

Zukünftige Finanzierung von PV-Anlagen unter 750 kW - Bedarf, Anforderungen, Kosten, Szenarien und Förderung

Diskussionspapier im Rahmen des Dienstleistungsvorhabens

Zukünftige Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland

im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Autoren:

Anne Held, Jenny Winkler, Mario Ragwitz (Fraunhofer ISI)

Henning Jachmann, Tobias Kelm, Jochen Metzger (ZSW)

Luise Bangert, Christoph Maurer, Bernd Tersteegen (Consentec)

Markus Kahles (SUER)

Silvana Tiedemann, Fabian Wiegand (Navigant)

Stand Mitte 2018, selektive Aktualisierung Januar 2019

Inhalt

1	Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen	3
1.1	Voranalyse	3
1.2	Vorgehen für die Analyse der Förderinstrumente	7
1.3	Handlungsempfehlungen	9
2	Ausgangslage	17
3	Der Beitrag von PV-Anlagen im zukünftigen Energiesystem	19
4	Die Rolle von PV-Anlagen unter 750 kW	21
4.1	Markt- und Akteursstruktur	21
4.2	Absolute und spezifische Flächeninanspruchnahme von PV-Freiflächenanlagen sowie Flächenpotenziale	26
5	Zusatzkosten des Ausbaus von PV-Anlagen unter 750 kW und daraus resultierende Anforderungen an diese Anlagen	30
5.1	Spezifische Investitionen und Stromgestehungskosten	30
5.2	Marktintegrationskosten	32
5.2.1	Vermarktungskosten	33
5.2.2	Kosten für Fernsteuerbarkeit	36
5.3	Netzintegrationskosten	39
5.4	Zusammenfassung der Kosten und Anforderungen an PV-Anlagen bis 750 kW	46
6	Förderinstrumente für PV-Anlagen unter 750 kW	48
6.1	PV-Szenariowelten	48
6.1.1	Rahmenbedingungen für den PV-Ausbau	49
6.1.2	Definition plausibler Szenariowelten	52
6.2	Instrumentendiskussion	61
6.2.1	Dimensionen bzw. Designelemente der einzelnen Instrumentenbündel	61
6.2.2	Kriterien für die Bewertung der Instrumentenbündel	62
6.2.3	Geeignete Förderinstrumente für die einzelnen Szenariowelten	66
6.2.4	Zusammenfassung der Instrumentendiskussion	86

7	Annex 1: Überblick über Designelemente der einzelnen Instrumentenbündel	92
7.1	Art der Auszahlung	93
7.2	Bestimmung der Vergütungshöhe	97
7.3	Mengensteuerung	99
7.4	Umgang mit Vor-Ort-Versorgung	101
7.5	Elemente zur Vermeidung hoher Netzintegrationskosten	103
8	Annex 2: Rechtliche Diskussion: Möglichkeiten zur Mengensteuerung ohne Förderhebel (z. B. Planungsrecht)	109
9	Annex 3 - Überlegungen zu Ausschreibungen für kleine und mittlere Dachanlagen	118
9.1	Einleitung	118
9.2	Ausschreibungen für kleinere Anlagen in Frankreich	119
9.3	Anpassungen des Auswahl- und Preisbildungsmechanismus	123
9.3.1	Absenkung der De-Minimis-Grenze mit Quoten nach Größenklassen	123
9.3.2	Absenkung der De-Minimis-Grenze mit Boni/Mali nach Größenklassen	124
9.3.3	Übertragung der Ausschreibungsergebnisse auf kleine Anlagen	125
9.3.4	Administrative Preisbestimmung und Anmeldesystem für kleine Anlagen	126
9.4	Anpassung der Teilnahmebedingungen und Regelungen für erfolgreiche Projekte	127
9.4.1	Zulassung von Intermediären	127
9.4.2	Zulassung von Vor-Ort-Verbrauch in der Ausschreibung für Anlagen unter X MW	130
9.5	Anpassung der operativen Abwicklung der Ausschreibung: Online-Abwicklung	130
10	Annex 4 – Exkurs zu möglichen Netzbaumaßnahmen	132

1 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen

Nachdem die Förderung von Photovoltaikanlagen (PV) in Deutschland bis 2015 zunächst über administrativ gesetzte Einspeisetarife und -prämien erfolgte, wurde die Förderung für Freiflächenanlagen in 2015 und 2016 im Rahmen von Pilotausschreibungen ermittelt. Die derzeitige Förderung von PV-Anlagen (Stand 2018) wird nach Größenklassen unterschiedlich gehandhabt. So fällt nach EEG 2017 die Förderung für Dach- und Freiflächenanlagen mit einer installierten Leistung über 750 kW unter die Regelungen zur wettbewerblichen Ermittlung der Marktprämie. Die Förderung von Dach- und Freiflächenanlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 750 kW wird gemäß der jetzigen Rechtslage eingestellt, sobald die Gesamtleistung aller geförderten Photovoltaikanlagen 52 GW erreicht (§ 49 Absatz 5 EEG 2017). Die Bundesregierung legt rechtzeitig vor Erreichen des genannten Schwellenwertes einen Vorschlag für die Neugestaltung der bisherigen Regelung vor (§ 49 Absatz 6 EEG 2017).

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob eine Förderung für kleinere Anlagen auch nach Erreichen des 52-GW-Deckels sinnvoll und notwendig ist. Falls diese weitere Förderung als zielführend bewertet wird, soll beantwortet werden, wie diese Förderung aussehen sollte. Dafür erfolgt in diesem Papier zunächst eine Einordnung des möglichen Beitrags kleiner PV-Anlagen (< 750 kW) im zukünftigen Energiesystem auf Basis eines Vergleichs verschiedener Energiesystemszenarien, eine Analyse der derzeitigen Markt- und Akteursstruktur sowie der Abschätzung der Zusatzkosten eines Ausbaus kleiner PV-Anlagen im Vergleich zu einem Zubau mit größeren Anlagen. Basierend auf dieser Voranalyse werden anschließend diverse Förderinstrumente aufgezeigt, verglichen und in Abhängigkeit von verschiedenen Entwicklungsszenarien für einen Zeithorizont von 10 bis 15 Jahren bewertet. Die Analysen erfolgen soweit möglich gestaffelt nach Größenklassen der Anlagen.

1.1 Voranalyse

Beitrag der PV zum Energiesystem

Der mögliche Beitrag von PV-Anlagen im Energiesystem wurde durch einen Szenarienvergleich abgeschätzt. Dabei zeigen die betrachteten Szenarien eine große Spannbreite. So wird deutlich, dass eine große Spannbreite, insbesondere hinsichtlich der langfristigen Betrachtung bis 2050 besteht, die unter anderem von Annahmen zum Ausmaß der Dekarbonisierung sowie

zur Entwicklung der Stromnachfrage, der Sektorkopplung und der Stromerzeugungspotenziale abhängt. Für 2030 liegen die Werte zwischen 43 GW und 116 GW. Überwiegend ist demnach ein Zubau auch im Segment der Anlagen unter 750 kW notwendig, insbesondere falls das jährliche Ausschreibungsvolumen für Anlagen > 750 kW nicht stark erhöht wird.

Die derzeitige Rolle von kleinen PV-Anlagen

Die Analyse der installierten PV-Kapazitäten nach Größenklassen zeigt ab 2010 einen verstärkten Zubau größerer Dachanlagen über 100 kW und Freiflächenanlagen. Ab 2013 ist ein Rückgang des Zubaus in allen Leistungssegmenten zu beobachten.

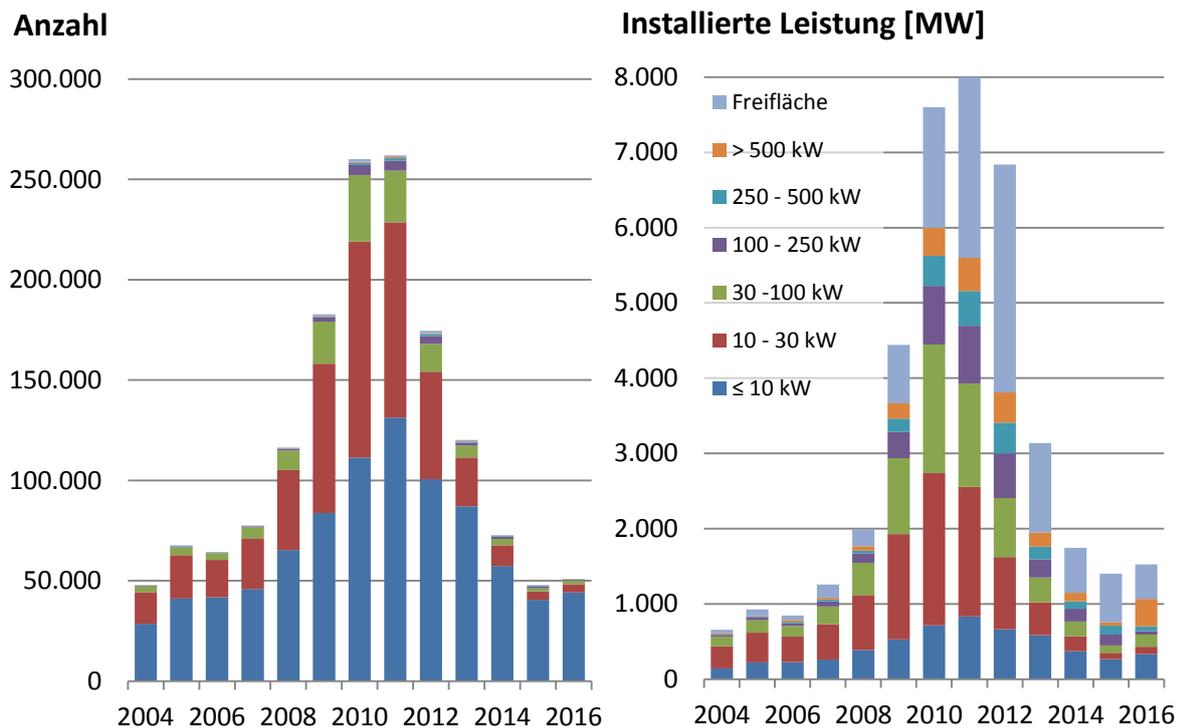


Abbildung 1: Entwicklung des PV-Zubaus in Deutschland nach Jahren und Leistungsklassen (links: Anzahl, rechts Leistung); 2016 vorläufig/hochgerechnet (Datenquelle: EEG-Stamm- und -Bewegungsdaten)

Der Selbstverbrauch ist bei neu installierten Dachanlagen in den einzelnen Leistungsklassen unterschiedlich stark verbreitet, während er bei Freiflächenanlagen eine vernachlässigbare Rolle spielt bzw. für Anlagen, die im Rahmen der Ausschreibungen gefördert werden, ausgeschlossen ist. Mit zunehmender Anlagenleistung nimmt der Anteil der Anlagen mit Selbstverbrauch tendenziell ab.

Die Struktur der Betreiber von PV-Anlagen in Deutschland ist äußerst heterogen. Von Kleinanlagen im Haushaltssektor über mittelgroße Anlagen in zahlreichen Akteursbereichen (Landwirtschaft, Mehrfamilienhäuser, öffentliche Gebäude, Gewerbe, etc.) bis hin zu größeren Anlagen in professioneller Hand (Projektierer, Energieversorgungsunternehmen, Fonds, Banken) sind sehr unterschiedliche und kaum verallgemeinerbare Strukturen vorzufinden. Ein weitgehend homogenes Segment dürfte lediglich der Dachanlagenmarkt bis 10 kW darstellen, der sich hauptsächlich auf private Haushalte erstreckt.

Obwohl ausreichend Flächenpotenzial für die Installation von Freiflächenanlagen zur Verfügung steht, können Akzeptanzgründe oder restriktive Flächenbegrenzungen zu einer begrenzten Flächenverfügbarkeit führen, die die Installation von weniger kosteneffizienten PV-Dachanlagen erforderlich macht.

Zusatzkosten des Ausbaus von PV-Anlagen unter 750 kW

Um die Kosteneffizienz möglicher Instrumente zur Förderung kleiner PV-Anlagen abschätzen zu können, wurden die Zusatzkosten eines Ausbaus kleiner PV-Anlagen mit einer Größe bis 750 kW - mit Ausnahme der Netzintegrationskosten¹ - abgeschätzt. Tabelle 5 zeigt die Ergebnisse der Kostenschätzung für PV-Anlagen nach Größenklassen für das Jahr 2017. Sie zeigt, dass die Kosten inkl. Direktvermarktung und Fernsteuertechnik mit zunehmender Anlagengröße deutlich abnehmen. Insbesondere die Anlagen kleiner 10 kW weisen fast doppelt so hohe Kosten auf wie Anlagen mit einer Größe von 500 kW.

¹ Die Netzintegrationskosten werden bei der Berechnung nicht betrachtet, da diese sehr stark vom Standort abhängen und zudem häufig nur als Einmalkosten für den Ausbau eines Netzbetriebsmittels anfallen. Durch eine Ansteuerbarkeit der Anlagen können Netzausbaukosten ggf. reduziert werden. Inwieweit die Kosten für die Ansteuerbarkeit günstiger sind als der andernfalls erforderliche Netzausbau ist ebenfalls standortspezifisch.

Tabelle 1: Abschätzung der Gesamtkosten für PV-Anlagen bis 750 kW (Stand 2017)

Anlagengröße (kW)	< 10	10-30	30-100	100-250	>250
Stromgestehungskosten* Stand 2017 (€/kWh)	14	12	11	10	9
Direktvermarktungskosten (€/kWh)	0,5**	0,5**	0,25-0,5	0,15-0,25	0,25
Kosten intelligenter Messgeräte*** (€/kWh)	1,6 – 4,8	1,6 – 4,8	0,2-1,0	0,1-0,2	0,03-0,2
Summe (€/kWh)	16-19	14-17	12-13	10-11	9-10
Netzintegrationskosten	<ul style="list-style-type: none"> • sehr stark standortabhängig • häufig Einmalkosten für Netzabschnitt aufgrund der Stufigkeit des Netzausbaus • Fernsteuerung durch Rundsteuertechnik oder bidirektionale Messeinrichtung kann Kosten der Netzintegration ggf. reduzieren 				

* Kosten gelten jeweils für mittlere Anlagen in der Größenklasse, bei > 250 kW wird eine Anlage von 500 kW zugrunde gelegt, **hierzu liegen keine Daten und wenig Erfahrungen vor, die Kostenschätzung ist mit hoher Unsicherheit verbunden, *** Kostenzusammenstellung auf Grundlage der abweichenden Größenklassen in Tabelle 4.

Legt man die Verteilung der Anlagen auf die einzelnen Größensegmente aus dem BAU (Business-as-usual)-Szenario der Zukunftswerkstatt zur PV-Eigenversorgung (Winkler et al. 2016²) zu Grunde, so ergeben sich, durch den Zubau von 1.900 MW an Anlagen unter 750 kW im Vergleich zu den in der Ausschreibung bezuschlagten Großanlagen,³ jährliche

² https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukunftswerkstatt-erneuerbare-energien.pdf?__blob=publicationFile&v=8

³ Es wird auch hier von 900 Volllaststunden pro Jahr ausgegangen. Zudem werden die aktuellen Kosten für die Berechnung verwendet. Der Zubau in späteren Jahren kann ggf. mit geringeren Mehrkosten verbunden sein, falls die Kostenunterschiede zwischen Freiflächen- und Aufdachanlagen zukünftig sinken. Außerdem kann bei einer Ausweitung des Ausschreibungsvolumens aufgrund des geringeren Wettbewerbs auch der Förder-

Zusatzkosten von 127,1 Mio. €. Dies entspricht einem Anteil von etwa 0,6 % der jährlichen EEG-Differenzkosten⁴. Konzentriert sich der Zubau auf das Segment der Kleinstanlagen unter 10 kW, so könnten zusätzliche Kosten von jährlich etwa 153,9 Mio. € oder 0,7% der EEG-Differenzkosten anfallen.

1.2 Vorgehen für die Analyse der Förderinstrumente

Im vorliegenden Papier wurden Förderinstrumente für kleine PV-Anlagen unter 750 kW im Kontext unterschiedlicher Förderschwerpunkte untersucht und bewertet. Dabei bestehen bei diesen "kleinen" PV-Anlagen erhebliche Unterschiede im Hinblick auf Kosten, beteiligte Akteure etc.. Aus diesem Grund erfolgte eine qualitative Untersuchung und Bewertung der Instrumente basierend auf dem Ausbau unterschiedlicher Segmente oder Größenklassen von PV-Anlagen, die in drei Szenariowelten definiert wurden: Der Fokus von Welt 1 liegt auf der Förderung von großen Freiflächenanlagen (einschließlich Anlagen > 750 kW)⁵, während in Welt 2 hauptsächlich die Entwicklung großer Dachanlagen, die auch im gewerblichen Bereich Einsatz finden, im Fokus der Förderung steht. In Welt 3 steht die Entwicklung kleiner Dachanlagen für Privathaushalte im Mittelpunkt. Der Fokus auf bestimmte Größenklassen bedeutet dabei jedoch nicht, dass in den anderen Größenklassen kein zusätzlicher Ausbau mehr erfolgen kann. Neben den unterschiedlichen Größenklassen unterscheiden sich die Szenarien hinsichtlich der Rolle von Vor-Ort-Versorgungskonzepten⁶ sowie der Verfügbarkeit von Speichern. Beide Parameter haben deutliche Auswirkungen auf den Ausbau von PV-

bedarf für Freiflächenanlagen höher sein. Es wurden gewichtete Zuschlagspreise von 8 bzw. 7.4 ct/kWh zum Vergleich herangezogen.

⁴ Zu Grunde gelegt wurden die ex-post berechneten EEG-Differenzkosten 2015.

⁵ Für Welt 1 erfolgt keine detaillierte Instrumentenanalyse, sondern stellt die Referenzentwicklung dar. Aus diesem Grund beinhaltet Welt 1 auch PV-Freiflächenanlagen > 750 kW. Die Ausgestaltung der Instrumente in den Welten 2 und 3 steht im Fokus dieser Untersuchung.

⁶ Bei der Definition der unterschiedlichen Szenariowelten wird nicht nach der Eigentümersituation im Gebäude unterschieden, Stattdessen wird danach unterschieden, ob generell der Verbrauch des auf dem Gebäude erzeugten Stroms im Gebäude finanziell attraktiv und möglich ist. Entsprechend ist in Szenarien mit attraktivem Vor-Ort-Verbrauch sowohl die Eigenversorgung im engeren Sinn als auch im weiteren Sinn (bspw. basierend auf dem Mieterstrommodell) finanziell attraktiv.

Dachanlagen. Vor der Bewertung der Instrumente erfolgt eine kurze Einschätzung, welche PV-Segmente im Fokus der Förderung stehen sollten.

Der Übergang zwischen den Welten 2 und 3 ist aufgrund der Heterogenität der Akteure im Dachanlagenmarkt fließend. Die Schwelle für die Trennung dieser Welten und damit der Fördersysteme dürfte mit dem mittelfristigen Zeithorizont von 10 bis 15 Jahren in der Größenordnung von 30 bis 100 kW liegen. Eine genaue Festlegung muss in Abhängigkeit der jeweils konkret angedachten Fördersysteme für kleine und große Dachanlagen erfolgen.

Berücksichtigung der Rahmenbedingungen für den PV-Ausbau

Im Segment der Freiflächenanlagen (Welt 1) spielt üblicherweise die Vor-Ort-Versorgung oder Speicherung von Strom eine untergeordnete Rolle. Entsprechend basieren unsere Analysen zu diesem Segment ausschließlich auf einem Szenario mit Volleinspeiseanlagen. PV-Dachanlagen sind derzeit finanziell umso attraktiver, desto höhere Vor-Ort-Verbrauchsanteile erreicht werden. Ob Sektorkopplungstechnologien und insbesondere Speicher verfügbar und finanziell attraktiv sind, beeinflusst dabei maßgeblich die Anlagenauslegung. Zudem ist es möglich, wie derzeit bei den Ausschreibungen für größere PV-Anlagen, Stromerzeugung zur Vor-Ort-Versorgung auszuschließen, wenn Anlagen gefördert werden, was ebenfalls die Anlagenauslegung beeinflusst. Entsprechend werden bei der Bewertung von Förderinstrumenten für große (Welt 2) und kleine (Welt 3) Dachanlagen jeweils drei Ausprägungen unterschieden:

- Attraktive Vor-Ort-Versorgung ohne attraktive Speicher (Welt 2a und 3a)
- Attraktive Vor-Ort-Versorgung und attraktive Speicher/ Sektorkopplung (Welt 2b und 3b)
- Vor-Ort-Versorgung nicht attraktiv (Welt 2c bzw. 3c)

Bewertungsmethodik

Die Bewertung des Förderfokus und der Förderinstrumente ist qualitativer Natur, es wurde keine umfassende Kosten- und Nutzenabwägung durchgeführt, sondern eine qualitative Einschätzung der verschiedenen Effekte. Die Bewertung der möglichen Instrumente erfolgte basierend auf objektiven Kriterien, bei denen insbesondere Kosteneffizienz auf der einen Seite sowie Akzeptanzgründe auf der anderen Seite hervorzuheben sind. Im Hinblick auf Akzeptanzgründe wurde angenommen, dass mit der Beteiligung von Privatpersonen am Zu-

bau von PV-Kapazität und damit am Energiewendeprozess eine akzeptanzsteigernde Wirkung für die Energiewende verbunden ist.

1.3 Handlungsempfehlungen

Welche PV-Anlagen unter 750 kW sollen im Fokus der Förderung stehen?

Die Frage, welches Anlagensegment vorwiegend gefördert werden soll, kann nicht eindeutig beantwortet werden, sondern liegt an der (subjektiv einzuschätzenden) Relevanz und Gewichtung der Bewertungskriterien.

Insgesamt lässt sich sagen, dass bei einem Fokus auf der Förderung größerer Anlagen (Welt 1, Welt 2) eine bessere Kosteneffizienz erzielt werden kann als im Fall der Förderung kleiner Dachanlagen (Welt 3). Dies liegt darin begründet, dass sowohl die Anlagenkosten als auch die Netzausbaukosten in den Welten mit größeren Anlagen tendenziell geringer ausfallen. Bei den Stromgestehungskosten liegt dies an den geringeren spezifischen Kosten größerer Anlagen. Bei den Netzkosten macht sich insbesondere die Netzanschlussebene bemerkbar. Bei einem Netzanschluss auf höherer Netzebene ist die Wahrscheinlichkeit für zusätzlichen Netzausbaubedarf geringer. Innerhalb der gleichen Netzebene (bspw. unterschiedlich große Anlagen auf Privathäusern) steigen jedoch die Wahrscheinlichkeit für zusätzlichen Netzausbaubedarf und damit die Netzkosten mit der Anlagengröße. Freiflächenanlagen (Welt 1) stellen aus Systemsicht grundsätzlich die kostengünstigste Alternative dar, dafür müssen jedoch ausreichend Flächen zur Verfügung stehen. Falls Beschränkungen bei der Flächenverfügbarkeit - auch aus Akzeptanzsicht (z. B. Bürgerbeteiligung, Akteursvielfalt, Kontroversen bzgl. der Flächeninanspruchnahme von Freiflächenanlagen) - bestehen, können alternativ große Dachanlagen in den Fokus der Förderung gestellt werden. Im Gegensatz dazu ist die Förderung kleiner Dachanlagen im Haushaltsbereich aus Systemsicht weniger kosteneffizient, jedoch kann möglicherweise eine positive Akzeptanzwirkung durch eine direkte Beteiligung der Bürger erzielt werden.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass bei dominierendem Ziel des kosteneffizienten Ausbaus und der Voraussetzung verfügbarer Flächen Welt 1 mit Freiflächen anzustreben wäre, während bei Welt 3 die Förderung der Akzeptanz der Energiewende sowie der Beteiligung privater Akteure im Fokus steht. Eine Kompromisslösung zwischen einem kos-

teneffizienten Ausbau und Akzeptanzgründen bietet der Fokus der Förderung auf große Dachanlagen.

Welche Förderinstrumente sind in den verschiedenen Szenarien sinnvoll?

Instrumente		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7
Instrumentendimensio	Auszahlung	Einspeisevergütung	Marktprämie	Investitionszuschuss, Durchleitung Marktwert	Investitionszuschuss, Direktvermarktung	Marktprämie	Marktprämie	Investitionszuschuss, Direktvermarktung
	Vergütungshöhe / Mengensteuerung	Administrativ / atmender Deckel	Administrativ / atmender Deckel	Administrativ / atmender Deckel	Administrativ	Ausschreibungen	Ausschreibungen	Ausschreibungen
	EV	zulässig	zulässig	zulässig	zulässig	zulässig	nicht zulässig	zulässig
Szenariowelten	Welt 1 Freifläche						Status quo / präf.	
	Welt 2a Große DA, EV						Präferiert für hohe Kosteneffizienz	
	Welt 2b Große DA, EV & Speicher		Status quo					
	Welt 2c Große DA, keine EV					Auch möglich	Präferiert (Kosteneffizienz)	
	Welt 3a Kleine DA, EV	Status quo		Präf. bei hohen Zubauzielen bzw. für Anlagen <10 kW				
	Welt 3b Kleine DA, EV & Speicher							
	Welt 3c Kleine DA ¹	Status quo/ präf.		Auch möglich				

Abbildung 12 gibt einen Überblick über die verschiedenen möglichen und aus Sicht der Autoren im Sinne der o.g. Zielkriterien präferierten Förderinstrumente in den einzelnen Szenariowelten. In der Abbildung sind die Instrumente vereinfacht basierend auf den drei zentralen Dimensionen (Art der Auszahlung, Vergütungshöhe/ Mengensteuerung und Zulässigkeit von Vor-Ort-Versorgung) dargestellt. Die Instrumentenbündel sind so angeordnet, dass von links (hoher Regulierungsgrad) nach rechts eine zunehmend höhere Marktnähe erreicht wird. Die untereinander angeführten Szenariowelten 1 bis 3c sind so angeordnet, dass von oben nach unten der Fokus auf die Gesamteffizienz abnimmt bzw. gleichzeitig der Fokus auf die Akzeptanz zunimmt. Als Akzeptanz-fördernd wird dabei insbesondere die Beteiligung von Privatpersonen am PV-Zubau und damit am Energiewendeprozess verstanden.

Die grau gefärbten Felder zeigen den Status quo in der jeweiligen Szenariowelt. Die grün gefärbten Felder zeigen die Instrumentenbündel, die für entsprechende Szenariowelten untersucht wurden. Die mit grün und dick umrandeten Felder zeigen die aus heutiger Sicht präferierten Optionen und sind teilweise weiter spezifiziert.

← Hoher Regulierungsgrad → Hohe

Instrumente		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9
Instrumentendimensio	Auszahlung	Einspeisevergütung	Marktprämie	Investitionszuschuss, Durchleitung Marktwert	Investitionszuschuss, Direktvermarktung	Marktprämie	Marktprämie	Investitionszuschuss, Direktvermarktung	Durchleitung Marktwert	Direktvermarktung
	Vergütungshöhe / Mengensteuerung	Administrativ / atmender Deckel	Administrativ / atmender Deckel	Administrativ / atmender Deckel	Administrativ	Ausschreibungen	Ausschreibungen	Ausschreibungen	Keine	Keine
	EV	zulässig	zulässig	zulässig	zulässig	zulässig	nicht zulässig	zulässig	zulässig	n/a
Szenariowelten	Welt 1 Freifläche						Status quo / präf.			
	Welt 2a Große DA, EV		Status quo				Präferiert für hohe Kosteneffizienz			Präf. bei geringen Zubauzielen
	Welt 2b Große DA, EV & Speicher								Präferiert	
	Welt 2c Große DA, keine EV					Auch möglich	Präferiert (Kosteneffizienz)			
	Welt 3a Kleine DA, EV	Status quo		Präf. bei hohen Zubauzielen bzw. für Anlagen <10 kW					Präf. bei geringen Zubauzielen	
	Welt 3b Kleine DA, EV & Speicher							Präferiert		
	Welt 3c Kleine DA ¹	Status quo / präf.		Auch möglich						

↑ Fokus Kosteneffizienz
↓ Fokus Akzeptanz

Abbildung 2: Überblick über präferierte Instrumente nach Szenariowelt

DA¹ - Beide Optionen (Einspeisetarif oder Investitionszuschuss) können auch ausgeschrieben werden, falls dies gewünscht ist und ein sinnvolles Ausschreibungsdesign ohne zu hohe Transaktionskosten möglich ist. Zudem ist neben dem atmenden Deckel auch ein fixer Deckel möglich, um das (insgesamt begrenzte) Mengenrisiko weiter zu minimieren.

Welche Instrumente eignen sich grundsätzlich besser für die unterschiedlichen Fördersegmente?

Insgesamt erfordert die Festlegung auf ein Fördersystem für die PV die Lösung des Trade-Off zwischen dem Fokus Akzeptanz (z. B. Bürgerbeteiligung, Akteursvielfalt, Kontroversen bzgl. der Flächeninanspruchnahme von Freiflächenanlagen) und der Kosteneffizienz des Zubaus. Tendenziell sind für Welten mit Fokus auf Kosteneffizienz eher Instrumente mit hoher Marktnähe sinnvoll, während für Welten mit Fokus auf Akzeptanz eher Instrumente mit höherem regulatorischen Anteil als sinnvoll erachtet werden.

Wie beeinflussen Rahmenbedingungen wie die Attraktivität von Vor-Ort-Versorgung, Speicher- und Sektorkopplungstechnologien die Instrumentenwahl?

Große Unterschiede bestehen zudem zwischen den Vor-Ort-Versorgungs-Welten (a und b) und den Welten mit Volleinspeiseanlagen (c). In den Vor-Ort-Versorgungswelten (a und b) ist jeweils der Vor-Ort-Verbrauch des mit der Dachanlage erzeugten (und in Welt b auch gespeicherten) Stroms eine finanziell attraktive Option. In Welt c ist dies nicht der Fall und der Strom wird vollständig ins Netz eingespeist.

Es wird darauf hingewiesen, dass (a)-Welten eher weniger konsistente Welten darstellen, da Vor-Ort-Versorgungs-Privilegien ohne die Verfügbarkeit kostengünstiger Speicher oder Sektorkopplungstechnologien zur Erhöhung des Vor-Ort-Verbrauchsanteils eher nicht erstrebenswert sind. Ähnlich ist es fraglich, ob eine Welt 3 (c) mit dem Hauptziel Förderung der Akzeptanz der Energiewende ohne die Möglichkeit zur Vor-Ort-Versorgung sinnvoll ist. Da insbesondere die Regulierung der Anreize für Vor-Ort-Verbrauch, Speicher oder Sektorkopplungstechnologien nicht nur vor dem Hintergrund der EE-Förderung gestaltet wird, stellen die genannten Welten trotzdem eine mögliche Entwicklung dar und werden mitdiskutiert.

Im Allgemeinen ist aus Sicht des Konsortiums eine direkte Förderung der PV-Anlagen über finanzielle Förderung einer indirekten Förderung über reduzierte Abgaben, Umlagen und Entgelte vorzuziehen, da sich die direkte Förderung durch eine bessere Steuerbarkeit sowie durch geringere Parametrierungsrisiken charakterisiert. Auf der anderen Seite ist aus Sicht des Konsortiums ein Verbot der Vor-Ort-Versorgungsprivilegien - mit Ausnahme bei der Nutzung eines Ausschreibungssystems - nicht erforderlich.

Entsprechend ergeben sich die folgenden präferierten Politikoptionen für die direkte Förderung⁷.

Welche Förderung wird für "Freiflächenanlagen" präferiert?

Für Welt 1 ist die präferierte Option der Status quo. Eine weitere Erhöhung der Kosteneffizienz könnte durch eine weitere Öffnung der zulässigen Flächen bzw. Größenbegrenzung auf mehr als 10 MW erzielt werden. Auch hierbei ist jedoch abzuwägen zwischen Kosteneffizienz und Akzeptanzgesichtspunkten.

Welche Förderung wird für "Große Dachanlagen" präferiert?

In Welt 2 spielt durch den Fokus auf größere und damit günstigere Anlagen die Kosteneffizienz ebenfalls eine wichtige Rolle. Im Falle eines starken Fokus auf Kosteneffizienz sind Ausschreibungssysteme gegenüber der administrativen Bestimmung der Förderhöhe vorzuziehen. In den Welten 2 sind – abhängig von der Trennung der Fördersysteme – mehr kommerzielle Akteure betroffen, denen die Teilnahme an der Ausschreibung eher zugetraut werden kann. Es bestehen jedoch hohe Anforderungen an die Ausgestaltung eines Ausschreibungssystems, insbesondere da es sich häufig um Einmal-Akteure handelt und hohe Unsicherheiten über das Wettbewerbsniveau vorherrschen. In Welt 2 wurde die Durchleitung des Marktwerts nicht als Option betrachtet, da für die größeren und kommerziellen Akteure die Direktvermarktung zumutbar erscheint⁸.

⁷ Eine genaue Gegenüberstellung der einzelnen Optionen zur Förderung für alle betrachteten Welten findet sich in Abschnitt 6.2.3.

⁸ Als „große Dachanlagen“ werden für die Zwecke dieses Papier Anlagen < 750 kW eingeordnet. Dabei wird sich an der geltenden Rechtslage orientiert, wonach Anlagen größer als 750 kW dem Ausschreibungserfordernis unterliegen und damit als größere Akteure verstärkt dem Wettbewerb ausgesetzt werden. Innerhalb des Segments der Dachanlagen bildet wiederum die Schwelle von 100 kW eine weitere Grenze, da unterhalb dieser Schwelle noch ein Anspruch auf die gesetzlich festgelegte Einspeisevergütung besteht, während für Anlagen größer als 100 kW eine Zahlung in Form der Marktprämie im Wege der Direktvermarktung gewährt wird. Die neue EU-Strommarktverordnung legt mit Geltung ab 01.01.2020 die Schwelle von 400 kW als Grenze fest, ab der Anlagen eine Bilanzausgleichsverantwortung übernehmen (Art. 4) und ihren Strom nicht durch einen Abnahmeanspruch garantiert, sondern nach marktlichen Grundsätzen einspeisen müssen (Art. 11). Die Mitgliedstaaten können diese Grenzen aber auch absenken. Mit der Geltung der EU-Strommarktverordnung ist somit nicht zwingend eine Veränderung der Grenzwerte nach deutschem Recht

In Welt 2a und 2b bestehen jeweils attraktive Bedingungen für Vor-Ort-Versorgung. Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen ergibt sich hier zum Teil (2a) bzw. zu einem bedeutenden Teil (Speicher in Welt 2b) aus dem vermiedenen Strombezug. Im betrachteten Zeithorizont ist davon auszugehen, dass bereits in Welt 2a ein Teil der Anlagen selbsttragend ist, in Welt 2b ist dieser Anteil vermutlich höher.

Förderung großer Dachanlagen bei hohen Anreizen für Vor-Ort-Versorgung und geringen Anreizen für Sektorkopplung und Speichertechnologien

Für Welt 2a präferiert das Konsortium – einen Fokus auf die Kosteneffizienz des Gesamtsystems vorausgesetzt – die Option der **Ausschreibung der Marktprämie**. Vor-Ort-Versorgung sollte dabei analog zu den Ausschreibungen im EEG 2017 nicht zugelassen sein. Vor-Ort-Versorgung sollte nicht zugelassen werden, da der Vor-Ort-Verbrauch die Ausschreibungsergebnisse verzerrt und Akzeptanzgründe bei kommerziellen Akteuren eher weniger relevant sind. Die Volleinspeiseanlagen würden dann an den Ausschreibungen teilnehmen. Unter diesen Voraussetzungen würden in Welt 2a zum einen selbsttragende Vor-Ort-Versorgungsanlagen mit hohen Vor-Ort-Verbrauchsanteilen außerhalb des Fördersystems, zum anderen Volleinspeiseanlagen im Ausschreibungssystem zugebaut. Diese Parallelität zeigt, dass hohe Anforderungen an das Design des Ausschreibungssystems bestehen, um potenzielle Teilnehmer nicht abzuschrecken. Ist das Ausschreibungssystem nämlich nicht attraktiv, werden die Anlagen entweder nicht gebaut oder außerhalb der Ausschreibungen „vor-Ort-Verbrauchsoptimiert“ und damit tendenziell kleiner dimensioniert. Bei geringem Zubauziel bzw. einem geringen erforderlichen Beitrag großer Dachanlagen kann auch ausschließlich die sonstige Direktvermarktung gewählt werden (wie beschrieben werden Anlagen dann „vor-Ort-Verbrauchsoptimiert“ und tendenziell kleiner ausgelegt).

Förderung großer Dachanlagen bei hohen Anreizen für Vor-Ort-Versorgung und hohen Anreizen für Sektorkopplung und Speichertechnologien

In Welt 2b dürfte unter der Annahme, dass attraktive Vor-Ort-Versorgungsbedingungen einschließlich der Verfügbarkeit von günstigen Speichern vorhanden sind, im betrachteten

verbunden, Für die Zwecke dieses Papiers wird sich insofern weiterhin an den geltenden Grenzwerten des deutschen Rechts orientiert. Ggf, muss vor dem Hintergrund der neuen EU-Strommarktverordnung nochmal diskutiert werden, ab welcher Anlagengröße eine Direktvermarktung sinnvoll erscheint.

Zeithorizont (10 bis 15 Jahre) voraussichtlich **keine zusätzliche Förderung** mehr notwendig sein. Der Anlagenbetreiber ist verantwortlich für die Vermarktung von eingespeisten Überschüssen. Volleinspeiseanlagen werden jedoch voraussichtlich nicht mehr errichtet, sofern für diese kein eigenes Instrument geschaffen wird.

Förderung großer Dachanlagen bei geringen Anreizen weder für Vor-Ort-Versorgung noch für Sektorkopplung und Speichertechnologien

In Welt 2c liegt der Fokus auf Volleinspeiseanlagen, da Vor-Ort-Versorgung und Speicher in dieser Welt nicht attraktiv sind. In diesem Fall präferieren wir analog zur Welt 2a eine Förderung über die **ausgeschriebene Marktprämie**. Ein Verbot von Vor-Ort-Versorgung ist aufgrund der ohnehin geringen Attraktivität nicht notwendig.

Welche Förderung wird für "Kleine Dachanlagen" präferiert?

Die PV-Dachanlagen in Welt 3 sind eher klein, die Akteure sehr divers und nur in seltenen Fällen kommerziell. Aus diesem Grund sehen wir Ausschreibungen in dieser Welt sehr skeptisch, zumindest sind die Anforderungen an das Ausschreibungsdesign sehr hoch. Aus ähnlichen Gründen präferieren wir die Durchleitung des Marktwerts gegenüber der Direktvermarktung aufgrund des Aufwandes bzw. der zusätzlichen Kosten der Marktteilnahme für kleine Akteure⁹.

Förderung kleiner Dachanlagen bei hohen Anreizen für Vor-Ort-Versorgung und geringen Anreizen für Sektorkopplung und Speichertechnologien

Für Welt 3a präferieren wir bei geringen Zubauzielen die Durchleitung des Marktwerts für die dann vermutlich weitgehend vor-Ort-verbrauchsoptimierten Anlagen. Bei hohen Zubauzielen sollte die noch notwendige zusätzliche Förderung für PV-Kleinanlagen bis 10 kW über das bestehende System der Einspeisevergütung oder einen zusätzlichen Investitionszuschuss erfolgen, da diese ohne Speicher kaum Lastverschiebepotenziale aufweisen und damit nur begrenzte Vor-Ort-Verbrauchsanteile erreichen können. Die Zusatzförderung per Investitionszu-

⁹ Die Bewertung hängt von den Fortschritten ab, die im Zeithorizont im Zusammenhang mit den Abwicklungsprozessen durch die Digitalisierung erzielt werden.

schluss ist insbesondere dann sinnvoll, wenn der Ausbau von vor-Ort-verbrauchsoptimierten Anlagen gewünscht ist¹⁰.

Förderung kleiner Dachanlagen bei hohen Anreizen für Vor-Ort-Versorgung und geringen Anreizen für Sektorkopplung und Speichertechnologien

In Welt 3b sind sowohl Vor-Ort-Versorgung als auch Speicher- und Sektorkopplungsoptionen attraktiv. In dieser Welt sind voraussichtlich auch kleinere Anlagen zusammen mit günstigen Batteriespeichern finanziell attraktiv. Eine zusätzliche Förderung über die Durchleitung der Marktwerte hinaus ist hier nicht notwendig.

Förderung kleiner Dachanlagen bei geringen Anreizen weder für Vor-Ort-Versorgung noch für Sektorkopplung und Speichertechnologien

In Welt 3c werden kleine Volleinspeiseanlagen gefördert. Die Marktteilnahme ist für diese Anlagen ggf. mit hohen Transaktionskosten verbunden, deshalb präferieren wir für diese Anlagen entweder eine Weiterführung des Status quo in Form der **festen Einspeisevergütung** oder eine Umstellung auf **Investitionszuschüsse in Verbindung mit einer Durchleitung der Marktwerte**. Alternativ zum atmenden Deckel kann ein **fixer Deckel** verwendet werden, wobei das Mengenrisiko im Kleinanlagensegment vergleichsweise gering ist. Falls ein attraktives Ausschreibungsdesign mit relativ geringen Transaktionskosten entwickelt werden kann, kommen bei einem Fokus auf Kosteneffizienz auch Ausschreibungen (für Einspeisevergütung oder Investitionszuschüsse) in Frage.

¹⁰ Die Unterschiede in der Wirkung zwischen Investitionszuschüssen und fester Einspeisevergütung sind relativ gering. Investitionszuschüsse führen vermutlich zu etwas geringerem Netzausbaubedarf und ggf. zu verbesserten Finanzierungsbedingungen für die Anlagenbetreiber, Dagegen ist die Berechnung eines geeigneten Investitionszuschusses ggf. etwas komplizierter als die Berechnung eines geeigneten Investitionszuschusses. Aus unserer Sicht sollen die erzeugungsbedingten Einsparungen und Einnahmen durch den für die Eigenversorgung genutzten Strom und die Durchleitung des Marktwerts ausreichend sein, um die Wartung und ausreichende Effizienz der Anlage sicherzustellen. Eine genauere Auswertung der Optionen findet sich in Abschnitt 6.2.3.4.

2 Ausgangslage

Nachdem die Förderung von Photovoltaikanlagen (PV) in Deutschland bis 2015 zunächst über administrativ gesetzte Einspeisetarife und -prämien erfolgte, gab es in 2015 und 2016 Pilotausschreibungen für Freiflächenanlagen. Die derzeitige Förderung von PV-Anlagen (Stand 2018) wird nach Größenklassen unterschiedlich gehandhabt. So fällt nach EEG2017 die Förderung für Dach- und Freiflächenanlagen mit einer installierten Leistung über 750 kW unter die Regelungen zur wettbewerblichen Ermittlung der Marktprämie. Das jährliche Ausschreibungsvolumen beträgt derzeit 600 MW, aufgeteilt auf jeweils drei Runden.

Dabei sind jedoch Dach- und Freiflächenanlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 750 kW von der Teilnahme an den Ausschreibungen ausgenommen. Für sie gelten nach wie vor die gesetzlich festgeschriebenen Tarifhöhen. Die Vergütungssätze bzw. anzulegenden Werte werden in Abhängigkeit der Brutto-Zubauentwicklung monatlich angepasst („atmender Deckel“).

Hinsichtlich der Auszahlungsform, erhalten Anlagen über 100 kW eine Marktprämie sind zur Marktteilnahme verpflichtet, während Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 100 kW Anspruch auf eine feste Einspeisevergütung haben. Damit sind Anlagen mit einer Kapazität bis 100 kW von der Pflicht, ihren Strom im Rahmen des Marktprämienmodells selbst zu vermarkten, ausgenommen.

Die Förderung von Dach- und Freiflächenanlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 750 kW wird gemäß der jetzigen Rechtslage eingestellt, sobald die Gesamtleistung aller geförderten Photovoltaikanlagen 52 GW erreicht (§ 49 Absatz 5 EEG 2017). Die Bundesregierung legt rechtzeitig vor Erreichen des genannten Schwellenwertes einen Vorschlag für die Neugestaltung der bisherigen Regelung vor (§ 49 Absatz 6 EEG 2017).

Zum Jahresende 2016 waren in Deutschland Photovoltaikanlagen mit einer Gesamtleistung von rund 41 GW installiert. Würde der Ausbaupfad in den kommenden Jahren eingehalten, würde der 52-GW-Deckel im Jahr 2021 erreicht werden.

Der tatsächliche Photovoltaikausbau unterliegt in Abhängigkeit der wirtschaftlichen Rahmenbedingungen – insbesondere der (globalen) Modulpreisentwicklung – starken Schwankungen. Wann die Grenze von 52 GW genau erreicht werden wird, lässt sich daher nicht verlässlich prognostizieren. Derzeit wird der Zielkorridor unterschritten (1,5 GW Zubau in 2016). Im Jahr 2017 wurden etwa 1,7 GW an PV-Kapazität zugebaut.

Der Zubau in Deutschland ist im Vergleich zum weltweiten Volumen mittlerweile – im Vergleich zu früheren Jahren – eher gering (2016: rd. 2 % bzw. 1,5 GW von 70 GW; Anteil > 50 % in den Jahren 2004-2007 und 2009). Der Einfluss der Nachfrage aus Deutschland auf die globale Preisentwicklung ist aufgrund des starken PV-Wachstums in anderen Ländern insbesondere in China, ist entsprechend gering.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob eine Anschlussförderung für kleinere Anlagen nach Erreichen des 52-GW-Deckels sinnvoll und notwendig ist? Falls diese weitere Förderung notwendig sein sollte, soll beantwortet werden wie diese Förderung aussehen sollte.

Zur Beantwortung dieser übergeordneten Fragen werden die folgenden Aspekte analysiert:

Zunächst erfolgt eine Einordnung des Beitrags von Anlagen unter 750 kW im zukünftigen Energiesystem. Dies beinhaltet die Frage, wie groß der Bedarf an Anlagen < 750 kW ist, um die Ausbauziele für Erneuerbare Energien zu erreichen.

Des Weiteren wird erörtert, mit welchem Zusatznutzen Anlagen mit einer installierten Kapazität unter 750 kW verbunden sein könnten und welche Zusatzkosten oder weitere Auswirkungen Anlagen <750 kW mit sich bringen können.

Anschließend werden Anforderungen aufgezeigt, die mögliche Zusatzkosten minimieren und eine möglichst reibungslose Integration ins Stromsystem gewährleisten können.

Abschließend wird die Frage behandelt, wie die Förderung der PV-Anlagen unter 750 kW konkret umgesetzt werden könnte. Dabei werden diverse Förderinstrumente aufgezeigt, verglichen und in Abhängigkeit verschiedener Entwicklungsszenarien bewertet. Die Analysen erfolgen soweit möglich gestaffelt nach Größenklassen der Anlagen.

3 Der Beitrag von PV-Anlagen im zukünftigen Energiesystem

Alle Klimaschutzszenarien und zugehörige Energieszenarien gehen bis zum Jahr 2050 von einem starken Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor aus. Je nach Ambitionslevel wird von langfristigen Beiträgen von 90 bis 100 % ausgegangen. Gemäß Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD für die 19. Legislaturperiode soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch im Jahr 2030 auf 65 % angehoben werden. Ausschlaggebend für die Beiträge von Photovoltaik-, Windenergie- und Biomasseanlagen sind insbesondere Kostenentwicklung, Netz- und Systemintegration, Ressourcenverfügbarkeit und Akzeptanz.

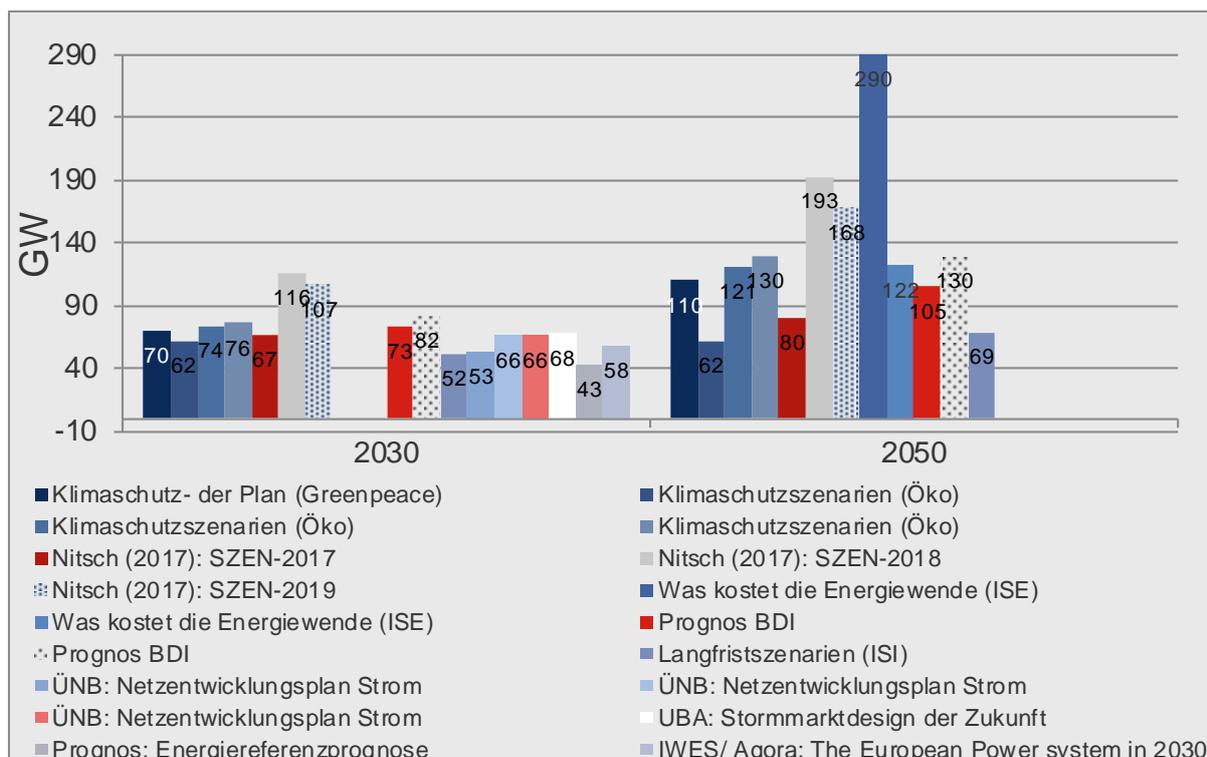


Abbildung 3 zeigt den möglichen Zubau an PV-Leistung in 2030 und 2050 basierend auf unterschiedlichen Energieszenarien für Deutschland. Zum einen wird deutlich, dass eine große Spannbreite, insbesondere hinsichtlich der langfristigen Betrachtung bis 2050 besteht, die unter anderem von Annahmen zum Ausmaß der Dekarbonisierung sowie zur Entwicklung der Stromnachfrage, der Sektorkopplung und der Stromerzeugungspotenziale abhängt. Für 2030 liegen die Werte zwischen 43 GW und 116 GW mit einem Mittelwert von 71 GW.

Ausgehend von einer installierten Leistung von etwa 42 GW im Jahr 2017 und Anlagenstilllegungen von etwa 2 GW bis 2030 (unter der Annahme einer Lebensdauer von 25 Jahren) bedeutet dieser Mittelwert einen durchschnittlichen jährlichen Netto- (Brutto-) Zubau von PV Anlagen von 2,2 GW (2,4 GW). Sollen nur 43 GW erreicht werden, so liegt der jährliche

Bruttozubau bei 0,4 GW, bei einer angestrebten Leistung von 116 GW ist ein durchschnittlicher jährlicher Bruttozubau von 5,8 GW notwendig.

In allen Fällen ist demnach für das Erreichen des Zubauziels ein Zubau auch im Segment der Anlagen unter 750 kW notwendig, falls das jährliche Ausschreibungsvolumen für Anlagen > 750 kW weiterhin auf 600 MW begrenzt bleibt.

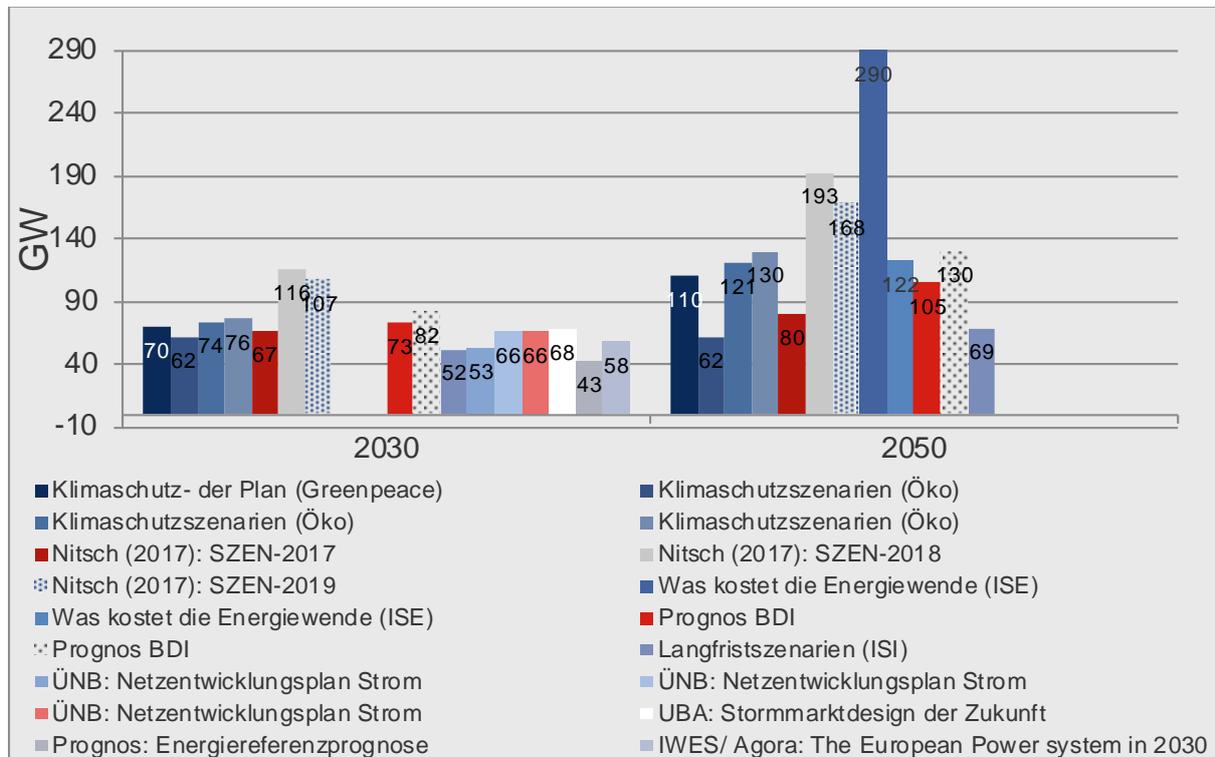


Abbildung 3: Bedarf an PV-Leistung in 2030 und 2050 in verschiedenen Energieszenarien¹¹

¹¹ Die Ergebnisse der Langfristszenarien sind hier nicht enthalten, können aber bei Bedarf ergänzt werden.

4 Die Rolle von PV-Anlagen unter 750 kW

Der Zubau von großen Photovoltaik-Freiflächenanlagen ist grundsätzlich günstiger als der Zubau von Kleinanlagen, die überwiegend an bzw. auf Gebäuden errichtet werden. Die Mehrkosten werden im nächsten Kapitel detailliert beschrieben. Im Folgenden wird zunächst die Struktur des derzeitigen PV-Anlagen-Marktes dargestellt und ein Ausblick auf die mögliche Verteilung der Anlagengrößen in den nächsten Jahren gegeben. Im Anschluss wird der Frage nachgegangen, inwieweit der Zubau von Kleinanlagen aufgrund von Flächenverfügbarkeitsrestriktionen notwendig ist, um die erforderlichen Ausbauraten zu erreichen.

4.1 Markt- und Akteursstruktur

Marktstruktur

Für die weitere Ausgestaltung der Förderung von PV-Anlagen unterhalb von 750 kW ist u. a. die Zusammensetzung nach Leistungsklassen relevant. Bezogen auf die Anlagenzahl stehen die Anlagen bis einschließlich 30 kW für fast 90 % der bis Ende 2015 errichteten 1,5 Mio. PV-Anlagen, allerdings nur für knapp 40 % der installierten Leistung. Wie die folgenden Tabellen sowie Abbildung 4 zeigen, wurden ab 2010 verstärkt größere Dachanlagen über 100 kW und Freiflächenanlagen errichtet. Ab dem Jahr 2013 ging der Zubau in nahezu allen Leistungssegmenten fortlaufend zurück.

Tabelle 2: Entwicklung des PV-Zubaus (Anlagenzahl) in Deutschland nach Jahren und Leistungsklassen (Datenquelle: EEG-Stamm- und -Bewegungsdaten)

	Anzahl	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*
Dachanlagen	≤ 10 kW	65.235	83.691	111.432	131.246	100.654	87.131	57.257	40.489	44.196
	> 10 bis ≤ 30 kW	39.982	74.517	107.651	97.352	53.543	24.337	10.333	4.126	3.997
	> 30 bis ≤ 100 kW	9.617	20.859	32.995	25.742	13.771	5.728	3.326	1.620	2.041
	> 100 bis ≤ 250 kW	869	2.304	5.060	4.902	3.787	1.557	1.068	904	249
	> 250 bis ≤ 500 kW	113	529	1.170	1.346	1.194	494	287	313	152
	> 500 kW	62	253	470	525	466	207	128	46	222
Freifläche		457	655	1.303	914	1.178	681	362	324	145
Summe		116.335	182.808	260.081	262.027	174.593	120.135	72.761	47.822	51.002

* 2016 vorläufig/hochgerechnet

Tabelle 3: Entwicklung des PV-Zubaues (Leistung) in Deutschland nach Jahren und Leistungsklassen (Datenquelle: EEG-Stamm- und -Bewegungsdaten)

[MW]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016*
Dachanlagen									
≤ 10 kW	388	529	716	831	665	583	371	264	333
> 10 bis ≤ 30 kW	728	1.398	2.021	1.725	958	436	199	85	98
> 30 bis ≤ 100 kW	430	1.011	1.708	1.371	782	330	196	99	160
> 100 bis ≤ 250 kW	122	346	780	768	593	243	168	145	47
> 250 bis ≤ 500 kW	39	179	401	463	407	169	99	117	63
> 500 kW	58	202	371	442	403	186	113	50	364
Freifläche	220	776	1.603	2.400	3.030	1.187	599	641	460
Summe	1.985	4.441	7.600	8.000	6.838	3.135	1.746	1.399	1.525

* 2016 vorläufig/hochgerechnet

Der Anstieg bei den Dachanlagen in der Leistungsklasse >500 kW im Jahr 2016 ist Vorzieheffekten von Anlagen auf baulichen Anlagen (z. B. Deponien) zuzurechnen. Ab dem EEG 2017 unterliegen diese Anlagen der Pflicht zur Teilnahme an Ausschreibungen. Anlagen auf baulichen Anlagen werden auch als „unechte Freiflächenanlagen“ bezeichnet.

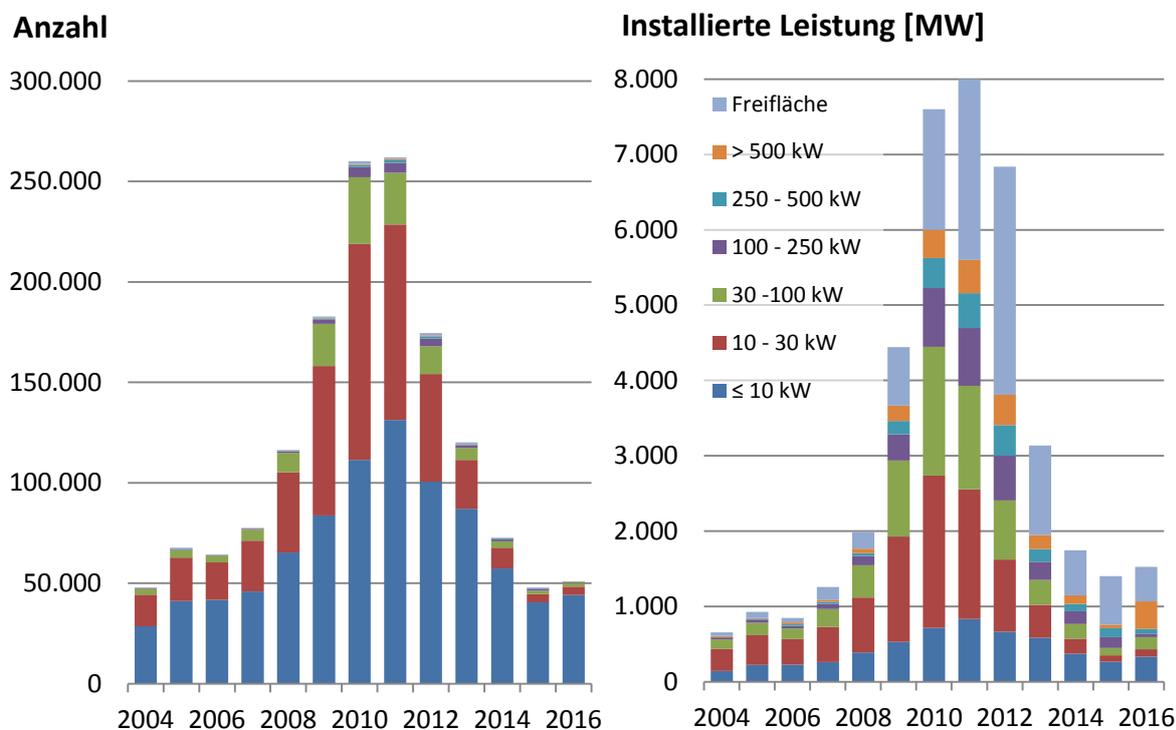


Abbildung 4: Entwicklung des PV-Zubaues in Deutschland nach Jahren und Leistungsklassen (links: Anzahl, rechts Leistung); 2016 vorläufig/hochgerechnet (Datenquelle: EEG-Stamm- und -Bewegungsdaten)

Die Nutzung von Selbstverbrauch bei neu installierten Dachanlagen ist in den einzelnen Leistungsklassen unterschiedlich stark verbreitet, während sie bei Freiflächenanlagen eine vernachlässigbare Rolle spielt bzw. für Anlagen, die im Rahmen der Ausschreibungen gefördert werden, ausgeschlossen ist. Für Anlagen unter 10 kW gibt es keine belastbaren Daten zur Verbreitung des Selbstverbrauchs bei Neuanlagen¹², es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass nahezu alle dieser Anlagen Selbstverbrauch aufweisen. Mit zunehmender Anlagenleistung nimmt der Anteil der Anlagen mit Selbstverbrauch tendenziell ab (vgl. Abbildung 5).

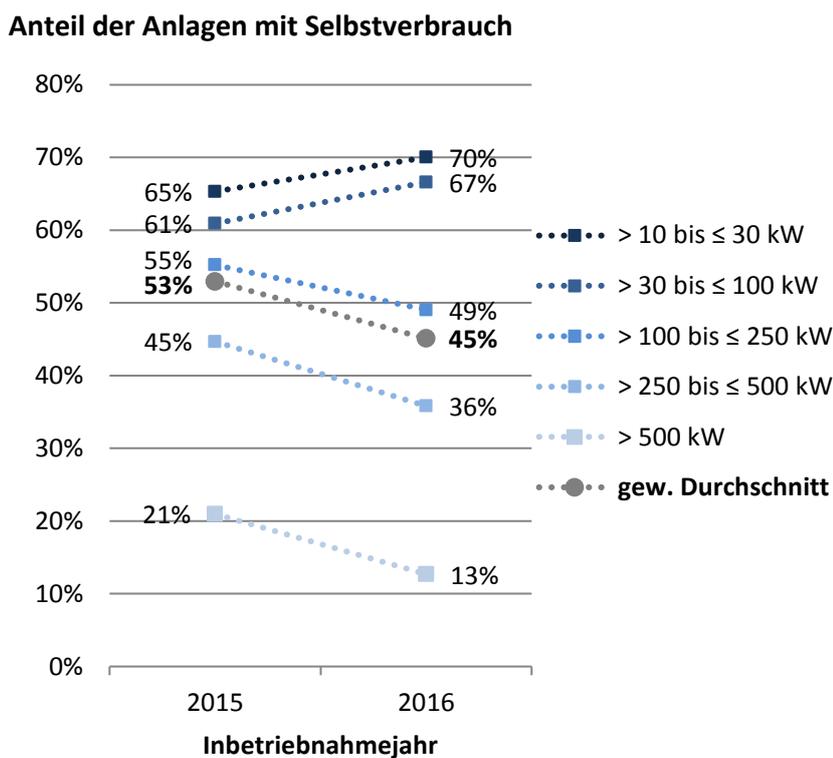


Abbildung 5: Anteil der Anlagenleistung mit Selbstverbrauch nach Leistungsklassen im ersten Betriebsjahr (Dachanlagen)¹³ (Datenquelle: EEG-Stamm- und -Bewegungsdaten)

¹² Die mit dem EEG 2014 eingeführte Pflicht zur Entrichtung eines Teils der EEG-Umlage auf selbst verbrauchten Strom greift erst ab Anlagen mit 10 kW bzw. 10 MWh/a.

¹³ Aus Vergleichbarkeitsgründen sind die Anteile im jeweiligen Inbetriebnahmejahr dargestellt. Tendenziell steigt der Anteil bei der Betrachtung des zweiten Betriebsjahrs (z. B. Inbetriebnahmejahrgang 2015: Betriebsjahr 2015: 53 % im Vergleich zu 57 % im Betriebsjahr 2016).

Gleichzeitig zeigt sich bei den Inbetriebnahmejahrgängen 2015 und 2016 eine gegenläufige Tendenz in den Leistungsklassen. Während die Verbreitung des Selbstverbrauchs bei neuen Anlagen in den Leistungsklassen bis 100 kW weiter steigt, zeigt sich in den Leistungsklassen über 100 kW eine Abnahme. Von der 2016 neu installierten Dachanlagenleistung oberhalb von 10 kW weisen im Durchschnitt 45 % Selbstverbrauch auf, während bei 55 % der Anlagenleistung der gesamte Strom ins Netz eingespeist wird.

Mögliche Entwicklung der PV-Anlagen unter 750 kW ohne Anpassung der derzeitigen Rahmenbedingungen („BAU-Szenario“)

Im Rahmen des Vorhabens „Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien“ wurden verschiedene Szenarien zur PV-Eigenversorgung untersucht. Abbildung 6 stellt gestaffelt nach Größenklassen den Ausbau der PV-Anlagen im „Business-as-usual-(BAU)-Szenario“, in dem die bestehenden Rahmenbedingungen konstant bleiben, dar.

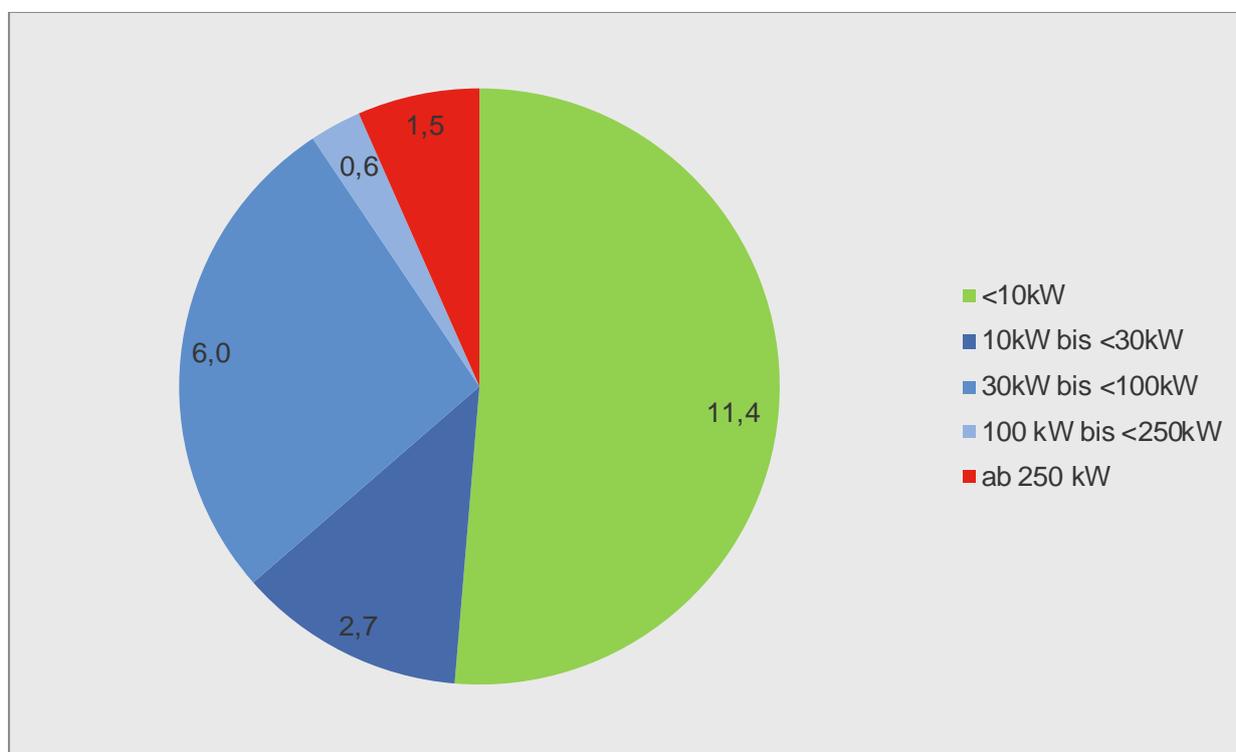


Abbildung 6: Zubau an PV-Anlagen in GW bis 2030 nach Größensegment im BAU-Szenario

Unter den getroffenen Annahmen werden bis 2030 etwa 22 GW PV-Dachanlagen zugebaut. Der Großteil der zusätzlichen installierten Leistung wird im Segment unter 10 kW zugebaut (11,4 GW). Zudem erfolgt ein deutlicher Zubau im Segment zwischen 30 und 100 kW (6 GW). Auch unter der Annahme, dass die Modellrechnungen mit großen Unsicherheiten behaftet sind, ist damit zu rechnen, dass bei konstanten Rahmenbedingungen ein großer An-

teil der Investitionen im Bereich der kleineren Anlagen anfällt, da diese oft auch im Falle der Unrentabilität installiert werden (Eigenversorgungs- und Autarkiebestrebungen, PV-Speicher als „lifestyle“-Produkt).

Der Ausbau der Anlagen basierend auf Privilegien für selbstverbrauchten Strom kann zwar durch entsprechende Anpassungen der Rahmenbedingungen eingeschränkt werden (und es gibt, wie im Papier zur Eigenversorgung dargestellt, auch hinreichende Gründe für diese Anpassungen), allerdings sind die Auswirkungen eines solchen Eingriffs auf die Akzeptanz der Energiewende noch nicht in ausreichendem Maß untersucht.

Akteursstruktur

Die Struktur der Betreiber von PV-Anlagen in Deutschland ist äußerst heterogen, vgl. Abbildung 7. Von Kleinanlagen im Haushaltssektor über mittelgroße Anlagen in zahlreichen Akteursbereichen (Landwirtschaft, Mehrfamilienhäuser, öffentliche Gebäude, Gewerbe, etc.) bis hin zu größeren Anlagen in professioneller Hand (Projektierer, EVU, Fonds, Banken) sind sehr unterschiedliche und kaum verallgemeinerbare Strukturen vorzufinden.

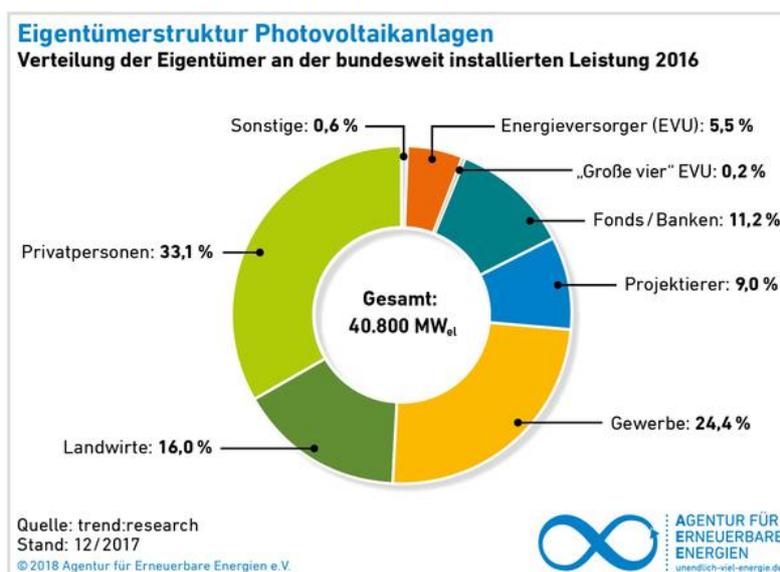


Abbildung 7: Anteil der Eigentümer an der installierten Leistung von PV-Anlagen im Jahr 2016 (Quelle: trend:research)

Ein weitgehend homogenes Segment dürfte lediglich der Dachanlagenmarkt bis 10 kW darstellen, der sich hauptsächlich auf private Haushalte erstreckt. Die Einführung der anteiligen EEG-Umlage auf selbst verbrauchten Strom mit dem EEG 2014 für Anlagen ab 10 kW bzw. 10 MWh/a dürfte jedoch dazu geführt haben, dass Anlagen außerhalb des Haushaltssegments, beispielsweise im Kleingewerbe oder in der Landwirtschaft, bewusst auf maximal 10 kW

ausgelegt werden. Damit hat das 10 kW-Segment in den vergangenen Jahren tendenziell an Homogenität verloren.

Die Akteursstruktur ist vor allem im Hinblick auf die in Kapitel 6 geführte Diskussion zur Durchführung von Ausschreibungen im Leistungssegment unterhalb von 750 kW relevant.

Erklärungen für den derzeit relativ geringen Ausbau

Neue PV-Anlagen erlauben i.d.R. eine auskömmliche und oft auch attraktive Rendite. Dies spiegelt sich jedoch nicht in der zurückliegenden und aktuellen Marktentwicklung wider. Neben einigen ökonomischen Barrieren (Amortisationszeit zu lang für Gewerbe/Industrie; relativ geringe zusätzliche Managementprämie von 0,4 ct/kWh für kleine Anlagen in der Direktvermarktung angesichts des höheren administrativen Aufwands sowie der schlechter prognostizierbare Einspeisung) bestehen eine Reihe von nicht-monetären Hemmnissen:

- Signalwirkung der Belastung der Eigenversorgung mit einem Teil der EEG-Umlage
- Unsicherheiten über die Strompreisentwicklung und über den eigenen Stromverbrauch innerhalb von 20 Jahren
- Unsicherheiten über die Weiterentwicklung der Netzentgelte, z.B. zu einem höheren Grundpreis
- Zahlreiche Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen innerhalb der letzten Jahre; in diesem Zuge auch Diskussionen über Eingriffe in den Bestand
- Konsolidierung der Strukturen (Handwerk, Großhandel, Vertrieb)
- Zunehmende Komplexität, Meldepflichten und daraus resultierende Unsicherheiten: im PV-Bereich sind häufig „Einmal-Akteure“ bzw. private, nicht-professionelle Akteure anzutreffen → Regelungsdichte und Komplexität führt zu großen Unsicherheiten.

Die Abhängigkeit der Ausbauzahlen von nicht-monetären Hemmnissen verkompliziert eine genaue Vorhersage des Ausbaus, wie auch das Design von Politiken basierend auf rein ökonomischen Anreizen.

4.2 Absolute und spezifische Flächeninanspruchnahme von PV-Freiflächenanlagen sowie Flächenpotenziale

Ein Bedarf an teureren PV-Dachanlagen könnte dann bestehen, wenn die Flächenverfügbarkeit für Freiflächenanlagen begrenzt ist oder deren Ausbau aus Akzeptanzgründen begrenzt werden soll. Im Folgenden werden Flächeninanspruchnahme und -potenziale analysiert.

Freiflächenanlagen werden kontrovers diskutiert, da sie im Gegensatz zu Dachanlagen zu einer zusätzlichen Flächeninanspruchnahme und teilweise zu ökologischen Konflikten führen. Die Kontroverse entzündete sich in den Jahren bis 2010 an den damals noch förderfähigen Anlagen auf Ackerflächen, die deshalb Ende 2010 aus dem EEG genommen wurden. Kritisch gesehen wurden auch die insbesondere in den Jahren 2011 und 2012 errichteten Multi-Megawattanlagen mit der Konsequenz, dass die zulässige maximale Anlagengröße ab 2013 auf 10 MW begrenzt wurde. Kontroversen wurden zuletzt auch bei den Diskussionen um die Pilotausschreibungen (FFAV) und zur EEG-Novelle 2017 deutlich. Aus ökologischer Sicht sind mit der Begrenzung des Zubaus (gegebenes Ausschreibungsvolumen) und der maximalen Anlagengröße auf 10 MW etwaige negative ökologische Folgen heute deutlich weniger relevant¹⁴.

Nachfolgend wird zunächst auf die Flächeninanspruchnahme eingegangen. Anschließend folgt ein kurzer Überblick über die Flächenpotenziale für die relevanten Flächenkategorien.

Die zum Jahresende 2017 in Deutschland installierten PV-Freiflächenanlagen befinden sich auf einer überbauten Fläche von insgesamt rund 27.000 Hektar. Davon sind mehr als 60 % Konversionsflächen (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**). Zum Vergleich: für den Anbau von Energiepflanzen zur Nutzung in Biogasanlagen werden in Deutschland 1,45 Mio. Hektar Anbaufläche genutzt. Daraus resultiert ein spezifischer Stromertrag in Höhe von 22 MWh pro Hektar und Jahr für Energiepflanzen¹⁵. PV-Freiflächenanlagen weisen mit rd. 380 MWh pro Hektar und Jahr einen wesentlich höheren spezifischen Ertrag auf.

¹⁴ Aus Sicht der Autoren wären auch Anlagen mit einer Größe von 20-25 MW ökologisch vertretbar. Bei der ökologischen Bewertung spielt insbesondere die Flächenkategorie eine Rolle.

¹⁵ Anbaufläche für Energiepflanzen zur Verstromung in Biogasanlagen: FNR. Der ermittelte spezifische Flächenertrag für Energiepflanzen ist tendenziell überschätzt, da der Anbaufläche für Energiepflanzen die gesamte Stromerzeugung aus Biogasanlagen gegenübergestellt wurde, die auch Strommengen auf Basis von Gülle bzw. Rest- und Abfallstoffen enthält.

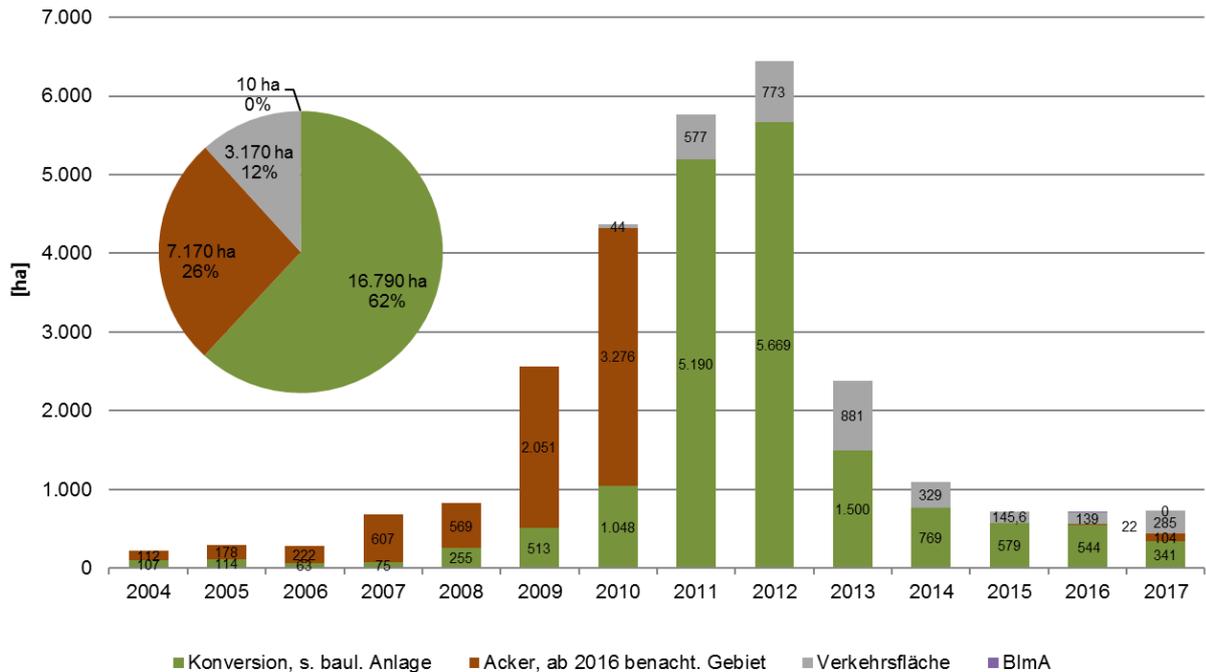


Abbildung 8: Jährlicher Zubau von PV-Freiflächenanlagen in Hektar nach Flächenkategorien (Anlagenbestand Ende 2017 als Kreisdiagramm)¹⁶

Der Blick auf die spezifische Flächeninanspruchnahme zeigt, dass heutige Neuanlagen eine Flächeninanspruchnahme von 1,6 Hektar pro MW aufweisen. Dies ist auf die in den vergangenen Jahren gestiegene Moduleffizienz sowie auf die kosten- und flächenoptimierte Auslegung der Anlagen zurückzuführen. Vor 10 Jahren lag die spezifische Flächeninanspruchnahme noch bei rund 4 Hektar pro MW.

Das derzeitige Ausschreibungsvolumen von 600 MW pro Jahr ist mit einer Flächeninanspruchnahme von gut 900 Hektar verbunden. Zukünftig ist von einem weiteren Rückgang des spezifischen Flächenbedarfs auszugehen. Eine Ausweitung des Ausschreibungsvolumens für PV-Anlagen im System des EEG 2017 würde unter sonst gleichen Umständen dazu führen, dass mehr Freiflächenanlagen installiert werden würden, da sich Dachanlagen ab 750 kW im Wettbewerb nur begrenzt gegen Freiflächenanlagen durchsetzen können (vgl. die Ergebnisse der bisherigen Ausschreibungsrunden nach EEG 2017).

¹⁶ ZSW, Bosch & Partner: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie. Zwischenbericht, Februar 2018.

Für den weiteren Ausbau von PV-Freiflächenanlagen in Deutschland bestehen große Potenziale (Quelle s. Fußnote **Fehler! Textmarke nicht definiert.**). Davon entfällt der Großteil auf Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten. Obwohl mit Bayern und Baden-Württemberg bislang nur zwei Bundesländer von der Länderöffnungsklausel Gebrauch gemacht haben, stehen dort insgesamt fast 0,5 Mio. ha Grünland bzw. 0,8 Mio. ha Ackerland (nach Abzug von Schutzgebieten und Berggebieten) zur Verfügung, die theoretisch eine Realisierung mehrerer Hundert GW PV-Leistung erlauben würden. Die Länderverordnungen sehen jedoch eine maximale jährliche Realisierung von 30 Anlagen (Bayern; entspricht maximal 300 MW) bzw. 100 MW (Baden-Württemberg) vor. Weitere rund 25.000 ha stehen auf Seitenrandstreifen von Bundesautobahnen und Schienenwegen zur Verfügung, weiterhin ca. 13.000 ha BImA-Flächen. Für die bislang bedeutendste Flächenkategorie Konversionsflächen liegen u. a. aufgrund von Abgrenzungsschwierigkeiten keine belastbaren Daten vor.

Insgesamt kann jedoch angenommen werden, dass die Flächenverfügbarkeit zumindest kurz- bis mittelfristig den Ausbau von PV-Freiflächenanlagen nicht begrenzt.

5 Zusatzkosten des Ausbaus von PV-Anlagen unter 750 kW und daraus resultierende Anforderungen an diese Anlagen

Als Grundlage für die politische Entscheidung zur Gesamtzielmenge von PV-Kleinanlagen und deren Aufteilung auf die verschiedenen Segmente/Größenklassen sind Abschätzungen zu entstehenden Zusatzkosten hilfreich. Unterschiede in den Systemkosten zwischen den verschiedenen Segmenten/Größenklassen sind auf Grundlage der bestehenden Literatur nur schwer zu quantifizieren, Unterschiede ergeben sich bspw. auch aufgrund des Standorts der PV-Anlage. Grundsätzlich sind die Stromgestehungskosten kleinerer Anlagen höher als die von größeren. Maßgeblich ausschlaggebend sind dafür die mit sinkender Anlagenleistung steigenden spezifischen Kosten. Die Wartungs- und Betriebskosten von PV-Anlagen sind sehr gering (branchenüblicher Ansatz: 1,5 % der Investitionskosten pro Jahr) und können deshalb im Hinblick auf Unterschiede zwischen unterschiedlich großen Anlagen vernachlässigt werden. Zusätzlich zu den Stromgestehungskosten ergeben sich auch Unterschiede hinsichtlich der spezifischen Vermarktungskosten und der Kosten der Netzintegration. Im Folgenden werden die Kostenunterschiede zwischen kleinen und großen PV-Anlagen dargestellt und so weitgehend wie möglich quantifiziert.

5.1 Spezifische Investitionen und Stromgestehungskosten

Bei der Betrachtung des PV-Dachanlagensegments im Leistungsbereich bis 750 kW wirken sich die unterschiedlich hohen spezifischen Investitionskosten am stärksten auf die Stromgestehungskosten (ohne Vermarktung und Netzkosten) aus. Die nachfolgende Kostendarstellung von PV-Systemen fokussiert deshalb auf den Zusammenhang zwischen Anlagenleistung und spezifischen Investitionen.

Wie bei anderen Technologien besteht auch bei PV-Anlagen ein Zusammenhang zwischen Anlagengröße und spezifischen Investitionen. So verteilen sich bei Kleinanlagen Fixkosten auf geringere Leistungen und Anlagenkomponenten wie z. B. Wechselrichter und sind daher spezifisch teurer. Darüber haben Bezugskonditionen einen Einfluss, da größere Modulmengen für Großanlagen günstiger beschafft werden können. Weiterhin wirken sich Modulpreissenkungen unterschiedlich stark auf den Gesamtsystempreis aus, da der Kostenanteil der Module für Kleinanlagen niedriger liegt.

Die Preise für PV-Module sind in den vergangenen zehn Jahren massiv gefallen. Dies ist einerseits produktionsseitigen Kostensenkungen zuzurechnen, andererseits und insbesondere aber einem Angebotsüberschuss. Aufgrund der teilweise sehr un stetigen Nachfrageentwick-

lung und Änderungen an Fördersystemen sind auch zukünftig variierende Angebots- und Nachfrageverhältnisse mit entsprechenden Auswirkungen auf die Modulpreise zu erwarten.

Entsprechend unsicher sind Abschätzungen zur zukünftigen Entwicklung der Systempreise. Ausgehend von aktuellen Preisen für das Jahr 2017 sowie langfristig orientierten Studien zur Kostenentwicklung bis zum Jahr 2050^{17 18} ist in Abbildung 9 eine Abschätzung für die spezifischen Systempreise im Jahr 2030 dargestellt.

Der dargestellte idealisierte Verlauf zeigt, dass Kleinanlagen im unteren einstelligen kW-Bereich heute spezifischen Kosten in der Größenordnung von 1.500 €/kW aufweisen. Besonders stark ist der Rückgang der spezifischen Preise bis ca. 100 kW, bei größeren Leistungen flacht der Preisrückgang zunehmend ab (vgl. Preisentwicklung unterhalb von 1.000 €/kW).

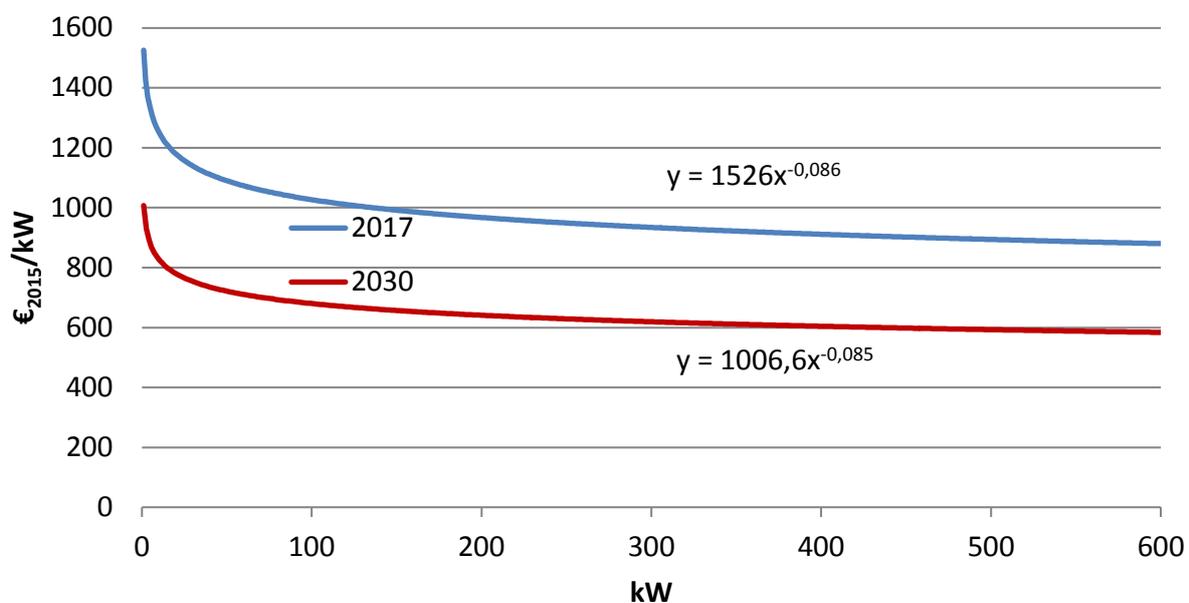


Abbildung 9: Idealisierter Verlauf der spezifischen Systempreise (netto) für PV-Dachanlagen im Jahr 2017 und Abschätzung 2030; Quellen: siehe Fußnote **Fehler! Textmarke nicht definiert.**, Berechnungen ZSW auf Basis Fußnote **Fehler! Textmarke nicht definiert.**, Abschätzung 2030 Fußnoten 17 und 18.

¹⁷ Agora Energiewende: Current and Future Cost of Photovoltaics. <https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/88/Current+and+Future+Cost+of+Photovoltaics/>

¹⁸ Acatech: Photovoltaik - Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“. <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.2291.2885>

Der obige idealisierte Verlauf der spezifischen Investitionen wird nachfolgend in Stromgestehungskosten umgerechnet (Abbildung 10). Dabei wurden folgende Parameter einheitlich über alle Leistungsklassen angesetzt:

- keine Berücksichtigung der Direktvermarktungskosten
- kalkulatorischer Zinssatz von 4 % (WAAC)
- 900 Volllaststunden
- 1,5 % der Investition als jährliche Betriebskosten (Steigerung 1,5 % p.a.)
- 0,4 % p.a. Leistungsminderung

Unter diesen Annahmen liegen die Stromgestehungskosten für sehr kleine Anlagen mit einer installierten Leistung um 1 kW in 2017 etwa 6,5 €/kWh über denen von Anlagen im Leistungsbereich von 750 kW. In 2030 beträgt der Unterschied auf Grundlage dieser Schätzung noch etwa 4,5c/kWh.

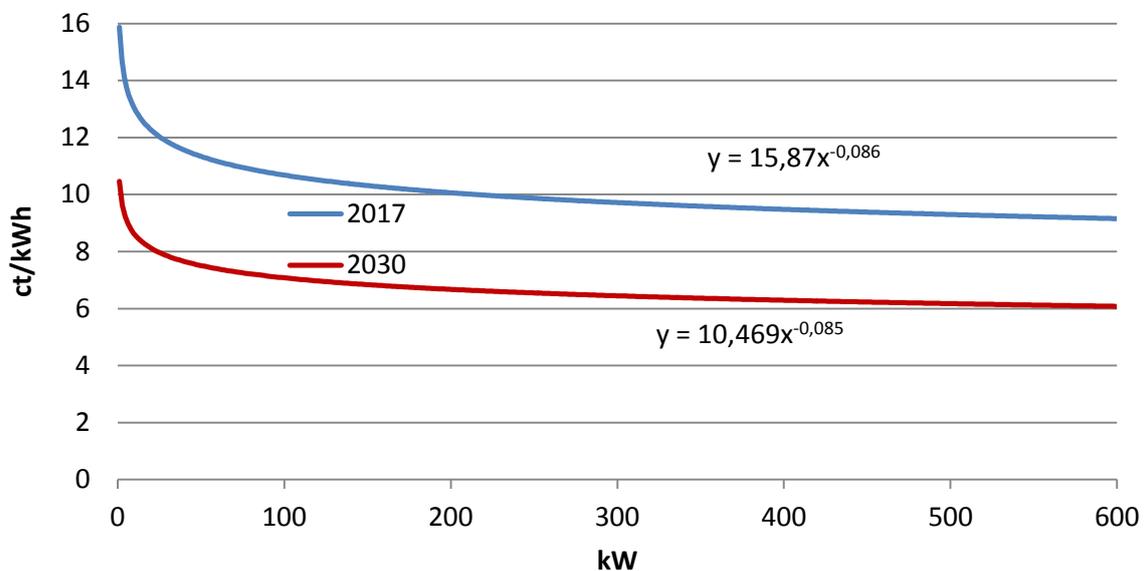


Abbildung 10: *Idealisierter Verlauf der Stromgestehungskosten ohne Direktvermarktungskosten für PV-Dachanlagen im Jahr 2017 und 2030 (Abschätzung)*

5.2 Marktintegrationskosten

Die Kosten der Marktintegration kleiner PV-Anlagen wie auch anderer Stromerzeugungstechnologien setzen sich aus den Kosten für die Marktteilnahme (Teilnahmegebühren, Ausgleichsenergiekosten und Profilkosten) sowie aus den Kosten, die zur Vorbereitung der Marktteilnahme anfallen, zusammen. Die Kosten der Marktteilnahme können im Fall der kleinen PV-Anlagen auf Grundlage der Kosten, die bei Inanspruchnahme eines Direktver-

markters anfallen, abgeschätzt werden, da solche Anlagen sehr wahrscheinlich nicht direkt am Markt teilnehmen können. Zudem setzt die Marktteilnahme eine Fernsteuerbarkeit der Anlagen voraus. Die Kosten für die Fernsteuerbarkeit sind daher Kosten, die zur Vorbereitung der Marktteilnahme anfallen. Im Folgenden werden die Vermarktungskosten und die Kosten der Fernsteuerbarkeit detailliert dargestellt.

5.2.1 Vermarktungskosten

Neue Photovoltaikanlagen ab 100 kW unterliegen seit 01.01.2016 der Pflicht zur Direktvermarktung. Mit der davor geltenden Grenze von 500 kW waren zumeist Freiflächenanlagen und größere Dachanlagen zur Direktvermarktung verpflichtet. Es wird nachfolgend analysiert, in welcher Höhe Direktvermarktungskosten für PV-Anlagen bis 750 kW anfallen und inwieweit sich diese in Abhängigkeit der Anlagengröße unterscheiden.

Informationen zu Vermarktungsentgelten sind kaum frei zugänglich und somit als eher intransparent anzusehen. Angebote für größere Anlagen ab ca. 1 MW werden in der Regel individuell, basierend auf einer Bewertung des Einspeiseprofiles der Anlagen, ausgehandelt. Das Angebot für kleinere Anlagen erfolgt überwiegend über pauschale Tarife und zunehmend internetbasiert, um den Abwicklungsaufwand zu minimieren. Öffentlich zugängliche Informationen zu Vermarktungsentgelten kleiner PV-Anlagen gibt es von den Vermarktern Next Kraftwerke¹⁹ und EnBW²⁰. Der Tarif für Anlagen unter 800 kW ist bei Next so angelegt, dass für bestimmte Anlagengrößen eine monatliche Pauschale berechnet wird, die unabhängig von der vermarkteten Strommenge – und damit auch von etwaigen Selbstverbrauchsmengen – konstant ist. Dementsprechend erhöht sich das Vermarktungsentgelt je kWh Einspeisung mit zunehmendem Selbstverbrauch bzw. abnehmender Anlagengröße innerhalb einer Tarifklasse. Das Vermarktungsentgelt der EnBW für Anlagen bis 750 kW skaliert dagegen mit der Anlagengröße, wodurch die Entgelte bei kleineren Anlagen deutlich weniger stark ansteigen. Abbildung 11 stellt die Entgelte beider Vermarkter in Abhängigkeit der Anlagengröße gegenüber. Dabei wurde analog zur Berechnung der Stromgestehungskosten einheitlich eine spezi-

¹⁹ Next Kraftwerke GmbH: Allgemeine Vermarktungsbedingungen für Photovoltaik-Anlagen unter 800 kW vom 10.11.2016. <https://www.next-kraftwerke.de/wp-content/uploads/Vermarktungsbedingungen-Direktvermarktung-PV-Next-Kraftwerke.pdf>

²⁰ EnBW AG: Direktvermarktung - EnBW Virtuelles Kraftwerk - Erlösrechner. <https://www.e4u.de/produkte/direktvermarktung>

fische Stromerzeugung von 900 kWh pro kW und Jahr angesetzt, auf die das Vermarktungsentgelt umgerechnet wurde. Ungeachtet des konkreten Verlaufs, der bei Next zum Teil Sprünge aufweist,²¹ wird deutlich, dass das Vermarktungsentgelt mit abnehmender Anlagengröße bei Next stark ansteigt, während es bei EnBW nahezu konstant bleibt. Für Anlagen bis 100 kW liegt das Entgelt bei EnBW bei rund 0,28 ct/kWh und sinkt auf 0,14 ct/kWh für Anlagen ab 700 kW. Bei Next liegt das Vermarktungsentgelt für Anlagen mit 50 kW bei 1,6 ct/kWh, während sich bei 800 kW-Anlagen 0,18 ct/kWh ergeben.

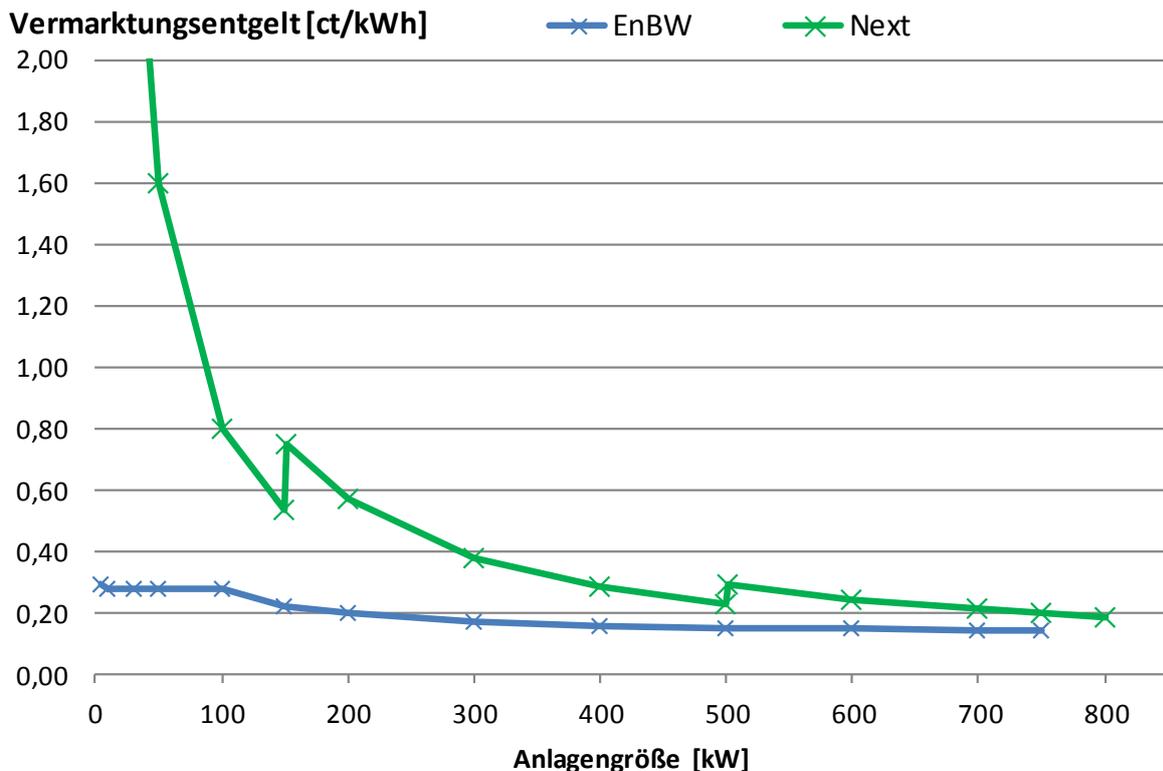


Abbildung 11: Direktvermarktungsentgelte der Vermarkter Next Kraftwerke und EnBW in Abhängigkeit der Anlagengröße. (Eigene Berechnung)

Neben den Vermarktungsentgelten entstehen bei der Direktvermarktung auch Kosten für die Fernsteuerbarkeit gem. § 20 Abs. 1 Nr. 3 EEG (siehe Abschnitt 5.2.2).

Bei der Direktvermarktung von PV-Anlagen bis 750 kW bestehen sowohl auf Seiten der Anlagenbetreiber als auch auf Seiten der Direktvermarkter Hemmnisse. Dies zeigt sich bei-

²¹ Die Sprünge sind auf die Umrechnung von Absolutbeträgen zurückzuführen, die für bestimmte Leistungsbereiche gelten: im obigen Falle beim Vermarkter „Next“ konstante absolute Entgelte für die Leistungsklassen 100 bis 150 kW, 151 bis 500 kW und 501 bis 800 kW.

spielhaft am Rückgang des Zubaus im von der Absenkung der Direktvermarktungsgrenze von 500 kW auf 100 kW zum 1. Januar 2016 betroffenen Anlagensegment von durchschnittlich 24 MW pro Monat im Jahr 2015 auf rund 10 MW pro Monat 2016. Aus Sicht der Anlagenbetreiber entstehen durch die Pflicht zur Direktvermarktung zusätzliche Anforderungen (Auswahl Direktvermarkter, Prüfung Direktvermarktungsvertrag, Umsetzung Fernsteuerbarkeit gem. § 20 Abs. 1 Nr. 3 EEG, Erfüllung vertraglicher Pflichten ggü. Direktvermarkter, ggf. Prüfung einer zusätzlichen Abrechnung). In finanzieller Hinsicht ergibt sich für neu von der Pflicht betroffene Anlagen zwar ein um 0,4 ct/kWh erhöhter anzulegender Wert gegenüber der bis Ende 2015 geltenden Regelung, demgegenüber stehen jedoch die Kosten der Direktvermarktung sowie Kosten für die Umsetzung der Fernsteuerungspflicht. Aus der Perspektive des Direktvermarkters ergibt sich bei kleinen PV-Anlagen ein um bis zu 40-fach niedrigeres Erlöspotenzial (100 kW, Jahresertrag 100 MWh) gegenüber einer 2 MW Windkraftanlage oder einem mittelgroßen Solarpark (4 MW) mit Jahreserträgen ab 4.000 MWh. Der bei PV-Anlagen dieser Größe häufig vorkommende Selbstverbrauch verringert die zu vermarktende Strommenge zusätzlich und erhöht durch seine schlechte Prognostizierbarkeit das Ausgleichsenergieisiko des Vermarkters. Gleichzeitig ist der Aufwand für den Vertragsabschluss sowie die Abwicklung der Vermarktung im Vergleich zu größeren Anlagen nahezu unverändert, was zu teilweise deutlich höheren Vermarktungsentgelten führt. Die dargestellten, von EnBW seit Oktober 2017 angebotenen Vermarktungsentgelte erwecken den Anschein, dass es auf Seiten der Vermarkter Möglichkeiten gibt, mit den bestehenden Hemmnissen umzugehen bzw. diese abzubauen. Allerdings bleibt abzuwarten, ob diese Preise dauerhaft von Bestand sind und Wettbewerber hier ggf. nachziehen. Zum jetzigen Zeitpunkt ist jedoch unklar, ob und wie dieses Preisniveau darstellbar ist und ob es ggf. Querfinanzierungen aus anderen Geschäftsbereichen, bspw. der Belieferung innerhalb einer Strom-Community, gibt.

Die künftige Entwicklung der Direktvermarktungskosten von Anlagen unter 750 kW ist wesentlich von der Konkurrenzsituation in diesem Marktsegment beeinflusst. Einerseits ist die Direktvermarktung geprägt von einem hohen Wettbewerbsdruck, der in der Vergangenheit zu stetig fallenden Preisen geführt hat und in der Folge zu der Erwartung einer anstehenden Marktberreinigung. Zwar gab es mit der Übernahme eines Großteils des Direktvermarktungs-

geschäfts von Grundgrün durch EnBW²² sowie dem Zusammenschluss der Windkraftbetriebsgesellschaft Arge Netz mit dem Vermarkter Green Energy Systems (Gesys)²³ erste Konsolidierungsbewegungen, jedoch bleibt die Konkurrenz im Markt weiter hoch. Ungeachtet dessen ist die Attraktivität von PV-Anlagen unter 750 kW für Direktvermarkter niedriger als bei Großanlagen, sodass in diesem Segment von einem entsprechend verringerten Wettbewerbsniveau auszugehen ist. Inwieweit sich weitere Vermarkter künftig verstärkt PV-Anlagen unter 750 kW zuwenden, lässt sich aus heutiger Sicht schlecht vorhersagen. Durch die Entwicklungen im Bereich von Strom-Communities sowie der Vermarktung von Strom per Blockchain-Technologien ist ein zukünftig gesteigertes Interesse an diesem Anlagensegment wahrscheinlich.

5.2.2 Kosten für Fernsteuerbarkeit

Die Fernsteuerbarkeit von PV-Anlagen unterscheidet sich sowohl hinsichtlich der gesetzlichen Verpflichtungen als auch der einsetzbaren Technik.

Für Anlagen über 100 kW besteht die Pflicht zur Direktvermarktung und zur dabei vorgeschriebenen Fernsteuerbarkeit (§ 20 Abs. 1 Nr. 3 EEG). Diese beinhaltet, dass der Direktvermarkter jederzeit die Anlage ferngesteuert regeln kann und gleichzeitig die aktuelle Ist-Einspeisung abrufen kann. Die Kommunikation erfolgt somit bidirektional. Eine bidirektionale Einrichtung zur Fernsteuerung muss zudem für den Netzbetreiber bestehen (§ 9 EEG). Bei Anlagen über 30 kW besteht ebenfalls die Pflicht zur Fernsteuerbarkeit durch den Netzbetreiber, jedoch entfällt hier die Pflicht, die Ist-Einspeisung für den Netzbetreiber abrufbar zu machen, womit die Kommunikation lediglich unidirektional erfolgt. Bei Anlagen unter 30 kW gibt es ein Wahlrecht zwischen der unidirektionalen Fernsteuerbarkeit und einer Beschränkung der Einspeiseleistung auf 70 % (§ 9 EEG)

Neben den Bestimmungen des EEG enthält das Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende Regelungen zur Fernsteuerung bzw. Messung von PV-Anlagen. Es sieht den Einbau eines intelligenten Messsystems vor bei Verbrauchern mit einem Strombezug von mehr als 6.000

²² Welt: Kartellamt erlaubt Übernahme von Grundgrün durch EnBW <https://www.welt.de/regionales/baden-wuerttemberg/article152839797/Kartellamt-erlaubt-Teil-Uebernahme-von-Grundgruen-durch-EnBW.html>

²³ Energiate Messenger: Arge Netz und Gesys bündeln Portfolien <http://www.energiate-messenger.de/news/177299/arge-netz-und-gesy-b-ndeln-portfolien>

Kilowattstunden im Jahr und bei Erneuerbaren-Energien-Anlagen und Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen mit mehr als 7 kW Leistung. Diese Anbindung kann auch für die Übermittlung von Leistungswerten und eingespeisten Energiemengen im Rahmen der Direktvermarktung und für die Durchführung des Einspeisemanagements nach dem EEG genutzt werden. Zudem regelt der Network Code „Requirements for Generators“, dass Anlagen > 0,8 kW ansteuerbar sein müssen (genauer: eine Schnittstelle für den Netzbetreiber hierfür vorsehen müssen). Die Umsetzung in nationale Richtlinien (insb. Technische Anschlussbedingungen, TAB) steht jedoch noch aus. Anwendung finden müssen die Regelungen für Neuanlagen ab 5/2019.

In technischer Hinsicht wird die unidirektionale Rundsteuertechnik, mit der keine Einzelansteuerung von Anlagen möglich ist und bei der die Anlage keine Information bezüglich der Ist-Einspeisung zurück kommunizieren kann, für das Einspeisemanagement durch den Netzbetreiber bei PV-Anlagen unter 100 kW eingesetzt.

Bei der bidirektionalen Fernsteuertechnik ist die Einzelansteuerung von Anlagen möglich. Es lassen sich Systeme unterscheiden bei denen die Kommunikation über eine zusätzliche Steuer- bzw. Kommunikations-Hardware erfolgt, von solchen, die die Steuerung über den Stromzähler vornehmen. Mit der Installation von Intelligenten Messsystemen kann die Anlagensteuerung künftig auch über diese Systeme erfolgen. Die Datenübertragung erfolgt in beiden Fällen in der Regel internetbasiert oder über Mobilfunk.

Die Kosten für bidirektionale Fernsteuerungssysteme liegen zwischen 70 € und 600 €²⁴. Die Kosten für Fernsteuertechnik für PV-Anlagen sind in Tabelle 4, abhängig von unterschiedlichen Systemgrößen dargestellt. Da die anfallenden Kosten von den technischen Gegebenheiten der Einzelanlagen abhängen sind die angegebenen Kosten als mögliche Spannbreiten realer Kosten zu verstehen. Unterschiede ergeben sich aus der notwendigen Hardware, bei der im besten Fall (Zugriff über Wechselrichterschnittstelle) keine Hardware benötigt wird und nur eine Aufschaltung der Schnittstelle erfolgen muss, während im schlechtesten Fall Hardwarekosten bis zu 600 € anfallen. Weitere Unterschiede ergeben sich aus der Installation, die im Normalfall im Zuge der Anlagenerrichtung durchgeführt wird (Kosten vernachlässigbar), in seltenen Fällen jedoch auch separat mit zusätzlicher Anfahrt des Handwerkers usw. (Kos-

²⁴ EnBW (2017): PV Magazine Webinar - Direktvermarktung lohnt sich und ermöglicht neue Geschäftsmodelle, Webinar vom 17.10.2017

tenspanne 350 € bis 500 €) erfolgen kann. Bei den Betriebskosten können sich ebenfalls Unterschiede ergeben, die Spannbreite reicht von 0 €/a bis etwa 50 €/a.

Tabelle 4: Kosten von Fernsteuertechnik für PV Anlagen²⁵

Anlagengröße [kW]	Stromerzeugung (MWh/a)	Einspeisung (70%) (MWh/a)	Kosten DV-Fernsteuerung min [ct/kWh]	Kosten DV-Fernsteuerung mittel [ct/kWh]	Kosten DV-Fernsteuerung max [ct/kWh]	max. Kosten DV-Fernsteuerung Smart Meter [ct/kWh]
Annahmen			Inv. 70 €, Betriebskosten 30 €/a	Inv. 300 €, Betriebskosten 30 €/a	Inv. 600 €, Betriebskosten 30 €/a	Netto-Obergrenzen gem. MsbG ²⁶
10	9	6,3	0,58	0,90	1,33	1,33
50	45	31,5	0,12	0,18	0,27	0,53
100	90	63	0,06	0,09	0,13	0,27
200	180	126	0,03	0,05	0,07	(0,17)
300	270	189	0,02	0,03	0,04	(0,11)
400	360	252	0,01	0,02	0,03	(0,08)
500	450	315	0,01	0,02	0,03	(0,07)

Quelle: eigene Berechnungen; nicht betrachtet werden hier Installationskosten, da bei Neuanlagen eine nachträgliche Installation eher selten zu erwarten ist.

Tabelle 4 zeigt, dass je nach eingesetzter Technologie die Kosten für Anlagen kleiner 10 kW erheblich sein können, insbesondere wenn keine vorhandenen Standardschnittstellen genutzt werden können und die Installation nachträglich erfolgt. Entsprechend werden die Mehrkosten der kleinen PV-Anlagen auch maßgeblich durch die Anforderungen an die Messtechnik beeinflusst.

Die Kosten sind jedoch mit erheblichen Unsicherheiten verbunden, insbesondere da nicht klar ist, mit welchen Geräten die PV-Anlagen bereits standardmäßig ausgestattet sind. Um die genauen Mehrkosten zu bestimmen, fehlt eine detailliertere Analyse der Kosten sowie des zu erzielenden Nutzens der Ausstattung kleiner PV-Anlagen mit Fernsteuertechnik. Nach dem Digitalisierungsgesetz ist mittelfristig jedoch ohnehin die Ausstattung von Anlagen über 7 kW

²⁵ Annahmen zur Berechnung: 4 % kalkulatorischer Zinssatz, 15 Jahre Abschreibungsdauer, jährliche Kosten bezogen auf die eingespeiste Strommenge pro Jahr.

²⁶ Das MsbG sieht Kostenobergrenzen nur für Anlagen bis 100 kW vor. Für Anlagen über 100 kW werden Kosten von 250 €/a brutto (210 € netto) angenommen.

mit Smart Metern vorgesehen, so dass vermutlich mit den entsprechenden Mehrkosten zu rechnen ist.

5.3 Netzintegrationskosten

Unter Netzintegrationskosten werden nachfolgend grundsätzlich Kosten für den Netzausbau verstanden, den die Netzbetreiber in Folge eines Zubaus von PV-Kleinanlagen u. U. durchführen müssen. Am Ende dieses Abschnitts werden Kosten bzw. Auswirkungen des Zubaus von PV-Kleinanlagen auf die Systemsicherheit (insb. Bilanzausgleich) thematisiert, die ebenfalls im Verantwortungsbereich der Netzbetreiber liegt.

Netzintegrationskosten bezeichnen hier die Kosten für den Netzausbau, der durch den Zubau einer Anlage erforderlich wird. Um diese Kosten zu bestimmen, ist grundsätzlich eine geeignete kontrafaktische Situation zu definieren (vgl. Bericht in der Zukunftswerkstatt zur Eigenversorgung), denn

- wenn die jeweilige Anlage nicht gebaut würde, muss der Strom anderweitig produziert werden und sofern dafür eine andere neue Anlage erforderlich ist (z. B., wenn es um die Erreichung von EE-Ziele geht), könnte auch diese Anlage Netzausbaubedarf verursachen
- die Frage, ob die Anlage Netzausbaubedarf verursacht, hängt auch von der sonstigen Systementwicklung ab und es ist u. U. nicht eindeutig, ob ein Netzausbaubedarf dieser Anlage zugeordnet werden kann, denn ggf. wäre der Netzausbau zu einem späteren Zeitpunkt aufgrund anderer Systementwicklungen erforderlich geworden (oder andersrum: wenn es eine bestimmte Entwicklung vorher nicht gegeben hätte, die bereits die Netzdimensionierung beeinflusst hat, dann hätte die Anlage Netzausbau verursacht (Beispiel: Lastentwicklung, die zu Netzausbau führt, der dann auch Platz für PV schafft²⁷))

²⁷ vgl. auch Pfluger et al. (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Zuletzt geprüft am 18.09.2017.

Nachfolgend wird zunächst der Frage nachgegangen, welche Kosten durch PV-Anlagen grundsätzlich im Netz verursacht werden können. Die Kosten hängen dabei u. a. davon ab, in welcher Netzebene (NE)²⁸ die Anlagen angeschlossen werden (denn davon hängt ab, wie viele überlagerte Netzebenen von einer potentiellen Rückspeisung betroffen sind; je höher die Anschlussnetzebene, desto weniger überlagerte Netze sind betroffen). Der grobe Zusammenhang zwischen Anlagengröße und Anschlussnetzebene (Erfahrungswerte aus uns bekannten Planungsgrundsätzen von Netzbetreibern) stellt sich wie folgt dar:

- < 30 kW: Nutzung des vorhandenen Hausanschlusses, d. h. in der Regel NE 7
- < 250 kW: NE 7 mit eigenem Anschluss (ggf. auch NE 6 Anschluss)
- 250 kW: Anschluss in NE 5 (Mittelspannung)

Diese Zuordnungen gelten, sofern beim Anlagenbetreiber nicht ohnehin bereits ein MS-Anschluss vorhanden (z. B. bei größeren Gewerbekunden); dann würde der Anschluss der Anlage in der Regel über den vorhandenen Anschluss erfolgen, allein schon im Hinblick auf Nutzung von Eigenversorgungsprivilegien.

Netzausbaubedarf kann grundsätzlich in allen Netzebenen auftreten, also sowohl in der Anschlussnetzebene als auch in den überlagerten Netzebenen. Auslöser sind durch den Zubau der PV-Anlagen verursachte Verletzungen technischer Grenzwerte – entweder der zulässigen Spannungsbänder oder der Stromtragfähigkeit der Freileitungen oder Kabel:

- Strombedingt: Netze sind heute i. d. R. auf die Höchstlast ausgelegt. Wenn aber zukünftig die maximale Rückspeisung²⁹ in die überlagerte Netzebene größer als die Höchstlast (also der max. Bezug aus der überlagerten Netzebene) wird, dann wird Rückspeisung auslegungsrelevant für die Netze (vgl. Verteilernetzkomponente). Tatsächlicher Netzausbaubedarf entsteht dann, wenn die mit der Verwendung von Standardbetriebsmitteln einhergehenden impliziten Reserven aufgebraucht sind.

²⁸ Netzebene 7 = Niederspannungsebene, NE 6 = Umspannebene Mittel-/Niederspannung, NE 5 = Mittelspannungsebene, NE 4 = Umspannebene Hoch-/Mittelspannung, NE 3 = Hochspannung; NE 2 = Umspannebene Höchst-/Hochspannung

²⁹ Vereinfacht ergibt sich eine Rückspeisung in die überlagerte Netzebene, wenn die Einspeisung aller in Netzebene angeschlossenen Erzeugungsanlagen größer ist als der Strombezug aller Verbraucher der Netzebene zu diesem Zeitpunkt.

- Spannungsbedingt: Eine Verletzung von Spannungsbändern kann bereits bei Rückspeisungen auftreten, die (deutlich) unterhalb der Höhe der maximalen Last liegen. Ob es zu einer Verletzung der zulässigen Spannungsbänder kommt, hängt vor allem von der Position der jeweiligen Anlage (bzw. des Trafos, über den die Anlage aus der unterlagerten Ebene rückspeist) im relevanten Teil des Netzes ab.

Ob zusätzliche PV-Kleinanlagen Netzausbaubedarf verursachen ist stark fallspezifisch. Es hängt von den konkreten Gegebenheiten in dem Netz ab, an das die Anlagen angeschlossen werden. Wesentliche Einflussgrößen sind:

- die Anzahl und Größe der im betroffenen Netzgebiet angeschlossenen Lasten und ggf. sonstigen Erzeugungsanlagen (direkt oder in unterlagerten Netzen angeschlossen), da sie die aktuelle Dimensionierung des Netzes bestimmen,
- die vom Netzbetreiber „verbauten“ Standardbetriebsmittelgrößen, da sie determinieren, wieviel „Reserve“ das Netz im jeweiligen Netzgebiet noch aufweist,
- die Lage der zusätzlichen PV-Kleinanlage (und der anderen Netznutzer) im Netzgebiet, da die Wirkung der Einspeisung der zusätzlichen Anlage auf die Netzspannung und damit das Risiko einer Verletzung von Spannungsgrenzwerten hiervon maßgeblich abhängt.

Die räumliche Ausdehnung des „Netzgebiets“ hängt insbesondere von der betrachteten Netzebene (Spannungsebene) ab, für die jeweils betrachtet wird, ob zusätzliche PV-Kleinanlagen Netzausbau verursachen. Je niedriger die Netz-/Spannungsebene, desto kleiner ist der räumliche „Einzugsbereich“ des Netzes. Der räumliche Einzugsbereich eines Netzgebiets ist zudem von der Anschlussdichte abhängig: In dicht besiedelten, städtischen Gebieten, sind Netzgebiete kleiner als in ländlichen Gebieten:

- In Niederspannungsnetzen (NE 7) umfasst ein Netzgebiet (in diesem Fall: ein einzelner sog. Niederspannungsabgang) nur einzelne Straßenzüge oder Straßenabschnitte mit wenigen (zum Teil < 10) Anschlüssen in sehr ländlichen Gebieten, während ein Netzgebiet in städtischen Gebieten / Wohngebieten bis zu 50-100 umfassen kann.
- In vermaschten Hochspannungsnetzen (NE 2 und 3) umfasst ein Netzgebiet grob mehrere Gemeinden oder ganze Landkreise (vergleiche Diskussion bei der Verteilernetzkomponente) und damit eine Vielzahl angeschlossener Verbraucher und Erzeugungsanlagen.

Je kleiner der Einzugsbereich eines Netzgebiets – d. h. insbesondere je weniger einzelne Verbraucher und Erzeugungsanlagen die Netzdimensionierung determinieren – desto stärker ist auch die Frage, ob der Zubau weiterer Anlagen Netzausbau verursacht, vom konkreten Einzelfall abhängig. Im Allgemeinen ist jedoch der Ausbaubedarf auf die Zubauentscheidungen bei kleinen Einzugsbereichen des Netzgebietes eher auf wenige oder sogar eine einzelne PV-Kleinanlage zurückzuführen, als es bei größeren Einzugsbereichen der Fall ist:

- So hängt bspw. die Frage, ob es in einem Niederspannungsnetz zu einer Verletzung von Spannungsgrenzwerten kommt, von den folgenden Faktoren ab:
 - Bei wie vielen und sogar konkret bei welchem einzelnen von den z. B. in einem ländlichen Netz sehr wenigen (bspw. 5 oder 6) Anschlüssen in einem Niederspannungsabgang sind bereits PV-Anlagen und in welcher genauen Größe installiert?
 - Verursacht eine weitere Anlage einen Netzausbau verursacht oder nicht? Eine Anlage mehr oder weniger oder an einem anderen der vielleicht nur 5 Anschlüsse kann bereits dazu führen, dass die weitere Anlage keinen Ausbaubedarf verursacht.
- Demgegenüber ist in Hochspannungsnetzen mit einer großen Zahl angeschlossener Verbraucher und Erzeuger sowie einer vermaschten Netzstruktur, bei der sich die Wirkung einer Netznutzung (also z. B. die Einspeisung aus einer PV-Anlage) auf eine größere Zahl von Betriebsmitteln aufteilt, die einzelne Zubauentscheidung (z. B. ist eine Anlage hier oder dort angeschlossen) kaum noch relevant.

Die in den Mittel- und vor allem Niederspannungsnetzen deutlich höhere Relevanz der Standardisierung von Betriebsmitteln mit einer geringen Zahl an Standardgrößen einerseits sowie das begrenzte Ausbaupotenzial bei kleineren räumlichen Einzugsbereichen andererseits hat den folgenden Effekt: Die Frage nach einem Ausbau in einem Netzgebiet wird im genannten Fall auf einen oder wenige denkbare Ausbauschritte begrenzt:

- Ist etwa in einem Niederspannungsnetz ein Ausbau erforderlich, dann ist davon auszugehen, dass die damit erreichte Kapazitätserweiterung so erheblich ist, dass nahezu das gesamte Potential an weiteren PV-Kleinanlagen in diesem Netzgebiet integriert werden könnte. Ist also in einer beispielhaften Konstellation die Aufnahmekapazität für den Einzugsbereich eines Ortnetztransformators erreicht, wenn 50 % der angeschlossenen Einfamilienhäuser mit einer PV-Anlage ausgerüstet sind, dann würde die notwendige Netzerweiterung auch eine Situation mit einer 100%-igen Durchdringung

bewältigen, wenngleich diese maximale Durchdringung kaum in der Praxis auftreten dürfte. Da aber aufgrund des kleineren räumlichen Einzugsbereichs die absolute Zahl von potentiell anschließbaren Anlagen klein ist, sind dann die Kosten für diese Netzausbaumaßnahme nur wenigen Ausbauentscheidungen – im Extremfall nur einer Entscheidung – zuzuordnen.

- Zu den höheren Netzebenen hin ist die Abstufung der einzelnen Netzausbauschritte im Vergleich zum PV-Potential zunehmend feiner. Hinzu kommt der oben beschriebene Effekt, dass in vermaschten Netzen stets mehrere Betriebsmittel, dann aber auch nur anteilig durch zusätzliche Anlagen belastet werden.

Schließlich haben PV-Kleinanlagen auch eine Wirkung auf Netzverluste. Das Vorzeichen der Wirkung ist aber grundsätzlich nicht eindeutig (mehr PV kann sowohl zu sinkenden als auch zu steigenden Verlustkosten führen). Insbesondere in ländlichen Netzen (mit wenig Last) kann es zu einem Anstieg der Netzverluste kommen; energetisch kann der Anstieg im Bereich weniger Prozentpunkte der Gesamteinspeisemenge einer PV-Anlage liegen.

Im Hinblick auf von PV-Kleinanlagen verursachte Netzintegrationskosten lässt sich somit zusammenfassend festhalten:

- Der Zubau von PV-Kleinanlagen kann zu Netzausbaubedarf führen und damit die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten des EE-Ausbaus durch solche Anlagen erhöhen.
- Netzausbaubedarf³⁰ kann dabei grundsätzlich in allen Netzebenen auftreten, also sowohl in der Anschlussnetzebene als auch in den überlagerten Netzebenen.
- In den unteren Netzebenen (insbesondere Niederspannung und Umspannung Nieder-/Mittelspannung, abgeschwächter in der Mittelspannung sowie Umspannung Hoch-/Mittelspannung) ist die Frage, ob der zusätzliche Zubau von PV-Kleinanlagen Netzausbau erfordert, stark vom Einzelfall abhängig.
- Zwar sind die einzelnen, konkreten Ausbaumaßnahmen in den höheren Netzebenen deutlich kostenintensiver, da die Betriebsmittel um ein Vielfaches „größer“ sind. Allerdings tragen dort auch stets eine große Zahl einzelner PV-Kleinanlagen zum Ausbaubedarf der Netze bei, während in den unteren Netzebenen wenige – in bestimmten

³⁰ Netzausbaubedarf ist hier weit gefasst und umfasst neben dem Ausbau von Leitungen auch alle anderen Maßnahmen wie zum Beispiel den Austausch von Transformatoren.

Konstellationen auch einzelne – Zubauentscheidungen für PV-Kleinanlagen den Netzausbau verursachen können.

- Aufgrund der räumlich kleinen Einzugsbereiche der Netze in den unteren Netzebenen können von der nach dem Netzausbau vergrößerten Netzkapazität dann aber auch nur wenige weitere zusätzliche Anlagen profitieren, da in dem kleinen Einzugsbereich dann keine Potentiale mehr vorhanden sind.
- Im Ergebnis können die in den unteren Netzebenen verursachten Kosten deswegen sehr hoch sein, da teilweise die gesamten Kosten eines Netzausbaus der Zubauentscheidung weniger bis hin zu einer einzelnen Anlage zuzuordnen sind, während in den höheren Netzebenen (insbesondere Hochspannung und Umspannung Höchst-/Hochspannung) eher Durchschnittsbetrachtungen zulässig sind (vgl. Verteilernetzkomponente). Als Exkurs wird im Anhang (s. Annex 4) näher auf die mögliche Bandbreite der Kosten und die konkret denkbaren Netzausbaumaßnahmen eingegangen.

Im Hinblick auf möglichen Maßnahmen zur Vermeidung hoher Netzintegrationskosten durch den Zubau von PV-Kleinanlagen lassen sich vorerst folgende Punkte festhalten:

- Eine Steuerung des Zubaus zur Vermeidung von Netzgebieten, in denen durch den Zubau sehr hohen Kosten entstehen, dürfte eine sehr kleinteilige Steuerung erfordern. Dies dürfte nur unter Einbezug von Netzbetreibern möglich sein. Bereits im Zusammenhang mit der Verteilernetzkomponente wurden die Schwierigkeiten der Einbeziehung von Netzbetreibern in eine solche Form der Steuerung diskutiert. Fragen waren dabei insbesondere: Ist eine Vergleichbarkeit bei Anwendung von Bewertungsmaßstäben erreichbar? Welchen Anreizen unterliegen ggf. Netzbetreiber?
- Robust erscheint die Tendenz, dass städtische Netze (gilt ggf. bis zur NE 4, Umspannung Hoch-/Mittelspannung) in der Regel durch die heutige Dimensionierung für hohe Lasten und aufgrund des beschränkten Potentials für PV-Kleinanlagen unkritischer im Hinblick auf PV-bedingten Netzausbaubedarf sein dürften.
- Außerdem dürften Anlagen mit hohen Selbstverbrauchsanteilen bzw. Anlagen, für deren Wirtschaftlichkeit Eigenversorgungsprivilegien besonders relevant sind, tendenziell seltener Netzausbaubedarf verursachen, da sie eher dort errichtet werden, wo auch Verbraucher angeschlossen sind und somit die Netzdimensionierung im Hinblick auf die Last größer ist.
- Weiterer Untersuchungsbedarf besteht hinsichtlich der Frage, ob Anlagen, die an die NE 7 angeschlossen werden, tendenziell anders ausgelegt / eingesetzt werden als An-

lagen, die an höhere Netzebenen angeschlossen werden und damit ggf. eine (durchschnittlich) geringere netzbelastende Wirkung haben könnten. Mögliche Gründe könnten z. B. eine andere Anlagenausrichtung durch die Ausrichtung der Hausdächer sein. Im Ergebnis würde daher eine geringe Peak-Leistung (zumindest für das Kollektiv der Anlagen in einem Netzgebiet) resultieren, was die Rückspeiseleistung reduziert. Wenn die netzbelastende Wirkung solcher Anlagen geringer ist, könnte dies den Effekt, dass grundsätzlich mehr Netzebenen von einem Ausbau betroffen sein können, u. U. überkompensieren.

- Daneben könnte eine Begrenzung der maximalen Einspeisung in auslegungsrelevanten Situationen grundsätzlich den PV-bedingten Netzausbaubedarf reduzieren.
 - Hierzu zählen pauschale Regelungen wie die heutige pauschale 70%-Begrenzung der Einspeisung in Bezug auf die installierte Leistung. Solche Regelungen können zwar grundsätzlich wirksam sein, sind allerdings vergleichsweise ineffizient, da sie zu pauschal wirken.
 - Eine Einbindung der Kleinanlagen in das Einspeisemanagement und damit im Rahmen der Spitzenkappung in die Netzplanung würde gezielter und effizienter wirken. Dies würde eine Ansteuerbarkeit dieser Anlagen voraussetzen.

Neben der gesetzlichen Pflicht zum bedarfsgerechten Netzausbau tragen die Netzbetreiber zudem die Verantwortung, Störungen der Systemsicherheit zu beseitigen. Hierzu zählt u. a. das Aufrechterhalten des Leistungsbilanzgleichgewichts. In diesem Zusammenhang haben Consentec und Ecofys bereits in einer 2013 für das BMWi durchgeführten Studie („Untersuchungen zur Notwendigkeit einer weitergehenden Systemsteuerung zur Einhaltung der Systembilanz“) herausgearbeitet, dass

- die Notwendigkeit, EE-Erzeugung aus Bilanzgründen abzuregeln, zunehmen wird und hiervon auch zunehmend PV-Anlagen betroffen sein werden,
- nicht ansteuerbare Anlagen, und hierzu zählen regelmäßig PV-Kleinstanlagen, für diese Regelung nicht zur Verfügung stehen,
- zwar seinerzeit kein akuter Bedarf absehbar war (Zeithorizont der Betrachtungen: bis Ende 2016), dass die nicht ansteuerbaren Anlagen ein Ausmaß annehmen, dass im Hinblick auf die Systemsicherheit kritisch sein könnte, weil ggf. Situationen auftreten könnten, in denen nicht mehr genügend Anlagen, die zu einem bestimmten Zeitpunkt Strom erzeugen, auch mit dem Ziel der Abregelung angesteuert werden könnten,

- gleichwohl aber die Zahl der nicht ansteuerbaren Anlagen nicht beliebig weiter steigen dürfe, und
- somit u. a. zu empfehlen sei, auch neue PV-Anlagen mit kleinen installierten Leistungen (z. B. ab 0,8 kW) verpflichtend zumindest „ESM-ready“ auszustatten, um so im Bedarfsfall vergleichsweise kurzfristig die Ansteuerbarkeit tatsächlich herzustellen und für den Leistungsbilanzausgleich nutzen zu können.³¹

5.4 Zusammenfassung der Kosten und Anforderungen an PV-Anlagen bis 750 kW

Tabelle 5 zeigt eine grobe Abschätzung der Zusatzkosten für PV-Anlagen nach Größenklassen für das Jahr 2017. Für Anlagen < 10 kW liegen die Kosten inkl. Direktvermarktung und Fernsteuertechnik bei 16-19 €/kWh, bei Anlagen > 250 kW lediglich zwischen 9 und 10 €/kWh. Diese Kosten können näherungsweise mit Ergebnissen der Ausschreibungen verglichen werden, da diese bereits alle Kosten für Direktvermarktung und intelligente Messgeräte einschließen. Da die ausgeschriebenen Anlagen bis zu 24 Monate Zeit zur Realisierung haben, sind für einen Vergleich näherungsweise die Ausschreibungsrunden vom Dezember 2015 bzw. April 2016 heranzuziehen mit gewichteten Zuschlagspreisen von 8,0 bzw. 7,4 ct/kWh. Im Vergleich dazu kosten Kleinanlagen unter 10 kW etwa 2 bis 2,5-mal mehr, Anlagen über 250 kW rund ein Drittel mehr.

Legt man die Verteilung der Anlagen auf die einzelnen Größensegmente aus dem BAU-Szenario der Zukunftswerkstatt zur PV-Eigenversorgung zu Grunde, so ergeben sich, durch den Zubau von 1900 MW an Kleinanlagen im Vergleich anstelle von in der Ausschreibung bezuschlagten Großanlagen,³² jährliche Zusatzkosten von 127,1 Mio. €. Dies entspricht einem

³¹ Daneben ist insb. sicherzustellen, dass die Netzbetreiber auch entsprechende Prozesse verfügen, um eine technisch grundsätzlich mögliche Ansteuerbarkeit auch nutzen zu können. Außerdem muss die Zuverlässigkeit der Ansteuerbarkeit sichergestellt sein. Dies betrifft sowohl die technische Funktionsfähigkeit als auch deren Überprüfbarkeit und – damit in Zusammenhang stehend – die Vermeidung von Manipulationsanreizen.

³² Es wird auch hier von 900 Volllaststunden pro Jahr ausgegangen. Zudem werden die aktuellen Kosten für die Berechnung verwendet. Der Zubau in späteren Jahren kann ggf. mit geringeren Mehrkosten verbunden sein, falls die Kostenunterschiede zwischen Freiflächen- und Aufdachanlagen zukünftig sinken. Außerdem kann bei einer Ausweitung des Ausschreibungsvolumens aufgrund des geringeren Wettbewerbs auch der Förderbedarf für Freiflächenanlagen höher sein.

Anteil von etwa 0,6 % der jährlichen EEG-Differenzkosten³³. Konzentriert sich der Zubau auf das Segment der Kleinstanlagen unter 10 kW, so fallen zusätzliche Kosten von jährlich etwa 153,9 Mio. € oder 0,7% der EEG-Differenzkosten an.

Die Netzintegrationskosten werden bei der Berechnung nicht betrachtet, da diese sehr stark vom Standort abhängen und zudem häufig nur als Einmalkosten anfallen. Durch eine Ansteuerbarkeit der Anlagen können Netzausbaukosten ggf. reduziert werden. Inwieweit die Kosten für die Ansteuerbarkeit günstiger sind als der andernfalls erforderliche Netzausbau ist ebenfalls standortspezifisch.

Tabelle 5: Grobe Abschätzung der Gesamtkosten für PV-Anlagen bis 750 kW

Anlagengröße (kW)	< 10	10-30	30-100	100-250	>250
Stromgestehungskosten* Stand 2017 (€/kWh)	14	12	11	10	9
Direktvermarktungskosten (€/kWh)	0,5**	0,5**	0,25-0,5	0,15-0,25	0,25
Kosten intelligenter Messgeräte*** (€/kWh)	1,6 – 4,8	1,6 – 4,8	0,2-1,0	0,1-0,2	0,03-0,2
Summe (€/kWh)	16-19	14-17	12-13	10-11	9-10
Netzintegrationskosten	<ul style="list-style-type: none"> • sehr stark standortabhängig • häufig Einmalkosten aufgrund der Stufigkeit des Netzausbaus • Fernsteuerung durch Rundsteuertechnik oder bidirektionale Messeinrichtung kann Kosten der Netzintegration ggf. reduzieren 				

* Kosten gelten jeweils für mittlere Anlagen in der Größenklasse, bei > 250 kW wird eine Anlage von 500 kW zugrunde gelegt, **hierzu liegen keine Daten und wenig Erfahrungen vor, die Kostenschätzung ist mit hoher Unsicherheit verbunden,

*** Kostenzusammenstellung auf Grundlage der abweichenden Größenklassen in Tabelle 4.

³³ Zu Grunde gelegt wurden die ex-post berechneten EEG-Differenzkosten 2015.

6 Förderinstrumente für PV-Anlagen unter 750 kW

In Abschnitt 4 wurde dargestellt, dass die Ausbauziele für die PV auch ohne den Zubau von Anlagen mit einer installierten Leistung von unter 750 kW erreicht werden können. Allerdings kann aus politischen Gründen der Zubau kleinerer Anlagen weiterhin gewünscht sein.

Zudem werden sich in Zukunft teilweise neue, zunehmend komplexere Nutzungs- und Vermarktungskonzepte für PV-Anlagen ergeben. Beispielsweise wird die Bedeutung der expliziten Förderung (über Einspeisevergütung, Marktprämie o.ä.) für die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen abnehmen, wenn die Stromgestehungskosten weiter sinken und somit alternative Erlösströme z. Bsp. am Strommarkt und in Abhängigkeit der regulatorischen Rahmenbedingungen auch Vor-Ort-Versorgungskonzepte³⁴ an Bedeutung gewinnen. Die Möglichkeiten der Mengensteuerung beim Zubau über die Förderhöhe sind damit zunehmend beschränkt. Zudem muss die Heterogenität der Vor-Ort-Versorgungskonzepte (bspw. Kombination mit Wärmeerzeugung oder Sektorkopplung Strom/Wärme und Strom/E-Mob, Mieterstrommodelle und Strom-Communities) bei der Entwicklung von Förderinstrumenten berücksichtigt werden.

Die Wahl des optimalen Förderinstruments bzw. der regulatorischen "Leitplanken" zum Erreichen der politisch definierten Ausbauziele unterscheidet sich in Abhängigkeit der anvisierten Zubaumengen sowie der Attraktivität der Vor-Ort-Versorgung. Daher werden im Folgenden zunächst mögliche Szenariowelten für die Anlagenstruktur des PV-Zubaus entwickelt. Darauf aufbauend erfolgt eine Bewertung unterschiedlicher Förderinstrumente für jede der Szenariowelten nach zuvor definierten Bewertungskriterien. Die endgültige Auswahl sinnvoller Förderinstrumente und regulatorischer Bestimmungen hängt von der politischen Zielsetzung bzgl. Ausbaupfad, Anlagen- und Akteursstruktur ab.

6.1 PV-Szenariowelten

Im Folgenden werden Szenariowelten für die zukünftige Entwicklung unterschiedlicher PV-Segmente in Deutschland für einen Zeithorizont von 10 bis 15 Jahren dargestellt, verglichen

³⁴ Bei der Definition der unterschiedlichen Szenariowelten wird nicht nach der Eigentümersituation im Gebäude unterschieden, Stattdessen wird danach unterschieden, ob generell der Verbrauch des auf dem Gebäude erzeugten Stroms im Gebäude finanziell attraktiv und möglich ist. Entsprechend ist in Szenarien mit attraktivem Vor-Ort-Verbrauch sowohl die Eigenversorgung im engeren Sinn als auch im weiteren Sinn (bspw. basierend auf dem Mieterstrommodell) finanziell attraktiv.

und evaluiert. Die Szenariowelten werden zunächst darüber definiert, welches Segment von PV-Anlagen (Freiflächenanlagen, große oder kleine Dachanlagen) hauptsächlich zugebaut wird. Die Szenariowelten werden dann in Abhängigkeit der Entwicklungen wichtiger Rahmenbedingungen weiter differenziert. Der Fokus der Betrachtung liegt hier auf der einzelwirtschaftlichen Attraktivität der Vor-Ort-Versorgung sowie der Entwicklungen bei Sektorkopplung und Speichertechnologien. Weitere Rahmenbedingungen wie beispielsweise die Entwicklung der Systemdienstleistungen, die Entwicklung regionaler Märkte, die Entwicklung der CO₂- und Strompreise sowie der Technologiekosten (PV-Module) sowie ordnungsrechtliche Anforderungen (vgl. Null- oder Plusenergiestandard) werden zunächst nicht betrachtet.

6.1.1 Rahmenbedingungen für den PV-Ausbau

6.1.1.1 Entwicklung der Attraktivität von Vor-Ort-Versorgung aus einzelwirtschaftlicher Perspektive

Variante 1 - Hohe Anreize für Vor-Ort-Versorgung aus Sicht der einzelnen Akteure: Es wird angenommen, dass Vor-Ort-Versorgung über hohe Anreize staatlich (indirekt) gefördert wird, beispielsweise über Befreiungsmöglichkeiten von Abgaben, Steuern und Entgelten (vergleichbar zum Status Quo). Die (einzelwirtschaftlichen) Rahmenbedingungen für die Entwicklung von Vor-Ort-Versorgung sind vorteilhaft aufgrund der im Vergleich zu den Stromgestehungskosten für Vor-Ort-Versorgung-Technologien höheren Endkundenpreise für Strombezug aus dem Netz.

Dabei ist für die weitere Betrachtung zunächst unerheblich, ob die hohen Anreize für Vor-Ort-Versorgung aus einer Ausgestaltung des Systems aus Abgaben und Entgelten entstehen, die bewusst auf eine Begünstigung von Vor-Ort-Versorgungskonzepten hin angelegt ist, oder ob die Anreize eher als „Nebeneffekt“ eines Systems aus Abgaben und Entgelten entstehen, welches primär andere Ziele verfolgt (vgl. heutiges Netzentgeltsystem³⁵).

³⁵ So setzt das heutige Netzentgeltsystem mit einem hohen Arbeitspreisanteil Anreize für die Nutzung von Eigenversorgung, da aus Betreiber der Eigenversorgungsanlage durch die Eigenversorgung nicht nur die reinen Erzeugungskosten des ansonsten aus dem Netz bezogenen Stroms eingespart werden können, sondern zusätzlich noch arbeitsabhängige Netzentgelte. Dieser Anreiz zur Eigenversorgung ist dabei aber kein primäres Ziel der heutigen Netzentgeltsystematik, sondern letztlich Seiteneffekt eines Netzentgeltsystems, das zu Zeiten entworfen in denen Eigenversorgungskonzepte (außer in der Industrie) noch keine Relevanz hatten. Heute wird dieser Anreiz eher als problematische Wirkung der heutigen Netzentgeltsystematik angesehen,

Variante 2 - Geringe Anreize für Vor-Ort-Versorgung aus Sicht der einzelnen Akteure: Es wird angenommen, dass Vor-Ort-Versorgung nur in geringem Maße staatlich (indirekt) gefördert wird und somit die (wirtschaftlichen) Rahmenbedingungen für die Entwicklung von Vor-Ort-Versorgung eher weniger günstig sind. Die geringe Attraktivität kann entweder durch die Art der Abgaben, nämlich durch Leistungspreise, zustande kommen oder durch fehlende Befreiungen für Vor-Ort-Versorgung von arbeitsbezogenen Entgelten. Die Summe aus Stromgestehungskosten der Vor-Ort-Versorgung-Technologien und möglicherweise anfallenden Abgaben und Umlagen für vor Ort verbrauchten Strom liegen hier über dem Preis für den Fremdbezug von Strom.

6.1.1.2 Entwicklungspfad für Sektorkopplung

Variante 1 - Verstärkte Nutzung von Sektorkopplungsoptionen: Die Zunahme von Sektorkopplungsoptionen kann verschiedene Gründe haben – zu nennen sind hier eine Angleichung der Abgabenlast zwischen Strom und Gas bzw. Strom und Kraftstoffen, Kostenreduktionen bei Sektorkopplungstechnologien (z. B. Wärmepumpen), eine explizite, direkte Förderung von Sektorkopplung, eine Anpassung ordnungsrechtlicher Vorgaben (bspw. auf Basis Energieeinsparverordnung im Gebäudebereich oder Vorgaben wie etwa einem Verbot von Verbrennungsmotoren) oder nicht auf ökonomisch / ordnungsrechtliche Anreize zurückzuführende Änderungen der Nutzerpräferenz („E-Mobilität wird hip“)³⁶.

Variante 2 (Status quo) - Geringe Nutzung von Sektorkopplungsoptionen aufgrund z. B. weiterhin bestehender Hemmnisse oder weiterhin hoher Technologiekosten.

6.1.1.3 Entwicklungspfad für Speichertechnologien

Variante 1: Verstärkte Nutzung dezentraler Speichertechnologien aufgrund von staatlicher Förderung, schneller Preissenkungen und/oder starker Autarkiebestrebungen der Nutzer.

insbesondere da die Eigenversorgung keinesfalls in dem Maße mit einer Senkung der Netzkosten einhergeht, wie es die vermiedenen Netzentgeltzahlungen aus Vor-Ort-Erzeugersicht vermuten lassen könnten.

³⁶ In kostenoptimalen Energiesystemenzenarien nimmt die Rolle der Sektorkopplung insbesondere nach 2030 zu. Siehe auch Pfluger et al. (2017): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Zuletzt geprüft am 18.09.2017.

Variante 2: Geringere Nutzung dezentraler Speichertechnologien aufgrund von fehlender staatlicher Förderung, langsamer Preissenkungen und/oder weniger starker Autarkiebestrebungen der Nutzer.

6.1.1.4 Wechselwirkungen zwischen den betrachteten Rahmenbedingungen

Zwischen den beschriebenen Rahmenbedingungen bestehen Wechselwirkungen. Entsprechend können diese nicht unabhängig voneinander betrachtet werden. Die zentralen Wechselwirkungen werden im Folgenden aufgeführt:

Vor-Ort-Versorgung und Sektorkopplung

Wechselwirkungen bestehen hier in beide Richtungen. Wird Sektorkopplung über eine Angleichung der Belastung für Gas- und Strompreise gefördert, so sinkt ggf. die finanzielle Attraktivität der Vor-Ort-Versorgung aufgrund geringerer Strombezugskosten. Andererseits können Wärmepumpen oder Elektromobilität den Anteil des Vor-Ort-Verbrauchs erhöhen, was die Vor-Ort-Versorgung finanziell attraktiver macht. Das Ausmaß dieses Effekts hängt von der Passfähigkeit der Stromerzeugung mit den Lastprofilen der zusätzlichen Verbraucher sowie der Verfügbarkeit von Speichern ab.

Vor-Ort-Versorgung und Speicher

Ähnlich wie im Fall der Sektorkopplung kann der Einsatz von Speichern dazu beitragen, die Vor-Ort-Verbrauchsquote für PV-Anlagen zu erhöhen. Die Verfügbarkeit von Speichern beeinflusst zudem die Auswirkungen der Verfügbarkeit der Sektorkopplungsoptionen.

Sektorkopplung und Speichereinsatz sind in allen betrachteten PV-Segmenten denkbar, z. B.:

- So können kleine Aufdach-PV-Anlagen im Haushalt eingesetzt mit Speichern kombiniert werden, um einen möglichst hohen Selbstverbrauchsanteil zu erreichen. Die PV-Anlage mit Speicher ließe sich zudem mit einem Elektrofahrzeug und/oder einer Wärmepumpe kombinieren, und ggf. in eine Strom-/Speicher-Community bzw. in einen dezentralen Peer-to-Peer-Markt integrieren.
- Außerdem könnten etwas größere gewerblich eingesetzte PV-Anlagen mit Speichern kombiniert werden. Dabei würde beispielsweise PV-Strom wird in Niedrigpreiszeiten auch zur Bereitstellung von Wärme/Dampf eingesetzt.
- Des Weiteren ließen sich Freiflächenanlagen am Stadtrand installieren, mit dem Ziel überwiegend den erzeugten Strom an der Börse zu vermarkten. In Niedrigpreiszeiten könnte die Anlage über einen Tauchsieder zur Einbindung in Wärmenetz genutzt wer-

den. Darüber hinaus könnte die Anlage für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen ggf. in Kombination mit Batteriespeichern eingesetzt werden

Falls attraktive Speichertechnologien nicht zur Verfügung stehen, wird für die nachfolgende Betrachtung angenommen, dass die Auswirkungen günstiger Sektorkopplungsoptionen auf den Ausbau der PV in den drei Technologiesegmenten eher gering sind, basierend auf der Annahme dass die Lastprofile der Sektorkopplungsoptionen nicht deckungsgleich mit dem Erzeugungsprofil der PV-Anlagen sind.

6.1.2 Definition plausibler Szenariowelten

Im Folgenden werden basierend auf den beschriebenen Technologiesegmenten und den unterschiedlichen Entwicklungen bzgl. der Rahmenbedingungen verschiedene Szenariowelten dargestellt und bewertet. Hauptunterscheidungsmerkmal der drei übergeordneten Szenariowelten ist der Fokus der Förderung auf drei unterschiedliche Größenklassen von PV-Anlagen. Somit liegt der Fokus von Welt 1 auf der Förderung von großen Freiflächenanlagen (einschließlich Anlagen >750 kW), während in Welt 2 hauptsächlich die Entwicklung großer Dachanlagen, die auch im gewerblichen Bereich Einsatz finden, im Fokus der Förderung stehen soll. In Welt 3 steht die Entwicklung kleiner Dachanlagen für Privathaushalte im Mittelpunkt. Der Fokus auf bestimmte Größenklassen bedeutet dabei jedoch nicht, dass in den anderen Größenklassen kein zusätzlicher Ausbau mehr erfolgen kann. Neben dem Fokus auf die unterschiedlichen Größenklassen soll in den Szenarien unterschieden werden, welche Rolle Vor-Ort-Versorgung sowie die Verfügbarkeit von Speichern spielt.

Die entwickelten Szenarien sind qualitativer Natur, es wurde keine umfassende Kosten- und Nutzenabwägung durchgeführt, sondern eine qualitative Einschätzung der verschiedenen Effekte. Um die Anzahl der zu untersuchenden Szenariowelten und -varianten nicht zu hoch werden zu lassen, stellen alle drei Szenariowelten mit ihren Varianten Extrementwicklungen dar. Dabei sollte berücksichtigt werden, dass die in der Realität erwarteten Entwicklungen sich auch zwischen den abgebildeten Szenarioentwicklungen bewegen können.

Im Segment der Freiflächenanlagen (Welt 1) spielt üblicherweise die Vor-Ort-Versorgung oder Speicherung von Strom eine untergeordnete Rolle³⁷. Die Verwendung von Überschuss-

³⁷ Deshalb werden die weiteren Ausprägungen Eigenversorgung und Sektorkopplung für Freiflächenanlagen nicht weiter betrachtet.

strom zur Verwendung in Wärmenetzen oder der Bereitstellung von Systemdienstleistungen, ggf. auch in Kombination mit Batteriespeichern, ist zwar möglich, bestimmt aber vermutlich die Anlagenauslegung nicht maßgeblich. Entsprechend basieren unsere Analysen zu diesem Segment auf einem Szenario mit Volleinspeiseanlagen.

PV-Dachanlagen sind derzeit finanziell umso attraktiver, desto höhere Vor-Ort-Verbrauchsanteile erreicht werden. Ob Sektorkopplungstechnologien und insbesondere Speicher finanziell attraktiv sind, beeinflusst dabei maßgeblich die Anlagenauslegung. Zudem ist es möglich, wie derzeit bei den Ausschreibungen für größere PV-Anlagen, Stromerzeugung zur Vor-Ort-Versorgung auszuschließen, wenn Anlagen gefördert werden, was ebenfalls die Anlagenauslegung beeinflusst. Entsprechend werden bei der Bewertung von Förderinstrumenten für große (Welt 2) und kleine (Welt 3) Dachanlagen jeweils drei Ausprägungen unterschieden:

- Attraktive Vor-Ort-Versorgung ohne attraktive Speicher (Welt 2a und 3a)
- Attraktive Vor-Ort-Versorgung und attraktive Speicher/ Sektorkopplung (Welt 2b und 3b)
- Vor-Ort-Versorgung nicht attraktiv oder nicht zugelassen (Welt 2c bzw. 3c)

Tabelle 6 gibt einen Überblick über diese möglichen Szenariowelten und deren Charakteristika. Neben einer kurzen Beschreibung der Welten erfolgt eine Beschreibung der Voraussetzungen, die eine Entwicklung in die entsprechende Welt möglich machen sowie der Treiber, die zu dem entsprechenden Szenario führen können. Es folgt eine Kurzbewertung über die jeweiligen Vor- und Nachteile. Bevor mögliche zu der entsprechenden Szenariowelt passende Förderinstrumente dargestellt werden, erfolgt eine Zusammenfassung der zentralen Herausforderungen sowie des Regulierungsbedarfes. Insgesamt lässt sich sagen, dass sowohl die Anlagenkosten als auch die Netzausbaukosten in den Welten mit größeren Anlagen tendenziell geringer ausfallen. Bei den Stromgestehungskosten liegt dies an den geringeren spezifischen Kosten größerer Anlagen (s. Abschnitt 5.1). Bei den Netzkosten macht sich insbesondere die Netzanschlusssebene bemerkbar. Bei einem Netzanschluss auf höherer Netzebene ist die Wahrscheinlichkeit für zusätzlichen Netzausbaubedarf geringer. Innerhalb der gleichen Netzebene (bspw. unterschiedliche große Anlagen auf Privathäusern) steigen jedoch die Wahrscheinlichkeit für zusätzlichen Netzausbaubedarf und damit die Netzkosten mit der Anlagengröße.

Tabelle 6: Überblick über betrachtete Szenariowelten zum PV-Ausbau

Pfad	Beschreibung	Voraussetzungen und Treiber	Vorteile	Nachteile	Herausforderungen und Regulierungsbedarf	Mögliche Instrumente
1	Fokus der Förderung auf Freiflächenanlagen (FFA), geringer Ausbau von kleinen und großen Dachanlagen	<ul style="list-style-type: none"> • Flächen ausreichend verfügbar • Fokus auf Systemkostenminimierung (Counter-Factual: Ausbau würde ansonsten im PV-Dachanlagensegment erfolgen) • Vor-Ort-Versorgung nicht attraktiv (Endkundenstrompreise nicht deutlich höher als Stromgestehungskosten von PV-Dachanlagen und ggf. Speicher, begrenzte Autarkiebestrebungen insb. bei Privathaushalten → geringer Dachanlagenausbau → PV-Ausbauziele sind durch FFA zu erfüllen) • Akteure: überwiegend kommerzielle Investoren 	<ul style="list-style-type: none"> • Kosteneffizienz • Weitgehend homogener Markt • tendenziell geringere Netzintegrationskosten als bei kleinen Dachanlagen • Abschätzung der Auswirkungen auf Netzkosten etc. vglw. klar und über Verteilnetzkomponente zumindest teilweise Internalisierung der Netzkosten möglich • Vermarktung relativ einfach • z. T. positive Umweltwirkungen (z. B. wenn intensiv genutzte Ackerfläche durch PV-Anlage in Grünland umgewandelt wird) • Wirkungen auf Netzbetrieb eher unproblematisch aufgrund von bereits etablierten Zugriffsmöglichkeiten der Netzbetreiber auf Anlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • ggf. Umweltwirkungen / Flächeninanspruchnahme • ggf. kein positiver Einfluss auf Akzeptanz (Counter-Factual: Ausbau in Dachanlagen) • soziale Aspekte (Förderung kommerzieller Akteure im Gegensatz zu Ausbau kleiner Dachanlagen) 	<ul style="list-style-type: none"> • Ziel für entwickelnde Instrumente: Systemkosteneffizienz • Entwicklung der Anlagenzahlen bei selbsttragendem Ausbau im FFA-Segment • Abhängig vom Ziel (entweder „FFA werden gebaut, weil im Dachanlagensegment nichts passiert bzw. nur bei zu hohen Förderkosten, dennoch aber PV-Zubau erfolgen soll“ oder „PV-Zubau soll grundsätzlich in FFA erfolgen aufgrund der Vorteile) ggf. Maßnahmen, um Attraktivität des PV-Zubaus im Dachanlagensegment zu reduzieren (keine Vor-Ort-Versorgung-Anreize, stärkere Internalisierung Netzkosten, etc.) 	<p>Ausschreibungen, Förderung nach Strom oder Leistung</p> <p>Planungsrecht oder Sonderordnungsrechte (Immissionsschutzrecht) bei selbsttragendem Ausbau)</p> <p>ggf. Instrument in Bezug auf Dachanlagen (Internalisierung Netzkosten, etc.) → abhängig vom Ziel</p>

Pfad	Beschreibung	Voraussetzungen und Treiber	Vorteile	Nachteile	Herausforderungen und Regulierungsbedarf	Mögliche Instrumente
2a	Fokus auf großen Dachanlagen; Hohe Anreize für Vor-Ort-Versorgung, geringe Anreize für Speicher und Sektor-kopplung	<ul style="list-style-type: none"> • Flächen für FFA nicht ausreichend verfügbar bzw. Nutzung für Freiflächenanlagen (FFA) politisch/gesellschaftlich nicht gewünscht • Fokus auf Systemkostenminimierung bei begrenztem Flächenpotenzial für FFA 	<ul style="list-style-type: none"> • geringere Kosten als bei Kleinanlagen • Netzintegrationskosten tendenziell geringer als bei FFA, da Zubau in laststarken Gebieten; Wirkung z. T. abhängig von sonstigen Anreizen Netzentgeltsystem (z. B. Ausgestaltung Leistungspreise / Höchstlastbeitragskomponenten, etc.) • Wirkungen auf Netzbetrieb eher unproblematisch aufgrund von bereits etablierten Zugriffsmöglichkeiten der Netzbetreiber auf Anlagen • Umweltwirkungen geringer im Vergleich zu Welt 1 	<ul style="list-style-type: none"> • höhere Anlagenkosten im Vergleich zu Welt 1 ohne Berücksichtigung der Netzintegrationskosten • soziale Aspekte (Förderung kommerzieller Akteure, Abwälzung der Mehrkosten auf Akteure ohne PV- bzw. Vor-Ort-Versorgung-Option wie bspw. Mieter als eher einkommensschwache Akteure). Ggf. negativer Einfluss auf Akzeptanz durch „Entsolidarisierung“ bei Abgaben/ Entgelten (sofern dies Grund für Vor-Ort-Versorgung-Anreize) • kein Anreiz für gute Ausnutzung der Dachfläche, da Akteure Maximierung des Vor-Ort-Verbrauchsanteils anstreben 	<ul style="list-style-type: none"> • Ziel: Kompromiss zwischen Kosteneffizienz und Akzeptanzgründen • Zusammenspiel der direkten Förderinstrumente und Entlastungen (insb. Förderbedarf stark abhängig von erzielbaren Vor-Ort-Verbrauchsanteilen → ggf. Gefahr von Überförderung? Außerdem komplexere Mengensteuerung) • Überwindung des Nachteils geringer Ausnutzung der Dachflächen (→ zu klären: ist das Ziel?) • Definition von Anforderungen für System- und Netzdienlichkeit (insb. Definition von Zugriffsrechten bei nicht geförderten Anlagen und allg. Schärfung des Zugriffsrechts → erfolgt Zugriff auf „Wechselrichterausgang“ oder auf Netzanschluss?) • Klärung von Entschädigungsregelungen bei Einspeisemanagement (Entschädigung von entgangenen Vor-Ort-Versorgungs-Privilegien? → s. auch oben: Klärung des Zugriffsrechts) • Mengensteuerung bei selbsttragendem Zubau (sofern aus energiewirtschaftlicher Sicht angezeigt, z. B. weil die hohen Anreize für Vor-Ort-Versorgung zu Fehlentwicklungen führen oder nicht alle Kosten internalisiert sind) 	Ausgestaltung der Vor-Ort-Versorgungs-Privilegierung je nach Ziel, explizite Förderung über Investitionszuschuss oder wie bisher energiebezogen, Ausschreibungen, weiteres Mengensteuerungsinstrument

Pfad	Beschreibung	Voraussetzungen und Treiber	Vorteile	Nachteile	Herausforderungen und Regulierungsbedarf	Mögliche Instrumente
2b	Fokus auf große Dachanlagen; hohe Anreize für Vor-Ort-Versorgung, hohe Anreize für Speicher und Sektorkopplungstechnologien	<ul style="list-style-type: none"> • Flächen für Freiflächenanlagen nicht ausreichend verfügbar bzw. Nutzung für Freiflächenanlagen politisch/gesellschaftlich nicht gewünscht • Fokus auf Systemkostenminimierung bei begrenztem Flächenpotenzial für Freiflächenanlagen • geringe Technologiekosten oder Förderung von Speichern und SK-Technologien (bei Förderung höhere Gesamtkosten) • Autarkiebestrebungen bei Gewerbe/Industrie • heterogene Akteure (Gewerbe/Industrie) 	<ul style="list-style-type: none"> • geringere Kosten als bei Kleinanlagen und ggf. bei Welt 2 • Netzkosten → abhängig davon, ob Sektorkopplung auch ohne PV kommen würde → dann Kostenwirkung PV geringer als in anderen Welten; sonst höher • Kosten Netzbetrieb gering, da Steuerbarkeit gegeben • zusätzliche Vermarktungskosten relativ gering • Umweltwirkungen geringer im Vergleich zu Welt 1 • verbesserter Anreiz zur Ausnutzung der Dachflächen im Vergleich zu 2a aufgrund des höheren Strombedarfs oder besserer Ausnutzung der Erzeugung zum Vor-Ort-Verbrauch durch Speicher 	<ul style="list-style-type: none"> • höhere Anlagenkosten als bei Freiflächenanlagen • Systemkosten im Vergleich zu Freiflächenanlagen abhängig davon, ob Sektorkopplung auch ohne PV kommen würde und von Höhe der Speicherkosten. • gute Ausnutzung der Dachflächen (da Speicherung möglich) • soziale Aspekte (Förderung kommerzieller Akteure) • ggf. negativer Einfluss auf Akzeptanz 	<ul style="list-style-type: none"> • Ziel: Kompromiss zwischen Kosteneffizienz und Akzeptanzgründen • Zusammenspiel der direkten Förderinstrumente und Entlastungen → s. Welt 2 • Definition von Anforderungen für System- und Netzdienlichkeit / Einspeisemanagement-Entschädigung → s. Welt 2a • Mengensteuerung bei selbsttragendem Zubau 	Vor-Ort-Versorgungs-Privilegierung, explizite Förderung über Investitionszuschuss oder wie bisher energiebezogen, Ausschreibungen, ansonsten anderer Deckel (hier besonders wichtig)

Pfad	Beschreibung	Voraussetzungen und Treiber	Vorteile	Nachteile	Herausforderungen und Regulierungsbedarf	Mögliche Instrumente
2c	Fokus auf große Dachanlagen, geringe Anreize für Vor-Ort-Versorgung	<ul style="list-style-type: none"> Flächen für Freiflächenanlagen nicht ausreichend verfügbar Fokus auf Systemkostenminimierung bei begrenztem Flächenpotenzial für Freiflächenanlagen heterogene Akteure (Gewerbe/ Industrie) 	<ul style="list-style-type: none"> Anreiz zur vollständigen Ausnutzung der Dachfläche bei Volleinspeisung und auskömmlicher Förderung Netzkosten tendenziell höher als in Welt 2a/2b; im Verhältnis zu Welt 1 unklar; Netzkosten tendenziell geringer als in Welten mit kleinen Dachanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> evtl. verringerte Akzeptanz durch Einspeisung und nicht gegebene Attraktivität der Vor-Ort-Versorgung. Unklar Ggf. höhere Netzkosten als in Welt 2a/2b, da Ausbau weniger wahrscheinlich in laststarken Gebieten + Dimensionierung unabhängig von Last in unmittelbarer Nähe 	<ul style="list-style-type: none"> Ziel für entwickelnde Instrumente: Systemkosteneffizienz (→ ggf. Internalisierung von Netzkosten?) 	explizite Förderung über Investitionszuschuss oder wie bisher energiebezogen, Ausschreibungen, weiteres Mengensteuerungsinstrument
3a	Fokus auf Kleinanlagen, hohe Anreize für Vor-Ort-Versorgung	<ul style="list-style-type: none"> Fokus auf Akzeptanz der Energiewende höhere Systemkosten Akteure: Fokus auf privaten Akteuren, Kleingewerbe, Landwirtschaft, kleinere Mehrfamilienhäuser; überwiegend „Einmal-Akteure“ 	<ul style="list-style-type: none"> Ausgleich für begrenzte Freiflächen-Potenziale und -akzeptanz Vermeidung negativer Umweltwirkung wie bei Freifläche positive Akzeptanzwirkung für Bürger vermutet 	<ul style="list-style-type: none"> geringere ökonomische Effizienz aus System-sicht Kostenunterschiede zwischen Anlagen im Bereich 1 kW deutlich teurer als im Bereich 5 kW. Spezifische Preise und Strom-gestehungskosten für Anlagen unter 30 kW bzw. 10 kW deutlich höher soziale Aspekte: Umverteilung zugunsten einkommens starker Akteure (Eigentümer) 	<ul style="list-style-type: none"> Ziel: Förderung der Akzeptanz der Energiewende Zusammenspiel der direkten Förderinstrumente und Entlastungen → s. Welt 2a 	Vor-Ort-Versorgungs-Privilegierung, explizite Förderung über Investitionszuschuss oder wie bisher energiebezogen, ggf. stark vereinfachte Ausschreibungen, ansonsten anderes Mengensteuerungsinstrument

Pfad	Beschreibung	Voraussetzungen und Treiber	Vorteile	Nachteile	Herausforderungen und Regulierungsbedarf	Mögliche Instrumente
3b	Wie 3a, hohe Anreize für Sektorkopplung und v.a. Speicher	<ul style="list-style-type: none"> • Fokus auf Akzeptanz der Energiewende (unklar) • höhere Systemkosten • Akteure: Fokus auf privaten Akteuren • geringe Technologiekosten oder Förderung von Speichern und Sektorkopplungs-Technologien (bei Förderung höhere Gesamtkosten) • Autarkiebestrebungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Ausgleich für begrenzte FFA-Potenziale und -akzeptanz • Vermeidung negativer Umweltwirkung wie bei Freifläche • positive Akzeptanzwirkung für Bürger vermutet • erhöhte Vor-Ort-Verbrauchsquote und Anreiz für bessere Ausnutzung der Dachfläche im Vergleich zu Welt 4 • Netzkosten → abhängig davon, ob SK auch ohne PV kommen würde → dann Kostenwirkung PV geringer als in anderen Welten; sonst höher 	<ul style="list-style-type: none"> • geringere ökonomische Effizienz aus System-sicht mit erhöhtem Kostenrisiko je nach Mengensteuerung • soziale Aspekte: Umverteilung zugunsten einkommens starker Akteure (Eigentümer) 	<ul style="list-style-type: none"> • Ziel: Förderung der Akzeptanz der Energiewende • Begrenzung der Gesamtkosten des Ausbaus • Definition von Anforderungen für System- und Netzdienlichkeit / Einspeisemanagement-Entschädigung → s. Welt 2a 	Vor-Ort-Versorgungs-Privilegierung, explizite Förderung über Investitionszuschuss oder wie bisher energiebezogen, ggf. stark vereinfachte Ausschreibungen, ansonsten anderes Mengensteuerungsinstrument (hier besonders wichtig)
3c	Fokus auf Kleinanlagen, geringer Anreize für Vor-Ort-Versorgung	<ul style="list-style-type: none"> • Fokus auf Akzeptanz der Energiewende • höhere Systemkosten • Akteure: Fokus auf privaten Akteuren 	<ul style="list-style-type: none"> • bessere Ausnutzung der Dachflächen und Installation kostengünstigerer Anlagen als in 4 	<ul style="list-style-type: none"> • evtl. geringere Akzeptanz (Verzicht auf Vor-Ort-Versorgung/Autarkie durch Einspeisung) 	<ul style="list-style-type: none"> • Ziel: Förderung der Akzeptanz der Energiewende • Gestaltung eines auskömmlichen Förderinstruments bei geringer Vor-Ort-Versorgungs-Attraktivität • Begrenzung der Gesamtkosten des Ausbaus • Netzdienlichkeit / Einspeisemanagement-Entschädigung → s. Welt 2a 	explizite Förderung über Investitionszuschuss oder wie bisher energiebezogen, ggf. stark vereinfachte Ausschreibungen, Mengensteuerungsinstrument zur Kostenbegrenzung

6.2 Instrumentendiskussion

Je nach oben erläuterten Szenariowelt sind zumindest kurz- bis mittelfristig weiterhin Förderinstrumente bzw. Anpassungen des regulatorischen Rahmens notwendig. In diesem Abschnitt werden für jede Szenariowelt geeignete Instrumentenbündel erarbeitet und bewertet. Die Bewertung beinhaltet auch die aktuellen Förderinstrumente und erfolgt anhand eines einheitlichen Kriterienrasters. Auch im Hinblick auf die Kriterien wird ein Zeithorizont von 10 bis 15 Jahren angenommen. Eine Gewichtung der einzelnen Kriterien wird nicht vorgenommen, der Fokus liegt auf einer Darstellung der Vor- und Nachteile verschiedener Instrumentenbündel.

Im Folgenden werden zunächst die betrachteten Dimensionen bzw. Designelemente der möglichen Instrumente dargestellt. Im Anschluss werden Kriterien definiert und mögliche Instrumentenbündel für die einzelnen Szenariowelten erarbeitet. Abschließend erfolgt die Bewertung der Instrumente anhand der Kriterien.

6.2.1 Dimensionen bzw. Designelemente der einzelnen Instrumentenbündel

Förderinstrumente für erneuerbare Energien beinhalten immer mehrere Designelemente oder Dimensionen. Im Kontext der PV-Förderung sind neben den üblichen Elementen *Art der Auszahlung*, *Bestimmung der Vergütungshöhe*, *Mengensteuerung* und *Standortsteuerung* auch der *Umgang mit Vor-Ort-Versorgung* sowie *Elemente zur Vermeidung hoher Netzintegrationskosten* relevant.

Tabelle 7 gibt eine Übersicht über die Dimensionen bzw. Designelemente der möglichen Instrumentenbündel. Eine genauere Beschreibung der Ausgestaltung der einzelnen Designelemente findet sich in Annex 1. Annex 2 beinhaltet eine juristische Bewertung zu Möglichkeiten der Mengensteuerung ohne Förderhebel, also bspw. über das Planungsrecht³⁸.

³⁸ Aus der juristischen Analyse ergibt sich, dass eine Mengensteuerung über das Planungsrecht sehr komplex und deren Wirksamkeit nicht unbedingt gegeben ist.

Tabelle 7: Übersicht der Dimensionen bzw. Designelemente der Instrumentenbündel

<i>Dimension</i>	<i>Ausgestaltung</i>
<i>Art der Auszahlung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Feste Einspeisevergütung • Direktvermarktung mit Marktprämie • Sonstige Direktvermarktung ohne Marktprämie • Durchleitung des Marktwertes (analog zu KWK-Index, wird nur für Kleinanlagen diskutiert) • Investitionszuschuss (wird nur für Kleinanlagen diskutiert)
<i>Bestimmung Vergütungshöhe</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Ausschreibungen • Administrativ bestimmte Förderung • Keine (Marktwert)
<i>Mengensteuerung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Ausschreibungen • Atmender Deckel • Sonstige fixe Mengenbeschränkungen • Planungsrecht
<i>Umgang mit Vor-Ort-Versorgung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Zulässig (ggf. mit Einschränkung) • Nicht zulässig
<i>Standortsteuerung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Keine • Planungsrecht, Sonderordnungsrecht • VNK, vgl. Anforderungen an System- und Netzdienlichkeit
<i>Elemente zur Vermeidung hoher Netzintegrationskosten</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Pauschale Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung • Fernsteuerbarkeit von Anlagen • Ist-Abwurf der Einspeiseleistung • Netzbezogene regionale Steuerung durch Boni/Malusse

6.2.2 Kriterien für die Bewertung der Instrumentenbündel

Im Folgenden werden die Bewertungskriterien für die Instrumentenbündel definiert, um für die Bewertung ein gemeinsames Verständnis zu erzielen. Die Bewertung ausgewählter Instrumentenbündel erfolgt in qualitativer Form für die einzelnen Szenariowelten. Vergleiche über die Szenariowelten hinweg sind dabei nur bedingt möglich bzw. aussagekräftig.

- **Kosteneffizienz:** Das Kriterium der Kosteneffizienz bewertet, wie der durch das jeweilige Instrumentenbündel beanregte PV-Zubau im Hinblick auf die Systemkosten

zu bewerten ist. Dabei werden die zwei potentiell relevantesten Kostenblöcke betrachtet:

- **Anlagenkosten / Stromgestehungskosten:** Hierunter wird diskutiert, ob die Instrumente dazu führen, dass in eher teure oder günstige Anlagen (in EUR/kW) bzw. Anlagen mit tendenziell niedrigen oder hohen Volllaststunden (und damit bei gleichen Anlagenkosten höheren oder niedrigen Stromgestehungskosten in ct/kWh) investiert wird. Unterschiede in den Kosten sind insbesondere von der Größe der Anlage abhängig, tendenziell sind größere Anlagen kostengünstiger als kleinere Anlagen. Dabei erfolgt die Bewertung auf zwei Ebenen: Zum einen erfolgt eine Bewertung auf Ebene der Szenariowelten, da sich Unterschiede bereits zwischen Szenariowelten unabhängig von Szenariowelt bezogenen Instrumenten ergeben (z. B. Welten mit Fokus große vs. kleine Dachanlagen). Zum anderen erfolgt dann – sofern relevant – noch eine Bewertung, ob sich die Instrumentenbündel innerhalb einer Szenariowelt noch bezüglich dieses Kriteriums unterscheiden.
- **Netzkosten:** Hierunter wird diskutiert, inwiefern der PV-Zubau, der das jeweilige Instrumentenbündel beanregt, mit eher hohen oder eher niedrigen Netzintegrationskosten verbunden ist.
- **Einzelwirtschaftliche Attraktivität:** Dieses Kriterium bewertet, inwiefern die Instrumente aus einzelwirtschaftlicher Sicht attraktive Anreize zum Zubau von PV-Anlagen setzen. Dieses Kriterium ist zum einen eng verknüpft mit dem Kriterium „Effektivität / Erreichung Mengenziele“, da Effektivität insbesondere bei einzelwirtschaftlichen attraktiven Bedingungen erreicht werden kann. Die einzelwirtschaftliche Attraktivität ist von zahlreichen Einflussfaktoren abhängig: Anlagenkosten, Vor-Ort-Verbrauchsanteil, vermiedene Arbeits-/Leistungspreise, Speichereinsatz, Marktwert, Finanzierungsbedingungen. Im Einzelfall wirken sich diese je nach betrachteter Szenariowelt unterschiedlich stark auf die einzelwirtschaftliche Attraktivität aus. Im Rahmen der vorliegenden qualitativen Analyse kann eine konkrete Bewertung deshalb nicht geleistet werden. Die Bewertung erstreckt sich auf die Benennung der relevanten Einflussfaktoren für die einzelnen Szenariowelten und Instrumentenbündel.
- **Sicherheit der Finanzierung:** Mit diesem Kriterium werden Unterschiede in Bezug auf die Risiken diskutiert, die die einzelwirtschaftlichen Akteure tragen. Hierbei ist

insbesondere relevant, dass Szenariowelten / Instrumentenbündel, bei denen die einzelwirtschaftliche Attraktivität von einer Begünstigung des Vor-Ort-Verbrauchs aus der PV-Anlage gegenüber dem Fremdbezug aus dem Netz abhängt, grundsätzlich mit einem höheren Risiko verbunden sind, da die zukünftige Höhe der Vor-Ort-Versorgungsprivilegien Unsicherheiten unterliegt.

- **Transaktionskosten:** Unter diesem Kriterium wird diskutiert, welchen Aufwand das jeweilige Instrumentenbündel auf Seiten des Staates bzw. des Investors/Betreibers verursacht.
 - **Transaktionskosten/Administrierbarkeit (Staat):** Unter diesem Kriterium wird diskutiert, welchen administrativen Aufwand das jeweilige Instrumentenbündel für den Staat verursacht. Der Fokus liegt dabei auf dem Aufwand bei der Administration, insbesondere die Frage der notwendigen Kleinteiligkeit von Regelungen, z. B. im Hinblick auf Differenzierung von Förderhöhen und Ermittlung der Fördersätze, Überprüfung der Berechtigung zur Förderung, etc.
 - **Transaktionskosten/Umsetzungsaufwand (Investor/Betreiber):** Dieses Kriterium betrachtet den Aufwand auf Seiten des Investors / Anlagenbetreibers, der für Gewährung einer Förderung notwendig ist, einschließlich ggf. erforderlicher Vermarktung. Ein Beispiel für solch einen Aufwand sind die Vorbereitung auf die Teilnahme an einer Ausschreibung inklusive der Gebotskalkulation unter Berücksichtigung von Privilegien für Vor-Ort-Versorgung, falls diese erlaubt sein sollte.
- **Verteilungswirkungen:** Hierunter wird diskutiert, welche Akteure / Akteursgruppen von dem jeweils betrachteten Instrument eher profitieren und welche (i. d. R. durch höhere, zu tragende Kosten) eher benachteiligt werden. Die Behandlung dieses Kriteriums erfolgt durch das qualitative Aufzeigen von Wirkungen (wer wird wie stark be- bzw. entlastet). Eine Gesamtbewertung im Sinne von „positiv / negativ“ erfolgt nicht.
- **Effektivität / Erreichung Mengenziele:** Dieses Kriterium diskutiert, ob mit dem Instrument vorgegebene Mengenziele erreicht werden können oder ob die Gefahr eines Verfehlens von Mengenzielen besteht. Die Verfehlung wird hier somit verstanden als Gefahr des Unterschreitens eines Mengenziels.
- **Mengenrisiko (im Hinblick auf zugebaute Leistung bei selbsttragendem Zubau):** Im Falle eines selbsttragenden Zubaus (Zubau ohne explizites Förderinstrument) stellt

sich die Frage, ob eine Steuerung der Zubaumenge noch möglich ist. Ähnlich kann sich auch bei preisbasierter Förderung die Frage nach der Kontrolle der Zubaumenge stellen. Allerdings ist in diesem Falle die Kontrolle der Zubaumenge zum Beispiel durch Preisanpassungen wie beim atmenden Deckel möglich. An dieser Stelle fokussiert das Mengenrisiko aus diesem Grund auf selbsttragenden Zubau, bei dem die Steuerung komplexer ist. Dies bewertet dieses Kriterium für die verschiedenen Instrumentenbündel (sofern ein selbsttragender Zubau in der Szenariowelt i. V. m. mit dem Instrumentenbündel zu erwarten ist). Bei diesem Kriterium ist übergeordnet die Frage, ob bei einem selbsttragenden Zubau eine Mengensteuerung überhaupt ein Ziel sein sollte, da ein auf Marktpreissignalen basierender Zubau grundsätzlich auch energieökonomisch sinnvoll ist – wenngleich dabei Ineffizienzen aus Netz- bzw. System-sicht resultieren können. Im Hinblick auf Mengensteuerung gibt es dann einen selbstregulierenden Effekt des Marktes durch die Auswirkungen zusätzlicher Erzeugung auf den Marktpreis und damit auf die Wirtschaftlichkeit weiterer Investitionen. Mengensteuerung bei selbsttragendem Zubau könnte dann ein sinnvolles Ziel sein, wenn der selbsttragende Zubau Ergebnis bestimmter Privilegien (insb. Vor-Ort-Verbrauch) ist, deren Inanspruchnahme wiederum mit (ggf. ab einem bestimmten Volumen) unerwünschten Verteilungswirkungen verbunden ist. Auch könnte eine Mengensteuerung erwünscht sein, wenn der Zubau aufgrund unvollständiger Internalisierung von Systemintegrationskosten zu Mehrkosten im Gesamtsystem führt, die (ab einem bestimmten Ausmaß) als kritisch bewertet werden. Insofern ist dieses Kriterium im Zusammenhang mit den Kriterien „Kosteneffizienz“ und „Verteilungswirkungen“ zu interpretieren.

- **Parametrierungsrisiken:** Mit diesem Kriterium wird bewertet, ob das Instrumentenbündel „Stellschrauben“ (durch die administrierende Stelle / den Normgeber vorzugebene Parameter der Instrumente) besitzt, auf deren Festlegung das Ergebnis (Menge des Zubaus, Verteilungswirkungen, Kosteneffizienz) besonders sensibel reagiert und deren Festlegung erhebliches regulatorisches Wissen erfordert.
- **Beteiligung von Privatpersonen am Zubau (und damit am Energiewendeprozess):** Mit diesem Kriterium wird bewertet, ob der Zubau in der jeweils betrachteten Szenariowelt und dem jeweiligen Instrumentenbündel insbesondere durch private Haushalte erfolgt. Bei einem Zubau durch diese Akteure wird häufig eine akzeptanzsteigernde Wirkung für die Energiewende vermutet. Dieses Kriterium ist im Zusam-

menhang mit den Kriterien „Verteilungswirkungen“ und „Kosteneffizienz“ zu sehen, da insb. Wirkungen in Bezug auf diese Kriterien die Akzeptanz negativ beeinflussen können.

6.2.3 Geeignete Förderinstrumente für die einzelnen Szenariowelten

Nachfolgend werden sinnvolle Instrumentenbündel für die verschiedenen Szenariowelten diskutiert. Es wird jeweils kurz das aktuelle Förderinstrument für das PV-Segment vorgestellt und mit möglichen alternativen Instrumenten verglichen³⁹. Bei allen Förderinstrumenten für PV-Dachanlagen sollten unabhängig von der genauen Ausgestaltung Elemente zur Vermeidung hoher Netzkosten eingeführt werden. Diese werden im folgenden Abschnitt nicht diskutiert, eine Beschreibung und allgemeine Bewertung findet sich jedoch in Annex 1.

6.2.3.1 Welt 2a (Große Dachanlagen, hohe Anreize für Vor-Ort-Versorgung, geringe Anreize für Speicher/Sektorkopplung)

Derzeit werden große Dachanlagen ab 100 kW über die Marktprämie gefördert. Vor-Ort-Versorgung ist dabei zulässig. Über 750 kW sind Dachanlagen ausschreibungspflichtig, womit Vor-Ort-Versorgung ausgeschlossen ist. Dachanlagen, die größer als 750 kW sind, werden jedoch seit Inkrafttreten der Ausschreibungspflicht im EEG 2017 innerhalb des Ausschreibungsregimes nicht mehr gebaut⁴⁰.

Bei attraktiver Vor-Ort-Versorgung und Vermarktung der Überschüsse am Strommarkt sind im betrachteten Zeithorizont vermutlich Teile des Markts selbsttragend, andere jedoch nicht (insbesondere Anlagen mit geringen Vor-Ort-Verbrauchsanteilen).

³⁹ Instrumente für Welt 1 (Freiflächenanlagen) werden nicht dargestellt, da diese nicht im Fokus der Analyse steht.

⁴⁰ Außerhalb des Ausschreibungsregimes sind Dachanlagen oberhalb von 750 kW denkbar, zum einen durch eine Inbetriebnahme in 750 kW-Tranchen unter Berücksichtigung der zeitlichen Abstandsregelungen zur Anlagenzusammenfassung (vgl. § 24 EEG 2017), zum anderen in Form einer Kombination aus Eigenversorgung und sonstiger Direktvermarktung.

Wesentliche Herausforderungen bei der Steuerung und Förderung in dieser Szenariowelt sind daher einerseits die Mengensteuerung und Vermeidung von ungesteuertem Zubau bei Anlagen mit hohen Vor-Ort-Verbrauchsanteilen über die Ziele hinaus, zum anderen das Herstellen von Wettbewerbsfähigkeit bzw. Investitionsanreizen für Volleinspeiseanlagen und Anlagen mit geringen Vor-Ort-Verbrauchsanteilen.

Als Alternativen zur Fortführung der heutigen Förderung kommen eine Umstellung auf Ausschreibungen mit oder ohne zugelassener Vor-Ort-Versorgung sowie ein Auslaufen der Förderung bzw. die sonstige Direktvermarktung für große Dachanlagen in Frage (s. Tabelle 8).

Tabelle 8: Instrumentenbündel für die Szenario-Welt 2a

	Fortschreibung Status quo	Alternative 1	Alternative 2	Alternative 3
Art der Auszahlung	Marktprämie	Marktprämie	Marktprämie	Sonstige Direktvermarktung
Bestimmung Vergütungshöhe	Administrativ	Ausschreibungen	Ausschreibungen	Keine (Marktwert)
Mengensteuerung	Atmender Deckel	Ausschreibungen	Ausschreibungen	Keine
Umgang mit Vor-Ort-Versorgung	Vor-Ort-Versorgung zulässig	Vor-Ort-Versorgung zulässig	Vor-Ort-Versorgung nicht zugelassen	n/a

Eine Bewertung der Alternativen anhand der oben definierten Bewertungskriterien findet sich in Tabelle 9. Die Alternativen sind nicht vollständig vergleichbar, da sie zum einen je nach Entwicklung der Rahmenbedingungen am Strommarkt (insbesondere Möglichkeit der vollständigen Refinanzierung über die sonstige Direktvermarktung) und zum anderen in Abhängigkeit der genauen Ausgestaltung der Regelungen unterschiedliche Wirkungen haben. Es lässt sich jedoch festhalten, dass in der Szenariowelt 2a eher kommerzielle Akteure (insbesondere GHD) zu den Profiteuren zählen.

Tabelle 9: Qualitative Bewertung der Instrumentenbündel für die Szenario-Welt 2a

	Fortschreibung Status quo	Alternative 1 (Marktprämie, Ausschreibungen, Vor-Ort-Versorgung zulässig)	Alternative 2 (Marktprämie, Ausschreibungen, Vor-Ort-Versorgung nicht zulässig)	Alternative 3 (sonstige Direktvermarktung)
Kosteneffizienz: Anlagenkosten/ LCOE	+ ⁴¹ Anlagengröße abhängig von Förderhöhe - tendenziell größere Anlagen bei kostendeckender Marktprämie, kleine Anlagen mit Fokus auf Vor-Ort-Versorgung bei nicht-kostendeckender Marktprämie	+ Wettbewerbsdruck in Ausschreibungen reduziert Kosten (in Abhängigkeit der zusätzlichen Finanzierungskosten); geringerer Förderbedarf für Anlagen mit hoher Vor-Ort-Verbrauchs-Quote reduziert tendenziell Anlagengröße	++ Wettbewerbsdruck und Anreiz zum Zubau großer, günstigerer Anlagen durch Verbot der Vor-Ort-Versorgung	+ Wettbewerbsdruck höher als bei Ausschreibungen, aber hohe Risiken und damit ggf. hohe Finanzierungskosten; falls vollständige Refinanzierung am Strommarkt nicht möglich Zubau von kleinen Vor-Ort-Versorgungs-Anlagen
Kosteneffizienz: Netzkosten	+ Analog zu oben, kleinere Anlagen reduzieren tendenziell Netzausbaubedarf im Vergleich zu größeren Dachanlagen, falls diese auf der gleichen Netzebene angeschlossen werden.	+ Tendenziell kleinere Anlagen mit hoher Vor-Ort-Verbrauchs-Quote	- Höhere Wahrscheinlichkeit für Netzausbau durch größere Anlagen	+ Hoher Netzausbaubedarf, falls Anlagen ohne Vor-Ort-Versorgung am Markt rentabel; bei Fokus auf Anlagen mit hohem Vor-Ort-Versorgung eher geringe Netzkosten
Sicherheit der Finanzierung	- Unsicherheiten bzgl. Regulierung Vor-Ort-Versorgung über Lebenszeit	-- Unsicherheit bzgl. Regulierung Vor-Ort-Versorgung über Lebenszeit und durch Zuschlagsrisiko bei Ausschreibungen	0 Unsicherheit durch Zuschlagsrisiko bei Ausschreibungen, aber sichere Einnahmen durch Vollvermarktung über Marktprämie	-- Hohe Unsicherheit durch schwankende Einnahmen am Strommarkt
Transaktionskosten (Staat)	- Notwendige Bestimmung der Förderhöhen unter Berücksichtigung der Vor-Ort-Versorgung	-- Organisation der Ausschreibungen und Ausschreibungsdesign unter Berücksichtigung der Vor-Ort-Versorgung ⁴²	-- Organisation der Ausschreibungen und Kontrolle der Volleinspeisung ⁴²	++ Keine staatlichen Eingriffe notwendig
Transaktionskosten (Investor/Betreiber)	0 Transaktionskosten durch Teilnahme am Strommarkt	- Transaktionskosten durch Teilnahme am Strommarkt und an der Ausschreibung sowie Regulierungsrisiko Vor-Ort-Versorgung	- Transaktionskosten durch Teilnahme am Strommarkt und an der Ausschreibung	0 Transaktionskosten durch Teilnahme am Strommarkt und Regulierungsrisiko Vor-Ort-Versorgung

⁴¹ +- bedeutet, dass zwei gegenläufige Effekte existieren, die entweder in unterschiedlichen Situationen auftreten oder bei denen nicht klar ist, welcher der dominante ist.

⁴² Probleme bestehen insbesondere bei geringem Wettbewerb aufgrund der Gefahr, dass Gebote sich an den zu hoch gesetzten Höchstpreis annähern.

	Fortschreibung Status quo	Alternative 1 (Marktprämie, Ausschreibungen, Vor-Ort-Versorgung zulässig)	Alternative 2 (Marktprämie, Ausschreibungen, Vor-Ort-Versorgung nicht zulässig)	Alternative 3 (sonstige Direktvermarktung)
Effektivität, Erreichung Mengenziele	- Zielerreichung durch atmenden Deckel unsicher, Preisanpassung nicht geeignet zur präzisen Mengensteuerung	+ Bei sinnvoller Ausgestaltung der Ausschreibung mit ausreichendem Wettbewerb und angemessener Pönale hohe Effektivität möglich	+ Bei sinnvoller Ausgestaltung der Ausschreibung mit ausreichendem Wettbewerb und angemessener Pönale hohe Effektivität möglich	-- Hohes Risiko, dass Refinanzierung am Strommarkt und über Vor-Ort-Versorgung nicht ausreicht, auch aufgrund hoher Risiken für den Anlagenbetreiber
Mengenrisiko	n/a kein selbsttragender Zubau, deshalb kein Mengenrisiko	n/a kein selbsttragender Zubau, deshalb kein Mengenrisiko	n/a kein selbsttragender Zubau, deshalb kein Mengenrisiko	- Mengenrisiko möglich; Ausmaß abhängig von Vor-Ort-Versorgungsprivilegien und Marktwert
Parametrierungsrisiken	- Bestimmung der Förderhöhe unter Unsicherheit durch Vor-Ort-Versorgung und Modul-/Systempreisentwicklung	- Ausschreibungsdesign unter Unsicherheit durch Vor-Ort-Versorgung	+ Vereinfachtes Ausschreibungsdesign bei Volleinspeisung	++ keine Regulierung notwendig (außer wie bei allen anderen Varianten bzgl. Regulierung Vor-Ort-Versorgung)
Beteiligung von Privatpersonen	- Bei großen Dachanlagen grundsätzlich wenig Beteiligung von Privatpersonen bzw. Haushalten	- Bei großen Dachanlagen grundsätzlich wenig Beteiligung von Privatpersonen bzw. Haushalten; ggf. zusätzliche Abschreckung durch Ausschreibung	-- Bei großen Dachanlagen grundsätzlich wenig Beteiligung von Privatpersonen bzw. Haushalten; ggf. zusätzliche Abschreckung durch Ausschreibung und Verbot Vor-Ort-Versorgung	-- Bei großen Dachanlagen grundsätzlich wenig Beteiligung von Privatpersonen bzw. Haushalten; ggf. zusätzliche Abschreckung durch Strommarktrisiko

6.2.3.2 Welt 2b (Große Dachanlagen, hohe Anreize für Vor-Ort-Versorgung und Speicher/Sektorkopplung)

Wie oben bereits beschrieben, erfolgt derzeit die Förderung von größeren PV-Dachanlagen über die administrativ bestimmte Marktprämie. Vorgaben zu Vor-Ort-Versorgung oder eine explizite Mengensteuerung über den atmenden Deckel hinaus sind nicht im Förderdesign enthalten.

In Welt 2b führt die Attraktivität von Vor-Ort-Versorgung und Speichern tendenziell zu Anlagen mit höheren Vor-Ort-Verbrauchsanteilen. Damit dürfte für einen großen Teil des Marktes im betrachteten Zeithorizont kein zusätzlicher Förderbedarf bestehen. Entsprechend würde ein Ausschreibungssystem nicht zu einer sinnvollen Allokation beitragen. Wesentliche Herausforderungen in dieser Welt stellen sich bzgl. der Mengensteuerung, der Anforderungen an Netz-/ Systemintegration insbesondere auch bei den Speichern und bzgl. des Umgangs mit Volleinspeiseanlagen. Die Förderelemente zur Vermeidung hoher Netzintegrationskosten, die in Annex 1 dargestellt werden, sind in dieser Welt in jedem Fall zu implementieren. Zusätzlich ist zu prüfen, ob die genannten Elemente bereits ausreichen, um einen netz- und systemdienlichen Speicherbetrieb zu ermöglichen – ggf. sind hier zusätzliche Regelungen notwendig.

Da im Fall der attraktiven Vor-Ort-Versorgung keine zusätzliche Förderung für größere Dachanlagen notwendig ist, sollte der Überschussstrom aus den Anlagen direkt am Strommarkt vermarktet werden (sonstige Direktvermarktung). Tabelle 10 und Tabelle 11 stellen die Bestandteile und die Bewertung der sonstigen Direktvermarktung in Welt 2b dar.

Ohne weitere Maßnahmen dürften jedoch kaum Volleinspeiseanlagen errichtet werden. Falls Volleinspeiseanlagen ermöglicht werden sollen, wäre ein zusätzliches separates Fördermodell erforderlich, z. B. Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie (administrativ festgelegt) oder ein Ausschreibungsverfahren, jeweils unter Ausschluss von Vor-Ort-Versorgung.

Tabelle 10: Instrumentenbündel für die Szenario-Welt 2b

	Alternative 1
Art der Auszahlung	Sonstige Direktvermarktung
Bestimmung Vergütungshöhe	Keine (Marktwert)
Mengensteuerung	Keine
Umgang mit Vor-Ort-Versorgung	n/a

Tabelle 11: Qualitative Bewertung der Instrumentenbündel für die Szenario-Welt 2b

	Alternative 1
Kosteneffizienz: Anlagenkosten/ LCOE	++ Hoher Wettbewerbsdruck bei Vermarktung am Strommarkt, aufgrund der Speichermöglichkeiten eher große Anlagen
Kosteneffizienz: Netzkosten	+ Bei Fokus auf Anlagen mit hohem SV-Anteil und netzdienlichem Betrieb eher geringer Netzausbaubedarf; Anlagendimensionierung orientiert an Höhe der Last (Sektorkopplung), Ausbau eher lastbedingt
Sicherheit der Finanzierung	-- Hohe Unsicherheiten durch Vor-Ort-Versorgung-Regulierung und schwankende Einnahmen am Strommarkt
Transaktionskosten (Staat)	++ Keine staatlichen Eingriffe notwendig
Transaktionskosten (Investor/Betreiber)	o Transaktionskosten durch Teilnahme am Strommarkt und Regulierungsrisiko Vor-Ort-Versorgung
Effektivität, Erreichung Mengenziele	-- Hohes Risiko, dass Refinanzierung am Strommarkt und über Vor-Ort-Versorgung nicht ausreicht, auch aufgrund hoher Risiken für den Anlagenbetreiber
Mengenrisiko	-- Unsicherheiten aufgrund der möglichen Rentabilität der Anlagen durch die Vor-Ort-Versorgung und Erlöse am Strommarkt
Parametrierungsrisiken	++ keine Regulierung notwendig (außer bzgl. Regulierung Vor-Ort-Versorgung)
Beteiligung von Privatpersonen	-- Bei großen Dachanlagen grundsätzlich wenig Beteiligung von Privatpersonen bzw. Haushalten; zusätzliche Abschreckung durch Strommarkttrisiko

6.2.3.3 Welt 2c (Große Dachanlagen, geringe Anreize für Vor-Ort-Versorgung und Speicher/Sektorkopplung)

In Welt 2c ist die Vor-Ort-Versorgung finanziell nicht attraktiv. Dies führt dazu, dass die Ausgangsbedingungen der Marktteilnehmer vergleichsweise homogen sind. Grundsätzlich begünstigt dies ein effizientes Ergebnis innerhalb eines Ausschreibungssystems. Auf ein Verbot von Vor-Ort-Versorgung kann aufgrund der ohnehin geringen Attraktivität prinzipiell verzichtet werden, aber auch ein Ausschluss ist zur Sicherstellung von einheitlichen Geboten denkbar. Bei der administrativen Bestimmung der Vergütungshöhe erleichtert die Homogenität der Anlagen die Festlegung der Förderhöhe.

Bei geringer Attraktivität der Vor-Ort-Versorgung ist neben der Umstellung auf Ausschreibungen auch der Erhalt des Status quo der Förderung denkbar. Ein breiter, selbsttragender Zubau entwickelt sich erst, wenn die Stromgestehungskosten unter den Marktwert fallen. Bis dahin ist eine Mengensteuerung über Ausschreibungen bzw. den atmenden Deckel gut möglich und voraussichtlich ausreichend. Wie auch in den anderen Welten ist die Integration von Elementen zur Vermeidung hoher Netzintegrationskosten (s. Annex 1) auch hier sinnvoll.

Tabelle 12 stellt die denkbaren Instrumentenbündel für Welt 2c dar, eine Bewertung der Optionen erfolgt in Tabelle 13. Unter der Annahme, dass Vor-Ort-Versorgung nicht attraktiv ist, ist die Zulassung oder Nicht-Zulassung von Vor-Ort-Versorgung bei an der Ausschreibung teilnehmenden Anlagen vernachlässigbar. Die Alternativen 1 und 2 werden daher in der Bewertung gemeinsam betrachtet.

Tabelle 12: Instrumentenbündel für die Szenario-Welt 2c

	Fortschreibung Status quo	Alternative 1	Alternative 2
<i>Art der Auszahlung</i>	Marktprämie	Marktprämie	Marktprämie
<i>Bestimmung Vergütungshöhe</i>	Administrativ	Ausschreibungen	Ausschreibungen
<i>Mengensteuerung</i>	Atmender Deckel	Ausschreibungen	Ausschreibungen
<i>Umgang mit Vor-Ort-Versorgung</i>	Vor-Ort-Versorgung zulässig	Vor-Ort-Versorgung zulässig	Vor-Ort-Versorgung nicht zulässig

Tabelle 13: Zusammenfassende qualitative Bewertung der Instrumentenbündel für die Szenario-Welt 2c im Vergleich

	Fortschreibung Status quo	Alternativen 1 und 2 (Marktprämie, Ausschreibung)
Kosteneffizienz: Anlagenkosten/ LCOE	+	++
	Möglichst hohe optimale Ausnutzung der Dachflächen pro Gebäude	Möglichst hohe optimale Ausnutzung der Dachflächen und Kostendruck in Ausschreibung
Kosteneffizienz: Netzkosten	-	-
	Ohne Steuerung (z. B. VNK) tendenziell höhere Wahrscheinlichkeit für Netzausbau durch große Anlagen	Ohne Steuerung (z. B. durch die Verteilnetzkomponente) tendenziell höhere Wahrscheinlichkeit für Netzausbau durch große Anlagen
Sicherheit der Finanzierung	+	o
	Hohe Sicherheit durch Marktprämie	Unsicherheit durch Zuschlagsrisiko bei Ausschreibungen
Transaktionskosten (Staat)	o	-
	Bestimmung der Förderhöhen	Ausschreibungsdesign und Durchführung der Ausschreibungen
Transaktionskosten (Investor/Betreiber)	o	-
	geringe Kosten durch Marktteilnahme	Kosten durch Marktteilnahme und Teilnahme an Ausschreibungen
Effektivität, Erreichung Mengen- ziele	o	+
	Zielerreichung durch atmen Deckel unsicher, Preisanpassung nur bedingt geeignet zur präzisen Mengensteuerung	Bei sinnvoller Ausgestaltung der Ausschreibung mit ausreichendem Wettbewerb und angemessener Pönale hohe Effektivität möglich
Mengenrisiko	n/a	n/a
	kein selbsttragender Zubau, deshalb kein Mengenrisiko	kein selbsttragender Zubau, deshalb kein Mengenrisiko
Parametrierungsrisiken	o	o
	moderate Parametrierungsrisiken aufgrund der homogenen Anlagen	moderate Parametrierungsrisiken aufgrund der homogenen Ausgangsbedingungen der Teilnehmer
Beteiligung von Privatpersonen	-	-
	Bei großen Dachanlagen grundsätzlich wenig Beteiligung von Privatpersonen bzw. Haushalten	Bei großen Dachanlagen grundsätzlich wenig Beteiligung von Privatpersonen bzw. Haushalten; ggf. zusätzliche Abschreckung durch Ausschreibung

6.2.3.4 Welt 3a (Kleine Dachanlagen, hohe Anreize für Vor-Ort-Versorgung, geringe Anreize für Speicher/Sektorkopplung)

In dieser Welt wird angenommen, dass Vor-Ort-Versorgungsprivilegien bei kleinen Anlagen aus Akzeptanzgründen und für die Wirtschaftlichkeit der Investition eine Rolle spielen.

Mit Blick auf den Zeithorizont 10 bis 15 Jahre könnten bei attraktiver Vor-Ort-Versorgung Teile des Markts selbsttragend sein (Gewerbe), womit für diese kein zusätzlicher Förderbedarf besteht. Entsprechend bestehen in diesem Segment eher geringe Anreize zur Teilnahme an einem wettbewerblichen Verfahren zur Ermittlung des Förderbedarfs für die Einspeisung von Überschüssen.

Im Haushaltssektor bestehen aufgrund des Verbrauchsprofils und der geringen Lastverschiebepotenziale ohne Speicher geringe Möglichkeiten zur Optimierung des Vor-Ort-Verbrauchsanteils, womit hier weiterhin Förderbedarf bestehen könnte. Dafür wären tendenziell separate Instrumente erforderlich (bspw. für Anlagen bis 10 kW auf Wohngebäuden), bei der Ausgestaltung der Förderung müssten Probleme der Abgrenzbarkeit berücksichtigt werden (Gebäude mit Mischnutzung, z. B. Privathaushalt über Ladenzeile).

In Welten mit attraktiver Vor-Ort-Versorgung und entsprechenden Instrumenten sind Volleinspeiseanlagen vermutlich einzelwirtschaftlich nicht attraktiv. Als Anreiz für Volleinspeiseanlagen wären parallele Instrumente erforderlich (vgl. Instrumente für Welt 3c)

Wichtige zu definierende Aspekte im Bereich der kleinen Dachanlagen sind zum einen der Umgang mit der Einspeisung von Überschussstrom, zum anderen die Mengensteuerung.

Dabei ist zu bedenken, dass eine Mengensteuerung über den Vergütungssatz (wie mit dem atmenden Deckel umgesetzt) weniger stark wirkt, wenn in einigen Segmenten trotz mangelnder Wirtschaftlichkeit investiert wird (vgl. derzeitige Nachfrage nach PV-Kleinspeichern). Das Mengenrisiko in diesem Segment im Vergleich zu den größeren Anlagen in Welt 2 ist abhängig von der Grenzziehung zwischen den Welten (vgl. dazu auch die Zusammenfassung der Instrumentendiskussion in Abschnitt 6.2.4). Wird die Grenze bei 10 kW gezogen, ist das Mengenrisiko aufgrund der geringen mittleren Anlagengröße trotz der hohen in Frage kommenden Gebäude eher gering. Werden auch größere Anlagen als 10 kW in die Welt 3 einbezogen, steigt das Mengenrisiko tendenziell an.

Auch in Welt 3a sollten die in Annex 1 vorgestellten Elemente zur Vermeidung hoher Netzintegrationskosten Anwendung finden.

Derzeit erfolgt die Förderung kleiner Dachanlagen über einen administrativ gesetzten Einspeisetarif. Tabelle 14 gibt einen Überblick über die denkbaren Instrumente für die Förderung der Anlagen in Welt 3a.

Die Alternativen 1 und 2 sind fokussiert auf Kleinanlagen in privaten Haushalten, die aufgrund des Verbrauchsprofils und der geringen Lastverschiebepotenziale ohne Speicher geringe Möglichkeiten zur Optimierung des Vor-Ort-Verbrauchsanteils haben und damit voraussichtlich zusätzlichen Förderbedarf für den eingespeisten Strom aufweisen. Alternative 1 entspricht dem heutigen Status quo, bei Alternative 2 erfolgt die Förderung über einen Investitionszuschuss in Kombination mit einer Durchleitung der Marktwerte (vgl. KWK-Index, siehe „Durchleitung Marktwert“ in Abschnitt 7.1). Beide Elemente werden in Annex 1 genauer beschrieben. Alternativen 3 und 4 fokussieren auf kleine Dachanlagen > 10 kW und können daher mit Alternativen 1 oder 2 kombiniert werden. Alternative 4 unterscheidet sich von Alternative 3 durch die Verantwortlichkeit für die Vermarktung der eingespeisten Strommengen. In diesem Fall liegt die Verantwortung für die Vermarktung beim Anlagenbetreiber (sonstige Direktvermarktung).

Eine Bewertung des Status quo und der alternativen Instrumente erfolgt in Tabelle 15.

Tabelle 14: Instrumentenbündel für die Szenario-Welt 3a

	Fortschreibung Status quo	Alternative 1 (HH 10 kW)	Alternative 2 (HH 10 kW)	Alternative 3 (Anlagen > 10 kW)	Alternative 4 (Anlagen > 10 kW)
Art der Auszahlung	Feste Einspeisevergütung	Einspeisevergütung	Investitionszuschuss, Durchleitung Marktwert	Durchleitung Marktwert	Sonstige Direktvermarktung
Bestimmung Vergütungshöhe	Administrativ	Administrativ	Administrativ	Nicht erforderlich	Keine (Marktwert)
Mengensteuerung	Atmender Deckel	Atmender Deckel	Atmender Deckel	Keine	Keine
Umgang mit Vor-Ort-Versorgung	Vor-Ort-Versorgung zulässig	Vor-Ort-Versorgung zulässig	Vor-Ort-Versorgung zulässig	Vor-Ort-Versorgung zulässig	Vor-Ort-Versorgung zulässig

Tabelle 15: Zusammenfassende qualitative Bewertung der Instrumentenbündel für die Szenario-Welt 3a im Vergleich

	Fortschreibung Status quo	Alternative 1 (HH 10 kW, Einspeiservergütung, atmender Deckel)	Alternative 2 (HH 10 kW, Investitionszuschuss, Durchleitung Marktwert)	Alternative 3 (Durchleitung Marktwert)	Alternative 4 (sonstige Direkt- vermarktung)
Kosteneffizienz:	-	--	--	-	-
Anlagenkosten/ LCOE	Kosteneffizienz bei Kleinanlagen gering, Anlagengröße im Segment abhängig von Förderhöhe - tendenziell größere günstigere Anlagen bei kostendeckendem Einspeisetarif, kleine Anlagen mit Fokus auf Vor-Ort-Versorgung bei nicht-kostendeckendem Einspeisetarif	Kosteneffizienz bei sehr kleinen Anlagen gering, Anlagengröße im Segment abhängig von Förderhöhe - tendenziell größere günstigere Anlagen bei kostendeckendem Einspeisetarif, kleine Anlagen mit Fokus auf Vor-Ort-Versorgung bei nicht-kostendeckendem Einspeisetarif	Kosteneffizienz bei sehr kleinen Anlagen gering, Anlagengröße im Segment abhängig von Förderhöhe - tendenziell größere günstigere Anlagen bei kostendeckendem Investitionszuschuss, kleine Anlagen mit Fokus auf Vor-Ort-Versorgung bei nicht-kostendeckendem Investitionszuschuss	Anreize zur Maximierung des Vor-Ort-Verbrauchsanteils und damit zu kleineren Anlagen	Anreize zur Maximierung des Vor-Ort-Verbrauchsanteils und damit zu kleineren Anlagen
Kosteneffizienz: Netzkosten	-	-	o	o	o
	Netzausbaukosten (spannungsbedingt) tendenziell zu erwarten; strombedingter Ausbau eher nicht, wg. hoher Bedeutung der Vor-Ort-Versorgung (und damit Orientierung der Dimensionierung an Last)	Netzausbaukosten (spannungsbedingt) tendenziell zu erwarten; strombedingter Ausbau eher nicht (allerdings wahrscheinlicher als in den anderen Instrumenten, da Anreiz für Vor-Ort-Versorgung wg. Einspeiservergütung geringer) in unteren Spannungsebenen, wg. hoher Bedeutung der Vor-Ort-Versorgung (und damit Orientierung der Dimensionierung an Last)	Netzausbaukosten (spannungsbedingt) tendenziell zu erwarten; strombedingter Ausbau eher nicht (hoher Anreiz für Vor-Ort-Versorgung wg. geringer Vergütung des eingespeisten Stroms) in unteren Spannungsebenen, wg. hoher Bedeutung der Vor-Ort-Versorgung (und damit Orientierung der Dimensionierung an Last)	Netzausbaukosten (spannungsbedingt) tendenziell zu erwarten; strombedingter Ausbau eher nicht in unteren Spannungsebenen, wg. hoher Bedeutung der Vor-Ort-Versorgung (und damit Orientierung der Dimensionierung an Last); in überlagerten Ebenen aufgrund hoher Gleichzeitigkeit der PV-Erzeugung aber zunehmend Wahrscheinlichkeit für Netzausbau	Netzausbaukosten (spannungsbedingt) tendenziell zu erwarten; strombedingter Ausbau eher nicht in unteren Spannungsebenen, wg. hoher Bedeutung der Vor-Ort-Versorgung (und damit Orientierung der Dimensionierung an Last); in überlagerten Ebenen aufgrund hoher Gleichzeitigkeit der PV-Erzeugung aber zunehmend Wahrscheinlichkeit für Netzausbau
Sicherheit der Finanzierung	o	o	-	--	--
	Unsicherheiten bzgl. Regulierung Vor-Ort-Versorgung über Lebenszeit, sichere Einnahmen Einspeise-	Unsicherheiten bzgl. Regulierung Vor-Ort-Versorgung über Lebenszeit, sichere Einnahmen Einspeisetarif	Trotz Investitionszuschuss gering, durch Unsicherheiten bei der Vor-Ort-Versorgung und Abhängigkeit von der	Unsicherheiten durch Vor-Ort-Versorgung und über die Entwicklung des Marktwerts	Unsicherheiten durch Vor-Ort-Versorgung und über die Entwicklung des Marktwerts

	Fortschreibung Status quo	Alternative 1 (HH 10 kW, Einspeisevergütung, atmender Deckel)	Alternative 2 (HH 10 kW, Investitionszuschuss, Durchleitung Marktwert)	Alternative 3 (Durchleitung Marktwert)	Alternative 4 (sonstige Direkt- vermarktung)
	tarif		Entwicklung des Marktwerts		
Transaktionskosten (Staat)	- Notwendige Bestimmung der Förderhöhen unter Berücksichtigung der Vor-Ort-Versorgung	- Notwendige Bestimmung der Förderhöhen unter Berücksichtigung der Vor-Ort-Versorgung	-- Höherer administrativer Aufwand und höhere Transaktionskosten, da ein Zahlungsstrom (Vergütungssatz) durch zwei Zahlungsströme ersetzt wird (einmaliger Zuschuss, Durchleitung Marktwert)	++ keine	++ keine
Transaktionskosten (Investor/Betreiber)	+ Sehr geringe Transaktionskosten	+ Sehr geringe Transaktionskosten	+ Gering, reduzierter Finanzierungsbedarf durch Investitionszuschuss; ob Einmalzahlung von Betreibern kleiner Anlagen positiver wahrgenommen wird als eine Zahlung pro kWh, kann nicht abschließend bewertet werden	+ Sehr gering	- Transaktionskosten durch Teilnahme am Strommarkt
Effektivität, Erreichung Mengenziele	- Zielerreichung durch atmenden Deckel unsicher, Preisanpassung nicht geeignet zur präzisen Mengensteuerung	- Zielerreichung durch atmenden Deckel unsicher, Preisanpassung nicht geeignet zur präzisen Mengensteuerung	- Zielerreichung aufgrund der Abhängigkeit der Rentabilität von Marktwert und Vor-Ort-Versorgung unsicher; ggf. keine Volllaststundenoptimierung aufgrund des Investitionszuschusses, abh. von Aufteilung Investitionszuschuss und erzeugungsabhängige Einnahmen; Vor-Ort-Versorgung und Durchleitung Marktwert vermutlich ausreichende Anreize für langfristigen Anlagenbetrieb	-- Zielerreichung nicht steuerbar	-- Zielerreichung nicht steuerbar
Mengenrisiko	n/a	n/a	n/a	-	-

	Fortschreibung Status quo	Alternative 1 (HH 10 kW, Einspeisevergütung, atmender Deckel)	Alternative 2 (HH 10 kW, Investitionszuschuss, Durchleitung Marktwert)	Alternative 3 (Durchleitung Marktwert)	Alternative 4 (sonstige Direktvermarktung)
	kein selbsttragender Zubau, deshalb kein Mengenrisiko	kein selbsttragender Zubau, deshalb kein Mengenrisiko	kein selbsttragender Zubau, deshalb kein Mengenrisiko	Mengenrisiko gegeben, Ausmaß abhängig von Vor-Ort-Versorgungsprivilegien und Höhe des Marktwerts.	Mengenrisiko gegeben, Ausmaß abhängig von Vor-Ort-Versorgungsprivilegien und Höhe des Marktwerts.
Parametrierungsrisiken	-	o	--	++	++
	Unsicherheiten bei Festlegung der Vergütungshöhe (SV-Anteile, Entwicklung des Haushaltsstrompreises; große Heterogenität (Haushalte, Kleingewerbe, Landwirtschaft etc.) erschwert Parametrierung	Unsicherheiten bei Festlegung der Vergütungshöhe (SV-Anteile, Entwicklung des Haushaltsstrompreises; aber geringe Heterogenität bei SV-Anteil ohne Batterien	Große Unsicherheiten bei Festlegung des Investitionszuschusses durch Abhängigkeit von Vor-Ort-Versorgung und Marktwertentwicklung	keine	keine
Beteiligung von Privatpersonen	++	++	++	++	o
	Hohe Beteiligung von Hauseigentümern sowie Anlagenbetreibern in den Bereichen Kleingewerbe, Landwirtschaft etc.	Hohe Beteiligung kleiner Akteure in den Bereichen Haushalten, Kleingewerbe, Landwirtschaft etc.	Hohe Beteiligung kleiner Akteure in den Bereichen Haushalten, Kleingewerbe, Landwirtschaft etc.	Hohe Beteiligung von Hauseigentümern sowie Anlagenbetreibern in den Bereichen Kleingewerbe, Landwirtschaft etc.	Aufgrund der notwendigen Teilnahme am Strommarkt eingeschränkte Beteiligung von Haushalten und kleinen Betrieben

6.2.3.5 Welt 3b (Kleine Dachanlagen, hohe Anreize für Vor-Ort-Versorgung und Speicher/Sektorkopplung)

In Welt 3b benötigen die größeren Anlagen aufgrund der Möglichkeiten zur Vor-Ort-Versorgung-Optimierung keine zusätzliche Förderung. Die verfügbaren kostengünstigen Speicher verbessern die Wirtschaftlichkeit der Anlagen tendenziell noch zusätzlich. Zudem können auch im Kleinanlagensegment hohe Vor-Ort-Verbrauchsanteile erreicht werden. Entsprechend ist keine zusätzliche Förderung für die Anlagen notwendig – die Förderung sollte sich auf eine Durchleitung des Marktwerts bzw. die sonstige Direktvermarktung beschränken. Ausschreibungen zur Bestimmung der Vergütung der Überschusseinspeisung sind vermutlich für die Marktakteure nicht attraktiv und werden hier deshalb nicht betrachtet.

Aufgrund der Verfügbarkeit von Speichern und Sektorkopplungsoptionen werden die Anlagen tendenziell größer ausgelegt als in Welt 3a.

Wesentliche Herausforderungen bestehen hier bzgl. der Mengensteuerung sowie der Anforderungen an Netz- und Systemdienlichkeit. Aufgrund der Attraktivität der Speicher sind hier wie in Welt 2b ggf. noch weitere Maßnahmen als die in Annex 1 beschriebenen zur Vermeidung hoher Netzkosten notwendig.

Wie in Welt 2b sind Volleinspeiseanlagen hier einzelwirtschaftlich nicht attraktiv. Falls dennoch Volleinspeiseanlagen gewünscht sind, sind dafür parallele Instrumente erforderlich (vgl. Instrumente für Welt 3c). Tabelle 16 zeigt die möglichen Instrumente für Welt 3b, in Tabelle 17 werden diese bewertet.

Tabelle 16: Instrumentenbündel für die Szenario-Welt 3b

	Fortschreibung Status quo	Alternative 1	Alternative 2
Art der Auszahlung	Feste Einspeisevergütung	Durchleitung Marktwert	Sonstige Direktvermarktung
Bestimmung Vergütungshöhe	Administrativ	Nicht erforderlich	Keine (Marktwert)
Mengensteuerung	Atmender Deckel	Keine	Keine
Umgang mit Vor-Ort-Versorgung	Vor-Ort-Versorgung zulässig	Vor-Ort-Versorgung zulässig	Vor-Ort-Versorgung zulässig

Tabelle 17: Zusammenfassende qualitative Bewertung der Instrumentenbündel für die Szenario-Welt 3b im Vergleich

	Fortschreibung Status quo	Alternative 1 (Durchleitung Marktwert)	Alternative 2 (Sonstige Direktvermarktung)
--	----------------------------------	---	---

	Fortschreibung Status quo	Alternative 1 (Durchleitung Marktwert)	Alternative 2 (Sonstige Direktvermarktung)
Kosteneffizienz:	o	o	o
Anlagenkosten/ LCOE	Kosteneffizienz vergleichsweise gering, Anlagen jedoch etwas größer als in Welt 3a	Kosteneffizienz vergleichsweise gering, Anlagen jedoch etwas größer als in Welt 3a	Kosteneffizienz vergleichsweise gering, Anlagen jedoch etwas größer als in Welt 3a
Kosteneffizienz:	o	o	o
Netzkosten	Netzausbaukosten (spannungsbedingt) tendenziell zu erwarten (aufgrund insgesamt höherer Last durch Sektorkopplung aber weniger wahrscheinlich als in Welten ohne Sektorkopplung); strombedingter Ausbau eher nicht in unteren Spannungsebenen, wg. hoher Bedeutung der Vor-Ort-Versorgung (und damit Orientierung der Dimensionierung an Last); in überlagerten Ebenen aufgrund hoher Gleichzeitigkeit der PV-Erzeugung aber zunehmend Wahrscheinlichkeit für Netzausbau	Netzausbaukosten (spannungsbedingt) tendenziell zu erwarten (aufgrund insgesamt höherer Last durch Sektorkopplung aber weniger wahrscheinlich als in Welten ohne Sektorkopplung); strombedingter Ausbau eher nicht in unteren Spannungsebenen, wg. hoher Bedeutung der Vor-Ort-Versorgung (und damit Orientierung der Dimensionierung an Last); in überlagerten Ebenen aufgrund hoher Gleichzeitigkeit der PV-Erzeugung aber zunehmend Wahrscheinlichkeit für Netzausbau	Netzausbaukosten (spannungsbedingt) tendenziell zu erwarten (aufgrund insgesamt höherer Last durch Sektorkopplung aber weniger wahrscheinlich als in Welten ohne Sektorkopplung); strombedingter Ausbau eher nicht in unteren Spannungsebenen, wg. hoher Bedeutung der Vor-Ort-Versorgung (und damit Orientierung der Dimensionierung an Last); in überlagerten Ebenen aufgrund hoher Gleichzeitigkeit der PV-Erzeugung aber zunehmend Wahrscheinlichkeit für Netzausbau
Sicherheit der Finanzierung	- Unsicherheit bzgl. Regulierung der Vor-Ort-Versorgung	-- Unsicherheit bzgl. Regulierung der Vor-Ort-Versorgung und Marktwertentwicklung	-- Unsicherheit bzgl. Regulierung der Vor-Ort-Versorgung und Marktwertentwicklung
Transaktionskosten (Staat)	- Administrierung Festvergütung	++ Sehr gering durch Durchleitung Marktwert	++ keine
Transaktionskosten (Investor/Betreiber)	+ gering	+ gering	- Kosten durch Teilnahme am Strommarkt
Effektivität, Erreichung Mengenziele	- Zielerreichung durch atmen-den Deckel unsicher, Preis-anpassung nicht geeignet zur präzisen Mengensteuerung	-- Zielerreichung nicht steuerbar	-- Zielerreichung nicht steuerbar
Mengenrisiko	-- Unsicherheiten aufgrund der möglichen Rentabilität der Anlagen durch die Vor-Ort-Versorgung und durch die mögliche verspätete Anpassung der Förderung durch den atmenden Deckel	-- Mengenrisiko gegeben, Ausmaß abhängig von Vor-Ort-Versorgungsprivilegien und Höhe des Marktwerts. Höheres Mengenrisiko im Vergleich zu Welt 3a durch hohe Anreize für Vor-Ort-Versorgung und Speicher.	-- Mengenrisiko gegeben, Ausmaß abhängig von Vor-Ort-Versorgungsprivilegien und Höhe des Marktwerts. Höheres Mengenrisiko im Vergleich zu Welt 3a durch hohe Anreize für Vor-Ort-Versorgung und Speicher.
Parametrierungsrisiken	- Unsicherheiten bei Festlegung der Vergütungshöhe (SV-Anteile, Entwicklung des Haushaltsstrompreises; große Heterogenität (Haushalte, Kleingewerbe, Landwirtschaft etc.) erschwert Parametrierung	++ Keine	++ keine

	Fortschreibung Status quo	Alternative 1 (Durchleitung Marktwert)	Alternative 2 (Sonstige Direktvermarktung)
<i>Beteiligung von Privatpersonen</i>	++ Hohe Beteiligung von Hauseigentümern sowie Anlagenbetreibern in den Bereichen Kleingewerbe, Landwirtschaft etc.	++ Hohe Beteiligung von Hauseigentümern sowie Anlagenbetreibern in den Bereichen Kleingewerbe, Landwirtschaft etc.	- Aufgrund der notwendigen Teilnahme am Strommarkt sehr eingeschränkte Beteiligung von Haushalten und kleinen Betrieben

6.2.3.6 Welt 3c (Kleine Dachanlagen, geringe Anreize für Vor-Ort-Versorgung und Speicher/Sektorkopplung)

In Welt 3c sollen kleine Dachanlagen ohne günstige Rahmenbedingungen für Vor-Ort-Versorgung oder Sektorkopplung zugebaut werden. Da in dieser Welt Vor-Ort-Versorgung nicht attraktiv ist, besteht Finanzierungsbedarf für den eingespeisten Strom. Unter diesen Rahmenbedingungen sind die Anlagen tendenziell größer als in Welt 3a und 3b, da die bessere Ausnutzung der gesamten Dachfläche tendenziell die einzelwirtschaftliche Attraktivität der Anlagen erhöht. Dadurch sinken einerseits die spezifischen Anlagenkosten (die Kosteneffizienz bzgl. der Anlagen ist etwas höher), andererseits nimmt der Netzausbaubedarf tendenziell zu.

Für die Finanzierung des eingespeisten Stroms kommen die Einspeisevergütung wie im Status quo, die Einführung der Marktprämie auch für Kleinanlagen (unter der Annahme, dass Smart Meter-Technologien etc. im Zeithorizont eingeführt werden) sowie ein Investitionszuschuss in Kombination mit der Durchleitung des Marktwerts oder der direkten Vermarktung am Strommarkt in Frage.

Die Höhe der Vergütung kann jeweils administrativ oder über Ausschreibungen bestimmt werden. Aufgrund der Anzahl und Struktur der Akteure kommt allenfalls ein vereinfachtes Ausschreibungssystem in Frage. Falls bei diesem Ausschreibungsdesign Intermediäre teilnehmen, stellen sich Fragen bzgl. der Administrierbarkeit und des Vollzugs.

Im Kleinanlagensegment ist als Alternative zur Mengensteuerung über den atmenden Deckel oder Ausschreibungen zudem auch ein fixer Deckel denkbar, da aufgrund der kurzen Entwicklungszeiten ein Stop-and-Go weniger gravierende Auswirkungen hat als bei größeren Anlagen.

Für die Förderung von Kleinanlagen mit Volleinspeisung ergibt sich eine Vielzahl von möglichen Kombinationen aus den einzelnen Designelementen. Da die Bewertung der Instrumente vielfach von deren tatsächlicher Ausgestaltung und die wiederum von der genauen Zielset-

zung der Förderung abhängig ist, erfolgt hier anders als bei den anderen Welten keine abschließende Bewertung. Stattdessen werden die Optionen für die einzelnen Elemente miteinander verglichen. Zudem erfolgt eine Analyse der Möglichkeit von Ausschreibungen für Kleinanlagen. Da Vor-Ort-Versorgung ohnehin nicht attraktiv ist, wird Vor-Ort-Versorgung grundsätzlich bei allen Optionen zugelassen.

Art der Auszahlung

Für die Art der Auszahlung in Welt 3c ergeben sich vier verschiedene Optionen. Neben dem Status quo (Einspeisevergütung) sind die Umstellung auf die Marktprämie sowie Investitionszuschüsse in Verbindung mit einer direkten Vermarktung am Strommarkt oder einer Durchleitung des Marktwerts möglich.

Tabelle 18 enthält die Bewertung der einzelnen Arten der Auszahlung. Dabei wird nicht zwischen administrativ bestimmten und wettbewerblich in Ausschreibungen bestimmten Förderhöhe unterschieden. Alle Arten der Auszahlung wären jedoch zumindest theoretisch mit einer Ausschreibung kombinierbar. Die Effekte der Ausschreibung werden im nächsten Abschnitt unter Mengensteuerung berücksichtigt. Es erfolgt hier keine Bewertung des Effekts auf Zielerreichung und Mengenrisiko, da diese durch die Art der Mengensteuerung bestimmt wird (s. Tabelle 18).

Für die Welt 3c, in der die Anlagen klein sind und gleichzeitig ihre Erlöse ausschließlich über die Einnahmen durch die Stromeinspeisung generieren, empfehlen wir keine Teilnahme am Strommarkt. Zum einen ergeben sich dadurch höhere Transaktionskosten, zum anderen wird die Investitionsentscheidung nicht hinsichtlich einer stärkeren Systemdienlichkeit beeinflusst, da hauptsächlich auf bereits bestehenden Gebäuden Anlagen zugebaut werden bzw. die Gebäudeausrichtung sehr wahrscheinlich nicht durch die Anlage beeinflusst wird. Aus der Bewertung der Optionen ergeben sich als präferierte Optionen die Fortführung des Einspeisetarifs oder die Umstellung auf einen Investitionszuschuss und die Durchleitung des Marktwerts. Ein Hauptunterschied des Investitionszuschusses im Vergleich zur betriebsgebunden Vergütung über Einspeisetarife stellt die zeitliche Verteilung der Auszahlungen sowie der finanziellen Lasten dar. Da beim Investitionszuschuss die Zahlung bereits bei Laufzeitbeginn erfolgt, wird damit das EEG nur kurzfristig, dafür jedoch stärker belastet. Die Belastung des EEG-Kontos ist beim Investitionszuschuss besser vorhersehbar. Der Anreiz zur Maximierung der Volllaststunden ist beim Investitionszuschuss relativ gering und insbesondere abhängig vom Verhältnis zwischen Investitionszuschuss und Markterlösen sowie der absoluten Höhe der durchgeleiteten Marktwerte. Eine Initialzahlung könnte von Privatpersonen vorteilhafter bewertet werden als eine betriebsbedingte Vergütung. Ein wesentlicher Nachteil liegt in der komplizierteren Parametrierung, da langfristige Markterlöse abgeschätzt werden müssen, um eine Über- oder Unterförderung zu vermeiden.

Tabelle 18: Bewertung der Art der Auszahlung in Welt 3c

	Einspeisevergütung	Marktprämie	Investitionszuschuss und Durchleitung Marktwert	Investitionszuschuss und sonstige Direkt- vermarktung
Kosteneffizienz: Anlagenkosten/ LCOE	o Geringe Effizienz, aber etwas höher als in Welt 3a und 3b, da Anreiz zur Nutzung der kompletten Dachfläche durch Volleinspeisung	- Geringe Effizienz, aber etwas höher als in Welt 3a und 3b, da Anreiz zur Nutzung der kompletten Dachfläche durch Volleinspeisung; ggf. Zusatzkosten durch notwendige bidirektionale Zähler	- Geringe Effizienz, aber etwas höher als in Welt 3a und 3b, da Anreiz zur Nutzung der kompletten Dachfläche durch Volleinspeisung; Investitionszuschuss reduziert Anreiz zur Volllaststundenmaximierung, kann jedoch für die Gesamtsystemkosten Vorteile mit sich bringen.	-- Geringe Effizienz, aber etwas höher als in Welt 3a und 3b, da Anreiz zur Nutzung der kompletten Dachfläche durch Volleinspeisung; ggf. Zusatzkosten durch notwendige bidirektionale Zähler; Investitionszuschuss reduziert Anreiz zur Volllaststundenmaximierung
Kosteneffizienz: Netzkosten	o Bei hoher Durchdringung Netzausbau zu erwarten wegen größerer (jedoch durch Dachfläche begrenzter) und nicht an Last orientierter Anlagen	o Bei hoher Durchdringung Netzausbau zu erwarten wegen größerer (jedoch durch Dachfläche begrenzter) und nicht an Last orientierter Anlagen	o Bei hoher Durchdringung Netzausbau zu erwarten wegen größerer (jedoch durch Dachfläche begrenzter) und nicht an Last orientierter Anlagen	o Bei hoher Durchdringung Netzausbau zu erwarten wegen größerer (jedoch durch Dachfläche begrenzter) und nicht an Last orientierter Anlagen
Sicherheit der Finanzierung	++ Finanzierung sehr sicher durch kostendeckende Einspeisevergütung	+ Finanzierung sicher durch kostendeckende Marktprämie	o Unsicherheiten durch Höhe des Marktwerts; Ausmaß abhängig von Anteil Investitionszuschuss an Gesamtkosten und -einnahmen	o Unsicherheiten durch Höhe des Marktwerts; Ausmaß abhängig von Anteil Investitionszuschuss an Gesamtkosten und -einnahmen
Transaktionskosten (Staat)	o Kosten durch Bestimmung und Verwaltung des Einspeisetarifs	o Kosten durch Bestimmung und Verwaltung der Marktprämie	- Aufgrund Unsicherheit bzgl. zukünftiger Marktwerte höherer Aufwand bei Bestimmung Investitionszuschuss	- Aufgrund Unsicherheit bzgl. zukünftiger Marktwerte höherer Aufwand bei Bestimmung Investitionszuschuss
Transaktionskosten (Investor/Betreiber)	+ Transaktionskosten sehr gering	o Kosten durch Marktteilnahme	+ Transaktionskosten sehr gering	o Kosten durch Marktteilnahme
Parametrierungsrisiken	+ Bestimmung der Einspeisevergütung, gering	+ Bestimmung der Marktprämie, gering	o Bestimmung des Investitionszuschusses unter Unsicherheit über zukünftige Marktwerte	o Bestimmung des Investitionszuschusses unter Unsicherheit über zukünftige Marktwerte
Beteiligung von Privatpersonen	++ Geringe Anlagengröße und sichere Einnahmen	+ Geringe Anlagengröße und sichere Einnahmen aber Marktteilnahme notwendig	+ Geringe Anlagengröße und keine Marktteilnahme, Sicherheit der Einnahmen abhängig von Anteil Durchleitung Marktwert an Gesamteinnahmen	+ Geringe Anlagengröße, aber Marktteilnahme notwendig; Sicherheit der Einnahmen abhängig von Anteil Marktwert an Gesamteinnahmen

Mengensteuerung

Grundsätzlich ist im Segment der Kleinanlagen das Mengenrisiko abhängig davon, bei welcher Leistung die Grenze zwischen Klein- und Großanlagen und den Welten 3 und 2 gezogen wird. Die in Frage kommenden Mengensteuerungsinstrumente werden jedoch nachfolgend diskutiert. Tabelle 19 enthält eine Übersicht über die Vor- und Nachteile verschiedener Optionen zur Mengensteuerung, namentlich den atmenden Deckel, einen fixen Deckel sowie Ausschreibungen. Bei atmendem und fixem Deckel wird von einer administrativen Bestimmung der Förderhöhe ausgegangen. Wie bei der Art der Auszahlung ist auch bei der Art der Mengensteuerung in Welt 3c keine Option eindeutig zu präferieren. Bei den Ausschreibungen sind insbesondere die Neuheit der Ausschreibungen und grundsätzlich die mit Ausschreibungen verbundenen Risiken bei sehr kleinen Akteuren problematisch. Unter anderem ergeben sich hier Probleme hinsichtlich der Administrierbarkeit der Ausschreibung mit sehr vielen kleinen Anlagen sowie bei Einbeziehung von Intermediären hinsichtlich der Wirksamkeit von Pönalen und damit hinsichtlich der Effektivität der Ausschreibungen. Beim atmenden Deckel liegt das Problem in der ungenauen Steuerung der Ausbaumenge. Beim fixen Deckel kann es zu Stop-and-Go-Zyklen kommen, die wir jedoch im Bereich der Kleinanlagen bei angemessener und ausgewogener Ausgestaltung der Förderung und Volumina nicht als prohibitiv einschätzen.

Annex 3 enthält eine ausführlichere Analyse der zu erwartenden Herausforderungen bei Ausschreibungen für Kleinanlagen sowie Vorschläge für mögliche Ausgestaltungen. Grundsätzlich empfehlen wir die Einführung von Ausschreibungen bei Kleinanlagen derzeit jedoch nur, wenn sehr gravierende politische Argumente dafürsprechen.

Tabelle 19: Bewertung der Art der Mengensteuerung in Welt 3c

	Fortschreibung Status quo (Atmender Deckel)	Fixer Deckel	Ausschreibung
Kosteneffizienz:	o	-	+-
Anlagenkosten/LCOE	Abhängig von Förderhöhe; atmender Deckel ermöglicht relativ schnelle Anpassung der Förderhöhe	Abhängig von Förderhöhe; keine automatische Anpassung bei fixem Deckel	Wettbewerbliche Bestimmung der Förderhöhe kann grundsätzlich Kosten senken; allerdings höhere Transaktions- und ggf. Finanzierungskosten für Anlagenbetreiber; bei sehr kleinen Anlagen und Akteuren Wahrscheinlichkeit für negativen Gesamteffekt höher
Kosteneffizienz:	--	--	-
Netzkosten	Zubau von tendenziell größeren Dachanlagen, daher Netzausbauwahrscheinlichkeit hoch;	Zubau von tendenziell größeren Dachanlagen, daher Netzausbauwahrscheinlichkeit hoch	Zubau von tendenziell größeren Dachanlagen, daher Netzausbauwahrscheinlichkeit hoch

	Fortschreibung Status quo (Atmender Deckel)	Fixer Deckel	Ausschreibung
	insbesondere bei Überschießen der Ausbauziele bei atmendem Deckel		
Sicherheit der Finanzierung	+	o	-
	Abhängig von Art der Auszahlung, aber grundsätzlich hoch aufgrund der durchgängigen Förderung	Abhängig von Art der Auszahlung, aber grundsätzlich etwas geringer aufgrund möglichen Stop-and-Go der Förderung	Abhängig von Art der Auszahlung, aber grundsätzlich etwas geringer aufgrund des Zuschlagsrisikos sowie Stop-and-Go durch Kontingentierung/Ausschreibungsrunden
Transaktionskosten (Staat)	o	++	-
	Parametrierung atmender Deckel	Bestimmung fixer Deckel sehr einfach	Ausschreibungsdesign für sehr kleine Akteure komplex
Transaktionskosten (Investor/Betreiber)	+	o	--
	Abhängig von Art der Auszahlung, aber keine Zusatzkosten durch atmen-den Deckel	Abhängig von Art der Auszahlung, ggf. geringe Zusatzkosten durch Verzögerung bei fixem Deckel	Zusätzliche Kosten durch Teilnahme an Ausschreibung
Effektivität, Erreichung Mengen-ziele	-	o	o
	Zielerreichung durch atmenden Deckel unsicher, Preisanpassung nicht geeignet zur präzisen Mengensteuerung	Abhängig von einzelwirtschaftlicher Attraktivität der Förderung. Kein Zubau über fixen Deckel hinaus	Bei sinnvollem Ausschreibungsdesign und Pönalisierung hohe Effektivität möglich; aber bei Ausschreibungen für kleine Anlagen u. a. Probleme bei Intermediären. Kein Zubau über Ausschreibungsmenge hinaus
Mengenrisiko	n/a	n/a	n/a
	kein selbsttragender Zubau, deshalb kein Mengenrisiko	kein selbsttragender Zubau, deshalb kein Mengenrisiko	kein selbsttragender Zubau, deshalb kein Mengenrisiko
Parametrierungsrisiken	-	++	--
	Parametrierung atmender Deckel	Parametrierung fixer Deckel sehr einfach; nahezu kein Risiko	Ausschreibungsdesign für sehr kleine Akteure schwierig
Beteiligung von Privatpersonen	++	++	+
	Hohe Beteiligung von Hauseigentümern sowie Anlagenbetreibern in den Bereichen Kleingewerbe, Landwirtschaft etc.	Hohe Beteiligung von Hauseigentümern sowie Anlagenbetreibern in den Bereichen Kleingewerbe, Landwirtschaft etc.	Aufgrund der notwendigen Teilnahme an Ausschreibungen ggf. eingeschränkte Beteiligung von Haushalten und kleinen Betrieben

6.2.4 Zusammenfassung der Instrumentendiskussion

Instrumente		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7
Instrumentendimensio	Auszahlung	Einspeisevergütung	Marktprämie	Investitionszuschuss, Durchleitung Marktwert	Investitionszuschuss, Direktvermarktung	Marktprämie	Marktprämie	Investitionszuschuss, Direktvermarktung
	Vergütungshöhe / Mengensteuerung	Administrativ / atmender Deckel	Administrativ / atmender Deckel	Administrativ / atmender Deckel	Administrativ	Ausschreibungen	Ausschreibungen	Ausschreibungen
	EV	zulässig	zulässig	zulässig	zulässig	zulässig	nicht zulässig	zulässig
Szenariowelten	Welt 1 Freifläche						Status quo / präf.	
	Welt 2a Große DA, EV		Status quo				Präferiert für hohe Kosteneffizienz	
	Welt 2b Große DA, EV & Speicher		Status quo					
	Welt 2c Große DA, keine EV					Auch möglich	Präferiert (Kosteneffizienz)	
	Welt 3a Kleine DA, EV	Status quo		Präf. bei hohen Zubauzielen bzw. für Anlagen <10 kW				
	Welt 3b Kleine DA, EV & Speicher							
	Welt 3c Kleine DA ¹	Status quo/ präf.		Auch möglich				

Abbildung 12

Instrumente		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7
Instrumentendimensio	Auszahlung	Einspeisevergütung	Marktprämie	Investitionszuschuss, Durchleitung Marktwert	Investitionszuschuss, Direktvermarktung	Marktprämie	Marktprämie	Investitionszuschuss, Direktvermarktung
	Vergütungshöhe / Mengensteuerung	Administrativ / atmender Deckel	Administrativ / atmender Deckel	Administrativ / atmender Deckel	Administrativ	Ausschreibungen	Ausschreibungen	Ausschreibungen
	EV	zulässig	zulässig	zulässig	zulässig	zulässig	nicht zulässig	zulässig
Szenariowelten	Welt 1 Freifläche						Status quo / präf.	
	Welt 2a Große DA, EV						Präferiert für hohe Kosteneffizienz	
	Welt 2b Große DA, EV & Speicher		Status quo					
	Welt 2c Große DA, keine EV					Auch möglich	Präferiert (Kosteneffizienz)	
	Welt 3a Kleine DA, EV	Status quo		Präf. bei hohen Zubauzielen bzw. für Anlagen <10 kW				
	Welt 3b Kleine DA, EV & Speicher							
	Welt 3c Kleine DA ¹	Status quo/ präf.		Auch möglich				

Abbildung 12 gibt einen Überblick über die verschiedenen möglichen und präferierten Förderinstrumente in den einzelnen Szenariowelten. In der Abbildung sind die Instrumente vereinfacht basierend auf den 3 zentralen Dimensionen dargestellt. Die Instrumentenbündel sind so angeordnet, dass von links (hoher Regulierungsgrad) nach rechts eine zunehmend höhere Marktnähe erreicht werden kann. Die untereinander angeführten Szenariowelten 1 bis 3c sind so angeordnet, dass von oben nach unten der Fokus auf die Gesamteffizienz abnimmt bzw. gleichzeitig der Fokus auf die Akzeptanz zunimmt.

Der Übergang zwischen den Welten 2 und 3 ist aufgrund der Heterogenität der Akteure im Dachanlagenmarkt fließend. Mit Blick auf den Zeithorizont der Welten von 10 bis 15 Jahren in die Zukunft kann deshalb aus heutiger Sicht keine scharfe Abgrenzung zwischen den Welten 2 und 3 bezüglich der installierten Leistung vorgeschlagen werden. Die Schwelle für die Trennung dieser Welten und damit der Fördersysteme dürfte mit dem mittelfristigen Zeithorizont von 10 bis 15 Jahren in der Größenordnung von 30 bis 100 kW liegen. Eine genaue

Festlegung muss in Abhängigkeit der jeweils angedachten Fördersysteme für kleine und große Dachanlagen erfolgen.

Die grau gefärbten Felder zeigen den Status quo in der jeweiligen Szenariowelt. Die grün gefärbten Felder zeigen die Instrumentenbündel, die für entsprechende Szenariowelten untersucht wurden. Die mit grün und dick umrandeten Felder zeigen die aus heutiger Sicht präferierten Optionen und sind teilweise weiter spezifiziert.

Insgesamt erfordert die Festlegung auf ein Fördersystem für die PV die Lösung des Trade-Off zwischen dem Fokus Akzeptanz (z. B. Bürgerbeteiligung, Akteursvielfalt, Kontroversen bzgl. der Flächeninanspruchnahme von Freiflächenanlagen) und der Kosteneffizienz des Zubaus. Tendenziell sind für Welten mit Fokus auf Kosteneffizienz eher Instrumente mit hoher Marktnähe sinnvoll, während für Welten mit Fokus auf Akzeptanz eher Instrumente mit höherem regulatorischen Anteil als sinnvoll erachtet werden.

Große Unterschiede bestehen zudem zwischen den Vor-Ort-Versorgungs-Welten (a und b) und den Welten mit Volleinspeiseanlagen (c). Es wird darauf hingewiesen, dass (a)-Welten eher weniger konsistente Welten darstellen, da Vor-Ort-Versorgung-Privilegien ohne Anreize für Speicher oder Sektorkopplungstechnologien zur Erhöhung des Vor-Ort-Verbrauchsanteils eher nicht erstrebenswert sind. Ähnlich ist es fraglich, ob eine Welt 3 (c) mit dem Hauptziel zur Förderung zur Akzeptanz der Energiewende ohne die Möglichkeit zur Vor-Ort-Versorgung sinnvoll ist. Da insbesondere die Regulierung der Anreize für Vor-Ort-Verbrauch, Speicher oder Sektorkopplungstechnologien nicht nur vor dem Hintergrund der EE-Förderung gestaltet wird, stellen die genannten Welten trotzdem eine mögliche Entwicklung dar und werden mitdiskutiert.

Entsprechend ergeben sich die folgenden präferierten Optionen:

Für Welt 1 ist die präferierte Option der Status quo. Eine weitere Erhöhung der Kosteneffizienz könnte durch eine weitere Öffnung der zulässigen Flächen bzw. Größenbegrenzung auf 10 MW erzielt werden. Auch hierbei ist jedoch abzuwägen zwischen Kosteneffizienz und Akzeptanzgesichtspunkten.

In Welt 2 spielt durch den Fokus auf größere und damit günstigere Anlagen die Kosteneffizienz ebenfalls eine wichtige Rolle. Im Falle eines starken Fokus auf Kosteneffizienz sind Ausschreibungssysteme gegenüber der administrativen Bestimmung der Förderhöhe vorzuziehen. In den Welten 2 sind – abhängig von der Trennung der Fördersysteme – mehr kom-

merzielle Akteure betroffen, denen die Teilnahme an der Ausschreibung eher zugetraut werden kann. Es bestehen jedoch hohe Anforderungen an die Ausgestaltung eines Ausschreibungssystems, insbesondere da es sich häufig um Einmal-Akteure handelt und hohe Unsicherheiten über das Wettbewerbsniveau vorherrschen. In Welt 2 wurde die Durchleitung des Marktwerts nicht als Option betrachtet, da für die größeren und kommerziellen Akteure die Direktvermarktung zumutbar erscheint.

In Welt 2a und 2b bestehen jeweils attraktive Bedingungen für Vor-Ort-Versorgung. Die Wirtschaftlichkeit der Anlagen ergibt sich hier zum Teil (2a) bzw. zu einem bedeutenden Teil (Speicher in Welt 2b) aus dem vermiedenen Strombezug. Im betrachteten Zeithorizont ist davon auszugehen, dass bereits in Welt 2a ein Teil der Anlagen selbsttragend ist, in Welt 2b ist dieser Anteil vermutlich höher.

Für Welt 2a präferieren wir – einen Fokus auf die Kosteneffizienz des Gesamtsystems vorausgesetzt – die Option der Ausschreibung der Marktprämie. Vor-Ort-Versorgung sollte dabei analog zu den Ausschreibungen im EEG 2017 nicht zugelassen sein. Vor-Ort-Versorgung sollte nicht zugelassen werden, da der Vor-Ort-Verbrauch die Ausschreibungsergebnisse verzerrt und Akzeptanzgründe bei kommerziellen Akteuren eher weniger relevant sind. Die Volleinspeiseanlagen würden dann an den Ausschreibungen teilnehmen. Unter diesen Voraussetzungen würden in Welt 2a zum einen selbsttragende Vor-Ort-Versorgungsanlagen mit hohen Vor-Ort-Verbrauchsanteilen außerhalb des Fördersystems, zum anderen Volleinspeiseanlagen im Ausschreibungssystem zugebaut. Diese Parallelität zeigt, dass hohe Anforderungen an das Design des Ausschreibungssystems bestehen, um potenzielle Teilnehmer nicht abzuschrecken. Ist das Ausschreibungssystem nämlich nicht attraktiv, werden die Anlagen entweder nicht gebaut oder außerhalb der Ausschreibungen „vor-Ort-verbrauchsoptimiert“ und damit tendenziell kleiner dimensioniert. Bei geringem Zubauziel bzw. einem geringen erforderlichen Beitrag großer Dachanlagen kann auch ausschließlich die sonstige Direktvermarktung gewählt werden (wie beschrieben werden Anlagen dann „vor-Ort-verbrauchsoptimiert“ und tendenziell kleiner ausgelegt).

In Welt 2b dürfte unter der Annahme, dass attraktive Vor-Ort-Versorgungsbedingungen einschließlich der Verfügbarkeit von günstigen Speichern vorhanden sind, im betrachteten Zeithorizont (10 bis 15 Jahre) voraussichtlich keine zusätzliche Förderung mehr notwendig sein. Der Anlagenbetreiber ist verantwortlich für die Vermarktung von eingespeisten Über-

schüssen. Volleinspeiseanlagen werden jedoch voraussichtlich nicht mehr errichtet, sofern für diese kein eigenes Instrument geschaffen wird.

In Welt 2c liegt der Fokus auf Volleinspeiseanlagen, da Vor-Ort-Versorgung und Speicher in dieser Welt nicht attraktiv sind. In diesem Fall präferieren wir analog zur Welt 2a eine Förderung über die ausgeschriebene Marktprämie. Ein Verbot von Vor-Ort-Versorgung ist aufgrund der ohnehin geringen Attraktivität nicht notwendig.

Die PV-Dachanlagen in Welt 3 sind eher klein, die Akteure sehr divers und nur in seltenen Fällen kommerziell. Aus diesem Grund sehen wir Ausschreibungen in dieser Welt sehr skeptisch, zumindest sind die Anforderungen an das Ausschreibungsdesign sehr hoch. Aus ähnlichen Gründen präferieren wir die Durchleitung des Marktwerts gegenüber der Direktvermarktung aufgrund des Aufwandes bzw. der zusätzlichen Kosten der Marktteilnahme für kleine Akteure⁴³.

Für Welt 3a präferieren wir bei geringen Zubauzielen die Durchleitung des Marktwerts für die dann vermutlich weitgehend vor-Ort-verbrauchsoptimierten Anlagen. Bei hohen Zubauzielen liegt die Präferenz bei einem zusätzlichen Investitionszuschuss für Kleinanlagen bis 10 kW, da diese ohne Speicher kaum Lastverschiebepotenziale aufweisen und damit nur begrenzte Vor-Ort-Verbrauchsanteile erreichen können. Die Zusatzförderung ist insbesondere dann sinnvoll, wenn der Ausbau von vor-Ort-verbrauchsoptimierten Anlagen gewünscht ist.

In Welt 3b sind sowohl Vor-Ort-Versorgung als auch Speicher- und Sektorkopplungsoptionen attraktiv. In dieser Welt sind voraussichtlich auch kleinere Anlagen zusammen mit günstigen Batteriespeichern finanziell attraktiv. Eine zusätzliche Förderung über die Durchleitung der Marktwerte hinaus ist hier nicht notwendig.

In Welt 3c werden kleine Volleinspeiseanlagen gefördert. Die Marktteilnahme ist für diese Anlagen ggf. mit hohen Transaktionskosten verbunden, deshalb präferieren wir für diese Anlagen entweder eine Weiterführung des Status quo in Form der festen Einspeisevergütung oder eine Umstellung auf Investitionszuschüsse in Verbindung mit einer Durchleitung der Marktwerte. Alternativ zum atmenden Deckel kann ein fixer Deckel verwendet werden, wo-

⁴³ Die Bewertung hängt von den Fortschritten ab, die im Zeithorizont im Zusammenhang mit den Abwicklungsprozessen durch die Digitalisierung erzielt werden.

bei das Mengenrisiko im Kleinanlagensegment vergleichsweise gering ist. Falls ein attraktives Ausschreibungsdesign mit relativ geringen Transaktionskosten entwickelt werden kann, kommen bei einem Fokus auf Kosteneffizienz auch Ausschreibungen (für Einspeisevergütung oder Investitionszuschüsse) in Frage.

Instrumente		A1	A2	A3	A4	A5	A6	A7	A8	A9
Instrumentendimensio	Auszahlung	Einspeisevergütung	Marktprämie	Investitionszuschuss, Durchleitung Marktwert	Investitionszuschuss, Direktvermarktung	Marktprämie	Marktprämie	Investitionszuschuss, Direktvermarktung	Durchleitung Marktwert	Direktvermarktung
	Vergütungshöhe / Mengensteuerung	Administrativ / atmender Deckel	Administrativ / atmender Deckel	Administrativ / atmender Deckel	Administrativ	Ausschreibungen	Ausschreibungen	Ausschreibungen	Keine	Keine
	EV	zulässig	zulässig	zulässig	zulässig	zulässig	nicht zulässig	zulässig	zulässig	n/a
Szenariowelten	Welt 1 Freifläche						Status quo / präf.			
	Welt 2a Große DA, EV		Status quo				Präferiert für hohe Kosteneffizienz			Präf. bei geringen Zubauzielen
	Welt 2b Große DA, EV & Speicher								Präferiert	
	Welt 2c Große DA, keine EV					Auch möglich	Präferiert (Kosteneffizienz)			
	Welt 3a Kleine DA, EV	Status quo		Präf. bei hohen Zubauzielen bzw. für Anlagen <10 kW					Präf. bei geringen Zubauzielen	
	Welt 3b Kleine DA, EV & Speicher							Präferiert		
	Welt 3c Kleine DA ¹	Status quo/ präf.		Auch möglich						

Abbildung 12: Überblick über präferierte Instrumente nach Szenariowelt

DA¹ - Beide Optionen (Einspeisetarif oder Investitionszuschuss) können auch ausgeschrieben werden, falls dies gewünscht ist und ein sinnvolles Ausschreibungsdesign ohne zu hohe Transaktionskosten möglich ist. Zudem ist neben dem atmenden Deckel auch ein fixer Deckel möglich, um das (insgesamt begrenzte) Mengenrisiko weiter zu minimieren.

7 Annex 1: Überblick über Designelemente der einzelnen Instrumentenbündel

In diesem Abschnitt werden die einzelnen Dimensionen bzw. Designelemente der Instrumentenbündel zur PV-Förderung beschrieben und verschiedene Optionen hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile im PV-Kontext diskutiert. Bei der Standortsteuerung erfolgt keine Analyse verschiedener Optionen, diese wird nur im Sinne einer globalen Steuerung über das Planungsrecht adressiert. Im Zusammenhang mit Anforderungen an die System- und Netzdienlichkeit wird die VNK aufgegriffen. Weitere Möglichkeiten der Standortsteuerung oder Abschöpfung von Renditen (z. B. Einstrahlungsabhängige Vergütungshöhe) werden nicht diskutiert. Es werden zunächst nur solche Optionen diskutiert, die eine gewisse Nähe zur heutigen Förder-systematik aufweisen. Andere Optionen, wie Tax Credits, Net-metering⁴⁴ oder PPA (Power Purchase Agreement) werden ausgeklammert, können jedoch ggf. gesondert behandelt werden.

⁴⁴ Zu Net Metering liegt bereits eine Kurzzusammenfassung der Vor- und Nachteile vor.

7.1 Art der Auszahlung

Feste Einspeisevergütung

<i>Beschreibung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Der Anlagenbetreiber erhält über den gesamten Vergütungszeitraum eine vorab fixierte feste Einspeisevergütung • Die Vermarktung des eingespeisten Stroms (inkl. Prognose und Bilanzkreismanagement) liegt nicht im Verantwortungsbereich des Anlagenbetreibers, sondern wird von einer zentralen Stelle übernommen
<i>Beispiele</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 kW werden im Rahmen des EEG 2017 über eine feste Einspeisevergütung gefördert
<i>Allgemeine Bewertung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Hohes Maß an Investitionssicherheit • Vergleichsweise geringer Transaktionsaufwand auf Seiten des Anlagenbetreibers • Kein direkter Marktbezug, wodurch innovative Vermarktungskonzepte gehemmt werden und Preissignale nicht beim Erzeuger ankommen • Konformität mit EU-Recht im Prinzip derzeit gegeben (für Instrumentenbündel). Die Einspeisevergütung ist nach Rn. 125 UEBLL für Anlagen mit Stromerzeugungskapazität von weniger als 500 kW möglich. Die Höhe künftiger Ausnahmeregelungen für den Zeitraum nach 2020 im Rahmen der Reform der UEBLL oder neuer EU-Rechtsakte (neue EE-RL, neue Elektrizitätsbinnenmarkt-VO) bleibt jedoch abzuwarten.

Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie

<i>Beschreibung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Die Vermarktung des eingespeisten Stroms liegt im Verantwortungsbereich des Anlagenbetreibers. Dieser wird i. d. R. einen Dienstleister mit der Vermarktung beauftragen. • Zusätzlich zu den Erlösen aus der Vermarktung am Strommarkt erhält der Anlagenbetreiber eine Prämie, die das Delta zwischen dem Marktwert und einem zuvor fixierten Wert (anzulegender Wert) ausgleicht.
<i>Beispiele</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Betreiber von Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW sind gemäß EEG 2017 verpflichtet, den Strom direkt zu vermarkten und haben Anspruch auf die Zahlung einer Marktprämie.
<i>Allgemeine Bewertung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Trotz des stärkeren Marktbezugs (gegenüber der festen Einspeisevergütung) bleibt im Fall der gleitenden Marktprämie ein hohes Maß an Investitionssicherheit erhalten. • Bei einer sehr engen Betrachtung statischer Effizienz hat die Prämiengewährung zur Folge, dass die Preissignale nicht vollständig unverzerrt beim Anlagenbetreiber ankommen. Selbst dann hat dieser jedoch den Anreiz, sich über eine Steigerung des Marktwertes gegenüber dem Kollektiv besserzustellen. Dieses sehr enge Verständnis statischer Effizienz ignoriert den volkswirtschaftlichen Mehrwert einer „grünen kWh“ gegenüber einer „grauen kWh“ durch den Beitrag der EE-Erzeugung zur Erreichung der gesetzten EE-Ziele. Berücksichtigt man diesen, so ist keine grundsätzliche Verzerrung durch ein Prämienmodell erkennbar (vgl. auch ISI, Consentec, ZSW, Beiten Burkhardt: „Negative Preise auf dem Stromgroßhandelsmarkt und Auswirkungen von § 24 EEG“). • Die eigenständige Vermarktung führt auf Seiten des Anlagenbetreibers zu zusätzlichen Transaktionskosten. Diese wirken sich umso stärker aus, je kleiner die Anlage ausfällt. Die hemmende Wirkung dieser Kosten war nach der Absenkung der Direktvermarktungspflicht auf 100 kW zum 1. Januar 2016 deutlich an den Zubauzahlen im betroffenen Leistungssegment abzulesen. • Die Digitalisierung und Standardisierung der Vertrags- und Abwicklungsprozesse trägt zur Senkung der Transaktionskosten bei und erlaubt perspektivisch auch die Einbindung kleinerer Anlagen.

Sonstige Direktvermarktung ohne Marktprämie

<i>Beschreibung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Die Vermarktung des eingespeisten Stroms liegt im Verantwortungsbereich des Anlagenbetreibers. Dieser wird i. d. R. einen Dienstleister mit der Vermarktung beauftragen. • Erlöse werden ausschließlich am Markt generiert, es wird keine fixe oder gleitende Prämie gewährt.
<i>Beispiele</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Gemäß § 21a EEG 2017 steht es grundsätzlich jedem Anlagenbetreiber frei, seinen eingespeisten Strom im Rahmen der Sonstigen Direktvermarktung zu veräußern. • Unter den aktuellen Rahmenbedingungen machen allerdings nur sehr wenige Betreiber von Photovoltaikanlagen von dieser Option Gebrauch. Die Strommenge aus solarer Strahlungsenergie, die im Jahr 2016 im Zuge der Sonstigen Direktvermarktung veräußert wurde, beläuft sich auf lediglich 6,18 GWh.
<i>Allgemeine Bewertung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Stellt den Idealfall einer vollständigen Marktintegration ohne zusätzlichen Finanzierungs- bzw. Förderbedarf dar. • Bei größeren Anlagen in Verbindung mit Vor-Ort-Versorgungskonzepten auch zur Vermarktung von Überschussmengen geeignet. • Bei kleineren Anlagen können die Transaktionskosten der Vermarktung hemmend wirken (s. o.).
Durchleitung des Marktwertes	
<i>Beschreibung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Die Vermarktung des eingespeisten Stroms (inkl. Prognose und Bilanzkreismanagement) liegt nicht im Verantwortungsbereich des Anlagenbetreibers, sondern wird von einer zentralen Stelle übernommen. • Für den eingespeisten Strom erhält der Betreiber den durchschnittlichen Preis für Grundlaststrom an der europäischen Strombörse eines näher zu definierenden Zeitraums.
<i>Beispiele</i>	<ul style="list-style-type: none"> • KWK-Anlagen mit einer elektrischen Leistung von bis zu 100 kW können gemäß § 4 KWKG die kaufmännische Abnahme des eingespeisten Stroms von ihrem Netzbetreiber verlangen. Der Strom ist (zusätzlich zu Zuschlagszahlungen) zu einem „üblichen Preis“ zu vergüten. Dieser ist definiert als „der durchschnittliche Preis für Grundlaststrom an der Strombörse European Energy Exchange (EEX) in Leipzig im jeweils vorangegangenen Quartal.“
<i>Allgemeine Bewertung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Denkbare (Fallback-) Option für den Umgang mit Überschussstrommengen bei Vor-Ort-Versorgungskonzepten für den Fall, dass Anlagenbetreiber auf bilateralem Weg keinen Dienstleister für die Vermarktung finden oder z. B. für das Haushaltssegment bis 10 kW.

Investitionszuschuss

Beschreibung

- Die Investition in eine Photovoltaikanlage wird mit einem Zuschuss gefördert.
- Die Auszahlung kann einmalig im Zuge der Inbetriebnahme oder über einen bestimmten Zeitraum verteilt erfolgen.
- Die Vermarktung des eingespeisten Stroms erfolgt entweder im Rahmen der Sonstigen Direktvermarktung oder wird wie im Fall der beschriebenen Durchleitung des Marktwertes von einer zentralen Stelle übernommen.

Beispiele

- Die Schweiz zahlt eine „Einmalvergütung“, die 20 bis 30 % des Investitionsvolumens abdeckt (Grundbetrag & Leistungsbetrag)
- Österreich gewährt neben Einspeisetarifen bei bestimmten Antragstellern und Leistungsklassen einen Investitionszuschuss.
- Verschiedene KfW-Programme (z. B. Effizienzhaus, Speicher) nutzen Investitions- bzw. Tilgungszuschüsse als Investitionsanreiz.

Allgemeine Bewertung

- Teilweise (z. B. in BET (2017)) werden Investitionszuschüsse anstelle eines Marktprämienmodells empfohlen, um Anreize für eine systemdienliche Einspeisung zu stärken. Dabei wird insbesondere auf eine verzerrte Wirkung des Strompreissignals durch Marktprämien hingewiesen. Wie oben (s. unter „Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie“) bereits diskutiert, ignoriert eine solche Sichtweise jedoch den volkswirtschaftlichen Wert einer „grünen kWh“. Dass dieser bei einer Förderung durch Investitionszuschüsse nicht zum Ausdruck kommen kann, ist als Nachteil einer Förderung mit Investitionszuschüssen zu werten, sofern die geförderten Anlagen der Direktvermarktung unterliegen. Ausführlichere Überlegungen hierzu finden sich in dem Papier „Klärung von Grundsatzfragen zur Art der Förderung von EE-Anlagen“⁴⁵.
- Losgelöst von der übergeordneten Bewertung erscheint die Umstellung auf Investitionszuschüsse vor allem bei Kleinstanlagen (ohne Direktvermarktung) als denkbare Option zur Verringerung der Transaktionskosten (abhängig von Ausgestaltung). Zudem wird zum Teil argumentiert, dass Investitionszuschüsse tendenziell recht gut zur „Entscheidungslogik“ von Investoren in diesem Segment passen. Nach unserer Einschätzung ist dieser Effekt von der Finanzierungsstruktur der Investition und dem Zinsniveau abhängig.
- Nachteilig ist die kurzfristig höhere Belastung für die Allgemeinheit zu sehen, da der Finanzierungsbedarf nicht gestreckt über die Laufzeit, sondern einmalig zum Zeitpunkt der Investition anfällt. Zwar ist auch eine Streckung der Auszahlung über die Laufzeit denkbar (s. o.), damit erhöht sich im Gegenzug jedoch auch wieder der Transaktionsaufwand.
- Ein grundsätzliches Problem stellt das Missbrauchspotenzial dar. So könnten Anlagen nach der Auszahlung des Zuschusses abgebaut und weiterveräußert werden. Um dies zu verhindern, ist der Betrieb der Anlage ggf. zusätzlich

⁴⁵ Consentec et al. (2015): Klärung von Grundsatzfragen zur Art der Förderung von EE-Anlagen. Papier für BMWi im Rahmen des Vorhabens „Unterstützungsleistungen bei der Ausgestaltung eines Ausschreibungssystems für erneuerbare Energien“

abzusichern.

- Gegenüber der gleitenden Marktprämie ist ein Investitionszuschuss außerdem mit höheren Erlösrisiken verbunden, da die zusätzlich zu erwirtschaftenden Markterlöse aufgrund der ungewissen Strompreisentwicklung mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sind (Chancen/Risiken).
-

7.2 Bestimmung der Vergütungshöhe

Ausschreibungen

Beschreibung

- Der Zahlungsanspruch und die Vergütungshöhe werden wettbewerblich im Rahmen einer Ausschreibung ermittelt
 - Die Anlagenbetreiber mit niedrigsten Geboten erhalten den Vorzug.
-

Beispiele

- Der Zahlungsanspruch für Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 750 kW ist aktuell an die erfolgreiche Teilnahme an einer Ausschreibung gekoppelt.
-

Allgemeine Bewertung

- Die im Kontext der Photovoltaik und Windenergie durchgeführten Ausschreibungen haben den Kostendruck für Betreiber und Hersteller spürbar erhöht und zu einem deutlichen Abschmelzen der anzulegenden Werte beigetragen. Offen ist, ob sich die positiven Erfahrungen hinsichtlich der Realisierungsquote aus den ersten PV-Runden auch in den Folgerunden und bei den anderen Technologien bestätigen. Grundsätzlich gilt, dass die konkrete Ausgestaltung einen erheblichen Einfluss auf die Realisierungsquote hat.
 - Ferner gilt, dass sich der Aufwand zur Durchführung von Ausschreibungen bei einer Übertragung auf kleinere Leistungsklassen erhöht, da die Zahl der abzuwickelnden Gebote zunimmt. Soll eine große Zahl von Kleinanlagen kontrahiert werden, erscheint eine elektronische Abwicklung (im EEG angelegt, aber bislang nicht umgesetzt) ohne die Notwendigkeit einer individuellen Prüfung von Qualifikationsanforderungen unumgänglich. Erforderlich wäre weiterhin die Zulassung von Intermediären, um Zuschläge flexibel auf Anlagen zu übertragen (d. h. nicht der Endkunde/Betreiber nimmt an der Ausschreibung teil, sondern bspw. ein Installateursbetrieb).
 - Vor allem für Betreiber von Kleinanlagen (Haushalte, kleine Unternehmen des GHD-Sektors) und generell für Akteure, die nur eine Anlage realisieren, können die notwendige Auseinandersetzung mit den Ausschreibungsbedingungen und die mit den Ausschreibungen einhergehenden Risiken und Transaktionskosten eine investitions-hemmende Wirkung entfalten.
 - Sofern Vor-Ort-Verbrauch zugelassen wird, beziehen sich die Gebote auf den verbleibenden Finanzierungsbedarf, der aus den Erlösen aus der Überschusseinspeisung zu decken ist. Dies begünstigt Anlagen mit hohem Vor-Ort-Verbrauch (bzw. Bieter mit der Möglichkeit zu hohem Vor-Ort-Verbrauch) und setzt somit Anreize zur Erhöhung des Vor-Ort-Verbrauchs. Dies kann aus Gesamtsystem-
-

sicht nachteilig sein, wenn Vor-Ort-Verbrauch unter Kostengesichtspunkten ineffizient ist.

Administrativ bestimmte Förderung

<i>Beschreibung</i>	<ul style="list-style-type: none"> Die Höhe der Vergütung wird administrativ im Rahmen des Gesetzgebungsverfahrens festgelegt und ggf. im Rahmen dynamischer Anpassungsmechanismen (siehe atmender Deckel) im Zeitverlauf angepasst.
<i>Beispiele</i>	<ul style="list-style-type: none"> Die Vergütung für Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 750 kW gemäß EEG 2017 wird nach wie vor administrativ bestimmt. Sie unterliegt nach der gesetzgeberischen Festlegung der Anpassung im Rahmen des atmenden Deckels (s. u.).
<i>Allgemeine Bewertung</i>	<ul style="list-style-type: none"> Die administrative Bestimmung der Förderhöhe stellt hohe Anforderungen an den Gesetzgeber, da dieser die Vergütungshöhe fortwährend an die Marktentwicklung anzupassen hat. Vor dem Hintergrund der hohen Marktdynamik im Bereich der Photovoltaik, hat sich die administrative Festlegung – trotz der automatisierten Anpassungsmechanismen – wiederholt als sehr träge erwiesen. Auf eine Phase der Überförderung folgte nach stärkeren Einschnitten eine zwischenzeitliche Phase der Unterförderung. Grundvoraussetzung für die administrative Bestimmung der Vergütungshöhe ist eine hinreichende Kostentransparenz. Der individuelle Finanzierungsbedarf bleibt nichtsdestotrotz unberücksichtigt. Stattdessen sind für die Bestimmung der Vergütungshöhe Referenzfälle zu definieren. Insbesondere im Zusammenhang mit der Vor-Ort-Versorgung kann dies zu Fällen führen, bei denen die Vergütungshöhe stärker vom tatsächlichen Finanzierungsbedarf abweicht. Aus einzelwirtschaftlicher Sicht ist die administrative Bestimmung der Vergütungshöhe grundsätzlich mit einer vergleichsweise hohen Planungssicherheit verbunden. Diese kann jedoch durch eine sehr hohe Reaktionsgeschwindigkeit des Anpassungsmechanismus bzw. des Anpassungsintervalls geschmälert werden. Gegenüber einem Ausschreibungssystem ist die administrative Bestimmung der Vergütungshöhe mit deutlich geringen Transaktionskosten sowohl auf Seiten des Anlagenbetreibers als auch aus staatlicher Sicht verbunden.

7.3 Mengensteuerung

Ausschreibungen

<i>Beschreibung</i>	<ul style="list-style-type: none">• Die Errichtung von Neuanlagen wird durch die Kopplung des Fördermittel- bzw. Zahlungsanspruchs an die erfolgreiche Teilnahme an einer Ausschreibung beschränkt.• Das Ausschreibungsvolumen ist administrativ zu bestimmen.
<i>Beispiele</i>	<ul style="list-style-type: none">• Der Zahlungsanspruch für Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 750 kW ist aktuell an die erfolgreiche Teilnahme an einer Ausschreibung gekoppelt.• Im EEG-Kontext bezieht sich das Ausschreibungsvolumen auf die zu kontrahierende installierte Leistung der EE-Anlagen.
<i>Allgemeine Bewertung</i>	<ul style="list-style-type: none">• Über die Festlegung des Ausschreibungsvolumens ist (unter den aktuellen Rahmenbedingungen) eine „harte“ Ausbaubeschränkung möglich.• Der tatsächliche Zubau hängt dagegen einerseits von der Ausschöpfung des Ausschreibungsvolumens und andererseits von der Realisierungsquote ab. Auch im Rahmen der Ausschreibung unterliegt der Zubau damit erheblichen Unsicherheiten.• Die Mengensteuerung über Ausschreibungen verliert ihre beschränkende Wirkung, sobald die Markterlöse den Finanzierungsbedarf vollständig decken und keine sonstigen Zugangsbeschränkungen bestehen (vgl. Netzzugang im Bereich der Windenergie auf See).

Atmender Deckel

<i>Beschreibung</i>	<ul style="list-style-type: none">• Der atmende Deckel im EEG 2017 stellt eine Preissteuerung über ein Regelsystem dar. Wird der anvisierte Ausbaupfad überschritten, wird die Vergütung (stärker) abgesenkt. Wird der Pfad unterschritten, wird die Vergütung in geringerem Umfang abgesenkt (bzw. bei sehr geringem Zubau sogar angehoben). Die Anpassung fällt umso stärker aus, je weiter sich der tatsächliche Ausbau vom anvisierten Ausbaupfad entfernt.
<i>Beispiele</i>	<ul style="list-style-type: none">• Der atmende Deckel wird seit dem EEG 2009 zur Bestimmung der Degression (zunächst bezogen auf die Degression zum Jahresende, ab April 2012 bezogen auf die monatliche Basisdegression) und damit zur Steuerung des PV-Zubaus genutzt. Seit der Einführung der Pilotausschreibungen für Freiflächenanlagen im Jahr 2015 ist sein Anwendungsrahmen jedoch auf die Photovoltaiksegmente beschränkt, die nicht von den Ausschreibungen erfasst sind.
<i>Allgemeine Bewertung</i>	<ul style="list-style-type: none">• Anders als bei der Mengensteuerung über Ausschreibungen ist mit dem atmenden Deckel keine harte Beschränkung des Zubaus verbunden. Seine Wirksamkeit und Treffsicherheit hängt damit entscheidend von der konkreten Parametrierung ab. Zyklen, das heißt Phasen mit hohem Ausbau und Phasen mit niedrigem Ausbau, sind möglich und werden durch die hohe Dynamik des PV-Marktes begünstigt.• Wie bei der Mengensteuerung über Ausschreibungen verliert auch der atmende Deckel seine Wirksamkeit, sobald die Markterlöse den Finanzierungsbedarf vollständig decken.• Wird der Ausbau über andere Treiber als die Rentabilität getriggert (z. B. Autarkiebestrebungen), kann die Funktionsweise des Mechanismus ebenfalls gestört werden.

Sonstige fixe Mengenbeschränkungen

<i>Beschreibung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Der jährliche Zubau (ggf. bestimmter Segmente) wird auf ein maximales Volumen pro Jahr begrenzt. • Grundsätzlich bestehen zwei Möglichkeiten zur Umsetzung: <ul style="list-style-type: none"> ○ Anmeldesystem: Anlagen müssen vor der Inbetriebnahme registriert werden, um sich einen Förderanspruch zu sichern. Damit wird eine Überschreitung des Deckels verhindert, das System ist jedoch mit erhöhtem Transaktionsaufwand verbunden. Weiterhin sind Maßnahmen erforderlich, um das „Blockieren“ von Volumina zu verhindern. ○ Nachträgliche Erfassung nach Anlageninbetriebnahme: Administrativ einfach umzusetzen. Für einen etwaigen Überhang sind Regelungen zu treffen. • Mit den bereits umgesetzten Registrierungspflichten (PV-Meldeportal und Anlagenregister) sowie dem kommenden Marktstammdatenregister sind grundsätzlich die Voraussetzungen zur Umsetzung einer fixen Mengenbeschränkung gegeben.
<i>Beispiele</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Gemäß Mieterstromgesetz können pro Jahr bis zu 500 MW mit dem Mieterstromzuschlag gefördert werden. • Jährlich bis zu 125 MW Pilotwindenergieanlagen werden im Rahmen des EEG 2017 gefördert. • In beiden Fällen können in einem Kalenderjahr keine weiteren Anlagen gefördert werden, sobald mehr als die betreffenden Mengen registriert wurden. Die über 500 MW hinausgehenden Mieterstromanlagen werden vom Fördervolumen des Folgejahres abgezogen. Bei Pilotwindanlagen entfällt der Förderanspruch für die über 125 MW hinausgehenden Anlagen. Für diese kann im Folgejahr vorrangig und in der zeitlichen Reihenfolge ihrer Meldung ein Förderanspruch geltend gemacht werden.
<i>Allgemeine Bewertung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Eine fixe Mengenbeschränkung für das Segment regulierter Einspeisevergütungen ergänzt die bestehende Preissteuerung um eine Mengensteuerung. Die parallele Regulierung von Preisen und Mengen birgt die Gefahr von Ineffizienzen. • Eine fixe Mengenbeschränkung kann jedoch für bestimmte Segmente in Frage kommen, wenn die Nachteile weniger schwer wiegen, als die Nachteile eines Ausschreibungssystems.

7.4 Umgang mit Vor-Ort-Versorgung

Beim Umgang mit Vor-Ort-Versorgung wird grundsätzlich zwischen den Fällen „zulässig“ bzw. „nicht zulässig“ unterschieden. In Szenariowelten, in denen der Zubau von Neuanlagen ohne eine explizite Förderung vorstellbar ist, wird unterstellt, dass keine explizite Regulierung der Vor-Ort-Versorgung zum Tragen kommt.

Vor-Ort-Versorgung zulässig

<i>Beschreibung</i>	<ul style="list-style-type: none"> Die Nutzung von vor-Ort-erzeugtem Strom zur Vor-Ort-Versorgung ist zulässig und nicht förderschädlich. Die Attraktivität von Vor-Ort-Versorgungsanlagen ist abhängig von der Ausgestaltung des Steuer-, Abgaben- und Umlagesystems sowie von den individuellen Strombezugspreisen (vgl. die Annahmen zur Vor-Ort-Versorgung zur Attraktivität der Vor-Ort-Versorgung).
<i>Beispiele</i>	<ul style="list-style-type: none"> Für PV-Anlagen unter 750 kW bzw. generell für EEG-Anlagen außerhalb von Ausschreibungen ist Vor-Ort-Versorgung zugelassen. Denkbar ist eine eingeschränkte Zulässigkeit von Vor-Ort-Versorgung (bspw. Maximalquoten oder -mengen im Rahmen von Ausschreibungen) oder die Kopplung der Förderhöhe an den Anteil der selbst verbrauchten Strommenge.
<i>Allgemeine Bewertung</i>	<ul style="list-style-type: none"> Die Rahmenbedingungen für die Vor-Ort-Versorgung sind ein Resultat der Ausgestaltung des Systems von Abgaben, Umlagen, Steuern und Entgelten. Eine Änderung dieser Systematik (z. B. systemkompatible Ausgestaltung der staatlich beeinflussten Strompreisbestandteile) kann sich deshalb auf die Vor-Ort-Versorgung auswirken. In einem System mit administrativ festgelegten Fördersätzen bzw. anzulegenden Werten erschwert Vor-Ort-Versorgung die Parametrierung der Vergütung für eingespeiste Überschüsse, da die Vor-Ort-Verbrauchsquoten sowie die vermiedenen Strombezugspreise sehr heterogen sind. Eine eingeschränkte Zulässigkeit von Vor-Ort-Versorgung oder die Kopplung der Förderhöhe an die Vor-Ort-Verbrauchsquote kann Verzerrungen reduzieren, ist jedoch ebenso schwierig und nur mit großer Unsicherheit zu parametrieren. Die anteilige Befreiung vor-Ort-Verbrauchter Strommenge von der EEG-Umlage reduziert die Menge des Stromverbrauchs, auf die die Kosten der EE-Förderung umzulegen sind. Gleichzeitig wird aber auch die Höhe dieser Kosten abgesenkt, da für die vor-Ort-Verbrauchte Erzeugungsmenge keine EEG-Förderung mehr erfolgt. Sind die Differenzzahlungen aus einer Einspeiseprämie (Gesamteinnahmen abzüglich Markterlöse) höher als die Höhe der Entlastung aus Vor-Ort-Versorgungs-Privilegien, profitieren die bevorzugten Akteure stärker bei Instrumentenalternativen, bei denen keine Vor-Ort-Versorgung möglich ist. Gleichzeitig wird die EEG-Umlage entlastet, allerdings entstehen an anderer Stelle Mehrkosten/Verteilungswirkungen durch die Vor-Ort-Versorgungsprivilegierung.

Vor-Ort-Versorgung nicht zulässig

<i>Beschreibung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Ein Verbot der Vor-Ort-Versorgung verpflichtet Anlagenbetreiber dazu, den erzeugten Strom vollständig in das Netz der öffentlichen Versorgung einzuspeisen, um ihre Förderberechtigung nicht zu verlieren bzw. überhaupt in den Genuss einer Förderung zu kommen.
<i>Beispiele</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Nach § 27a EEG 2017 dürfen Betreiber von Anlagen, deren anzulegender Wert durch die Ausschreibungen bestimmt wird, den in der Anlage erzeugten Strom nicht zur Vor-Ort-Versorgung nutzen, ansonsten sinkt der anzulegende Wert für das gesamte Kalenderjahr auf null. In engen Grenzen ist Vor-Ort-Versorgung erlaubt (Stunden, in denen der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse in der vortägigen Auktion negativ ist und Stunden, in denen die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung reduziert wird). • Gemäß KWK-Ausschreibungsverordnung ist für die betreffenden Anlagen im Ausschreibungssystem Vor-Ort-Versorgung grundsätzlich nicht zulässig.
<i>Allgemeine Bewertung</i>	<ul style="list-style-type: none"> • Anlagenbetreiber, die ihren Strom vollständig einspeisen (müssen), sind grundsätzlich dem Marktpreissignal ausgesetzt. • Im Rahmen von Ausschreibungen bildet der Ausschluss der Vor-Ort-Versorgung die Voraussetzung dafür, dass vergleichbare, nicht verzerrte Gebote abgegeben werden. • Ein Verbot der Vor-Ort-Versorgung dürfte nur im Rahmen einer – wie auch immer ausgestalteten – Förderung der eingespeisten Strommengen umsetzbar sein. • Außerhalb von Fördersystemen kann die Inanspruchnahme von Vor-Ort-Versorgung durch die Ausgestaltung des Abgaben-, Umlagen- und Steuersystems und damit durch den Attraktivitätsgrad der Vor-Ort-Versorgung beeinflusst werden.

7.5 Elemente zur Vermeidung hoher Netzintegrationskosten

Unter Netzintegrationskosten werden nachfolgend grundsätzlich Kosten für den Netzausbau verstanden, den die Netzbetreiber in Folge eines Zubaus von PV-Anlagen u. U. durchführen müssen. Die geförderten Anlagen können zu Netzausbaubedarf führen und damit die volkswirtschaftlichen Gesamtkosten des EE-Ausbaus durch solche Anlagen erhöhen. Neben der gesetzlichen Pflicht zum bedarfsgerechten Netzausbau tragen die Netzbetreiber zudem die Verantwortung, Störungen der Systemsicherheit zu beseitigen. Hierzu zählt u. a. das Aufrechterhalten des Leistungsbilanzgleichgewichts. Auch diesbezügliche Wirkungen werden nachfolgend behandelt.

Neben der Frage der tatsächlichen Zugriffsmöglichkeiten auf einzelne oder mehrere Anlagen, welche im Ermessen des Netzbetreibers liegt, sind die Anforderungen an den Anlagenbetreiber zu diskutieren, die dem Netzbetreiber einen Abruf der Ist-Einspeiseleistung ermöglichen. Bisher ist sie für Anlagen >100 kW verpflichtend (vgl. § 9 EEG). Für eine solche Anforderung kann es mehrere Gründe geben. In jedem Fall erforderlich ist sie, wenn der Netzbetreiber Anlagen einzeln ansteuern und gezielt abregeln möchte. Aus derzeitiger Sicht erscheint es nicht wahrscheinlich, dass eine Einzelansteuerung von Anlagen < 100 kW für Netzbetreiber im hier betrachteten Zeithorizont prozessual umsetzbar (jedenfalls mit ökonomisch vertretbarem Aufwand) noch technisch erforderlich wäre. Darüber hinaus liefert die Ist-Einspeiseleistung dem Netzbetreiber zusätzliche Informationen, die für den Betrieb der Netze hilfreich sein könnte. Zudem ermöglicht der Ist-Abruf eine Überprüfung, ob die Fernsteuerbarkeit von Anlagen auch tatsächlich umgesetzt wird. Ohne Möglichkeit zur Überprüfung dürften bei Anlagenbetreiber Missbrauchsanreize bestehen. Nach § 9 EEG müssen PV-Anlagen ab 30 kW fernsteuerbar sein, sowie Anlagen bis 30 kW, die ihre Wirkeinspeiseleistung nicht auf 70 % der installierten Leistung reduzieren. Mit Umsetzung der Verordnung (EU) 2016/631 "Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger" bis 05/2019, welche die Fernsteuerbarkeit für Erzeuger > 0,8 kW vorsieht, werden zukünftig große Teile der PV-Neuanlagen zumindest in Stufen fernsteuerbar sein. Das Messstellenbetriebsgesetz § 29 sieht eine Smart-Meter-Pflicht für Neuanlagen ab 7 kW vor, welche den Zugriff auf viertelstündlich aufgelöste Einspeiseewerte zumindest ex-post ermöglicht. Damit verbleiben die Anlagen zwischen 0,8 und 7 kW, an welche die Anforderung der Fernsteuerbarkeit gestellt wird, deren Umsetzung aber bei fehlenden Informationen über den zeitlichen Verlauf der Einspeisung (oder Abruf der Ist-Einspeisung) nicht überprüft werden kann. Der Bedarf die Anforderungen für diese Anlagen anzupassen, hängt darüber hinaus davon ab, welche der in Abschnitt 6.1 beschriebenen Szenariowelten betrachtet wird. Die grundsätzlichen Zugriffsmöglichkeiten auf die Anlagen, die zunächst unabhängig von Abruf der Ist-Einspeiseleistung sind, werden nachfolgend beschrieben.

(Nebenbemerkung: Zwar ist grundsätzlich denkbar, dass mit bestimmten Vorgaben zur Betriebsweise von Speichern zusätzlicher Netzausbau eingespart wird. Fragen zum netzdienlichen Einsatz von Speichern (Schnittstelle Markt/Netz) sind aber keine Fragen, die über die PV-Förderung adressiert werden. In Bezug auf die Frage, welche Anforderungen an die Betriebsweise von Speichern gestellt werden, kann es hier also höchstens darum gehen, eine gleiche Situation herzustellen, die sich ergeben würde, wenn das PV-Batterie-System nicht

installiert worden wäre. Insofern wird in den nachfolgenden Ausführungen unter dem Anlagenbegriff das gesamte System aus PV-Anlage und Batterie verstanden. Mit diesem Verständnis wird die vorgenannte Bedingung jedenfalls erfüllt.)

Pauschale Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung

Beschreibung

- Den Anlagenbetreibern wird eine pauschale Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung (festgelegt als (prozentualer) Anteil der installierten Leistung einer Anlage) vorgegeben. Die Anlagen dürfen zu keinem Zeitpunkt mehr als diese maximale Einspeisung erzeugen.
- Im Falle von PV+Speicher-Systemen wird als Anlage das gesamte PV+Speicher-System verstanden. Entscheidend ist also die Leistungsabgabe von PV-Anlagen und Speicher in Summe. So kann die PV-Anlage selbst durchaus mehr als den vorgegebenen Wert für maximale Wirkleistungseinspeisung erzeugen, wenn ein Teil der Erzeugungsleistung zur Einspeicherung verwendet wird.

Beispiele

- Nach § 9 EEG müssen Anlagen bis 30 kW ihre maximale Einspeisung auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzen (wenn diese auf die Möglichkeit der Fernsteuerbarkeit verzichten).

Allgemeine Bewertung

- Dieses pauschale Instrument kann als „Ersatz“ für das Instrument der Spitzenkappung dienen, das dem Netzbetreiber erlaubt, bei seiner Ausbauplanung zu berücksichtigen, dass er in gewissem Umfang Anlagen abregeln kann und so auf einen Ausbau „auf die letzte kWh“ verzichten kann. Sind Anlagen nicht durch den Netzbetreiber ansteuerbar, dann würde dies eigentlich einen (ineffizienten) Ausbau auf die letzte kWh erfordern. Durch die pauschale Reduktion auf 70 % Einspeisung soll die Wirkung des Einspeisemanagements im Zusammenhang mit der Spitzenkappung „imitiert“ werden. Dahinter steckt u. a. die Annahme, dass eine Reduktion auf 70 % in etwa dem 3%-Kriterium bei der Spitzenkappung nahekommt.
 - Grundsätzlich wirkt das Instrument aufgrund seiner Pauschalität weniger effizient als eine direkte Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber, da der Netzbetreiber (theoretisch, d. h. entsprechende Prozesse vorausgesetzt) dann gezielt nur in solchen Situationen abregelt, in denen tatsächlich kritische Situationen für das Netz auftreten (dies muss nicht Einspeisung > 70 % sein, gleichzeitig können es aber auch Situationen mit einer Einspeisung < 70 % sein). Tendenziell dürfte das Instrument umso ineffizienter sein, je höher die Vor-Ort-Verbrauchsquote ist, da die Einspeisung ins Netz dann aufgrund eines zeitgleichen Vor-Ort-Verbrauchs tendenziell häufiger auf Werte unter 70 % gesenkt wird.
 - Nach Messstellenbetriebsgesetz § 29 müssen Anlagenbetreiber mit einer installierten Leistung über 7 Kilowatt mit einem Smart-Meter ausgestattet werden, diese Anlagen sind damit fernsteuerbar. Mit Umsetzung der Verordnung (EU) 2016/631 „Netzkodex mit Netzan-
-

schlussbestimmungen für Stromerzeuger“ bis 05/2019 müssen Erzeugungsanlagen zukünftig bereits ab 0,8 kW fernsteuerbar sein. Zukünftig wird es für die meisten Neuanlagen die Anforderung der Fernsteuerbarkeit geben. Eine pauschale Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung wäre dann bei sehr kleinen Anlagen als Ersatz für die Fernsteuerbarkeit notwendig, sofern man davon ausgeht, dass Netzbetreiber technisch in der Lage sind, die Möglichkeit der Fernsteuerbarkeit zu nutzen.

Empfehlung

- Dieses pauschale Instrument ist zukünftig allenfalls noch dann sinnvoll, sollten die Netzbetreiber technisch nicht in der Lage sein, die Möglichkeit der Fernsteuerbarkeit zu nutzen.

Fernsteuerbarkeit von Anlagen

Beschreibung

- Anlagen müssen technische Einrichtungen vorsehen, die es dem Netzbetreiber ermöglichen, ihre Wirkleistungseinspeisung fernzusteuern. Die Fernsteuerbarkeit muss dabei mindestens stufenweise erfolgen.
- Variante 1: Die Steuerung bezieht sich auf die Einspeisung der Anlage (ggf. auch inkl. Speicher, s. unter „Begrenzung Wirkleistungseinspeisung“). Es ergeben sich weitere Untervarianten im Hinblick auf die Entschädigung im Falle einer Abregelung
- Variante 2: Die Steuerung bezieht sich auf die Einspeisung ins Netz, d. h. am Netzverknüpfungspunkt, wobei dem Anlagenbetreiber freisteht, die Regelung auch durch eine Regelung auf die Einspeisung der Anlagen umzusetzen.

Beispiele

- Nach § 9 EEG müssen PV-Anlagen zwischen 30 und 100 kW fernsteuerbar sein. Anlagen bis 30 kW, die ihre Wirkeinspeiseleistung nicht auf 70 % der installierten Leistung reduzieren, müssen ebenfalls fernsteuerbar sein.

Allgemeine Bewertung

- Wie beim Instrument „pauschale Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung“ beschrieben, erlaubt die Fernsteuerbarkeit die Einbeziehung der jeweiligen Anlage in das Einspeisemanagement und die Berücksichtigung im Rahmen der Spitzenkappung bei der Netzplanung. Dies erhöht die Effizienz des Netzausbaus und spart Netzintegrationskosten ein.
- Die Fernsteuerbarkeit wird zunächst im Zuge der Smart-Meter-Anforderung bei Neulagen > 7 kW und darüber hinaus mit der Umsetzung der Verordnung (EU) 2016/631, welche die Fernsteuerbarkeit für Erzeuger > 0,8 kW vorsieht, ohnehin realisiert.
- Ggf. ist bei fehlenden Zugriffsmöglichkeiten auf die Anlage (=Nichterfüllung der Anforderungen) eine Pönale festzulegen, um die Fernsteuerbarkeit sicherzustellen. Dies dürfte dann auch erfordern, dass die Netzbetreiber auch überprüfen können, ob eine konkrete Anlage auf das Abregelsignal reagiert. Praktisch umsetzbar dürfte dies nur mit „Rückkanal“ sein, d. h. wenn auch die Ist-Einspeisung fernauslesbar ist.
- Variante 1 (Zugriff direkt auf Anlage): Rein technisch bietet die Steuerbarkeit der Einspeisung der Anlage dem Netzbetreiber mehr Freiheitsgrade und könnte potentiell die Kosteneffizienz erhöhen. Allerdings erhöht dies die mögliche Eingriffstiefe von Handlungen des Netzbetreibers. Dahinter steht die Frage, ob ein Netzbetreiber befugt sein sollte, „hinter“ dem Netz-

verknüpfungspunkt auf das Verhalten des Netznutzers Einfluss zu nehmen. Denn diese Lösung würde zum Beispiel dazu führen können, dass Vor-Ort-Verbrauch unterbunden wird.

- Variante 2 (Zugriff auf Netzverknüpfungspunkt): Im Vergleich zu Variante 1 beschränkt diese Variante die Tiefe der Eingriffsmöglichkeiten des Netzbetreibers auf die tatsächliche Schnittstelle Netzbetreiber <-> Netzkunde. Allerdings bleibt es dem Anlagenbetreiber überlassen, technisch die Anforderung zur Ansteuerbarkeit so zum umzusetzen, dass die Steuerung direkt an der Anlage erfolgt. Grund für diese Form der Ausgestaltung ist, dass dies bei kleineren Anlagen technisch einfacher (und damit kostengünstiger) umzusetzen sein dürfte.
- Wird auf geförderte Anlagen zugegriffen, so sind Regelungen für die Entschädigung zu treffen. Diesbezüglich unterscheiden sich die beiden Varianten (Steuerung auf Erzeugung der Anlage bzw. auf den Netzverknüpfungspunkt).
 - Variante 1 (Abregelung, die sich direkt auf die Anlage bezieht): Die Abregelung unterbindet faktisch Vor-Ort-Verbrauch. Dann entstehen dem Anlagenbetreiber / vor-Ort-Verbraucher Strombezugskosten, für die Energiemenge, die er ansonsten vor Ort verbraucht hätte. Insofern entstehen diesbezüglich zwei Untervarianten:
 - In Untervariante 1a erfolgt nur eine Entschädigung der entgangenen Förderung. In Szenarienwelten mit hoher Bedeutung der Vor-Ort-Versorgung erhöht dies das Risiko aus Sicht des Anlagenbetreibers, weil die Wirtschaftlichkeit seiner Investition dann zum Teil vom Ausmaß des Zugriffs des Netzbetreibers abhängt.
 - In Untervariante 1b erfolgt eine Entschädigung auch unter Berücksichtigung der zusätzlichen Strombezugskosten (für ansonsten vor-Ort-erzeugte Strommengen). Dies entspricht faktisch einer Entschädigung für entgangene Vor-Ort-Verbrauchsprivilegien. Dies könnte sich nachteilig auf die Akzeptanz auswirken.
 - Variante 2 (Abregelung auf den Netzverknüpfungspunkt): Vor-Ort-Verbrauch bleibt möglich, da die Anforderung des Netzbetreibers nur eine Absenkung der Einspeisung bis zu dem Punkt fordern kann, bei dem die Höhe des Vor-Ort-Verbrauchs erreicht ist. Eine Entschädigung würde dann in Höhe der entgangenen Förderung erfolgen. Das Risiko für den Anlagenbetreiber erhöht sich nur dann, wenn er sich dafür entscheidet, die Anforderung zur Ansteuerbarkeit nicht in Bezug auf den Netzverknüpfungspunkt, sondern in Bezug auf die Anlage umzusetzen.

Empfehlung

- Die Fernsteuerbarkeit ist zukünftig ohnehin bereits für Anlage > 0,8 kW zumindest stufig vorgesehen. Dies ist im Hinblick auf die Systemsicherheit und die Umsetzung des Instruments der Spitzenkappung eine sinnvolle Maßnahme.
 - In Bezug auf die Frage der Entschädigung bei Abregelung sollte klargestellt werden, dass sich die Anforderung des Netzbetreibers zur Abregelung grundsätzlich auf den Netzverknüpfungspunkt bezieht. Der Entschädigungsanspruch bezieht sich dem entsprechend nur auf nicht ins Netz eingespeiste Strommengen. Dem Anlagenbetreiber sollte aber freigestellt werden, die Verpflichtung zur Bereitstellung einer Schnittstelle zur Fernsteuerbarkeit an den Netzbetreiber technisch so umzusetzen, dass das Abregelsignal direkt an der Anlage wirkt. Hieraus entsteht dann aber keine Entschädigung für nicht vor-Ort-Verbrauchte Strommengen.
-

Netzbezogene regionale Steuerung durch Boni/Malusse

Beschreibung

- Auf Basis der Überlegungen zur Verteilernetzkomponente (VNK) werden standortabhängig die Gebotshöhen bei der Gebotsreihung (bei Ausschreibungen) oder die Vergütungssätze (bei administrativ festgesetzten Förderhöhen) angepasst. Anlagen an Standorten in Verteilernetzausbaugebieten erhalten einen Malus / Abschlag auf den Vergütungssatz.
- Die Höhe des Malus / Abschlags wird bei der Verteilernetzkomponente ermittelt. Bei einer kapazitätsbezogenen Förderung erfolgt der Malus / Abschlag in €/kW (anstelle in ct/kWh wie in der VNK; dies würde keine neuen Berechnungen erfordern, da die derzeitige Berechnung der VNK ohnehin auf einem €/kW-Wert basiert und die Umrechnung in ct/kWh dann unter der Annahme durchschnittlicher Volllaststunden erfolgt).
- Potentielle Weiterentwicklungsoptionen für die VNK werden im Papier „Überlegungen zur Weiterentwicklung der Verteilernetzkomponente“ (Stand 8.11.2017) thematisiert.
- Im Rahmen dieses Projektes wurden neben der VNK weitere Steuerungsinstrumente betrachtet (vgl. Kurzpapier „Analyse ausgewählter Instrumente zur Standortsteuerung beim Ausbau von EE-Anlagen“ 11.10.2017), die hier aber nicht weiter betrachtet werden.

Beispiele

- Die VNK wird bei den gemeinsamen Wind-/PV-Ausschreibungen standort- und technologieabhängig für Anlagen in Verteilernetzausbaugebieten als Malus bei der Gebotsreihung berücksichtigt.

Allgemeine Bewertung

- Die VNK stellt eine wenigstens teilweise Internalisierung von Netzintegrationskosten dar und kann insoweit die Kosteneffizienz des Zubaus verbessern.
 - Zwar wurde die VNK für eine technologieübergreifende Ausschreibung entwickelt, konzeptionell ist sie aber ohne weiteres auch auf technologie-spezifische Förderinstrumente übertragbar. Bei Förderinstrumenten mit administrativ festgesetzten Förderhöhen stellt dies allerdings eine Herausforderung im Hinblick auf die Festlegung der Förderhöhe dar. Eine Umsetzung wäre vertieft zu prüfen.
-

8 Annex 2: Rechtliche Diskussion: Möglichkeiten zur Mengensteuerung ohne Förderhebel (z. B. Planungsrecht)

In diesem Abschnitt erfolgt eine allgemeine rechtliche Diskussion der Frage, ob bei selbsttragenden Anlagen, die ohne Förderung am Markt agieren (bspw. Nutzung Vor-Ort-Versorgungsprivilegien und sonstige Direktvermarktung für Überschüsse), eine Mengensteuerung außerhalb des Förderrechts durchgesetzt werden kann. Dabei wird davon ausgegangen, dass weiterhin eine globale Mengensteuerung im Sinne des EEG (nationaler Ausbaupfad) erfolgen soll. Die Begründung der Notwendigkeit einer solchen auch außerhalb des Förderrechts lautet dabei bislang im Rahmen des Ausbaukorridors des EEG, dass dieser zentral für die Synchronisation der Erzeugung mit dem Ausbau der Stromnetze ist (BT-Drs. 18/8860, S. 151). Im Falle einer Mengensteuerung von nicht mehr förderbedürftigen Anlagen würden allerdings erhöhte Begründungsanforderungen als bislang gelten. Dies resultiert daraus, dass es sich dann nicht mehr um den Fall der positiven Gewährung einer Förderung, sondern um den Fall eines negativen Eingriffs in ein Recht der Anlagenbetreiber (Recht auf Netzananschluss) handeln würde. So dürfte das Argument der Synchronisation mit dem Netzausbau etwa immer weniger tragen, je geringer der Effekt der einzelnen Anlage auf den Ausbau der Stromnetze ist (dies könnte z.B. bei kleinen PV-Anlagen der Fall sein, die hauptsächlich auf den Vor-Ort-Verbrauch ausgelegt sind). Auch wäre wohl eine regionale Komponente zu beachten. So könnte etwa der Zubau von PV-Dachanlagen in Regionen ohne strukturelle Netzengpässe einen geringeren Synchronisationsbedarf mit dem Gesamtsystem hervorrufen als der Zubau in Netzengpassregionen. Hiervon ausgehend werden im Folgenden stichpunktartig mögliche rechtliche Ansatzpunkte und Hindernisse sowie erste weiterführende Fragestellungen einer Mengensteuerung von Dachanlagen außerhalb des Förderrechts identifiziert. Obwohl es sich um ein mögliches Zukunftsszenario handelt, wird die rechtliche Prüfung am heutigen geltenden Recht durchgeführt, da insbesondere der Rahmen des EU-Sekundärrechts für die Jahre 2020-2030 zum Zeitpunkt der Bearbeitung noch nicht vollständig feststeht, sondern derzeit im Rahmen des EU-Winterpakets verhandelt wird (hierbei ist allerdings da-

von auszugehen, dass das Recht auf Netzanschluss und Netzzugang ebenso auch künftig sekundärrechtlich verankert sein wird).⁴⁶

Mengensteuerung für Dachanlagen im Planungs- und Genehmigungsrecht des Bundes (ROG, BauGB, BImSchG)?

- Für eine **raumordnerische Steuerungsmöglichkeit (ROG)** fehlt es im Falle von Dachanlagen an der Raumbedeutsamkeit.
- Auch eine **BImSchG-Genehmigung** ist nicht erforderlich, daher ergäbe sich auch hier kein Ansatzpunkt für eine mengenmäßige Steuerung.
- **Bauplanungs- und ordnungsrechtliche Vorgaben (BauGB, BauNVO)**
 - **Status quo:** Die Regelungen in BauGB und BauNVO enthalten momentan verschiedenen Regelungen, die explizit auf die (nicht mengenmäßig begrenzte) Unterstützung des Ausbaus von Dachanlagen zielen:
 - § 9 Nr. 23b BauGB sieht hierfür die Möglichkeit für Kommunen vor, im Bebauungsplan aus städtebaulichen Gründen Gebiete auszuweisen, in denen bei der Errichtung von Gebäuden oder sonstigen baulichen Anlagen u. a. auch PV-Anlagen genutzt werden müssen.
 - Aber auch ohne spezielle Festlegungen in Bebauungsplänen sind Dachanlagen regelmäßig zulässig und als Nebenanlagen des jeweiligen Gebäudes genehmigungsfrei gestellt. Hierbei wird zwischen einspeisenden Anlagen und Vor-Ort-Verbrauchsanlagen unterschieden:
 - Nach § 14 Abs. 3 BauNVO sind PV-Anlagen als untergeordnete bauliche Anlagen an oder auf Dach- und Außenwandflächen als bauliche Nebenanlagen in allen Baugebieten der §§ 2-13 BauNVO zulässig, wenn der erzeugte Strom **vollständig oder überwiegend in das öffentliche Netz eingespeist** wird.

⁴⁶ Insbesondere wurden aufgrund des Zeitpunkts der Bearbeitung die Ende des Jahres 2018 im Rahmen des informellen Trilog erzielte politische Einigung zur Strombinnenmarkt-RL und Strombinnenmarkt-VO im Folgenden nicht berücksichtigt, sondern noch auf die geltenden EU-Bestimmungen zum Strombinnenmarkt abgestellt.

- **Vor-Ort-Verbrauchsanlagen** können aufgrund ihres dienenden Charakters nach § 14 Abs. 1 BauNVO als sowohl räumlich-gegenständlich als auch funktional untergeordnete Nebenanlagen zugelassen werden.
- Daneben besteht im unbeplanten Außenbereich eine Privilegierung nach § 35 Abs. 1 Nr. 8 BauGB, die auch greift, wenn die Kommunen nicht planerisch tätig werden.

Einschätzung:

Ansatzpunkte für eine mengenmäßige Steuerung des Zubaus von Dachanlagen ergeben sich im geltenden Planungs- und Genehmigungsrecht des Bundes, wenn überhaupt, dann nur im Rahmen der Regelungen des BauGB und der BauNVO. Hierbei wäre etwa eine theoretisch denkbare Möglichkeit, BauGB und BauNVO dementsprechend zu ändern, dass die dort momentan zugunsten von Dachanlagen getroffenen und vorstehend dargestellten Regelungen nur bis zum Erreichen einer bestimmten jährlichen Ausbaumenge gelten würden. Im Hinblick die Umsetzbarkeit einer solchen Regelung ergeben sich allerdings wesentliche Bedenken, die einer genaueren Überprüfung bedürfen würden:

- **Planungshoheit der Gemeinden:** Die Bauleitplanung ist Ausdruck der Planungshoheit der Gemeinden und fällt damit in den Schutzbereich der kommunalen Selbstverwaltungsgarantie nach Art. 28 Abs. 2 GG. Die Aufstellung von Bauleitplänen nach § 1 Abs. 3 BauGB erfolgt dementsprechend aus Gründen der städtebaulichen Entwicklung und Ordnung. Es ist damit fraglich, ob es Aufgabe der kommunalen Bauleitplanung sein kann, die Einhaltung nationaler Ausbaupfade sicherzustellen. Denn Sinn und Zweck wäre hierbei nicht die städtebauliche Entwicklung, sondern die Synchronisation des bundesweiten EE-Ausbaus mit dem Netzausbau.
- **Praktikabilität:** Unabhängig von diesen übergeordneten Erwägungen ist ebenso fraglich, ob der Ausbau mit den Mitteln des Planungsrechts überhaupt zielgerichtet begrenzt werden könnte:
 - **Bestehende Bebauungspläne:** Bestehende Bebauungspläne wären von einer Rechtsänderung nicht automatisch erfasst. So gehen die §§ 25-25d BauNVO vielmehr von dem gegenteiligen Grundsatz aus, dass für Bauleitpläne, deren Aufstellung oder Änderung bereits eingeleitet ist, die bisherigen Vorschriften weiterhin anzuwenden sind, wenn die Pläne bei dem Inkrafttreten dieser Verordnung bereits ausgelegt sind. Bereits bestehende und unveränderte Bebauungs-

pläne würden unter Anwendung dieses Grundsatzes durch eine Neuregelung somit nicht erfasst. Auf Grundlage dieser Bebauungspläne könnte der Zubau weiterhin mengenmäßig unbeschränkt erfolgen.

- **Neue Bebauungspläne:** Zudem wäre auch im Rahmen neuer oder abgeänderter Bebauungspläne zu prüfen, in welchen Baugebieten bei Erreichen der Zubaugrenze überhaupt ein weiterer Zubau effektiv verhindert würde. Hier würde allein die Verbindung von § 14 Abs. 3 BauNVO mit Zubaugrenzen wohl nicht zu einer effektiven mengenmäßigen Begrenzung führen. Denn es wäre weiterhin möglich, dass eine einspeisende Dachanlage bereits nach den allgemeinen Bestimmungen zu den Baugebieten §§ 2-13 BauNVO zulässig wäre. So wäre etwa in allgemeinen Wohngebieten eine zumindest ausnahmsweise Zulassung nach § 4 Abs. 3 Nr. 2 als sonstiger nicht störender Gewerbebetrieb denkbar. In Gewerbe- oder Industriegebieten wäre eine einspeisende Dachanlage nach § 8 Abs. 1 Nr. 1, § 9 Abs. 1 Nr. 1 BauNVO bereits ohne weiteres zulässig.

Aufgrund der vorstehend skizzierten Erwägungen, die nach erster Einschätzung eher gegen eine Mengensteuerung über das Planungsrecht sprechen, werden im Folgenden sachnähere Lösungsoptionen im Netzanschluss- und Netzzugangsrecht zur Diskussion gestellt.

Zentrale Mengensteuerung durch Energiefachplanung?

Vereinzelte wird in der rechtswissenschaftlichen Literatur eine Energiefachplanung des Bundes in Form einer Erzeugungsplanung bzw. Energiebedarfsplanung diskutiert. Zur Erreichung von Mengensteuerungszielen für selbsttragende Anlagen, die nicht mehr auf Förderung angewiesen sind, wäre es somit grundsätzlich denkbar, im Anschluss an eine solche Planung, die Errichtung von Anlagen von einer entsprechenden speziellen energiefachrechtlichen Genehmigung abhängig zu machen. Dies ist rechtlich nicht per se ausgeschlossen, würde allerdings die Schaffung eines komplett neuen und komplexen energiefachrechtlichen Planungs- und Genehmigungsregimes mit hoher staatlicher Steuerungswirkung im Energieerzeugungsmarkt erfordern, bei dem überdies auch eine Anlehnung an die Netzentwicklungsplanung nicht zielführend sein dürfte (vgl. hierzu bereits Abschlussbericht "Instrumente räumlicher Steuerung erneuerbarer Energien (IRSEE)", Stiftung Umweltenergierecht/INER, 2016, S. 29ff.).

Mengensteuerung für Dachanlagen im Netzanschlussrecht?

Aufgrund der geschilderten Restriktionen der Steuerung der jährlichen Zubaumenge von PV-Kleinanlagen im Planungs- und Genehmigungsrecht soll im Folgenden als weiterer möglicher Ansatzpunkt das Netzanschlussrecht für Dachanlagen nach §§ 8, 16 EEG 2017 untersucht werden.

- Kein Recht auf Netzanschluss bei Erreichung einer bestimmten jährlichen Zubaumenge?

Europarechtliche Erfordernisse:

- Weder die Elektrizitätsbinnenmarkt-RL 2009/72/EG noch die EE-RL 2009/28/EG enthalten ein ausdrückliches **Recht auf vorrangigen oder zumindest diskriminierungsfreien Netzanschluss**, sondern nur ein Recht auf vorrangigen (EE-RL) oder diskriminierungsfreien Netzzugang (Elektrizitätsbinnenmarkt-RL). Laut EuGH-Rechtsprechung haben die Begriffe "Netzanschluss" und "Netzzugang" eine unterschiedliche Bedeutung im EU-Sekundärrecht (EuGH Sabatauskas C-239/07, Rn. 40), weshalb eine automatische Anwendung der Regelungen zum Netzzugang auf die Situation des Netzanschlusses nicht möglich ist. Die Regelungen der Elektrizitätsbinnenmarkt-RL lassen allerdings dennoch zumindest indirekt auch auf die Existenz eines Rechts auf diskriminierungsfreien Netzanschluss im EU-Sekundärrecht schließen. So legt diese nach Art. 12 lit. f) und Art. 25 Abs. 2 die grundsätzliche Verpflichtung für ÜNB und VNB fest, „sich jeglicher Diskriminierung von Netzbenutzern oder Kategorien von Netzbenutzern, insbesondere zugunsten der mit ihm verbundenen Unternehmen, zu enthalten“. Hier scheint naheliegend, dass auch potentielle Netzbenutzer von dieser Verpflichtung umfasst sind, da die Vorschrift für Neuanlagen ansonsten ins Leere laufen würde. Darüber hinaus enthält Art. 5 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL 2009/72/EG eine Regelung über technische Vorschriften für den Netzanschluss. Danach müssen u.a. für den Netzanschluss von Erzeugungsanlagen, technische Vorschriften mit Mindestanforderungen an die Auslegung und den Betrieb ausgearbeitet und veröffentlicht werden. Diese technischen Vorschriften müssen „objektiv und nichtdiskriminierend“ sein. Auch hieraus ließe sich die Verankerung des Konzepts eines diskriminierungsfreien Netzanschlusses auf sekundärrechtlicher Ebene ableiten. So zielt die VO (EU) 2016/631 der Kommission zur Festle-

gung eines Netzkodex mit Netzanschlussbestimmungen für Stromerzeuger auf die Etablierung diskriminierungsfreier technischer Normen im Rahmen des Netzanschlusses. Zu guter Letzt wäre durch eine Verwehrung des Rechts auf Netzanschluss auch die Ausübung des explizit normierten Netzzugangsrechts verwehrt.

Das Recht auf einen diskriminierungsfreien Netzanschluss ist europarechtlich somit zwar nicht explizit sekundärrechtlich verankert, lässt sich aber indirekt aus einer Gesamtschau der Normen ableiten.

- Die Verwehrung eines Netzanschlusses für PV-Dachanlagen bei Überschreiten einer bestimmten jährlichen Zubaumenge würde eine (zumindest temporäre) **Beschränkung dieses Rechts auf diskriminierungsfreien Netzanschluss** bedeuten. Im Folgenden wird diskutiert, welche Anforderungen sich an eine **diskriminierungsfreie sachliche Rechtfertigung** für eine solche Beschränkung stellen würden.

Diskriminierung durch den Netzbetreiber?

Nach Art. 25 Abs. 1 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL 2009/72/EG hat der **Verteilnetzbetreiber** u.a. die Aufgabe unter wirtschaftlichen Bedingungen ein "*sicheres, zuverlässiges und effizientes Elektrizitätsverteilernetz*" zu betreiben, zu warten und auszubauen. Würde der mengenmäßig "unkontrollierte" Zubau von PV-Kleinanlagen somit Risiken für die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Verteilernetzes oder einen wirtschaftlichen Netzausbau des Verteilernetzes bergen, könnte dies prinzipiell als Rechtfertigung für eine temporäre Beschränkung des Netzanschlusses dienen. Nach Art. 25 Abs. 1 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL liegt eine solche Beurteilung allerdings grundsätzlich zunächst einmal in der Verantwortung der Verteilnetzbetreiber aufgrund der individuellen Netzsituation vor Ort. Würde den Netzbetreibern gesetzlich auferlegt, ab Erreichen einer bestimmten Zubaumenge keine weiteren Netzanschlüsse mehr vorzunehmen, wäre dies wohl nicht als willkürliche Ungleichbehandlung der Netzanschlussbegehrenden durch die Netzbetreiber anzusehen, da diese nur nach ihren gesetzlich auferlegten Pflichten handeln würden.

Diskriminierung durch den Mitgliedstaat?

Ebenso wäre allerdings zu fragen, ob der für diese gesetzliche Verpflichtung der Netzbetreiber verantwortliche Mitgliedstaat eine solche das Recht auf

Netzanschluss beschränkende Regelung überhaupt erlassen dürfte. Konkrete Anhaltspunkte dafür, ob und inwieweit ein Mitgliedstaat aus übergeordneten Erwägungen und aus Sicht des Gesamtsystems das Recht auf Netzanschluss auf Verteilnetzebene im Sinne eines Ausbaupfades limitieren dürfte, enthält die Elektrizitätsbinnenmarkt-RL nicht. Allerdings wird den Mitgliedstaaten gemäß Art. 3 Abs. 2 die Möglichkeit gegeben, *"Elektrizitätsunternehmen"* (hierzu gehören auch die Netzbetreiber) *"im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse Verpflichtungen auferlegen, die sich auf Sicherheit, einschließlich Versorgungssicherheit (...) beziehen können"*. Des Weiteren wird dort festgelegt, dass solche Verpflichtungen *"klar festgelegt, transparent, nichtdiskriminierend und überprüfbar"* sein müssen sowie *"den gleichberechtigten Zugang von Elektrizitätsunternehmen der Gemeinschaft zu den nationalen Verbrauchern sicherstellen"* müssen.

Dabei dürfte das Ziel einer Mengensteuerung, den EE-Ausbau mit dem Netzausbau zu synchronisieren (BT-Drs. 18/1304, S. 89), **im allgemeinen wirtschaftlichen Interesse** liegen und auch einen **Aspekt der Versorgungssicherheit** darstellen, sofern der "unkontrollierte" Zubau von PV-Anlagen bestimmter Größenkategorien das Gesamtsystem vor zu große Herausforderungen stellen würde. Dies wäre plausibel zu belegen, allerdings dürfte dem Mitgliedstaat hier auch eine gewisse Einschätzungsprärogative zukommen. Zentraler Aspekt wäre des Weiteren die Sicherstellung der **Diskriminierungsfreiheit** der Verpflichtung der Netzbetreiber. Für die jährliche Mengensteuerung von PV-Anlagen bestimmter Größenkategorien müssten somit **sachgerechte Differenzierungsgründe** vorliegen. Dabei könnten u.a. folgende Punkte eine Rolle spielen:

- Liegt eine Ungleichbehandlung vor? Dies wäre der Fall, wenn bestimmte Anlagentypen (Technologien, Größenklassen, etc.) durch eine solche Mengensteuerung in ihrem Recht auf Netzanschluss beschränkt würden, andere Stromerzeugungsanlagen aber nicht.
- Worin liegt die spezifische Besonderheit oder die Gefahr für den Netzausbau/Versorgungssicherheit, die es rechtfertigt, genau diese Anlagen einer Mengensteuerung zu unterwerfen?

- Festlegung der zulässigen Ausbaumenge: Niedrig genug, um den Netzbetreibern die Synchronisation mit dem Netzausbau zu ermöglichen, aber hoch genug, um Netzanschlussrecht nicht über das erforderliche Maß zu beschränken.
- Sind bestimmte Anlagen von vornherein von einer solchen Mengensteuerung auszunehmen, da sie keine Gefahr für das Gesamtsystem darstellen? Hier könnten regionale Differenzierungen anzudenken sein. Auch könnten die Auswirkungen der Anlagen auf das Gesamtsystem geringer ausfallen, je weniger diese in das Netz einspeisen (z.B. Anlagen, die auf größtmöglichen Vor-Ort-Verbrauch angelegt sind). Damit würde die sachliche Berechtigung für eine Mengensteuerung, über die ohnehin schon bestehenden Möglichkeiten zur Beschränkung der Einspeiseleistung hinaus, tendenziell schwinden.
- Verhältnismäßigkeit? Hier wäre insbesondere zu belegen, dass die bestehenden Möglichkeiten zur Beschränkung des Netzzugangs (Fernsteuerung, Einspeisemanagement, pauschale Reduzierung der Einspeiseleistung) nicht genauso effektiv wären, um die Ziele (Sicherstellung des Netzausbaus/Versorgungssicherheit) zu gewährleisten.

Verfassungsrechtlich Erfordernisse:

Eine (zumindest temporäre) Verwehrung des Netzanschlusses wäre als Eingriff in die Berufsfreiheit (Art. 12 GG) oder Eigentumsfreiheit (Art. 14 GG) oder zumindest die allgemeine Handlungsfreiheit (Art. 2 Abs. 1 GG) rechtfertigungsbedürftig (je nach Anlagenbetreiber, privat oder gewerblich, auf Hausdach oder nicht, können unterschiedliche Grundrechte betroffen sein). Im Hinblick auf die geforderte Geeignetheit, Erforderlichkeit und Angemessenheit des Grundrechtseingriffs wären dem Grunde nach ähnliche Erwägungen anzustellen wie im Rahmen der Rechtfertigung der Beschränkung des europarechtlich garantierten Netzanschlussrechts. Insbesondere wäre auch hier im Hinblick auf die Verhältnismäßigkeit zu prüfen, ob es nicht ebenso effektive, gleich wirksame Maßnahmen zur Beschränkung des Netzzugangs gäbe oder die die Einspeisung unattraktiver machen könnten.

Mengensteuerung für Dachanlagen im Netzzugangsrecht?

- Netzanschluss würde gewährt, aber es würde eine mengenmäßige Steuerung der Einspeisung über (temporäre) Beschränkung/Versagung des Netzzugangs erfolgen. In eu-

ropa- und verfassungsrechtlicher Hinsicht ergeben sich ähnliche Fragestellungen wie oben im Rahmen der Beschränkung des Netzzugangsrechts skizziert.

- Beschränkung des Netzzugangsrechts würde allerdings keine Zubaubeschränkung nach der jetzigen Logik des EEG darstellen, sondern wäre eine Beschränkung der Einspeisung.
- Die Möglichkeiten der Steuerung der Einspeisung im Rahmen des Netzzugangs (z.B. Fernsteuerung, Einspeisemanagement, pauschale Reduzierung der Einspeisung) wären insbesondere als "milderes Mittel" im Rahmen der Prüfung der Verhältnismäßigkeit der Verwehrung des Netzzugangs zu beachten.

9 Annex 3 - Überlegungen zu Ausschreibungen für kleine und mittlere Dachanlagen

9.1 Einleitung

Im Folgenden werden Optionen zur direkten oder indirekten Einbeziehung von kleineren Anlagen in das Ausschreibungssystem diskutiert. Motiviert werden kann eine Ausweitung durch Überlegungen zur Kosteneffizienz, eine verbesserte Mengenkontrolle und Bestrebungen eine wettbewerbliche Preissetzung unabhängig von Lobbyinteressen zu ermöglichen. Andererseits bestehen Bedenken bezüglich hoher Transaktionskosten bei vielen kleinen Anlagen und einer Abschreckung der überwiegend privatwirtschaftlichen Akteure.

Die Umwelt- und Beihilfeleitlinien der Europäischen Union erlauben Ausnahmen von Ausschreibungen für kleine Anlagen. Es besteht somit kein Regelungszwang. Im Folgenden sollen trotzdem Optionen diskutiert werden, die die Spezifika kleiner Anlagen und nicht kommerzieller Akteure berücksichtigen. Speziell sollen bei der Analyse des Regelungsbedarfs die Spezifika der Szenariowelt 3c (kleine Dachanlagen, Vor-Ort-Versorgung unattraktiv) berücksichtigt werden.

Um die Ausführungen praxisnaher zu gestalten, wird ein Praxisbeispiel zur Auktionierung von Förderung kleiner EE-Anlagen in Frankreich beschrieben und bezüglich der Übertragbarkeit bewertet.

Die hier diskutierten Optionen sind in drei Bereiche gegliedert:

- Anpassungen des Auktionsmechanismus (Absenkung der De-Minimis-Grenze mit Quoten nach Größenklassen, Absenkung der De-Minimis-Grenze mit Boni/Mali nach Größenklassen, Übertragung der Ausschreibungsergebnisse auf kleine Anlagen, Administrative Preisbestimmung und Anmeldesystem für kleine Anlagen),
- eine Anpassung der Teilnahmebedingungen und Regelungen für erfolgreiche Projekte (Zulassung von Intermediären, Zulassung von Vor-Ort-Verbrauch in der Ausschreibung für Anlagen unter X MW) und
- Anpassung der operativen Abwicklung der Ausschreibung (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

Die Vor- und Nachteile der Optionen wurden an anderer Stelle ausgiebig diskutiert und sollen hier nur zusammengefasst werden. Im Vordergrund des vorliegenden Papiers steht die Frage,

welcher Regelungsbedarf bei den unterschiedlichen Optionen bestehen würde. Die Felder mit Regelungsbedarf werden stichpunktartig aufgezeigt.

Die Konzepte beruhen auf dem Vorhaben „Unterstützungsleistung bei der Ausgestaltung eines Ausschreibungssystems für erneuerbare Energien“ und im Rahmen dieses Vorhabens erstellten Berichten/Papieren:

9.2 Ausschreibungen für kleinere Anlagen in Frankreich

Frankreich ist als Fallbeispiel aus zwei Gründen interessant:

- Ein Online-System reduziert die Transaktionskosten teilweise,
- eine technologieübergreifende Pilotausschreibung zur expliziten Förderung von Vor-Ort-Verbrauch existiert und wird momentan ausgeweitet.

Einschränkend muss erwähnt werden, dass Dachanlagen ab 100kW zugelassen werden, diese Kapazitätsgrenze jedoch die großen der kleinen Anlagen umfasst. Auch konkurrieren die 100kW-Anlagen nicht direkt mit sehr großen Anlagen, sondern durch eine Quote nur innerhalb ihrer Größenklasse.

Frankreich führt Ausschreibungen für PV-Anlagen ab 100 kW seit 2011 durch. Im Jahr 2011, 2013 und 2015 fanden Ausschreibungen nach Größenklassen getrennt statt. Das kleinste Segment war auf 100 kW bis 250 kW begrenzt. Im Jahr 2015 wurden in diesem Segment drei Runden durchgeführt, in denen insgesamt über 1000 Projekte (250 MW) bezuschlagt worden sind.

Mit dem Décret 2016-1442 wurde das System angepasst. Das Gesetz sieht jetzt Ausschreibungen zwischen 100 kW und 8 MW auf Gebäuden, Carports, Lagergebäuden und Gewächshäusern vor. Jährlich sollen drei Runden à 150 MW stattfinden⁴⁷. Freiflächenanlagen werden ab 500 kW ausgeschrieben.

Die Dachanlagen werden in zwei „Familien“ eingeteilt. Anlagen bis 500 kW bekommen einen Einspeisetarif, Anlagen über 500 kW eine gleitende Marktprämie. Beiden Anlagenkategorien

⁴⁷ <https://www.legifrance.gouv.fr/affichTexte.do?cidTexte=JORFTEXT000033312688&categorieLien=id>

wird jeweils die Hälfte des Volumens zugeteilt. De facto konkurrieren Anlagen damit nur innerhalb ihrer Anlagenkategorie.

Die Ergebnisse (Volumen und Anzahl der Gebote) der ersten drei Runden für Dachanlagen sind in den folgenden Tabelle zusammengefasst. Die Zuschlagspreise zwischen den Anlagenkategorien unterschieden sich um 10-15 EUR/MWh.

Table 9-1: Übersicht über Ausschreibungsergebnisse in Frankreich

Runde	Ausgeschriebenes Volumen	Bezuschlagtes Volumen	Anzahl der bezuschlagten Gebote
	MW	MW	# Gebote
1	150	150.35	361
2	150	152.13	310
3	150	159.06	283

Table 9-2: Anlagenkategorie 1

Runde	Ausgeschriebenes Volumen	Bezuschlagtes Volumen	Anzahl der bezuschlagten Gebote	Durchschnittliche Gebotsgröße der bezuschlagten Projekte	Median
	MW	MW	# Gebote	kW	kW
1	75	75	328	229	234
2	75	75	271	277	265
3	75	81	256	316	291

Table 9-3: Anlagenkategorie 2

Runde	Ausgeschriebenes Volumen	Bezuschlagtes Volumen	Anzahl der bezuschlagten Gebote	Durchschnittliche Gebotsgröße der bezuschlagten Projekte	Median
	MW	MW	# Gebote	kW	kW
1	75	75	33	2282	1980
2	75	77	39	1974	1800
3	75	78	27	2894	2550

In Frankreich wurden im Jahr 2016 erstmalig zwei Ausschreibungsrunden mit insgesamt 40 MW für Anlagen zwischen 100 und 500 kW durchgeführt, bei denen Vor-Ort-Verbrauch explizit zugelassen worden ist und gefördert werden soll⁴⁸. Da die Ausschreibungen als Erfolg gewertet worden sind, wurde im März 2017 die Kapazität auf 150 MW über drei Jahre verteilt erhöht⁴⁹.

Ziel des technologieübergreifenden Piloten ist die Förderung der Vor-Ort-Versorgung, insbesondere der Vor-Ort-Versorgung von industriellen Betrieben und mehreren Abnehmern am gleichen Standort. Anlagenbetreiber bekommen sowohl für eingespeisten als auch für vor-Ort-verbrauchten Strom eine fixe Prämie ausgezahlt, wobei die Prämie für vor-Ort-verbrauchten Strom um 10 EUR/MWh höher liegt als die für eingespeisten Strom⁵⁰. Zusätzlich wird die gesamte im Jahr ausgezahlte Vergütung proportional zur maximal in Anspruch genommenen Einspeiseleistung reduziert. Die Vor-Ort-Versorgungsquote muss im Angebot aufgeführt werden.

- Die Vergütung wird gemäß folgender Formel berechnet:

$$\begin{aligned}
 \text{Ausgezahlte Vergütung} &= (\text{Gebotswert in EUR/MWh} + 10 \text{ EUR /MWh}) \times \text{EEV in MWh/a} \\
 &+ \text{Gebotswert in EUR/MWh} \times \text{ENetz} \\
 &- C \times (\text{EEV} + \text{ENetz}) \times \text{Pmax/Pinst}
 \end{aligned}$$

Mit EEV = Stromproduktion für Vor-Ort-Verbrauch

ENetz = Stromverbrauch mit Einspeisung ins Netz der öffentlichen Versorgung

Pmax = Im Berechnungsjahr maximal in Anspruch genommene Netzeinspeise-

⁴⁸ <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/systemes-dautoconsommation>; <http://www.cre.fr/documents/appels-d-offres/appe-d-offres-portant-sur-la-realisation-et-l-exploitation-d-installations-de-production-d-electricite-a-partir-d-energies-renouvelables-en-autoconsommation>

⁴⁹ <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/solaire#e6>

⁵⁰ Die Höhe der impliziten Anreize zum Vor-Ort-Verbrauch in Frankreich konnten nicht genau beziffert werden. Im Jahr 2015 lag der Endkundenpreis für Haushalte bei 162 EUR/MWh, für die Industrie bei 90 EUR/MWh. Die Höhe der Abgaben und Umlagen betrug 55 EUR/MWh für Haushalte, 22 EUR/MWh für Industriekunden. Eine Anfrage zum Eigenversorgungsregime, d.h. zur Befreiung von Umlagen und Abgaben beim Deutsch-Französischen Büro für die Energiewende läuft. Quelle: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/report_ecofys2016.pdf

		kapazität
Pinst	=	installierte Leistung der Anlage
C	=	12 EUR

In der ersten Runde wurden ausschließlich Solaranlagen bezuschlagt. Der mengengewichtete Zuschlagswert lag bei 4,88 cent/kWh. Der selbst verbrauchte Strom wurde also mit 5,88 cent/kWh vergütet. Die Vor-Ort-Verbrauchsquote betrug 97,4 %, das heißt die bezuschlagten Anlagen speisen im Durchschnitt 97,4 % der Produktion nicht ins Netz ein. Die zweite Runde resultierte in einem mengengewichteten Zuschlagswert von 1,935 cent/kWh und einer Vor-Ort-Verbrauchsquote von 97,6 %. Damit stellt die Ausschreibung eine klare Förderung von dezentraler Erzeugung und Verbrauch da und einen Anreiz, die Vor-Ort-Verbrauchsanteile zu maximieren.

Der französische Online-Algorithmus prüft die Gebote zuerst auf Vollständigkeit und Doppelung, dann ordnet er die Angebote ohne Prüfung durch die ausschreibende Stelle gemäß ihrem Gebotspreis. Die besten Angebote bis zu einer kumulierten Kapazität von 120 % der ausgeschriebenen Menge werden weiter betrachtet, die anderen nicht. Dadurch wird der Prüfbedarf für die ausschreibende Stelle in Frankreich reduziert. Die qualitative Gebotsprüfung findet weiterhin durch die auszuschreibende Stelle statt.

Bei den beiden Runden für Dachanlagen, für die Auswertungen vorliegen, wurden beispielsweise 2537 Gebote eingereicht. In einem ersten Schritt wurden 182 Gebote ausgeschlossen, da der Algorithmus sie als doppelte Gebote identifizierte oder Formfehler gemacht worden sind. Der ausschreibenden Stelle hat der Algorithmus dann die besten 793 Gebote zur Prüfung vorgeschlagen. Die anderen 1562 wurden nicht weiter berücksichtigt. Am Ende wurden 671 Gebote bezuschlagt. Durch das Verfahren wurden also nur knapp 30 % der gesamten Gebote geprüft und 85 % der geprüften bezuschlagt. Ohne das mehrstufige Verfahren hätte die ausschreibende Stelle 100 % prüfen müssen und nur 26 % der geprüften wären bezuschlagt worden.

Ähnliche Quoten ergeben sich auch beim Vor-Ort-Versorgungspiloten. In zwei Runden wurden 574 Gebote eingereicht. In einem ersten Schritt wurden 48 Gebote ausgeschlossen, da der Algorithmus sie als doppelte Gebote identifizierte. Der ausschreibenden Stelle hat der Algorithmus dann die besten 169 Gebote zur Prüfung vorgeschlagen. Die anderen 405 wurden nicht weiter berücksichtigt. Am Ende wurden 134 Gebote bezuschlagt. Durch das Verfahren

wurden also nur knapp 30 % der gesamten Gebote geprüft und 80 % der geprüften bezuschlagt. Ohne das mehrstufige Verfahren hätte die ausschreibende Stelle 100 % prüfen müssen und nur 23 % der geprüften wären bezuschlagt worden.

Es sollte berücksichtigt werden, dass die Ausschreibungen für Anlagen über 100 kW angewendet werden. Somit ist unklar, inwiefern sich die Erfahrungen auf Ausschreibungen für kleine Dachanlagen mit einer installierten Kapazität unter 30 kW übertragen lassen. Einzelne Elemente, die zu einer Reduzierung der Transaktionskosten oder Komplexität führen, können jedoch für Ausschreibungen von Dachanlagen <30 kW berücksichtigt werden.

9.3 Anpassungen des Auswahl- und Preisbildungsmechanismus

9.3.1 Absenkung der De-Minimis-Grenze mit Quoten nach Größenklassen

Die Ausschreibung wird auf kleinere Anlagen ausgeweitet und nach Größenklassen quotiert.

Es entsteht eine doppelte Konkurrenzsituation. Bieter befinden sich primär in Konkurrenz zu den Bietern ihrer Größenklasse und – je nach Ausgestaltung und Wettbewerbssituation – sekundär in Konkurrenz zum allgemeinen Markt. Der Regulator kann den Zubau einer Größenklasse durch eine Maximalquote deckeln und den Wettbewerb innerhalb der Maximalquote verschärfen, oder durch eine Mindestquote das quotierte Segment attraktiver machen, indem es vom Wettbewerb geschützt wird.

Die Maximalquote wirkt, wenn sie überzeichnet wird. Die allgemeine Zielerreichung ist nur (noch) gewährleistet, wenn ausreichend Angebot aus den anderen Größenklassen existiert, um das Gesamtausschreibungsvolumen zu erreichen. Wird eine Maximalquote unterzeichnet, verliert sie ihre Wirkung ohne negative Konsequenzen für die Ausschreibung.

Eine Mindestquote verliert ihre Wirkung, wenn die Gebote aus der quotierten Menge eh konkurrenzfähig wären und das Angebot aus der quotierten Menge die Quote übersteigt. Wird eine Mindestquote unterzeichnet, kann das Volumen entweder durch Gebote aus anderen Größenklassen aufgefüllt werden oder nicht bezuschlagt und auf (eine) Folgerunde(n) übertragen werden. Im ersten Fall wird das Erreichen des Gesamtausbauziels höher priorisiert, im zweiten Fall die Verteilung nach Größenklassen. Werden Mindestquoten (über mehrere Runden hinweg) unterzeichnet, bieten rationale Bieter in dieser Größenklasse den Höchstpreis.

Die Quoten können entweder in jeder Runde gelten (analog zum Netzausbaugebiet) oder aber auf einen längeren Zeitraum gerechnet werden (analog zur Ackerflächenquote bei PV-Freiflächenanlagen in den Pilotausschreibungen). Letzteres ist vermutlich nicht sinnvoll.

Durch die hohen Kostenunterschiede zwischen kleinen Anlagen und Kleinstanlagen ist es vermutlich nur dann möglich, einen Zubau über alle Größenklassen hinweg zu garantieren, wenn viele Quoten angesetzt werden.

Ausgestaltungsfragen:

- Mindestgröße der Anlagen
- Anpassung der Teilnahmebedingungen für kleine Anlagen
- Vereinfachung der Ausschreibung, um Beteiligung von kleinen Akteuren zu unterstützen
- Analyse der Auswirkung auf das Wettbewerbsniveau
- Festlegung des Gesamtvolumens (Erhöhung)
- Festlegung der Größenklassen
- Festlegung der Volumina pro Größenklasse
- Entscheidung zwischen Mindest- oder Maximalquoten
- Rundenspezifische oder aufs Jahr gerechnete Quoten
- Regelung bei Unterzeichnung einer Mindestquote
- Regelung zur Anlagenaufspaltung und -zusammenfassung abschaffen
- Umgang mit Eigenverbrauchsprivilegien

9.3.2 Absenkung der De-Minimis-Grenze mit Boni/Mali nach Größenklassen

Die Ausschreibung wird auf kleinere Anlagen ausgeweitet. Anlagen bekommen je nach Größenklasse einen Bonus oder Malus. Der Regulator legt die gewünschte Verteilung nicht administrativ fest. Die Kostenunterschiede zwischen kleinen Anlagen und Kleinstanlagen sind sehr groß, wodurch vermutlich nicht nur ein, sondern mehrere Boni/Mali festgelegt werden müssen.

Bieter berücksichtigen den Bonus oder Malus bei Gebotsabgabe. Kleine Anlagen mit teureren Stromgestehungskosten können mit großen Anlagen konkurrieren, sofern die Differenz in den Kosten den Bonus bzw. Malus nicht übersteigt. Übersteigt die Kostendifferenz die Höhe des

Bonus bzw. Malus, geht die Wirkung verloren. Ist der Bonus bzw. Malus zu hoch angesetzt, sind große Anlagen nicht mehr konkurrenzfähig.

Boni bzw. Mali können ausgezahlt oder nur bei der Gebotsreihung berücksichtigt werden. Wird der Gebotswert bei Auszahlung um die Höhe des Bonus/Malus korrigiert, entsprechen die Gebote der Bieter nicht mehr ihren Kosten, sondern der Kosten minus/plus dem Bonus/Malus. Kleine Anlagen „erscheinen“ günstiger. Bei einem Wettbewerbsbonus werden die Gebote während des Auktionsverfahrens bei der Reihung der Gebote angepasst, die Bieter bekommen aber ihren Gebotswert ausgezahlt. Bieter berücksichtigen diese Anpassung. Kleine Anlagen „erscheinen“ bei ausschließlicher Betrachtung des Gebotswerts teurer als in der Variante mit Auszahlung des Bonus.

Regelungsbedarf:

- Mindestgröße der Anlagen
- Anpassung der Teilnahmebedingungen für kleine Anlagen
- Vereinfachung der Ausschreibung, um Beteiligung von kleinen Akteuren zu unterstützen
- Analyse der Auswirkung auf das Wettbewerbsniveau
- Festlegung des Gesamtvolumens (Erhöhung)
- Ausgezahlter Bonus, ausgezahlter Malus, Wettbewerbsbonus, Wettbewerbsmalus
- Grundsätzliche Berechnung des Bonus/Malus (a) fixer Bonus/Malus für bestimmte Größenklassen oder b) als kontinuierlich als Funktion der Größe)
 - Bei a) Bestimmung der Größenklassen und Festlegung der Höhe des Bonus bzw. Malus
 - Bei b) Bestimmung der Funktion
- Regelmäßige Überprüfung der Parameter
- Regelung zur Aufspaltung und Zusammenfassung von Zuschlägen („Übertragbarkeit“) verändern oder abschaffen
- Umgang mit Eigenverbrauchsprivilegien (verboten/erlaubt, Einpreisung in Bonus/Malus-Berechnung)

9.3.3 Übertragung der Ausschreibungsergebnisse auf kleine Anlagen

Die Ausschreibung wird nicht auf kleinere Anlagen ausgeweitet. Das Ausschreibungsergebnis wird aber zur Bestimmung der Förderhöhe für kleinere Anlagen herangezogen, wobei kleine Anlagen einen zusätzlichen Bonus bekommen.

Die Förderhöhe für kleinere Anlagen entspricht dem Ausschreibungsergebnis plus einem Wert X . Der Wert X soll den Kostenunterschied zwischen dem Anlagensegment in der Ausschreibung den kleineren Anlagen kompensieren. X wird administrativ festgelegt, d.h. ein (entscheidender) Teil der Vergütungshöhenfestlegung bleibt administrativ. X kann für unterschiedliche Größenklassen unterschiedlich ausfallen.

Zur Bestimmung der Förderhöhe werden die Runden festgelegt, deren Ergebnisse zur Berechnung herangezogen werden. Anlagen, die heute bezuschlagt werden, werden zum überwiegenden Teil erst im Jahr zwei der Realisierungsfrist realisiert. Eine Übertragung des Ausschreibungsergebnisses zum Zeitpunkt t auf die zum Zeitpunkt t realisierten Anlagen ist nicht sachgerecht. Die Ausschreibungsergebnisse zum Zeitpunkt t können nur die Vergütung zum Zeitpunkt $t + t_R$ bestimmen, wobei unter t_R die durchschnittliche Realisierungszeit gemeint ist.

Durch die Verschiebung um t_R steigt die Sicherheit bezüglich der Vergütungshöhen, da diese gegenüber dem atmenden Deckel zu einem früheren Zeitpunkt verlässlich festgelegt werden. Allerdings wird auch die Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Preisentwicklung, die Bieter in der Ausschreibung einpreisen, auf das Segment außerhalb der Ausschreibung übertragen.

Regelungsbedarf:

- Definition des Ausschreibungsergebnisses: Gebotswert des teuersten bezuschlagten Gebotes oder mengengewichteter Zuschlagswert
- Grundsätzliche Berechnung des Wertes X (a) fixer Wert für bestimmte Größenklassen oder b) als kontinuierlich als Funktion der Größe)
 - Bei a) Bestimmung der Größenklassen und Festlegung des Wertes X
 - Bei b) Bestimmung der Funktion
- Umgang mit Eigenverbrauch bei der Berechnung des Wertes X
- Festlegung der Runden, die zur Berechnung herangezogen werden
- Festlegung des Zeitverzugs t_R

9.3.4 Administrative Preisbestimmung und Anmeldesystem für kleine Anlagen

Die Vergütungshöhe für kleine Anlagen wird weiterhin administrativ bestimmt. Das verfügbare Volumen wird begrenzt („fixer Deckel“): Kleine Anlagen müssen einen Förderantrag stellen. Übersteigen die Anträge das verfügbare Volumen kommen diese entweder auf eine Warteliste oder müssen sich zum nächstmöglichen Zeitpunkt neu bewerben. Werden Förder-

anträge positiv bewertet, müssen Anlagen innerhalb einer Realisierungsfrist umgesetzt werden, ansonsten verfällt der Vergütungsanspruch.

Das verfügbare Volumen kann nach Größenklassen quotiert werden.

In Deutschland stellt der atmende Deckel ein weiches Anmeldesystem mit finanziellem Anreiz zur frühen Anmeldung, der 52 GW-Deckel ein hartes Anmeldesystem mit sehr langer Laufzeit und hohem Kontingent dar.

Ein System mit einer Warteliste existiert in Österreich. Dort müssen sich Anlagen bei der Ökostromabrechnungsstelle (Oemag) anmelden. Das Volumen der geförderten Anlagen wird durch eine jährliche Budgetrestriktion festgelegt. Für Windenergie an Land existieren lange Wartezeiten, zum Teil bis über drei Jahre.

Das Anmeldesystem muss aufgesetzt und administriert werden. Die Anzahl der Meldungen verdoppelt sich gegenüber dem jetzigen System: Meldung bei Inbetriebnahme (heute) → Meldung bei Förderantrag und Inbetriebnahme (Zukunft). Außerdem muss ggf. eine Sicherungsleistung für eine Pönale bei Nichtrealisierung administriert werden, um das „Blockieren“ von Volumina zu verhindern.

Regelungsbedarf:

- Höhe des Volumens
- Ggf. Festlegung von Größenklassen und Quoten für Größenklassen
- Festlegung des Zeitpunkts einer möglichen Antragsstellung im Projektierungsprozess
- Festlegung einer Realisierungsfrist und ggf. Pönale bei Nichtrealisierung
- Möglichkeit der Übertragbarkeit des Förderanspruchs
- Administrative Aufsetzung und Verwaltung des Anmeldesystems

9.4 Anpassung der Teilnahmebedingungen und Regelungen für erfolgreiche Projekte

9.4.1 Zulassung von Intermediären

Intermediäre ersteigern in der Ausschreibung Förderrechte. Die Förderrechte können entweder von einem Projekt auf ein anderes Projekt innerhalb eines Portfolios übertragbar, von dem Projekt eines Akteurs auf das Projekt eines anderen Akteurs übertragbar oder projekt- und akteursunabhängig sein.

Drei Ausgestaltungsmöglichkeiten existieren:

- Förderrechte dürfen nur von einem Projekt auf ein anderes Projekt innerhalb eines Portfolios übertragen werden. Bei kleinen Anlagen müsste der Auktionsgewinner die Anlage betreiben und die Dächer z.B. vom Eigentümer pachten. Ein solches Modell, welches nah am jetzigen Auktionsmodell liegt, wäre möglich, allerdings nicht den jetzigen Geschäftsmodellen entsprechend. Auch kann bestritten werden, ob der Intermediär dann überhaupt noch ein Intermediär wäre.
- Dürfen Förderrechte von dem Projekt eines Akteurs auf das Projekt eines anderen Akteurs übertragen werden, so bleibt die Anforderung bei Gebotsabgabe konkrete Projekte zu benennen bestehen. Allerdings ist der Weiterverkauf von Projekten uneingeschränkt möglich. Bei Übertragung kann, muss aber keine, Pönale fällig werden. Sollte die Nachfrage nach bereits bezuschlagten Projekten gering sein, so ist der Verlust der bezuschlagten Akteure durch Weiterverkauf auf die Höhe der Pönale begrenzt.
- Die größte Handelsfreiheit nach der Ausschreibung ermöglicht ein System, in dem Bieter bei Gebotsabgabe keine konkreten Projekte benennen müssen, sondern sich lediglich ein bestimmtes Volumen sichern. Die erworbenen Förderberechtigungen können sie dann mit eigenen Projekten oder im Auftrag von anderen realisieren. Auch können sie die Förderberechtigungen weiterverkaufen. Die Preisbildung findet nicht notwendigerweise in der Ausschreibung, sondern ggf. auf dem Zweitmarkt statt.

Bei der Gestaltung der Ausschreibungen für größere Anlagen wurde die Möglichkeit einer Übertragbarkeit im Zusammenhang mit einer Erhöhung der Realisierungsrate diskutiert. Bieter sollten die Möglichkeit haben, ein anderes Projekt anstelle des geplanten zu realisieren, wenn sie dies aufgrund von unvorhergesehen Problemen am ursprünglich vorgesehene Standort nicht können.

Hier wäre die Motivation vielmehr, dass es effizienter sein könnte, wenn bestimmte Akteure die Nachfrage von vielen kleinen Anbietern bündeln und für die Gesamtmenge Förderberechtigungen ersteigern.

Zu Intermediären können Energieversorger, Stadtwerke, Hersteller (Modul-/Wechselrichterhersteller), Projektierer und ggfs. größere Handwerksbetriebe gehören. Eine zusätzliche Wertschöpfungsstufe wird geschaffen. Diese erfordert eine zusätzliche Marge.

Das System ist effizient, wenn zwischen den Intermediären Wettbewerb entsteht und die Transaktionskosten gesenkt werden. Voraussetzung dafür ist, dass die Intermediäre Projekte mindestens in Höhe des Ausschreibungsvolumens mobilisieren können und keine Wettbewerbseinschränkungen zwischen den Akteuren bestehen. Die Transaktionskosten für den Intermediär spiegeln sich in der Marge wieder und werden eingepreist. Sinken die Gebotswerte im Vergleich zum Status Quo, so sollten die möglichen Kostensenkungen über den Transaktionskosten liegen.

Intermediäre werden durch die Möglichkeit der freien Übertragbarkeit zugelassen. Das Ausschreibungsergebnis und das Wettbewerbsniveau können dann auch anders interpretiert werden: Das Ergebnis spiegelt sowohl die Stromgestehungskosten als auch den erwarteten Weiterverkaufswert der Förderberechtigung wider. Besitzer der Anlage treten nur dann in der Ausschreibung auf, wenn die Differenz zwischen Preisen in der Ausschreibung und Weiterverkaufswert die Transaktionskosten übersteigt.

Das ist auch bei der Festlegung der Pönale zu berücksichtigen: Ist die Pönale hoch, so sinkt tendenziell der Weiterverkaufswert. Dadurch wird es unattraktiver, an der Ausschreibung direkt teilzunehmen und das Wettbewerbsniveau in der Ausschreibung sinkt. Bei niedrigen Pönalen entsteht der gegenteilige Effekt.

Regelungsbedarf:

- Mindestgröße der Anlagen
- Festlegung des Gesamtvolumens (Erhöhung)
- Portfoliospezifische Übertragbarkeit, Projekt-Projekt-Übertragbarkeit, allgemeines Veräußerungsrecht
- Möglichkeit der Aufteilung und Zusammenlegung von Projekten bzw. ersteigertem Volumen
- Gelten Rechte für alle Anlagengrößen in der Ausschreibung oder nur für kleine(re) Anlagen?
- Anpassung der Teilnahmebedingungen bei Wegfall von projektspezifischen Präqualifikationsbedingungen, vermutlich Erhöhung der finanziellen Sicherheit notwendig
- Anpassung der Pönale/finanziellen Sicherheit
- Ggf. Definition eines maximalen Gebotsvolumens pro Akteur

- Überprüfung der Realisierungsfrist, wenn Zuschläge nicht mehr projektgebunden wären (Zuordnung Zuschlag zu realisierter Anlage)

9.4.2 Zulassung von Vor-Ort-Verbrauch in der Ausschreibung für Anlagen unter X MW

Der Vor-Ort-Verbrauch wird für alle Anlagen einheitlich bis zu einer bestimmten Energiemenge pro Jahr zugelassen („absolute Vor-Ort-Verbrauchsbegrenzung“). Größere Anlagen produzieren größere Strommengen, womit sich bei einem begrenzten Volumen des selbst zu verbrauchenden Stroms mit steigender Anlagengröße zunehmend geringere Vor-Ort-Verbrauchsanteile einstellen. Kleine Anlagen erhalten dadurch einen Wettbewerbsvorteil. Es entsteht ein Anreiz, die absolute Vor-Ort-Verbrauchsbegrenzung voll auszuschöpfen. Dadurch kann es zur Unterdimensionierung von Anlagen kommen. Über eine Formel wie z.B. in Frankreich könnte man ggf. einen Anreiz dafür schaffen, Dächer voll auszunutzen.

Der Punkt ist im Rahmen der Diskussion der Szenariowelten bereits ausführlich beschrieben worden. Auch wird in der hier genauer betrachteten Szenariowelt 3c davon ausgegangen, dass Vor-Ort-Verbrauch nicht attraktiv ist. Deswegen wird hier auf eine ausführliche Diskussion verzichtet.

Regelungsbedarf:

- Mindestgröße der Anlagen
- Festlegung des Gesamtvolumens (Erhöhung)
- Festlegung der absoluten Vor-Ort-Verbrauchsbegrenzung in kWh/a
- Be- und Verrechnung bei anteiligem (nicht vergüteten) Vor-Ort-Verbrauch
- Ausgestaltung des Nachweises der Einhaltung der Begrenzung
- Sanktionierung bei Überschreitung der Begrenzung

9.5 Anpassung der operativen Abwicklung der Ausschreibung: Online-Abwicklung

Ausschreibungen werden online abgewickelt. Die Vollständigkeitsprüfung der Unterlagen sowie die Zuschlagserteilung werden automatisiert. Das Ziel ist hierbei bei einer stark erhöhten und heterogenen Bieterzahl, den Aufwand für Bieter und ausschreibende Stelle zu begrenzen.

Weltweit nimmt die Zahl der Onlinesysteme zur Abwicklung von Ausschreibungen zu. Griechenland hat beispielsweise ein privates Unternehmen beauftragt, ein entsprechendes System für große PV-Freiflächenanlagen aufzusetzen, um den administrativen Aufwand an die Stellenkürzungen im öffentlichen Dienst anzupassen. Bewerbungen zum SDE+ in den Niederlanden gehen ebenfalls online ein. Durch das im niederländischen System verankerte „Windhundprinzip“ erhöht eine sofortige Anmeldung die Gewinnchancen. Bei einigen Runden fielen die Server aufgrund von erhöhtem Datenaufkommen aus. In Frankreich konnte der Prüfbedarf für die ausschreibende Stelle durch ein mehrstufiges Online-System um 70% reduziert werden.

Regelungsbedarf:

- Mindestgröße der Anlagen
- Anpassung der Teilnahmebedingungen für kleine Anlagen
- Festlegung des Gesamtvolumens (Erhöhung)
- Standardisierung der einzureichenden Nachweise der Teilnahmebedingungen
- Entwicklung der Online-Plattform zur Unterlageneinreichung
- Entwicklung der Online-Prüfung und Reihung
- Bereitstellung von Serverkapazität
- Entwicklung des Algorithmus zur Zuschlagserteilung
- ggf. Veranstaltung von Einführungsseminaren & ggf. Simulationen

10 Annex 4 – Exkurs zu möglichen Netzbaumaßnahmen

Exkurs zu den möglichen Netzausbaumaßnahmen, die durch den Zubau von PV-Kleinanlagen ausgelöst werden können, und Einschätzung zur Größenordnung der damit verbundenen Kosten nach Netzebene:

- Netzausbaubedarf in den Netzebenen NE 6 und NE 7
 - Strombedingter Netzausbau dürfte in der NE 7 eher selten auftreten, da bei der Auslegung der Leitungsquerschnitte eine hohe Gleichzeitigkeit der individuellen Höchstlasten der angeschlossenen Verbraucher angenommen wird. Nur bei sehr hoher Durchdringung mit PV-Anlagen, die zudem im Vergleich zur Höchstlast „überdimensioniert“ sind, könnte ein strombedingter Ausbau der Leitungen in dieser Netzebene erforderlich werden.
 - Für die NE 6 wird in der Regel eine geringere Gleichzeitigkeit der Last angenommen, während die Gleichzeitigkeit der PV-Einspeisung aber hoch ist. Hier ist ab einer Durchdringung von etwa 50 % (Anteil der Netzanschlüsse mit PV-Anlagen) PV-bedingter Ausbaubedarf vorstellbar. Fraglich ist aber, ob diese Durchdringung tatsächlich häufig erreicht wird. In ländlichen Gebieten ist zwar eine hohe Durchdringung denkbar. Dort ist aber die NE 6 (Ortsnetztrafo) häufig aufgrund von Standardbetriebsmittelgrößen „überdimensioniert“.
 - Relevant dürfte hingegen insbesondere ein spannungsbedingter Ausbaubedarf in der Netzebene 6 sein, der bereits auftreten kann, sobald es in einem Niederspannungsnetz zu einem Zeitpunkt überhaupt zu einer Rückspeisung kommt. Spannungsbedingte Probleme dürften insbesondere in ländlichen Netzen oder Wohnsiedlungen mit Einfamilienhäusern / Reihenhaussiedlung auftreten. Die technische Lösung dürfte häufig im Einbau eines regelbaren Ortsnetztrafos bestehen (Tausch / Ersatz). Grobe Kostenschätzung: Die Mehrkosten eines regelbaren gegenüber einem konventionellen Ortsnetztrafos liegen heute bei etwa 10 kEUR, wobei perspektivisch durch die zunehmende Verbreitung mit sinkenden Preisen für regelbare Ortsnetztrafos zu rechnen ist. Der ersetzte, konventionelle Trafo wird häufig an anderer Stelle wieder eingesetzt.
- Mittelspannung
 - Die lastbezogene Dimensionierung nimmt für die NE 5 und erst recht die NE 4 (Umspannung Hoch-/Mittelspannung) eine im Vergleich zur Niederspannung

deutlich geringere Gleichzeitigkeit der Last an, während die PV-Erzeugung eine hohe Gleichzeitigkeit aufweist. Außerdem tragen andere in NE 5 und 4 angeschlossene Erzeuger (z. B. Biomasseanlagen) zur Rückspeisung bei.

- Ein strombedingter Ausbaubedarf der NE 5, der durch PV-Anlagen ausgelöst wird, ist nicht grundsätzlich unwahrscheinlich. Allerdings ist davon auszugehen, dass neben PV-Anlagen auch andere Erzeugungsanlagen zur Rückspeisung beitragen, da eher unwahrscheinlich ist, dass eine so hohe Durchdringung mit PV-Anlagen erreicht wird, dass diese alleine die Kapazitätsgrenzen in einem Mittelspannungsnetz erreichen. Die Kosten für die Kapazitätserweiterung in der Leitungsebene NE 5 liegen bei ~120 kEUR/km-Kabel bei typischen Leitungslängen zwischen 4-7km (städtisch) und 10-20km (ländlich). In der Regel dürfte es sich bei einem solchen Ausbau um eine einmalige Maßnahme handeln, da mit dem Ausbau (Verlegung eines zweiten Kabels), soviel Kapazität geschaffen wird, dass damit das gesamte EE-Potential im Einzugsbereich angeschlossen werden könnte.
- Noch relevanter dürfte aber ein strombedingter Ausbaubedarf in der Umspannebene NE4 sein, da größere andere Erzeugungsanlagen (z. B. Biomasseanlagen, einzelne Windanlagen) häufig in der NE4 angeschlossen sind. Nach unserer Erfahrung ist PV heute am häufigsten ursächlich für Ausbaubedarf in dieser Netzebene. Grobe Kostenabschätzung: Zusätzlicher Trafo mit Schaltwelt ca. 500 kEUR (~ 40 MVA); kommt es zur Errichtung eines neuen Umspannwerks, liegen die Kosten deutlich höher (~ 2,5 Millionen EUR).