien-Gesetzes: Finanzverfassungsrechtliche Grenzen einer Einbeziehung der Eigenversorgung, EnWZ 2013, S. 402.
- Schweizer-Ries P. 2010: Aktivität und Teilhabe – Akzeptanz erneuerbarer Energien durch Beteiligung steigern – Projektabschlussbericht, Forschungsgruppe Umweltpsychologie, Saarbrücken.
- Tierney, S. F.; Schatzki, T. 2008: Uniform-Pricing versus Pay-as-Bid in Wholesale Electricity Markets: Does it Make a Difference?, Analysis Group, Boston, [http://www.nyiso.com/public/webdocs/media\\_room/current\\_issues/uniformpricing\\_v\\_payasbid\\_tierneyschatzkimukerji\\_2008.pdf](http://www.nyiso.com/public/webdocs/media_room/current_issues/uniformpricing_v_payasbid_tierneyschatzkimukerji_2008.pdf) (31.3.2014).

- UBA 2013: Potenzial der Windenergie an Land – Studie für das UBA, Umweltbundesamt, Dessau-Roßlau, [http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/potenzial\\_der\\_windenergie.pdf](http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/potenzial_der_windenergie.pdf) (31.3.2014).
- ÜNB 2013a: Netzentwicklungsplan Strom 2013 – Zweiter Entwurf, Kapitel 1 und 2 – Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Bayreuth, Berlin, Dortmund, Stuttgart.
- ÜNB 2013b: Prognose der EEG-Umlage 2014 nach AusglMechV – Die deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Bayreuth, Berlin, Dortmund, Stuttgart, [http://www.netztransparenz.de/de/file/Konzept\\_zur\\_Prognose\\_und\\_Berechnung\\_der\\_EEG-Umlage\\_2014\\_nach\\_AusglMechV.pdf](http://www.netztransparenz.de/de/file/Konzept_zur_Prognose_und_Berechnung_der_EEG-Umlage_2014_nach_AusglMechV.pdf) (31.3.2014).
- Vahlenkamp, T.; Gohl, M.; Peters, M. 2014: Energiewende-Index Deutschland 2020 – Fokusthema EEG-Umlage, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 1/2, 2014, S. 34-37.
- VKU 2013: Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland – Langfassung, VKU, Berlin.
- VZBV 2013: Zwei Jahre Energiewende: Was sagen die Verbraucher? Kurzfassung, Verbraucherzentrale Bundesverband, Berlin, [http://www.vzbv.de/cps/rde/xbcr/vzbv/Energiewende\\_Studie\\_kurz\\_vzbv\\_2013.pdf](http://www.vzbv.de/cps/rde/xbcr/vzbv/Energiewende_Studie_kurz_vzbv_2013.pdf) (31.3.2014).
- Windguard 2013: Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland, Deutsche WindGuard, Varel.
- World Bank 2011: Electricity Auctions: An Overview of Efficient Practices, The World Bank, Washington DC, [http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2011/08/18/000356161\\_20110818032547/Rendered/PDF/638750PUB0Exto00Box0361531B0PUBLIC0.pdf](http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/2011/08/18/000356161_20110818032547/Rendered/PDF/638750PUB0Exto00Box0361531B0PUBLIC0.pdf) (31.3.2014).

## Die Autoren

---

### *Autoren der enervis energy advisors GmbH:*

**Julius Ecke** (Dipl. Ing.)

ist Berater bei enervis in Berlin mit Arbeitsschwerpunkten im Bereich Strommarktdesign und in der Ausgestaltung von Anreizsystemen.

**Nicolai Herrmann** (Dr. rer. pol., Dipl. Wi.-Ing.)

ist Berater bei enervis in Berlin mit den Arbeitsschwerpunkten Strommarktdesign, Windenergie und Assetbewertung.

**Eckhard Kuhnhenne-Krausmann** (Dipl. Ing.)

ist Partner bei enervis in Berlin mit den Arbeitsschwerpunkten erneuerbare Energien (insbesondere Windenergie), Strommärkte und Managementberatung.

### *Autoren von Becker Büttner Held:*

**Martin Altrock** (Dr. jur., Mag. rer. publ.)

ist Rechtsanwalt und Partner bei Becker Büttner Held (BBH) in Berlin mit Arbeitsschwerpunkten u. a. im Recht der erneuerbaren Energien, in Speicherfragen sowie in der Politikberatung.

**Wieland Lehnert** (Dr. jur.)

ist Rechtsanwalt bei Becker Büttner Held (BBH) in Berlin mit den Arbeitsschwerpunkten im Recht der erneuerbaren Energien und in der Politikberatung.

**Henning Thomas** (LL.M.)

ist Rechtsanwalt bei Becker Büttner Held (BBH) in Hamburg mit Arbeitsschwerpunkten im Recht der erneuerbaren Energien, im Umwelt- und Verwaltungsrecht sowie in den Bereichen Stromspeicher und alternative Kraftstoffe.







## Neuere Veröffentlichungen der Abteilung Wirtschafts- und Sozialpolitik

Wirtschaftspolitik

**Das Neue Magische Viereck nachhaltiger Wirtschaftspolitik – Maßnahmen zur Steigerung des gesamgesellschaftlichen Wohlstands in der neuen Legislaturperiode**

WISO Diskurs

Außenwirtschaft

**Europäische Wettbewerbsdesorientierung**

WISO direkt

Nachhaltige Strukturpolitik

**Die Zukunft der Wirtschaftsförderung: Zum Re-Design von Gründungsförderung**

WISO direkt

Steuerpolitik

**Die Steuerpolitik der letzten Dekaden unterminiert die Soziale Marktwirtschaft – Warum wir eine gerechtere Steuerpolitik brauchen**

WISO direkt

Steuerpolitik

**Steuer- und Transferpolitik auf dem Weg in die Sackgasse – eine Analyse der Umverteilungswirkung**

WISO Diskurs

Arbeitskreis Mittelstand

**Innovative Ansätze in der Beratung von Migrantinnen und Migranten mit Gründungsambitionen – Potenziale aus der akademischen Gründungslehre nutzen**

WISO direkt

Gesprächskreis Verbraucherpolitik

**Energiearmut als Querschnitts-Herausforderung – Impulse für eine politische Strategie**

WISO direkt

Gesprächskreis Verbraucherpolitik

**Verbraucherperspektiven bei der EEG-Reform**

WISO direkt

Arbeitskreis Innovative Verkehrspolitik

**Wie Phönix aus der Asche?**

**Zur Zukunft der Automobilindustrie in Deutschland**

WISO Diskurs

Arbeitskreis Stadtentwicklung, Bau und Wohnen

**Das Programm Soziale Stadt – Kluge Städtebauförderung für die Zukunft der Städte**

WISO Diskurs

Gesprächskreis Sozialpolitik

**Gute Pflege vor Ort**

**Das Recht auf eigenständiges Leben im Alter**

WISO Diskurs

Gesprächskreis Sozialpolitik

**Pflege zwischen Familie, Markt und Staat –**

**Wie Pflegearbeit in Zukunft organisiert werden kann**

WISO Diskurs

Gesprächskreis Arbeit und Qualifizierung

**Inklusion: In der dualen Berufsausbildung kann sie gelingen**

WISO direkt

Arbeitskreis Arbeit-Betrieb-Politik

**Humanisierung der Arbeit braucht Forschung**

WISO direkt

Arbeitskreis Dienstleistungen

**Gesellschaftlich notwendige Dienstleistungen – gestalten und finanzieren**

WISO Diskurs

Gesprächskreis Migration und Integration

**Vorschläge für eine Novellierung des Allgemeinen Gleichbehandlungsgesetzes**

WISO direkt

Gesprächskreis Migration und Integration

**Betriebliche Diskriminierung – Warum und wie werden migrantische Bewerberinnen und Bewerber um Ausbildungs- und Arbeitsplätze benachteiligt?**

WISO direkt

Volltexte dieser Veröffentlichungen finden Sie bei uns im Internet unter

[www.fes.de/wiso](http://www.fes.de/wiso)

