

Abschlussbericht

Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz

Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie

März 2019

Erstellt durch:

Zentrum für Sonnenenergie- und
Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg
Meitnerstraße 1
70563 Stuttgart

Bosch & Partner GmbH
Lortzingstr. 1
30177 Hannover

Projektleitung:

Tobias Kelm
tobias.kelm@zsw-bw.de
0711 – 7870 250

Bearbeiter:

Tobias Kelm
Jochen Metzger
Henning Jachmann

Dr. Dieter Günnewig
Michael Püschel
Sven Schicketanz
Pascal Kinast
Miron Thylmann
Venus Nazerian

Inhaltsverzeichnis

1.	EINLEITUNG	1
2.	STAND DER MARKTEINFÜHRUNG / MARKTENTWICKLUNG	2
2.1.	Deutschland	2
2.1.1.	Marktentwicklung	2
2.1.2.	Gebäudepotenziale	4
2.2.	International	9
2.2.1.	Nachfrageseite	9
2.2.2.	Angebotsseite.....	11
3.	STEUERUNGS- BZW. ANREIZMÖGLICHKEITEN	15
3.1.	Allgemein	15
3.1.1.	Planungs- und genehmigungsrechtliche Anforderungen an PV-Anlagen.....	15
3.1.2.	Räumliche Steuerung von PV-Freiflächenanlagen.....	16
3.2.	EEG-spezifisch	17
3.2.1.	Atmender Deckel.....	18
3.2.2.	52 GW-Deckel.....	19
4.	ÖKONOMISCHE ASPEKTE	22
4.1.	Vermarktungsmöglichkeiten PV-Strom	22
4.1.1.	Direktvermarktung (Marktprämienmodell): Analyse der Absenkung der Grenze zur verpflichtenden Direktvermarktung auf 100 kW	23
4.1.2.	Selbstverbrauch und Eigenversorgung	30
4.2.	Entwicklung der Modulpreise	40
4.3.	Anlagenbezogene Kosten	40
4.3.1.	Definition von Referenzanlagen.....	40
4.3.2.	Systempreise	41
4.3.3.	Berücksichtigung von Batteriespeichern.....	42
4.3.4.	Finanzierungsstruktur und Zinsen	43
4.3.5.	Stromerträge und sonstige Eingangsparameter	43
4.4.	Gegenüberstellung von Stromgestehungskosten und Erlösen	44
4.4.1.	Vergleich von Stromgestehungskosten und Vergütungssätzen.....	45
4.4.2.	Wirtschaftlichkeit für unterschiedliche Anlagen- und Selbstverbrauchskonstellationen	46
4.4.3.	Bewertung der Wirtschaftlichkeit, Analyse von Hemmnissen und Zwischenfazit	48
4.5.	Einordnung des ungefördernten Anlagenbetriebs	51
4.6.	Ausschreibungen für PV-Anlagen	52
4.6.1.	Einleitung und Hintergrund	52
4.6.2.	Auswertung von Geboten und Zuschlägen	55
4.6.3.	Auswertung der Anlagenrealisierung.....	64
4.6.4.	Ergebnisse der Bieterbefragung.....	69

4.6.5.	Flächenkulisse, Größenrestriktionen und die Rolle von Dachanlagen vor dem Hintergrund erhöhter EE-Ausbauziele	78
4.6.6.	Weitere Aspekte im Ausschreibungskontext	80
4.6.7.	Zwischenfazit und Empfehlungen	81
5.	ÖKOLOGISCHE ASPEKTE	83
5.1.	Entwicklung der Flächeninanspruchnahme	83
5.1.1.	Solaranlagen im Freiland und auf baulichen Anlagen – rechtliche und tatsächliche Abgrenzung.....	83
5.1.2.	Flächenkategorien und Flächengröße – Auswertung der verfügbaren Daten.....	84
5.2.	Verfügbarkeit von Flächen (Potenziale)	87
5.2.1.	Übersicht zu vergütungsrelevanten Flächenkategorien und Bedingungen	87
5.2.2.	Konversionsflächen.....	88
5.2.3.	Seitenrandflächen von Autobahnen und Schienenwegen.....	96
5.2.4.	Flächen für Solaranlagen der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben	97
5.2.5.	Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten.....	98
5.2.6.	Sonstige bauliche Anlagen.....	114
5.2.7.	Ermittlung eines raumverträglichen Potenzials für PV-Freiflächenanlagen.....	115
5.3.	Auswirkungen auf Ökologie, Natur und Landschaft	118
5.3.1.	Übersicht zu Ergebnissen einschlägiger Forschungsvorhaben.....	118
5.3.2.	Potenzielle Konflikte von Solarparks auf landwirtschaftlichen Flächen in benachteiligten Gebieten	119
5.3.3.	Stofflich belastete Ackerflächen als Konversionsfläche	121
5.3.4.	Zusammenfassung relevanter Umweltauswirkungen.....	122
5.4.	Zwischenfazit	125
6.	ERSTE ÜBERLEGUNGEN ZUM ANLAGENBESTAND AB DEM JAHR 2020	127
6.1.	Quantifizierung der aus dem EEG ausscheidenden Anlagen	127
6.2.	Technische Lebensdauer und Restriktionen	127
6.3.	Planungs- und genehmigungsrechtliche Anforderungen für PV-Freiflächenanlagen	129
6.3.1.	Regelungen und Bestimmungen in Bebauungsplänen und Städtebaulichen Verträgen für den Rückbau der Anlage.....	129
6.3.2.	Überlegungen zu den planungs- und genehmigungsrechtlichen Erfordernissen und sonstigen Bedingungen für einen Weiterbetrieb	130
6.4.	Erste Abschätzung der Weiterbetriebskosten	130
6.5.	Zwischenfazit	134
7.	ZUSAMMENFASSUNG	135
8.	HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN	141
9.	LITERATURVERZEICHNIS	144

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Entwicklung der monatlichen PV-Neuinstallationen nach Leistungsklassen; *vorläufig (Eigene Auswertung basierend auf [4]).....	3
Abbildung 2: Entwicklung der EEG-Vergütung von PV-Anlagen seit 2004 (eigene Darstellung basierend auf EEG 2000 bis EEG 2017 und BNetzA)	4
Abbildung 3: Anteil verschiedener Länder / Regionen an der globalen PV Modulproduktion bis 2017 (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf [59])	13
Abbildung 4: Globale Produktionskapazität für PV-Module und globale Nachfrage zwischen 2009 und 2018, sowie rechnerische Auslastung (ohne Lagerbestände). *vorläufige Angaben (Quellen: Zubau siehe Tabelle 4, Produktionskapazität [58, 59])	13
Abbildung 5: Gegenüberstellung der zubauabhängigen Degressionsschritte nach EEG 2017 und EnSaG	18
Abbildung 6: Entwicklung der PV-Strommengen nach Vermarktungsform (*Schätzung) (Quelle: Eigene Auswertung basierend auf [1, 2]).....	23
Abbildung 7: Direktvermarktungsentgelte der Vermarkter Next Kraftwerke, Mark-E und EnBW in Abhängigkeit der Anlagengröße. Stand: Dezember 2018 (eigene Auswertung basierend auf [77], [78] und [79]).....	28
Abbildung 8: Geförderter Selbstverbrauch nach Leistungsklassen und Betriebsjahren. (Quelle: Eigene Auswertung basierend auf EEG-Bewegungsdaten).....	32
Abbildung 9: Ungeförderter Selbstverbrauch nach Leistungsklassen und Betriebsjahren (*enthält u.a. Schätzwerte, ** Schätzung) (Quelle: Eigene Auswertung basierend auf EEG-Bewegungsdaten).....	33
Abbildung 10: Umlagepflichtiger Selbstverbrauch nach Leistungsklassen und Betriebsjahren (* Inbetriebnahme vor dem 01.09.2015 bzw. ab dem 01.01.2017 (< 750 kW)) (Quelle: Eigene Auswertung basierend auf EEG-Bewegungsdaten)	33
Abbildung 11: PV-Selbstverbrauch gesamt nach Leistungsklassen und Betriebsjahren. (* Angaben basieren z.T. auf Schätzwerten) (Quelle: Eigene Auswertung basierend auf EEG-Bewegungsdaten)	34
Abbildung 12: Selbstverbrauch nach Kategorie und Betriebsjahren (*vorläufig, **Schätzung) (Quelle: Eigene Auswertung basierend auf EEG-Bewegungsdaten)	35
Abbildung 13: Anlagenleistung mit Volleinspeisung bzw. Selbstverbrauch (Dachanlagen) nach Inbetriebnahmejahren im Betriebsjahr 2017 (Quelle:	

Eigene Auswertung basierend auf EEG- Stamm- und Bewegungsdaten). *enthält Schätzwerte für Anlagen < 10 kW.....	37
Abbildung 14: Verteilung der Anlagenleistung über den durchschnittlichen Selbstverbrauchsanteil nach EEG-Regelung zum Selbstverbrauch und Größenklasse (Dachanlagen, Betriebsjahr 2016, ohne Volleinspeiseanlagen) (Quelle: Eigene Auswertung basierend auf EEG- Bewegungsdaten)	39
Abbildung 15: Entwicklung der Spotmarktpreise auf dem EU-Markt für kristalline Module unterschiedlicher Herkunft ab Januar 2011 [84]	40
Abbildung 16: Zusammensetzung der mittleren Systempreise für die Referenzanlagen (Stand März 2019) Datenquellen: BSW/EuPD, pvXchange, Branchenangaben, eigene Annahmen.....	41
Abbildung 17: Gegenüberstellung der Bandbreite der Stromgestehungskosten mit den jeweiligen Vergütungssätzen bzw. anzulegenden Werten für die betrachteten Referenzanlagen (Vergütungssätze für April 2019).....	45
Abbildung 18: Entwicklung von Spannweite der Gebote und gewichtetem Zuschlagspreis der Ausschreibungsrunden bis Februar 2019	56
Abbildung 19: Überzeichnung der Ausschreibungsrunden bis Februar 2019.....	56
Abbildung 20: Entwicklung der mittleren Anlagengröße der Gebote und Zuschläge in den Ausschreibungsrunden bis Februar 2019	57
Abbildung 21: Verteilung der bisherigen Zuschläge (Ausschreibungsrunden 1 bis 12) auf gerundete Anlagengrößen nach Anzahl und Leistung, unterteilt nach Flächentypen.....	58
Abbildung 22: Verteilung der Zuschläge in den Ausschreibungsrunden 1 bis 12 auf Bundesländer und Flächentypen.....	59
Abbildung 23: Anzahl der Zuschläge in Ausschreibungsrunden 1 bis 12 nach Rechtsform.	61
Abbildung 24: Gewichteter Durchschnitt von Gebots- und Zuschlagshöhen der bisherigen Ausschreibungsrunden nach Planungsstatus (*Uniform Pricing)	62
Abbildung 25: Leistungsanteil der Anlagen in einzelnen Planungsstadien an den Zuschlägen in den bisherigen Ausschreibungsrunden (*Uniform Pricing)	63
Abbildung 26: Gewichteter Durchschnitt von Gebots- und Zuschlagshöhen der bisherigen Ausschreibungsrunden nach Flächentyp (*Uniform Pricing)	63
Abbildung 27: Leistungsanteil der verschiedenen Flächentypen an den Zuschlägen der bisherigen Ausschreibungsrunden.....	64

Abbildung 28: Realisierte und verbleibende Anlagen der bisherigen Ausschreibungsrunden (Stand 31.12.2018) (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Ausschreibungsdaten der BNetzA).....	65
Abbildung 29: Anteil der Zuschläge (nach Anzahl) bei denen die Förderberechtigung nach Ablauf der Frist von 18 Monaten beantragt wurde	66
Abbildung 30: Zeitlicher Verlauf der Anlagenrealisierung der Ausschreibungen nach FFAV (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Ausschreibungsdaten der BNetzA).....	67
Abbildung 31: Anteil der Zuschlagsleistung, die auf anderen Flächen realisiert wurde.....	67
Abbildung 32: Vergleich von Flächenkategorie und Anlagengröße zwischen den Zuschlägen und den realisierten Anlagen der FFAV-Auktionen.....	68
Abbildung 33: Vergleich der Zuschläge der FFAV-Ausschreibungsrunden und der realisierten Anlagen nach Bundesländern und Flächenkategorie	69
Abbildung 34: Verteilung der Gebote und Befragten auf Bieterklassen (nach Anzahl und Leistung der Gebote).....	70
Abbildung 35: Verteilung der Zuschläge und Befragten auf Bieterklassen (nach Anzahl und Leistung der Zuschläge)	71
Abbildung 36: Bewertung der finanziellen Sicherheiten nach Gebotsvolumen in den Ausschreibungen (Befragungszeitraum 12/2017 bis 01/2018)	72
Abbildung 37: Einschätzung der Befragten zu Einflussfaktoren auf eine hohe Realisierungsquote (Befragungszeitraum 12/2017 bis 01/2018).....	74
Abbildung 38: Einschätzung der Realisierungsrate aller bezuschlagten Projekte in Abhängigkeit des Zuschlagsniveaus der Befragten mit und ohne Zuschlag (Befragungszeitraum 12/2017 bis 01/2018).....	75
Abbildung 39: Bewertung der Projektentwicklung auf unterschiedlichen Flächenarten Befragungszeitraum 12/2017 bis 01/2018).....	77
Abbildung 40: Durchschnittlicher Eigenkapitalanteil der Befragten bei Projekten im Ausschreibungssystem (Befragungszeitraum 12/2017 bis 01/2018)	78
Abbildung 41: Freiflächenzubau nach Flächenkategorien in MW pro Jahr; Anlagenbestand Ende 2018 als Kreisdiagramm (eigene Erhebungen und BNetzA, alle Angaben sind vorläufig).....	85
Abbildung 42: Entwicklung der spezifischen Flächeninanspruchnahme von Freiflächenanlagen nach Inbetriebnahmejahren (eigene Erhebungen und BNetzA).....	86

Abbildung 43: Freiflächenzubau nach Flächenkategorien in Hektar und Jahren; Anlagenbestand Ende 2018 als Kreisdiagramm (eigene Erhebungen und BNetzA).....	87
Abbildung 44: Naturschutzrelevante Militärfächen in Deutschland [113].....	92
Abbildung 45: Deponiestandorten in der Stilllegungs- oder Nachsorgephase in NRW vor dem Hintergrund der Einstrahlungsverhältnisse (Quelle: [116])	95
Abbildung 46: Benachteiligte Gebiete in Baden-Württemberg – Neue Kulisse 2018 und alte Kulisse, Stand November 2017 [139].....	103
Abbildung 47: Darstellung der Gebietskulisse der benachteiligten Gebiete im Energie- Atlas Bayern. Die benachteiligten Gebiete sind rot eingefärbt [140].....	106
Abbildung 48: Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten von Baden- Württemberg und Bayern (eigene Darstellung).....	107
Abbildung 49: Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten von Baden- Württemberg und Bayern nach Abzug von Schutzkategorien und Grünland in Berggebieten (eigene Darstellung)	108
Abbildung 50: Darstellung der Gebietskulisse der Potenzialflächen für Photovoltaikanlagen auf Agrarflächen im Saarland [135].....	111
Abbildung 51: Darstellung der Gebietskulisse der benachteiligten Gebiete im Saarland. Die benachteiligten Gebiete sind gelb eingefärbt [143].....	111
Abbildung 52: Darstellung der Gebietskulisse der benachteiligten Gebiete in Rheinland- Pfalz [144]	112
Abbildung 53: Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten von Baden- Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz und dem Saarland nach Abzug von Schutzkategorien und Grünland in Berggebieten (eigene Darstellung).....	114
Abbildung 54: Schaubild zur Begrifflichkeit von Potenzialen (eigene Darstellung).....	116
Abbildung 55: Prognose der Mengenströme im Lebenszyklus der PV-Industrie [160].....	125
Abbildung 56: Prognose des End-of-life Altmodulabfalls in Deutschland bis 2050 [160]	125
Abbildung 57: Leistung und Anzahl von PV-Anlagen nach Inbetriebnahmejahr	127
Abbildung 58: Abschätzung der Weiterbetriebskosten für PV-Anlagen nach 2020; ohne etwaige Vermarktungskosten (Angaben nominal und ohne MwSt.) * Großanlage nachrichtlich.	132

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Entwicklung des PV-Zubaus und PV-Anlagenbestands sowie der PV-Stromerzeugung in Deutschland (Stand Februar 2019)	2
Tabelle 2:	Vergleich der PV-Potenziale auf Dachflächen nach Kaltschmitt [6], Quaschnig [7], IWES [8], FfE [9], BMVI [10] und Fath [11]	6
Tabelle 3:	Vergleich der PV-Potenziale an Fassaden nach Kaltschmitt [6], Quaschnig [7] und Fath [11].....	8
Tabelle 4:	Jährlicher PV-Zubau ab 2008 für wichtige Märkte (Stand Februar 2019).....	9
Tabelle 5:	Jährlicher PV-Zubau in Europa ab 2008 (Stand Februar 2019).....	10
Tabelle 6:	Leistung der Anlagen zwischen 100 kW und 500 kW mit Ausfallvermarktung im jeweiligen Betriebsjahr. (Eigene Darstellung basierend auf [74])	26
Tabelle 7:	Leistung der Anlagen zwischen 100 kW und 500 kW, die die Ausfallvermarktung im jeweiligen Betriebsjahr länger als 6 Monate genutzt haben. (Eigene Darstellung basierend auf [74])	26
Tabelle 8:	Leistung der Anlagen zwischen 100 kW und 500 kW, die die Ausfallvermarktung länger als drei Monate am Stück genutzt haben. (Eigene Darstellung basierend auf [74]).....	27
Tabelle 9:	Anteil der Anlagenleistung mit Selbstverbrauch nach Leistungsklassen und Selbstverbrauchs-kategorie (Dachanlagen, Betriebsjahr 2017). * Ohne / mit Zuschätzung von Anlagen, bei denen die Kriterien des Marktintegrationsmodells nicht erfüllt sind.....	36
Tabelle 10:	Durchschnittlicher Selbstverbrauchsanteil je Anlage nach Leistungsklassen und Selbstverbrauchs-kategorie (Dachanlagen, Betriebsjahr 2017).....	37
Tabelle 11:	Mittlere Systempreise in €/kW (netto, gerundet auf 10 €/kW), Stand März 2019.....	42
Tabelle 12:	Annahmen zu Eigen- und Fremdkapitalanteilen sowie Zinssätzen für die Referenzanlagen (Stand Frühjahr 2019).....	43
Tabelle 13:	Angesetzte Stromerträge im ersten Betriebsjahr.....	44
Tabelle 14:	Angesetzte Direktvermarktungskosten für die Referenzanlagen.....	44
Tabelle 15:	Gegenüberstellung der Bandbreite der Stromgestehungskosten mit den jeweiligen Vergütungssätzen bzw. anzulegenden Werten für die betrachteten Referenzanlagen (Vergütungssätze für April 2019).	45

Tabelle 16:	Angesetzte Strompreis- bzw. EEG-Umlagepfade (Angaben nominal und ohne MwSt.).....	46
Tabelle 17:	Interne Verzinsung (vor Steuern) der 5 kW-Referenzanlage im Haushaltssektor für verschiedene Selbstverbrauchsanteile (Stand: Vergütungssätze für April 2019)	47
Tabelle 18:	Interne Verzinsung (vor Steuern) der 30 kW- und 100 kW-Referenzanlage im Gewerbe für verschiedene Selbstverbrauchsanteile (Stand: Vergütungssätze für April 2019)	48
Tabelle 19:	Interne Verzinsung (vor Steuern) der 250 kW- und 500 kW-Referenzanlage in der Industrie und einer 750 kW-Freiflächenanlage für verschiedene Selbstverbrauchsanteile (Stand: Vergütungssätze für April 2019).....	48
Tabelle 20:	In den EEG-Bewegungsdaten erfasste Anlagen mit 100 % Selbstverbrauch im Betriebsjahr 2017 ohne Anlagen mit gefördertem Selbstverbrauch	51
Tabelle 21:	Gegenüberstellung der wesentlichen Änderungen im Ausschreibungsverfahren für PV-Anlagen beim Übergang von der FFAV auf das EEG 2017 (Liste nicht abschließend).....	54
Tabelle 22:	Im EEG vorgesehene Ausschreibungsmengen mit Relevanz für PV.....	55
Tabelle 23:	Anzahl und Leistung der Zuschläge sowie der zugelassenen Gebote nach Bundesland (Ausschreibungsrunden 1-12).....	60
Tabelle 24:	Realisierung von Anlagen aus den bisherigen Ausschreibungsrunden (Stand 31.12.2018).....	65
Tabelle 25:	Statistische Übersicht zur Ausschreibungsteilnahme der Befragten (n = 28).....	70
Tabelle 26:	Statistische Übersicht der Zuschläge der Befragten (Anzahl: n = 15, Leistung: n = 14).....	71
Tabelle 27:	Größenordnungen von Abgrabungen und Tagebauflächen aus verschiedenen räumlichen Datensätzen im zeitlichen Vergleich	90
Tabelle 28:	Ergebnisse der Potenzialprognose in Baden-Württemberg (LUBW).....	93
Tabelle 29:	Gesamtpotenzial auf „Freiflächen“ gemäß Energieatlas NRW im Bundesland Nordrhein-Westfalen.....	94
Tabelle 30:	Übersicht über den Stand der Landesverordnungen zu PV-Freiflächenanlagen	101

Tabelle 31:	Theoretisches Flächenpotenzial auf Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten in Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland (eigene Berechnung).....	113
Tabelle 32:	Raumverträgliche Flächenpotenziale in Hektar für mehrere Varianten unterschieden nach Flächenkategorien [105].....	117
Tabelle 33:	Ackerbauliches Ertragspotenzial der benachteiligten Gebiete in Bayern und Baden-Württemberg (eigene Berechnungen).....	121
Tabelle 34:	Überblick über die zu erwartende Lebensdauer wesentlicher Komponenten einer PV-Anlage.....	128
Tabelle 35:	Annahmen zur Quantifizierung der Weiterbetriebskosten nach 2020 (Angaben nominal und ohne MwSt.).....	131
Tabelle 36:	Zusammensetzung der ermittelten Spannweite der Weiterbetriebskosten für PV-Anlagen nach 2020; ohne etwaige Vermarktungskosten (Angaben nominal und ohne MwSt.).....	132

1. Einleitung

Mit dem vorliegenden Bericht wird für die Sparte der Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie (im Folgenden: Photovoltaik) die Entwicklung der vergangenen Jahre dargelegt und analysiert. Im Rahmen der wissenschaftlichen Arbeiten zur Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts liegt der Schwerpunkt auf der Entwicklung konkreter Handlungsempfehlungen zur inkrementellen Weiterentwicklung des bestehenden Förderinstruments. Parallel dazu laufen Vorhaben, die sich mit grundsätzlicheren Weiterentwicklungsstrategien auseinandersetzen. Zu nennen sind in diesem Zusammenhang beispielsweise das Vorhaben „Zukünftige Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland“ oder das Vorhaben „Evaluierung der Ausschreibungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017, dem Windenergie-auf-See-Gesetz und zugehöriger Ausschreibungsverordnungen (Ausschreibungsevaluierung)“, in dessen Rahmen auch Vorschläge zur Weiterentwicklung der Ausschreibungen erarbeitet werden.

Zunächst wird in einem kurzen Überblick die Marktentwicklung in Deutschland analysiert. Aufgrund der hohen Bedeutung der globalen Nachfrage und des Angebots wird weiterhin der internationale PV-Markt näher betrachtet (Kapitel 2). Anschließend erfolgt eine Analyse relevanter Steuerungs- und Anreizmöglichkeiten außerhalb sowie innerhalb des EEG (Kapitel 2.2). Im darauf folgenden zentralen Kapitel zu den ökonomischen Aspekten (Kapitel 4) werden unterschiedliche Themen beleuchtet. Zunächst wird analysiert, wie sich die Absenkung der Grenze zur verpflichtenden Direktvermarktung ausgewirkt hat, gefolgt von einer Detailauswertung zur Eigennutzung von PV-Strom. Weiterhin wird die Wirtschaftlichkeit von Neuanlagen unter Berücksichtigung von Eigenversorgung ermittelt und bewertet. Für das Anlagensegment, dessen anzulegende Werte in einem wettbewerblichen Verfahren mittels Ausschreibungen bestimmt werden, erfolgt eine ausführliche Auswertung von Geboten, Zuschlägen und realisierten Anlagen.

Weiterhin werden ökologische Aspekte bei der Nutzung von PV-Freiflächenanlagen untersucht (Kapitel 5). Dabei wird zunächst die Flächeninanspruchnahme von PV-Freiflächenanlagen fortgeschrieben. Anschließend erfolgen detaillierte Betrachtungen zur Verfügbarkeit von Flächen. Zusätzlich werden diverse Aspekte zu den Auswirkungen auf Ökologie, Natur und Landschaft beleuchtet.

Mit Blick auf das Ende der zwanzigjährigen Vergütungsdauer für Bestandsanlagen werden erste Überlegungen zum Anlagenbestand nach 2020 angestellt (Kapitel 6).

Die dargelegten Ergebnisse werden abschließend in den Kapiteln Zusammenfassung bzw. Handlungsempfehlungen gebündelt dargestellt (Kapitel 7 und 8).

2. Stand der Markteinführung / Marktentwicklung

2.1. Deutschland

2.1.1. Marktentwicklung

Nachdem der Anlagenzubau seit dem Jahr 2011 kontinuierlich zurückgegangen ist und im Jahr 2015 nur noch bei etwas über 1 GW lag, ist seit 2016 wieder ein kontinuierlich steigender Zubau zu verzeichnen. Nach 1,5 GW im Jahr 2016 wurden im Jahr 2017 rund 1,7 GW neue PV-Anlagen installiert. Mit rund 2,9 GW wurde im Jahr 2018 erstmals seit 2013 der EEG-Zielzubau von 2,5 GW p.a. übertroffen. Der Anlagenbestand zum Jahresende 2018 liegt damit bei gut 45 GW (Tabelle 1). Die PV-Stromerzeugung im Jahr 2018 stellt mit voraussichtlich 44,8 TWh einen neuen Höchstwert dar. Dieser geht einerseits auf das außergewöhnlich gute Strahlungsjahr 2018 zurück, andererseits auf den fortgesetzten und im Jahresverlauf gestiegenen Zubau.

Auch im Bereich der Freiflächenanlagen war mit rund 770 MW ein höherer Zubau als im Vorjahr zu verzeichnen, wengleich die Steigerungsrate gegenüber dem Dachanlagenzubau geringer ausfällt. Die im Freiflächensegment installierte Leistung ist größtenteils den Anlagen im Ausschreibungssystem zuzurechnen (rd. 580 MW), mit gut 180 MW hat sich jedoch (laut Anlagenregister) auch die Leistung von Freiflächenanlagen außerhalb der Ausschreibungen gegenüber 2017 verdreifacht. Die entsprechende Leistung wird nachgelagert von den Ausschreibungsvolumina abgezogen (vgl. dazu auch Abschnitt 4.6.6).

Tabelle 1: Entwicklung des PV-Zubaus und PV-Anlagenbestands sowie der PV-Stromerzeugung¹ in Deutschland (Stand Februar 2019)²

	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017*	2018*
Zubau [MW]	847	1.259	1.983	4.438	7.597	7.982	6.840	3.130	1.748	1.404	1.481	1.700	2.900
davon Freiflächen	62	174	218	777	1.606	2.402	3.036	1.180	601	644	565	490	770
Anteil FFA am Zubau [%]	7,3	13,8	11,0	17,5	21,1	30,1	44,4	37,7	34,4	45,9	38,2	28,8	40,5
Bestand [MW]	2.864	4.124	6.107	10.545	18.142	26.124	32.964	36.094	37.842	39.246	40.727	42.427	45.327
davon Freiflächen	155	329	547	1.324	2.930	5.332	8.368	9.548	10.149	10.793	11.358	11.848	12.618
Anteil FFA am Bestand [%]	5,4	8,0	9,0	12,6	16,1	20,4	25,4	26,5	26,8	27,5	27,9	27,9	27,8
Stromerzeugung [TWh/a]	2,2	3,1	4,4	6,6	11,7	19,6	26,2	30,0	34,7	37,3	36,8	38,0	44,8
Anteil am Bruttostromverbrauch [%]	0,36	0,49	0,71	1,13	1,90	3,23	4,32	4,96	5,87	6,26	6,17	6,35	7,48

Quellen: [1–3], eigene Auswertungen der EEG Stamm- und Bewegungsdaten
* 2017/2018 vorläufig.

Bei der genaueren Betrachtung des jüngeren Anlagenzubaus nach Monaten und Leistungsklassen (Abbildung 1) fällt ein deutlich erhöhter Zubau ab 2017 und insbesondere im Jahr 2018 bei Anlagen

¹ Gegenüber der von der AGEE-Stat ausgewiesenen PV-Gesamterzeugung ergeben sich geringere Strommengen, die aus der Differenz zwischen der vorliegenden Auswertung des PV-Selbstverbrauchs (vgl. Kapitel 4.1.1) und der Selbstverbrauchsschätzung der AGEE-Stat resultieren.

² Durch Änderungen der EEG-Stamm- und Bewegungsdaten können sich Abweichungen zu Auswertungen vorangegangener Berichte ergeben.

zwischen 200 und 750 kW auf. Neben dem bereits erwähnten Aufwuchs der ausschreibungsfreien Freiflächenanlagen bis 750 kW ist die darüber hinausgehende Leistung folglich dem Wachstum bei den Dachanlagen zuzurechnen. Deutlich erkennbar ist, dass im Januar 2019 der Zubau aller Anlagen bis 750 kW sehr stark angestiegen ist. Dies ist auf die ab 01.02.2019 stufenweise in Kraft getretene Absenkung der Vergütungssätze in der Leistungsstufe oberhalb von 40 kW zurückzuführen.

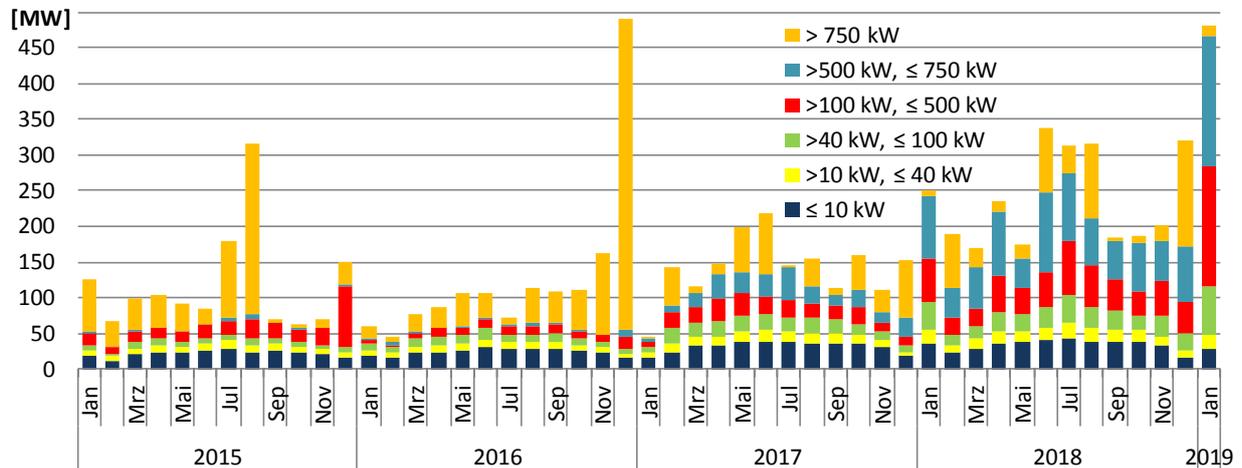


Abbildung 1: Entwicklung der monatlichen PV-Neuinstallationen nach Leistungsklassen; *vorläufig (Eigene Auswertung basierend auf [4])

Der Zubau von PV-Mieterstromprojekten im Rahmen der EEG-Mieterstromförderung liegt weiterhin weit von der gesetzlichen Obergrenze von 500 MW/a entfernt. Die Zubaugeschwindigkeit hat sich jedoch erhöht. Nach einem Zubau von 88 Mieterstromprojekten mit knapp 2,2 MW (0,36 MW/mon) im Jahr 2017 (Juli bis Dezember), wurden im Jahr 2018 zum Datenstand 31.01.2019 insgesamt 314 Projekte mit einer Leistung von rund 6,6 MW (0,55 MW/mon) installiert [5]. Bezogen auf die Gesamtleistung der in den entsprechenden Monaten ab Juli 2017 bis Ende 2018 in Betrieb genommenen PV-Anlagen entspricht dies einem Anteil von 0,24 %. In Relation zum Marktsegment bis einschließlich 100 kW (Fördergrenze für Mieterstromprojekte) beträgt der Anteil 0,7 %. Auch außerhalb der EEG-Mieterstromförderung wurden Marktberichten zufolge Mieterstromanlagen errichtet. Mangels entsprechender Codierung in den EEG-Bewegungsdaten kann dieser Teil des Marktes derzeit jedoch nicht quantifiziert werden.

Parallel zum steigenden Anlagenbestand ist die Höhe der EEG-Vergütung von PV-Anlagen seit dem Jahr 2005 deutlich gesunken (Abbildung 2). Lag diese im Jahr 2005 noch zwischen 54,53 ct/kWh und 43,42 ct/kWh, sinken die Vergütungssätze bzw. anzulegenden Werte der Anlagen bis 750 kW, deren Vergütungshöhe gesetzlich festgelegt wird, bis April 2019 auf 11,11 ct/kWh bzw. 8,08 ct/kWh. Für Anlagen über 750 kW wird die Vergütungshöhe seit April 2015 in Ausschreibungen ermittelt. Dabei ist der mittlere Zuschlagswert seit der ersten Ausschreibung im April 2015 von 9,17 ct/kWh auf 4,33 ct/kWh im Februar 2018 zurückgegangen und lag zuletzt im Februar 2019 bei 4,80 ct/kWh. Die Frist zur Errichtung dieser Anlagen beträgt 18 Monate. Wird eine ausgeschriebene Anlage nach mehr als 18 Monaten fertig gestellt, wird der Zuschlagswert um 0,3 ct/kWh vermindert. Nach 24 Monaten verfallen die Zuschläge.

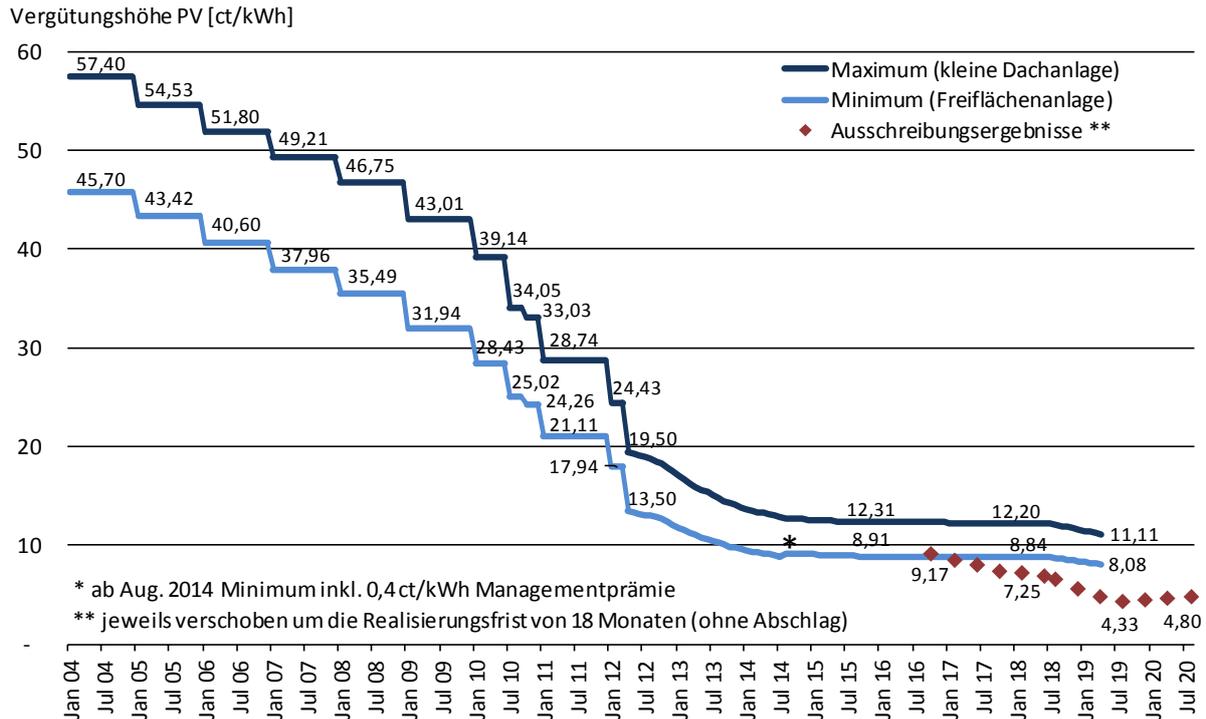


Abbildung 2: Entwicklung der EEG-Vergütung von PV-Anlagen seit 2004 (eigene Darstellung basierend auf EEG 2000 bis EEG 2017 und BNetzA)

2.1.2. Gebäudepotenziale

Der weitere Ausbau der Photovoltaik ist mit der Nutzung von Flächen verbunden. Neben der Nutzung von Freiflächen, deren Potenziale im Detail in Kapitel 5.2 analysiert werden, existieren an und auf Gebäuden weiterhin große ungenutzte Flächenpotenziale. Diese werden nachfolgend getrennt nach Dach- und Fassadenpotenzialen untersucht.

Dachflächenpotenziale

Zur Abschätzung des PV-Dachflächenpotenzials wurde eine Meta-Analyse durchgeführt, die die wesentlichen Potenzial-Studien aufgreift. Eingegangen wird im Folgenden auf Kaltschmitt [6], Quaschnig [7], IWES [8], FfE [9], BMVI [10] sowie Fath [11]. Darüber hinaus betrachtet wurden DLR [12], Enquete-Kommission [13], FfE [14], TUM [15], Wouters [16].

Kaltschmitt [6] schätzt den Bestand an Dachflächen für das Jahr 2010 auf Basis des vom Statistischen Bundesamt erfassten Bestands an Wohngebäuden und Nichtwohngebäuden. Hierbei werden für Wohngebäude Dachflächen von 3.037 km² (Flachdach: 222 km², Schrägdach: 2.915 km²), für Nichtwohngebäude von 1.038 km² (Flachdach: 635 km², Schrägdach: 403 km²) angegeben. Unter Berücksichtigung von bautechnischen Einschränkungen (z.B. durch Dachaufbauten) und der solar-technischen Eignung (z.B. Ausrichtung, Verschattung) ergeben sich potenziell für PV nutzbare Flächen von 742 km² (Flachdach: 193 km², Schrägdach: 549 km²). Nicht eingerechnet ist hierbei die Konkurrenz durch solarthermische Anwendungen, so dass die angegebene Fläche real zusätzlich vermindert wird. Unter der Annahme von Wirkungsgraden für amorphe (ca. 7,25 %) und monokristalline (ca. 16 %) Solarmodule ergibt sich eine potenziell installierbare Leistung zwischen 52 und 119 GW.

Quaschnig [7] nimmt für seine Schätzung den Dachflächenbestand für das Jahr 1991 aus einer früheren Version von Kaltschmitt [6] aus dem Jahr 1993 als Basis und rechnet diesen anhand der Zunahme des Gebäudebestands auf das Jahr 1994 hoch. Dadurch ergeben sich auf Wohngebäuden Dachflächen von 2.345 km² (Flachdach: 164 km², Schrägdach: 2.181 km²), auf Nichtwohngebäuden 2.000 km² (Flachdach: 1.200 km², 800 km²). Es wird davon ausgegangen, dass ca. 40 % aller Dachflächen aufgrund baulicher Restriktionen, zu starker Verschattung und Dachaufbauten für eine Nutzung durch Solarenergie nicht geeignet sind. Bei Flachdächern wird wegen der notwendigen Aufständigung der Module und des daraus folgenden, notwendigen Abstands zwischen den Modulreihen von einem Flächennutzungsgrad von 50 % ausgegangen. Bei Schrägdächern werden nur Dächer berücksichtigt, deren Dachneigung kleiner 60° und deren Azimutwinkel kleiner 90° ist, sodass die Gesamtverluste der Einstrahlung unter 25 % bleiben. In Summe ergibt sich daraus eine Eignung von 30 % aller Dachflächen für die Nutzung durch Solarenergie, was einer Fläche von 1.304 km² (Wohngebäude: 703,5 km², Nichtwohngebäude: 600 km²) entspricht. Von diesem Dachflächenpotenzial werden 440 km² für die Nutzung durch Solarthermie vorgesehen, sodass für Photovoltaik 864 km² verbleiben. Unter der Annahme von Modulwirkungsgraden zwischen 14 % und 20 % wird das Potenzial der installierbaren Leistung zwischen 121 und 173 GW angegeben. Lässt man die Nutzung durch Solarthermie unberücksichtigt ergibt sich ein Potenzial von 182 - 261 GW.

IWES [8] aktualisiert die Zahlen von Quaschnig (2000) und der früheren Version von Kaltschmitt [6] aus dem Jahr 1993 und rechnet diese anhand des durch die amtliche Statistik erfassten Gesamtgebäudebestands auf das Jahr 2009 hoch. Für Kaltschmitt wird dabei ein Skalierungsfaktor von 1,206 angegeben, mit einem resultierenden Flächenpotenzial von 965 km²; für Quaschnig ein Skalierungsfaktor von 1,1632 und ein entsprechendes Flächenpotenzial von 1.516 km². Neben der Hochrechnung der genannten Potenziale wird anhand der betrachteten Studien eine eigene Einschätzung vorgenommen. Demnach beträgt das Dachflächenpotenzial 1.200 km² sowie die installierbare Leistung zwischen 96 und 240 GW, je nach angenommenem Wirkungsgrad (8 – 20 %).

FfE [9] unterscheidet in seiner Schätzung, die zur Potenzialermittlung im Netzentwicklungsplan der Übertragungsnetzbetreiber dient, nach Wohngebäuden, gewerblichen Gebäuden und landwirtschaftlichen Gebäuden. Für die Schätzung zu Wohngebäuden wird auf eine eigene Gebäudedatenbank zurückgegriffen, welche auf amtlichen Statistiken basiert und diese anhand weiterer Parameter in ein Gebäudemodell überführt. Durch Verschneidung mit Solardachkatastern und eine Untersuchung zu Dachaufbauten und -fenstern werden regional aufgelöste, geeignete Dachflächen auf Wohngebäuden ermittelt. Für gewerbliche Gebäude wird anhand von Openstreetmap-Daten in den Gemeinden, in denen diese verfügbar sind, in Kombination mit statistischen Daten das Verhältnis von Gewerbefläche zu Gebäudegrundflächen ermittelt und daraus das Dachflächenpotenzial ermittelt. Die Schätzung für landwirtschaftliche Gebäude beruht auf einem Gebäudemodell für diesen Sektor. In Summe ergibt sich aus diesem Ansatz ein Dachflächenpotenzial von 206 GW im Jahr 2015 (Wohngebäude 113 GW, gewerbliche Gebäude 61 GW, landwirtschaftliche Gebäude, 32 GW).

In BMVI [10] wird das PV-Dachflächenpotenzial anhand von Landes- und Bundesstatistiken zum Wohngebäudebestand ermittelt. Dabei wird je 100 m² Wohnfläche bei Einfamilienhäusern von 85 m² Dachfläche ausgegangen, bei Zweifamilienhäusern von 66 m² sowie von 33 m² bei Mehrfamilienhäusern. Die Dachfläche von Nichtwohngebäuden wird über den Faktor 1 m² Dachfläche auf Nichtwohngebäuden je 3 m² Dachfläche auf Wohngebäuden angenommen. Von der ermittelten Gesamtdachfläche werden 38 % als solar nutzbare Flächen angegeben, wodurch sich ein bundesweites Flä-

chenpotenzial von 1050 km² ergibt, das bei 15 % Wirkungsgrad (7 m²/kW) einer Leistung von 150 GW entspricht bzw. einem Stromerzeugungspotenzial von rund 140 TWh pro Jahr.

Fath [11] kommt in einer sehr detaillierten Untersuchung des Gebäudebestands in Deutschland zu einer ungleich höheren Einschätzung des Photovoltaik-Potenzials. Anhand der Analyse von 3D-Modellen realer Gebäude und Stadtteile werden geeignete Gebäude- und Stadtteiltypen abgeleitet, für die typische Werte bspw. zur Einstrahlung und Verschattung auf den Gebäudeoberflächen ermittelt werden. Anhand von Statistiken und geographischen Daten wird der Gebäudebestand in Deutschland diesen Strukturdaten zugeordnet und daraus das Potenzial der Stromerzeugung durch PV auf Dachflächen und Fassaden berechnet. Vom Potenzial ausgeschlossen werden dabei Gebäudeoberflächen deren Einstrahlung unter 500 kWh/(m²*a) liegt. Als Ergebnis wird ein Stromerzeugungspotenzial von 2.923 TWh/a angegeben, davon 1.627 TWh/a auf Dachflächen sowie 1.296 TWh an Fassaden. Nach Gebäudetypen gegliedert befindet sich dieses Potenzial zu 27 % auf Wohngebäuden (790 TWh) und zu 73 % auf Nichtwohngebäuden (2.134 TWh). Zur Einordnung dieser Werte ist anzumerken, dass bauliche Einschränkungen z.B. durch Schornsteine, Dachfenster, Balkone und ähnliches aufgrund des Detaillierungsgrades der 3D-Daten nicht berücksichtigt werden, wodurch das reale Potenzial dieser Flächen niedriger liegt.

Tabelle 2 fasst die geschilderten Potenzialangaben für PV-Anlagen auf Dachflächen zusammen:

Tabelle 2: Vergleich der PV-Potenziale auf Dachflächen nach Kaltschmitt [6], Quaschnig [7], IWES [8], FfE [9], BMVI [10] und Fath [11]

Potenzialstudie	Betrachtungsjahr	Solarthermie berücksichtigt?	Dachflächenpotenzial [km ²]	pot. Leistung [GW]	pot. Stromerzeugung [TWh]
Kaltschmitt (2013)	2010	nein	742	52 - 119	47,5 - 108,7
Quaschnig (2000)	1994	ja	864	121 - 173	94 - 151
Quaschnig (2000)	1994	nein	1.304	(182 - 261) ¹	(142 - 228) ¹
IWES (2012) ²	2009	nein	965	77 - 193	-
IWES (2012) ³	2009	nein	1.516	121 - 303	-
FfE (2015)	2015	nein	-	206	-
BMVI (2015)	2015	nein	1.050	150	142
Fath (2018) ⁴	2015	nein	(11.426) ⁵	(1.713) ⁵	1.627

1 Eigene Berechnung basierend auf Annahmen von Quaschnig (2000)

2 Hochrechnung Kaltschmitt 1993

3 Hochrechnung Quaschnig 2000

4 bauliche Beschränkungen werden nicht berücksichtigt

5 Eigene Berechnung. Annahmen: 950 Volllaststunden, Wirkungsgrad 15 %

Die im Vergleich zu Kaltschmitt jeweils höheren Potenziale der Studie von Quaschnig bzw. der darauf basierenden Hochrechnung von IWES haben ihre Ursache im Ausschluss von Anlagen auf Schrägdächern mit einem Azimutwinkel über 45° bei Kaltschmitt, während Quaschnig Anlagen bis 90° berücksichtigt und in der Annahme eines geringeren Flächennutzungsgrades bei Flachdächern von 33 % (Kaltschmitt) gegenüber 50 % (Quaschnig). Aus heutiger Sicht scheinen die Annahmen von Quaschnig in diesem Zusammenhang praxisnäher zu sein. Die weitgehende Lösung des Ver-

schattungsproblems von PV-Anlagen (Bypass-Dioden, entsprechende Verschaltung von Modulen, angepasste Regelung des Wechselrichters) ermöglicht einerseits eine höhere Flächenausnutzung auf Flachdächern und andererseits die Nutzung von Dachflächen mit höheren Verlusten durch Verschattung. Die Angaben von BMVI erscheinen aufgrund des späteren Bezugsjahres (6 bzw. 21 Jahre später) bei Nichtberücksichtigung von Flächen für Solarthermie eher niedrig. FfE liegt mit seiner Einschätzung im Bereich der von Quaschnig und IWES angegebenen Spannbreiten, wobei der Wert aufgrund des späteren Bezugsjahres in der Tendenz ebenfalls eher niedrig erscheint. Zudem ist eine Nachvollziehbarkeit aufgrund des Verweises auf nicht näher beschriebene Gebäudemodelle nicht gegeben. Die von Fath angegebenen Potenziale liegen um eine Größenordnung über den sonstigen Potenzialberechnungen. Erklären lässt sich dies zum Teil daraus, dass bauliche Beschränkungen nicht berücksichtigt wurden. Ausgehend vom Flächennutzungsgrad der Betrachtung von Quaschnig von 30 % für Dachflächen, in dem neben baulichen Restriktionen auch Verschattungen beinhaltet sind (diese werden bei Fath jedoch bereits berücksichtigt) kann als Näherung eines Vergleichswerts eine Stromerzeugung von rund 490 TWh (rd. 516 GW bei 950 Volllaststunden) angenommen werden. Dabei wird deutlich, dass auch das Potenzial des Vergleichswerts um den Faktor 2 bis 4 größer ist, als bisherige Potenzialschätzungen.

Fassadenpotenziale

Neben den PV-Potenzialen auf Dachflächen bestehen an den Fassaden von Gebäuden weitere erhebliche Potenziale zur Stromerzeugung. Aus wirtschaftlichen Gründen (ungünstigerer Einstrahlungswinkel, schlechtere Standardisierbarkeit) und zum Teil ästhetischen Vorbehalten spielen solche Anlagen bisher eine untergeordnete Rolle. Für die künftige Nutzung von PV, vor allem in Städten könnte die Nutzung der Fassadenpotenziale jedoch zunehmend relevanter werden.

Quaschnig [7] geht in seiner Untersuchung von einer Fassadenfläche von über 6.660 km² aus, davon werden 3 % (200 km²) als durch PV nutzbar angesehen (bauliche Restriktionen, Fenster/Türen, Abschattung, Denkmalschutz, keine Südost- bzw. Südwestausrichtung). Unter Annahme einer mittleren Einstrahlung von 850 kWh/(m²*a) auf die vertikalen Flächen und Verlusten von 10 % durch Verschattung wird ein Stromerzeugungspotenzial zwischen 17,3 TWh/a (Modulwirkungsgrad 14 %) bis 27,7 TWh/a (Modulwirkungsgrad 20 %) angegeben bei einer installierten Leistung von 28 GW bis 40 GW.

Die Untersuchung von Kaltschmitt [6] zu Fassadenpotenzialen geht von einer verfügbaren Gesamtfläche von 5.350 km² aus, wovon 348 km² (6,5 %) für PV nutzbar sind. Dabei werden Abschattungen und bauliche Restriktionen berücksichtigt. Bei Annahme eines Wirkungsgrads von 16 % ergibt sich daraus eine installierbare Leistung von 56 GW sowie ein Stromerzeugungspotenzial von rund 36 TWh/a.

Fath [11] gibt unter Verwendung der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Methode, ohne Berücksichtigung von baulichen Beschränkungen ein Fassadenpotenzial von 1.296 TWh an. Dies entspricht einer installierten Leistung von knapp 2.000 GW (eigene Annahme: 650 Volllaststunden). Um das angegebene Potenzial vergleichbar zu machen, müssen bauliche Restriktionen berücksichtigt werden. Geht man von den durch Quaschnig bzw. Kaltschmitt angegebenen Faktoren zur Nutzbarkeit der Flächen von 3 % bzw. 6,5 % aus, liegt der Vergleichswert bei einem Stromerzeugungspotenzial von rd. 40 bis 85 TWh/a

Tabelle 3: Vergleich der PV-Potenziale an Fassaden nach Kaltschmitt [6], Quaschnig [7] und Fath [11]

Potenzialstudie	Betrachtungsjahr	Flächenpotenzial [km ²]	pot. Leistung [GW]	pot. Stromerzeugung [TWh]
Quaschnig (2000)	1994	200	28 - 40	17,3 - 27,7
Kaltschmitt (2013)	2010	348	56	36
Fath (2018) ¹	2015	-	(2.000) ²	1.296

1 bauliche Beschränkungen werden nicht berücksichtigt

2 Eigene Berechnung. Annahme: 650 Volllaststunden

Einordnung der technischen Potenziale und Hemmnisse in der praktischen Umsetzung

Zur Einordnung der dargestellten technischen Gebäudepotenziale ist anzumerken, dass der Nutzung der entsprechenden Flächen verschiedene Hemmnisse entgegenstehen. Diese sind in den angegebenen Potenzialschätzungen in unterschiedlichem Maße berücksichtigt und beinhalten einige der Gründe dafür, dass ein hoher Anteil an Bestandsgebäuden bisher keine PV-Anlagen aufweist. Insbesondere bei Fassadenanlagen hat die fehlende Wirtschaftlichkeit der Anlagen einen erheblichen Einfluss, die u.a. mit der fehlenden Standardisierung der Module, der schwierigen Planung und Montage, hohen Ansprüchen an das optische Erscheinungsbild, sowie der niedrigeren Einstrahlung auf vertikalen Flächen begründet ist. Bei Dachanlagen spielt die Tragfähigkeit des Daches eine wesentliche Rolle. Vor allem Industrie- und Gewerbedächer werden aus Kostengründen teilweise so ausgelegt, dass die Tragfähigkeit keine Installation von PV-Modulen zulässt. Bei Schrägdächern spielt in diesem Zusammenhang auch das Alter des Daches eine Rolle. Einerseits kann die Tragfähigkeit von älteren Dächern beeinträchtigt sein, andererseits kann eine während der Betriebsdauer der PV-Anlage absehbare Sanierung des Daches die Installation bis zum tatsächlichen Sanierungszeitpunkt verzögern. Weiterhin gibt es Dachflächen, die aufgrund problematischer Baustoffe zunächst einer Sanierung unterzogen werden müssen, die oft kostspielig ist (z.B. Asbestsanierung). Neben Alter, Statik und Baustoff des Daches ist auch das Alter der Eigentümer bzw. im gewerblichen/industriellen Bereich die geplante Nutzungsdauer des Gebäudes relevant. Übersteigt im Falle von Privatinvestoren die Lebensdauer der PV-Anlage die Erwartung an die eigene restliche Lebensdauer wird eine Investition zunehmend unwahrscheinlicher. Eine nicht zu unterschätzende Bedeutung hat auch die Eigentümerstruktur von Gebäuden. Handelt es sich um Eigentümergemeinschaften, ist ein Beschluss der Eigentümerversammlung notwendig, der relativ hohe Anforderungen an die notwendigen Mehrheitsverhältnisse stellt. Fehlt die Personenidentität zwischen Eigentümer und Letztverbraucher entfällt die, z.T. anteilige EEG-Umlagebefreiung auf den Stromverbrauch, die die Wirtschaftlichkeit von Projekten deutlich beeinflussen kann. Die Komplexität der gesetzlichen Regelungen spielt nicht nur bei kleineren Anlagen, die häufig von Einmalakteuren realisiert werden eine hemmende Rolle, sondern auch im Rahmen von Mieterstromprojekten, bei denen teilweise auf die Förderung des EEG verzichtet wird, um die damit verbundenen Anforderungen zu umgehen.

2.2. International

2.2.1. Nachfrageseite

Nachfolgend wird die Entwicklung des weltweiten PV-Marktes mit Fokus auf Europa und den relevanten Wachstumsmärkten bis zum Jahr 2018 betrachtet.

Weltweiter Markt

Der weltweite Zubau von PV-Anlagen hat sich nach vorläufigen Schätzungen im Jahr 2018 gegenüber 2017 mit knapp 100 GW zugebauter Leistung nochmals leicht gesteigert und lag bei rund 104 GW (Tabelle 4). Die global installierte PV-Leistung liegt damit erstmals über 0,5 TW. Trotz eines Zubaurückgangs dominiert China den Weltmarkt weiterhin mit einem Anteil von gut 42 % (2017: rd. 53 % bzw. 53 GW). An zweiter Stelle folgen die USA mit einem Anteil von rund 11 % (11,7 GW), gefolgt von Indien mit ca. 9 % (9,3 GW) sowie Japan mit 6,4 % (6,7 GW). Weitere Länder mit einem Zubau von mindestens einem Gigawatt sind Australien (3,8 GW), Deutschland (2,9 GW), Mexiko (2,5 GW) die Türkei (1,6 GW), Brasilien (1,5 GW), Chile (1,5 GW), die Niederlande (1,4 GW), Frankreich (1,3 GW) sowie Südkorea (1,3 GW).

Tabelle 4: Jährlicher PV-Zubau ab 2008 für wichtige Märkte (Stand Februar 2019).

[MW/a]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018*
China	39	144	580	2.070	3.566	12.100	9.450	15.150	34.540	52.800	44.100
Japan	225	483	991	1.296	1.718	7.011	9.657	11.000	8.600	7.200	6.700
Indien	6	1	25	526	715	992	790	2.000	4.500	9.600	9.300
Übriges Asien	294	193	181	254	718	1.298	1.973	1.888	3.591	2.900	k.A.
USA	179	461	1.288	2.269	2.157	4.751	6.201	7.300	14.800	10.600	11.700
Europa	5.155	6.370	13.145	22.149	17.904	11.125	7.523	8.494	6.407	6.200	8.800
Rest der Welt	49	207	624	1.570	1.653	1.788	2.873	3.632	3.662	9.800	k.A.
Summe	5.946	7.859	16.834	30.134	28.431	39.066	38.467	49.464	76.100	99.100	104.000

* vorläufige Zahlen
Quellen: [17–21]

Europäischer Markt

Der europäische PV-Markt ist 2018 gegenüber dem Vorjahr um rund 2,6 GW auf 8,8 GW gewachsen. Der Anteil Europas am Weltmarkt ist damit leicht gestiegen und beträgt 8,5 %. Mit rd. 2,9 GW erfolgte der größte Zubau in Deutschland, das zugleich auch das einzige europäische Land mit einem Zubau über zwei Gigawatt war. An zweiter und dritter Stelle folgen die Niederlande mit einem Zubau von 1,4 GW bzw. Frankreich mit 1,3 GW.

Auch für die kommenden Jahre ist von einem weiteren Zubauanstieg in Europa auszugehen. Ein Grund dafür liegt in den Ausschreibungen, die in einer Vielzahl von Ländern stattfinden. In Deutschland sind zusätzlich zum ausschreibungsfreien Zubau in den Jahren 2019 bis 2021 PV-spezifische Ausschreibungen von 1,4 GW / 1,8 GW / 2 GW pro Jahr geplant (vgl. Tabelle 22). Hinzu kommen technologieübergreifende Ausschreibungen (gemeinsame Ausschreibungen und Innovationsausschreibungen) von 650 GW / 800 GW / 900 GW pro Jahr, bei denen mit hoher Wahrscheinlichkeit zumindest teilweise PV-Anlagen einen Zuschlag erhalten³. In den Niederlanden erhielten im Jahr

³ Dabei wird jedoch die Hälfte des bezuschlagten Volumens der gemeinsamen Ausschreibungen vom Volumen der technologiespezifischen Ausschreibungen im Folgejahr abgezogen.

2017 PV-Anlagen mit einer Leistung von 4,2 GW einen Zuschlag im Rahmen von Ausschreibungen, im Jahr 2018 wurden 5,4 GW bezuschlagt [22] (Realisierungsfrist 1,5 bzw. 3 Jahre in Abhängigkeit der Anlagengröße). In den französischen Ausschreibungen lag das Zuschlagsvolumen von PV im Jahr 2017 bei 1,5 GW [23], 2018 bei knapp 1,9 GW [24]. 2019 sind PV-Ausschreibungen von 2,7 GW vorgesehen, ab 2020 soll das Ausschreibungsvolumen auf 2,9 GW/a erhöht werden [25]. In Spanien wurden 2017 Anlagen mit knapp 8 GW bezuschlagt (Realisierung bis Ende 2019), wobei hier neben den Ausschreibungen ein zunehmender Haupttreiber der Entwicklung in der Wettbewerbsfähigkeit von PV besteht [26]. In der zunehmenden Wettbewerbsfähigkeit von Photovoltaik besteht auch ein weiterer Grund, der auf ein Wachstum des europäischen PV-Marktes in den kommenden Jahren hindeutet. Diese führt einerseits dazu, dass zunehmend PV-Anlagen in Ländern installiert werden, in denen bisher nur ein geringer PV-Zubau stattgefunden hat, andererseits zeichnet sich in einigen Ländern bei großen Freiflächenanlagen ein beginnender Trend ab, Anlagen durch Energieunternehmen, oder im Rahmen von Stromabnahmeverträgen (PPAs) mit Energieunternehmen bzw. Industriekunden vollständig ohne Förderung zu bauen.

Tabelle 5: Jährlicher PV-Zubau in Europa ab 2008 (Stand Februar 2019)

[MW/a]	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018*
Deutschland	1.950	4.446	7.378	7.485	7.604	3.304	1.899	1.460	1.525	1.700	2.900
Italien	345	710	2.328	9.303	3.647	2.000	189	300	369	410	440
Großbritannien	5	4	69	901	776	1.119	2.598	4.220	2.180	940	270
Frankreich	54	197	767	1.752	1.169	687	1.002	879	559	880	1.300
Spanien	2.650	99	433	431	294	139	2	50	55	140	710
Belgien	42	324	518	487	1.190	341	102	176	170	270	370
Niederlande	5	10	21	59	220	377	302	437	525	700	1.400
Schweiz	12	30	46	98	214	319	320	300	250	260	k.A.
Österreich	9	22	83	163	46	263	159	150	154	170	200
Übriges Europa	83	528	1.502	1.470	2.744	2.575	945	507	569	770	k.A.
Summe	5.155	6.370	13.145	22.149	17.904	11.124	7.518	8.479	6.356	6.200	8.800

* vorläufige Zahlen

Quellen: [17–20, 27–30]

Weitere global wichtige Märkte

Der PV-Zubau in China ist nach dem Rekordjahr 2017 mit knapp 53 GW im Jahr 2018 auf rund 44 GW zurückgegangen. Die installierte Gesamtleistung liegt damit bei rund 175 GW. Der Grund für den Rückgang liegt in der Ankündigung der chinesischen Behörden Anfang Juni 2018, die Förderung für alle PV-Anlagen unmittelbar einzustellen [31]. Hintergrund der Entscheidung sind die hohen Kosten für Einspeisevergütungen, die dazu führten, dass der staatliche Fonds aus dem die Zahlungen geleistet werden, Ende 2017 ein Defizit von 16,4 Mrd. US-\$ aufwies, welches sich im ersten Quartal 2018 weiter erhöht hat [32]. Ein weiteres Problem besteht im fehlenden Netzausbau der dazu führt, dass zugebaute Anlagen keinen Netzanschluss erhalten. Der Anteil nicht angeschlossener Anlagen lag 2018 bei PV und Wind zusammen bei über 10 %, in den dünner besiedelten Landesteilen im Norden und Nordosten werden Quoten von über 30 % angegeben. In der Folge gibt es Bestrebungen den Schwerpunkt des weiteren PV-Ausbaus auf die östlichen Regionen des Landes zu konzentrieren [33]. Dass der Zubau 2018 trotz des Förderstopps nicht stärker eingebrochen ist könnte daran liegen, dass dieser nur für zwei der vier Förderprogramme (Utility-Scale-Programm, Programm für dezentrale Anlagen) gilt, während die beiden restlichen Programme („Top-Runner“-Programm, „Poverty-Alleviation“-Programm) davon nicht betroffen sind und auch 2019 weiterlaufen [34]. Ziel

der künftigen PV-Förderpolitik sind so genannte Netzparitätsanlagen, die ohne finanzielle Förderung auskommen sollen. Unterstützt werden soll dies durch die Einführung eines Marktes für Grünstromzertifikate und die Anweisung an lokale Behörden, für eine Senkung von Steuern, Gebühren und Grundstückspreisen zu sorgen, sowie die Forderung an staatliche Banken, die Finanzierung entsprechender Projekte zu übernehmen.[35, 36] Die Inbetriebnahme einer 500 MW-Freiflächenanlage Ende 2018, deren Einspeisepreis leicht unterhalb des staatlichen Preises für Kohlestrom liegt [34], legt nahe, dass entsprechende Bestrebungen umsetzbar sind. Die Ambitionen der chinesischen Energiepolitik zeigen sich dabei auch in den für die 2020er Jahre angestrebten Zubauzahlen die zwischen 80 GW/a und 160 GW/a liegen sollen [37] und damit das Niveau des heutigen Weltmarkts übertreffen könnten.

In den USA kam es 2018 trotz der Einführung verschiedener Importzölle – neben Zöllen auf Solarmodule und -zellen wurden Zölle auf Aluminium und Stahl, sowie zusätzliche Zölle auf chinesische Module und Zellen und chinesische Wechselrichter eingeführt [38] – zu einem leichten Anstieg des Zubaus von 10,6 GW im Jahr 2017 auf 11,7 GW. Die installierte PV-Leistung liegt damit bei rund 63 GW. Während die politische Unterstützung für erneuerbare Energien auf nationaler Ebene unter der bestehenden Regierung abnimmt, profitiert die Entwicklung des PV-Zubaus von einer zunehmenden Anzahl an Bundesstaaten, die sich die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien zum Ziel gesetzt haben und entsprechende politische Maßnahmen ergreifen [39]. Für 2019 wird mit einem Anstieg des PV-Zubaus aufgrund von Vorzieheffekten gerechnet, da zum Ende des Jahres Steueranreize für PV- und Windprojekte auslaufen [40].

Indien erreichte 2018 einen PV-Zuwachs von 9,3 GW (2017: 9,6 GW) und verfügt damit über eine installierte Leistung von rund 28 GW. Der Zubau ist damit trotz der Einführung von Importzöllen auf chinesische und malaysische Solarmodule und -zellen Mitte 2018 [41], die bis dato 90 % der Importe ausgemacht haben, nahezu gleichgeblieben. Die Installation der Anlagen findet dabei bislang vor allem auf Freiflächen statt – bis Anfang 2018 lag die Gesamtleistung von Dachanlagen lediglich bei 1,7 GW [42]. Basierend auf den Zubauzielen des Landes von 100 GW bis 2022 [41] bzw. 500 GW bis zum Jahr 2030 [43] ist davon auszugehen, dass Indien auch künftig einen hohen Anteil am PV-Weltmarkt hat. Erste Prognosen für 2019 gehen von einem Zubau von rund 13 GW aus [44].

Der PV-Zubau in Japan ist 2018 zum vierten Mal in Folge zurückgegangen lag bei 6,7 GW (2017: 7,2 GW). Die installierte Gesamtleistung liegt damit bei knapp 57 GW. Der Markt ist nach wie vor geprägt von im internationalen Vergleich hohen Systemkosten und der Kürzung der ebenfalls hohen Einspeisetarife [45]. Den hohen Kosten soll mit der Einführung von Ausschreibungen begegnet werden, die jedoch in den ersten Auktionen nicht das erhoffte Ausmaß an Preissenkungen bewirken konnten [46].

2.2.2. Angebotsseite

Im Gegensatz zur PV-Nachfrageseite, d.h. den Zubauzahlen, die oft Gegenstand offizieller Statistiken sind, sind die Produktions- und Absatzzahlen auf der Angebotsseite deutlich intransparenter. Die nachfolgenden Angaben beruhen zum Teil auf Schätzungen von Marktforschungsunternehmen und sind deswegen mit höheren Unsicherheiten behaftet.

Polysilizium

Die weltweite Polysiliziumproduktion im Jahr 2017 lag bei 445.000 t (2016: rund 395.000 t [47]). Für 2019 wird ein Anstieg auf 520.000 t erwartet [48]. Die globale Produktionskapazität ist von 2017 zwischen 460.000 bis 510.000 t [49] auf 475.000 t - 578.000 t im Jahr 2018 angestiegen.[50]. China ist unverändert mit Abstand der größte Produzent von Polysilizium mit einer Jahresproduktion von 250.000 t im Jahr 2018 [51] (2017: 242.000 t [52]; Marktanteil 54 %)

Nachdem der größte deutsche Polysilizium-Hersteller Wacker im Jahr 2016 Marktführer wurde [53], lag das Unternehmen im Jahr 2017 mit einem Produktionsvolumen von über 70.000 t nahezu gleichauf mit dem Konkurrenten GCL [54]. Bezogen auf die Produktionskapazität lag Wacker nach eigenen Angaben an zweiter Stelle [55]. Der Polysilizium-Markt war 2018 von Mengen- und Preisrückgängen geprägt, was auch bei Wacker zu einem rückläufigen Umsatz in diesem Segment, sowie zu einem Ergebnisrückgang geführt hat [56].

Wafer

Aus den Silizium Ingots werden durch Säge- und Ziehverfahren dünne Scheiben (Wafer) hergestellt, die dann zu Zellen weiterverarbeitet werden. Da es neben reinen Wafer-Herstellern auch eine Reihe von Zell- und Modulherstellern gibt, die Wafer für die eigene Produktion herstellen, sind die Produktionsdaten zu Wafern vergleichsweise intransparent. Die weltweite Wafer-Produktion lag 2017 bei 106 GW (2016: 75 GW) bei einer Produktionskapazität von 125 GW/a (2016: 100 GW/a), was einer Auslastung von 85 % entspricht (2016: 75 %). Für 2018 wird von einem Anstieg der globalen Kapazität auf 160 GW/a ausgegangen. Die chinesische Wafer-Produktion lag 2017 bei 87,6 GW, was einem Weltmarktanteil von rd. 83 % entspricht. Weitere Länder mit Wafer-Produktion sind Korea, Japan, Malaysia, Norwegen, USA, Taiwan und Singapur. [52]

Zellen und Module

Die Produktion von Zellen (kristalline Zellen und Dünnschichtmodule) lag im Jahr 2017 bei 104 GW (+ 30 %; 2016: rund 80 GW), wovon 72 GW (69 %) in China gefertigt wurden, gefolgt von Taiwan mit 12,5 GW (12 %) und Malaysia mit gut 7 GW (7 %). Der Weltmarktanteil europäischer Hersteller lag bei einem Prozent [52, 57].

Bei der Modulproduktion (kristallin und Dünnschicht) gab es einen ähnlich starken Anstieg (+ ca. 31 %) gegenüber 2016 wie bei der Zellproduktion. 2017 wurden Module mit ca. 105 GW produziert (2016: 80 GW). Chinas konnte dabei seine Marktführerschaft leicht ausbauen mit einem Marktanteil von 72 % (2016: 69 %). Es folgen Südkorea mit 7 % und Malaysia mit 6 % (vgl. Abbildung 3). Der Anteil europäischer Module beträgt 2 %.[52, 57] Angaben zum Anteil von Dünnschichtmodulen an der Produktion liegen zwischen 3 % [52] und 5 % [58].

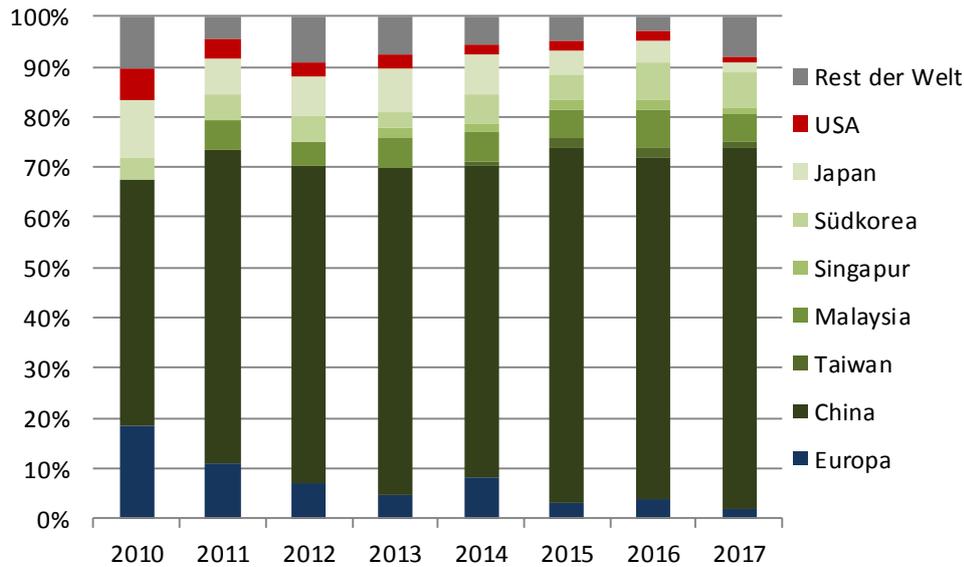


Abbildung 3: Anteil verschiedener Länder / Regionen an der globalen PV Modulproduktion bis 2017 (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf [59])

Die Gesamtproduktionskapazität für PV-Module lag 2017 bei rund 133 GW/a und ist damit gegenüber 2016 (105 GW/a) um fast 27 % angestiegen [52, 57], 2018 erfolgte ein Anstieg um knapp 13 % auf 150 GW/a [58] (vgl. Abbildung 4).

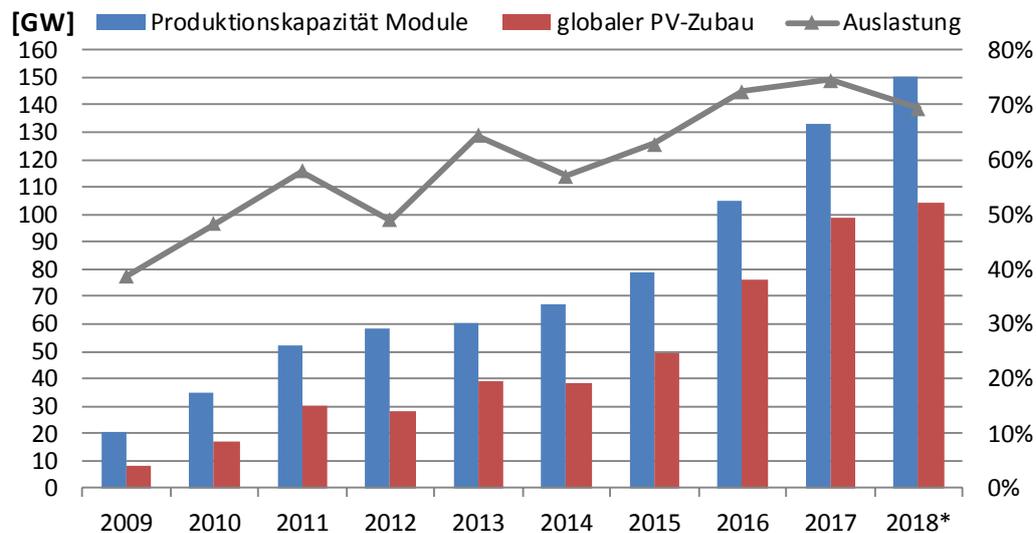


Abbildung 4: Globale Produktionskapazität für PV-Module und globale Nachfrage zwischen 2009 und 2018, sowie rechnerische Auslastung (ohne Lagerbestände). *vorläufige Angaben (Quellen: Zubau siehe Tabelle 4, Produktionskapazität [58, 59])

Im Abgleich mit der zugebauten Leistung ergibt sich damit vereinfacht – ohne die Berücksichtigung von Lagerbeständen und unterjährigem Kapazitätsaufbau – eine rechnerische Auslastung der Jahresende-Produktionskapazitäten von 69 % im Jahr 2018 (2017: 75 %) und damit ein Rückgang um 6 Prozentpunkte. Der Rückgang dürfte im Wesentlichen auf den teilweisen Förderstopp in China Ende Mai 2018 und den damit einhergehenden verringerten Zubau in der zweiten Jahreshälfte 2018 zurückgehen. Für die künftige Entwicklung ist nach wie vor der große Einfluss des chinesischen Binnenmarktes relevant, in dem ein relativ betrachteter, geringer Rückgang des Zubaus von 10 bis 20 % bereits die Größenordnung der einzelnen, restlichen Länder mit hohem Zubau erreicht.

Die Modulfertigung in Deutschland beschränkt sich infolge der Insolvenz von Solarworld und der gescheiterten Investorensuche [60] auf wenige kleinere Unternehmen. Dabei verfügen die größeren Hersteller über Produktionskapazitäten im dreistelligen MW-Bereich wie bspw. Heckert Solar oder Aleo Solar.

Anlagenbau (Produktionsequipment für PV-Module und Vorprodukte)

Bei der Herstellung von Photovoltaik-Produktionsmitteln konnten Unternehmen aus Deutschland in den ersten drei Quartalen 2018 eine Umsatzsteigerung von 41 % gegenüber dem Vorjahr erzielen. Der Großteil der Umsätze (77 %) wurde im dritten Quartal 2018 in ostasiatischen Ländern erzielt, mit dem Schwerpunkt in China (52 %). 9 % des Umsatzes wurden in Deutschland erzielt, 10 % in anderen europäischen Ländern. Bei den Technologien standen vor allem Maschinen zur Zellproduktion im Vordergrund (48 % des Umsatzes) sowie Dünnschichttechnologien (47 % des Umsatzes). Für die Entwicklung ab dem vierten Quartal 2018 wird von einer gleichbleibenden Auftragslage ausgegangen, die mit weiteren Plänen zum Kapazitätsausbau in Asien begründet wird. [61]

Wechselrichter

Neben den Modulen stellen die Wechselrichterkosten eine relevante Einzelposition der Gesamtkosten einer PV-Anlage dar. Im Jahr 2017 lag der Gesamtabsatz von Wechselrichtern nach vorläufigen Zahlen bei rund 88 GW (AC)⁴ und ist damit gegenüber den Vorjahren erneut gewachsen (2016: 80 GW (AC), 2015: 59 GW (AC)). Für 2018 wird von einem nahezu gleichbleibenden Absatz ausgegangen, aufgrund sinkender Preise jedoch von einem geringeren Gesamtumsatz.[62] Der Wechselrichtermarkt ist weiterhin von starkem Wettbewerb und fallenden Preisen geprägt. Durch den Zubausrückgang ab Mitte 2018 in China drängten chinesische Hersteller verstärkt auf den internationalen Markt, wodurch sich der Preisdruck weiter erhöht hat. Davon betroffen ist auch der deutsche Hersteller SMA, der einen Umsatzrückgang und ein negatives Jahresergebnis zu verzeichnen hat, zu welchem – neben dem harten Wettbewerb – auch Lieferengpässe bei Elektronikkomponenten beigetragen haben.[63] Als Reaktion auf diese Entwicklung wurden u.a. der Rückzug aus dem chinesischen Markt, Kostensenkungen und der Abbau von 425 Arbeitsplätzen angekündigt [64]. Der Hersteller Kaco New Energy wird im ersten Halbjahr 2019 voraussichtlich von Siemens übernommen [26].

Kurzfasit zur Angebotsseite

Chinesische Hersteller nehmen nach wie vor eine dominierende Rolle entlang der betrachteten PV-Wertschöpfungskette ein. Der Marktanteil Chinas liegt in der Herstellung von Polysilizium bei 54 %, in der Waferproduktion bei 83 %, in der Zellproduktion bei 69 %, sowie in der Modulproduktion bei 72 %. Aktuelle Zahlen zum Wechselrichtermarkt liegen nicht vor, jedoch ist auch hier von einem hohen Anteil chinesischer Hersteller auszugehen. Hohe Marktanteile deutscher Unternehmen gehen, außerhalb des Anlagenbaus, auf wenige Einzelunternehmen in der Polysiliziumproduktion und der Wechselrichterherstellung zurück.

⁴ Die AC-Leistung steht für die Wechselstromleistung am Ausgang des Wechselrichters. Da Wechselrichter i.d.R. nicht auf die Spitzenlast der PV-Anlage ausgelegt werden, wird global betrachtet weniger AC-Wechselrichterleistung verbaut, als Module.

3. Steuerungs- bzw. Anreizmöglichkeiten

3.1. Allgemein

3.1.1. Planungs- und genehmigungsrechtliche Anforderungen an PV-Anlagen

Photovoltaikanlagen sind bauliche Anlagen und fallen demnach unter das Baurecht. Dabei gelten die jeweiligen Vorschriften der Landesbauordnungen, die jedoch nicht einheitlich sind. In der Regel sind PV-Dachanlagen und solche an Gebäudefassaden jedoch genehmigungsfrei. Trotzdem sind dabei Vorschriften einzuhalten. Zu nennen sind in diesem Zusammenhang beispielsweise Anforderungen hinsichtlich der Dachstatik (Schnee-/Windlast), Brandschutz, Blitzschutz und Abstandsflächen. Ausnahmen können bei Anlagen auf denkmalgeschützten Gebäuden bestehen.

Im Gegensatz zu Dachanlagen unterliegen gebäudeunabhängige Photovoltaikanlagen den geltenden Bestimmungen der jeweiligen Landesbauordnung (bei Überschreiten von Mindesthöhe, Mindestlänge oder Flächengröße, bei unmittelbarer oder nachbarschaftlicher Betroffenheit von Denkmalschutzbelangen u.a.) und damit im Regelfall einer baurechtlichen Genehmigungspflicht. Dies betrifft PV-Freiflächenanlagen ebenso wie Anlagen auf baulichen Anlagen, die nicht Gebäude sind.

Die Errichtung einer PV-Freiflächenanlage erfordert sowohl aus vergütungsrechtlicher Sicht als auch aus bauplanungsrechtlicher Sicht den vorherigen Beschluss eines Bebauungsplanes der Standortgemeinde. PV-Anlagen können aber auch gemäß § 38 BauGB auf Grund von Planfeststellungsverfahren u.ä. zugelassen werden.

Eine PV-Anlage im bauplanungsrechtlichen Außenbereich ist kein im Sinne des § 35 Abs. 1 BauGB privilegiertes Vorhaben, ihm können regelmäßig öffentliche Belange entgegenstehen. Zu den entgegenstehenden Belangen gehört auch, wenn das Vorhaben den Darstellungen des geltenden Flächennutzungsplans oder sonstiger Pläne widerspricht. Die Gemeinde beschließt im Planungsfall die Aufstellung eines Bebauungsplanes und in der Regel die Änderung des Flächennutzungsplans und leitet damit ein Verfahren ein, in dem alle relevanten städtebaulichen und sonstigen öffentlichen Belange, zu denen auch der Umwelt- und Naturschutz gehört, berücksichtigt und gegeneinander abgewogen werden (s. §1 Abs. 6 BauGB). In diesem Verfahren findet eine Öffentlichkeits- und Behördenbeteiligung statt. Das Vorhaben kann auf Antrag und in Abstimmung mit einem Planungsträger gemäß § 12 BauGB als Vorhaben- und Erschließungsplan bzw. als vorhabenbezogener Bebauungsplan beschlossen werden.

Mit dem EEG 2004 wurde vergütungsrechtlich bestimmt, dass nur dann ein Vergütungsanspruch besteht, wenn die PV-Freiflächenanlage nach dem Zeitpunkt des Inkrafttretens des nach § 11 Abs. 3 Nr. 1 EEG 2004 erforderlichen Bebauungsplans in Betrieb genommen worden war. Damit konnte eine für den Anlagenbetreiber nachteilige Konfliktsituation auftreten, falls die PV-Freiflächenanlage auf der Grundlage des § 33 BauGB nach Erteilung einer Baugenehmigung, aber vor Inkrafttreten des Bebauungsplans realisiert wurde. § 33 ermöglicht die Zulässigkeit von Vorhaben während der Planaufstellung bei formeller und materieller Planreife. Für diesen Fall muss u.a. die Öffentlichkeitsbeteiligung durchgeführt worden sein, weiterhin muss anzunehmen sein, dass das Vorhaben dem künftigen Plan nicht entgegensteht, und auch die Erschließung muss gesichert sein. Auf die missli-

che Lage für betroffene Anlagenbetreiber wurde nach dem erstinstanzlichen Urteil des OLG Naumburg (Urteil v. 16.4.2015 – 2 U 82/14) bereits aufmerksam gemacht [65].

Im Januar 2017 bestätigte der Bundesgerichtshof (VIII ZR 278/15 v. 18.01.2017) abschließend, dass, wenn es am Satzungsbeschluss über den Bebauungsplan fehle, ein Vergütungsanspruch noch nach dem EEG 2012 selbst dann nicht in Betracht komme, wenn die Errichtung der Anlage auf der Grundlage einer nach § 33 BauGB erteilten Baugenehmigung erfolgte und der Satzungsbeschluss über den Bebauungsplan anschließend noch gefasst wird. Dieses Urteil hat gewisse Unsicherheiten in der Branche ausgelöst, da die Möglichkeit besteht, dass Vergütungen für in betroffenen Anlagen erzeugten und vom Netzbetreiber abgenommenen Strom bei Einsatz von entsprechenden Rechtsmitteln ggf. zurückzuzahlen wären.

Mit dem am 30.06.17 beschlossenen ArtikelG zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare-Energien-Gesetzes hat der Gesetzgeber reagiert und unter Zif. 16 das EEG im § 48 Abs. 1 ergänzt. Demnach kann in den beschriebenen Fällen, d.h. bei Einhaltung der Vorschriften des BauGB, die Dauer des Anspruchs auf Zahlung einer Marktprämie oder Einspeisevergütung ausschließlich um die Tage reduziert werden kann, die zwischen der Inbetriebnahme der Anlage und dem nachfolgenden Beschluss des Bebauungsplans liegen.

3.1.2. Räumliche Steuerung von PV-Freiflächenanlagen

Bereits in früheren Berichten (vgl. z.B. [66]) wurde ausgeführt, dass die im EEG festgelegten Vergütungskriterien sowohl im Sinne der gesamtplanerischen Konfliktminimierung als auch im Sinne der Umwelt- und Naturschutzbelange wirksam sind und ökologischen Zielsetzungen entsprechen. Auch die Vergütungsvoraussetzung eines gültigen Satzungsbeschlusses für einen Bebauungsplan sorgt dafür, dass in einem Verfahren unter Beteiligung der anzunehmenden kritischen Öffentlichkeit als auch der Fachbehörden dafür Sorge getragen wird, dass ökologisch sensible Flächen nicht überbaut werden und eine möglichst große Akzeptanz vor Ort erreicht werden kann.

Der Gesetzgeber hat mit zunehmendem Konkretisierungsgrad seiner Bestimmungen erkennen lassen, dass ökologisch sensible Flächen und Standorte geschützt werden sollen und Flächen und Standorte, die durch bestimmte Nutzungen in ihrem ökologischen Wert beeinträchtigt oder vorbelastet sind, als Standorte bevorzugt genutzt werden sollen. Zuletzt wurden auf diese Weise Planungen in Naturschutzgebieten und Nationalparks als nicht vergütungsfähig bzw. nicht zulässig für das Ausschreibungsverfahren ausgeschlossen.

Der mit dem EEG 2010 betriebene Ausschluss von Ackerflächen erfolgte nicht aufgrund einer besonderen ökologischen Bedeutung von Ackerflächen, sondern auf Grund einer zum damaligen Zeitpunkt schwer beherrschbaren hohen Ansiedlungsdynamik in einigen Regionen mit negativen Folgen für die räumliche Ordnung und die Bodenpreisentwicklung. Mit den Bestimmungen der Freiflächenausschreibungsverordnung sind landwirtschaftliche Nutzflächen (sowohl Ackerland als auch Grünland), in agrarstrukturell benachteiligten Gebieten in begrenztem Umfang wieder förderfähig geworden. Die Länderöffnungsklausel im EEG 2017 hat die Öffnung dieser Flächen übernommen. In der Folge haben zunächst die Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg 30 Anlagen pro Jahr (BY) bzw. 100 MW pro Jahr (BW) auf den jeweiligen Landesflächen zugelassen. Mit Hessen (35 MW/a), Rheinland-Pfalz (nur Grünland 50 MW/a) und dem Saarland (100 MW bis 2022) haben in der Folge weitere Länder von der Regelung Gebrauch gemacht. Dabei ist das Saarland bisher das einzige Bundesland, das die landesweite Kulisse der benachteiligten Gebiete von rund 57.000 ha

über die Anwendung eines raumordnerischen Kriterienkatalogs für die Anwendung im EEG-Kontext und damit als potenziellen PV-Anlagenstandort auf ca. 15 % dieser Kategorie reduziert hat [67] (s. auch Kap. 5.2.5).

Die derzeit noch zurückhaltende, aber auch weiterhin absehbar erforderliche Öffnung der landwirtschaftlichen Flächen im EEG-Kontext, aber auch die Entwicklungen außerhalb des EEG berechtigen die Akteure der Raumordnung und Flächennutzungsplanung ausdrücklich zu Aktivitäten in der Steuerung des Ausbaus der PV-Freiflächenanlagen. Die Landesregierung Baden-Württemberg weist in den aktuellen „Hinweisen zum Ausbau von PV-Freiflächenanlagen“ auf die aktive und lenkende Rolle der kommunalen Planungshoheit bei den Trägern der Bauleitplanung hin. Von der Bauleitplanung werden ortsangepasste Standortkonzepte anhand klarer und fachlich begründeter Kriterien sowie einer umfassenden Abwägung unter Einbeziehung der Bürger erwartet. Aufgrund der Größe von Solarparks werden in einzelnen Fällen interkommunale Planungsaktivitäten angeregt. [68] Die Regionalplanung in Teilen Hessens [69] und Baden-Württembergs [70] hat bereits gezeigt, dass an Raumverträglichkeitsgesichtspunkten orientierte Flächenangebote in großem Umfang vorhanden sind.

Unter den Gesichtspunkten des Umwelt- und Naturschutzes ist die Nutzung von Grünland allerdings dann nachteilig zu bewerten, wenn es sich im Betroffenheitsfall um extensiv genutztes Grünland handelt. Eine ökologische Standortaufwertung kann damit keinesfalls erreicht werden. Das Grünland gehört in seinen extensiveren Nutzungsformen, von denen in benachteiligten Regionen wie z.B. den Bergregionen zu einem großen Anteil auszugehen ist, zu den artenreichsten Biotoptypen in Mitteleuropa und ist infolge von Nutzungsintensivierung in seinem Bestand durch Grünlandumbruch anhaltend gefährdet. Die Schaffung von Grünland durch PV-Anlagen auf Ackerflächen wäre gegenüber der Überbauung der beschriebenen Grünlandbestände unzweifelhaft die ökologisch günstigere Alternative.

In zunehmendem Maße werden Planungen für Freiflächenanlagen außerhalb des EEG bekannt (vgl. dazu Kapitel 4.5). Die im EEG festgelegten Anforderungen, dass Anlagen nur innerhalb definierter Flächenkategorien sowie mit einer maximalen Anlagengröße von 10 MW (davon ausgenommen sind Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen) errichtet werden dürfen, gelten deshalb nicht für Anlagen, die sich ohne Förderung am Markt tragen. Für diese Anlagen kommt der kommunalen Planung und Flächenausweisung eine große Bedeutung im Hinblick auf die räumliche Steuerung zu. Analog zu EEG-Anlagen ist auch für EEG-freie Anlagen das Baurecht einzuhalten. Für Anlagen im bauplanungsrechtlichen Außenbereich werden im Rahmen des Bebauungsplanverfahrens alle relevanten städtebaulichen und sonstigen öffentlichen Belange, zu denen auch der Umwelt- und Naturschutz gehört, berücksichtigt und gegeneinander abgewogen.

3.2. EEG-spezifisch

Neben den finanziellen Anreizen (feste Einspeisevergütung bzw. gleitende Marktprämie, vgl. Kapitel 4) bestehen insbesondere mit dem atmenden Deckel und dem 52 GW-Deckel Regelungen, die den weiteren Ausbau der PV maßgeblich beeinflussen. Beide Instrumente werden nachfolgend analysiert und bewertet.

3.2.1. Atmender Deckel

Mit dem EnSaG wurde der atmende Deckel neu parametrisiert. In die Bestimmung der Degression gehen nun nicht mehr alle PV-Anlagen ein, sondern nur noch diejenigen, für die die Vergütung gesetzlich bestimmt wird. Das heißt, dass nun Anlagen, deren anzulegender Wert im Rahmen der Ausschreibungen bestimmt wird (einschließlich der mit den Sonderausschreibungen geförderten Anlagen), nicht mehr die Degression für die ausschreibungsfreien Anlagen beeinflussen. Die Basisdegression von 0,5 % pro Monat greift nun bei einem hochgerechneten Jahreszubau von über 1.700 MW bis 1.900 MW. Die Abstände der darunter bzw. darüber befindlichen Zubaumengen wurden nicht geändert (vgl. Abbildung 5).

Installierte PV-Leistung (12 Monate)	Monatliche Degression	Installierte PV-Leistung (12 Monate)	Monatliche Degression
> 7 500 MW	2,80 %	> 6 900 MW	2,80 %
> 6 500 MW	2,50 %	> 5 900 MW	2,50 %
> 5 500 MW	2,20 %	> 4 900 MW	2,20 %
> 4 500 MW	1,80 %	> 3 900 MW	1,80 %
> 3 500 MW	1,40 %	> 2 900 MW	1,40 %
> 2 500 MW	1,00 %	> 1 900 MW	1,00 %
Zielkorridor – ≤ 2 500 MW	0,50 %	Zielkorridor – ≤ 1 900 MW	0,50 %
< 2 300 MW	0,25 %	< 1 700 MW	0,25 %
< 2 100 MW	0,00 %	< 1 500 MW	0,00 %
< 1 700 MW	0,00 %, einmalige Anhebung um 1,5 % zum Quartalsbeginn	< 1 100 MW	0,00 %, einmalige Anhebung um 1,5 % zum Quartalsbeginn
< 1 300 MW	0,00 %, einmalige Anhebung um 3 % zum Quartalsbeginn	< 700 MW	0,00 %, einmalige Anhebung um 3 % zum Quartalsbeginn

Abbildung 5: Gegenüberstellung der zubauabhängigen Degressionsschritte nach EEG 2017 und EnSaG

Die geänderte Berechnungsweise des atmenden Deckels ist grundsätzlich zu begrüßen, da die Höhe der Degression mit der aktuellen Regelung nur noch durch die Anlagen bestimmt wird, die auch von der Degression betroffen sind. Allerdings verschärft die Verminderung des Zielzubaus um das Ausschreibungsvolumen von 600 MW die Degression für die Anlagen außerhalb der Ausschreibung in der Tendenz. Dies ist darauf zurückzuführen, dass in der bisherigen Regelung die in den Ausschreibungen nicht realisierten Mengen für den Zubau außerhalb der Ausschreibungen zur Verfügung standen, ohne auf die Degression zu wirken. Mit der jetzigen Regelung, wird für die Ausschreibungsanlagen jedoch eine Realisierungsrate von 100 % unterstellt, die trotz bisher hoher Realisierungsraten (96 %, Datenstand Realisierung der im Rahmen der FFAV bezuschlagten Anlagen) nicht dauerhaft gegeben sein muss. Wird ein (ggf. größerer) Teil der Ausschreibungsanlagen nicht realisiert, würde das zur Erreichung des gleichen Zubaus notwendige zusätzliche Anlagenvolumen außerhalb der Ausschreibungen voll in die Degression einberechnet. Angesichts bislang hoher Realisierungsraten besteht derzeit kein drängender Handlungsbedarf. Sollten die Realisierungsraten deutlich zurückgehen bestünde die Möglichkeit, die in den Ausschreibungen nicht realisierten Mengen in

der Degressionsberechnung zu berücksichtigen. Dies würde jedoch zu erhöhter Komplexität und geringerer Transparenz führen.

Die Wechselwirkungen zwischen Ausschreibungssystem und Festvergütungssystem angesichts erhöhter Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien werden in Abschnitt 4.6.6 thematisiert.

3.2.2. 52 GW-Deckel

Ausgangslage

§ 49 Absatz 5 EEG 2017 sieht vor, dass die Vergütungssätze für Neuanlagen außerhalb des Ausschreibungssystems (§ 48 EEG 2017) auf Null sinken, sobald die installierte und geförderte PV-Leistung in Deutschland 52 GW überschreitet. Beibehalten werden jedoch die Regelungen zum Anschluss der Anlagen, sowie der Einspeise- und Abnahmevorrang. Nach § 49 Absatz 6 EEG 2017 legt die Bundesregierung rechtzeitig einen Vorschlag für eine Neugestaltung der bisherigen Regelungen vor. Nicht davon betroffen sind Anlagen, die im Rahmen der Ausschreibungen bezuschlagt werden und die somit über 52 GW hinaus gefördert werden können. Weiterhin werden die Ausschreibungsvolumina der Sonderausschreibungen, die in den Jahren 2019 bis 2021 durchgeführt werden, nicht auf die 52 GW angerechnet. Der Förderdeckel betrifft in seiner Wirkung somit weitgehend PV-Dachanlagen.

Die Begrenzung des förderfähigen PV-Zubaus auf 52 GW wurde im EEG 2012 vom 17.8.2012 („PV-Novelle“) eingeführt. Sie geht auf einen Schätzwert zum Ausbau der Photovoltaik bis zum Jahr 2020 zurück, den Deutschland im Zuge des Nationalen Aktionsplans [71] im Jahr 2010 an die EU gemeldet hat. Die darin gemeldeten Zahlen basieren auf der BMU-Leiststudie 2010 [72]. Aus heutiger Sicht muss deutlich in Frage gestellt werden, ob die damaligen Annahmen, insb. auch Annahmen zu den Kosten der PV, noch Gültigkeit besitzen. In der Gesetzesbegründung zum EEG 2012 sind keine Ausführungen zum 52 GW-Deckel enthalten, da dieser als Ergebnis der Verhandlungen im Vermittlungsausschuss kurzfristig vor der Verabschiedung des Gesetzes in das EEG aufgenommen wurde. Somit ist letztlich nicht klar, mit welcher Zielsetzung die Förderung auf 52 GW begrenzt werden soll.

Zum Jahresende 2018 weist die Bundesnetzagentur einen PV-Bestand von knapp 46 GW PV-Leistung aus⁵ (vgl. Kapitel 2.1). Bis zum Erreichen des Deckels können folglich weitere 6 GW zugebaut werden. Schreibt man das Zubauniveau aus dem Jahr 2018 von rund 2,9 GW fort und berücksichtigt, dass Vorzieheffekte und eine Beschleunigung des Zubaus angesichts der nahenden 52 GW zu erwarten sind, könnte die Fördergrenze für Neuanlagen noch im Jahr 2020 erreicht werden.

Im Falle einer Beibehaltung des 52 GW-Deckels sinken die Vergütungssätze bzw. anzulegenden Werte auf Null. Neuanlagen würden nur noch dann gebaut werden, wenn ausreichend hohe Erlöse über die Eigenversorgung bzw. über die Vermarktung an der Strombörse generiert werden könnten. Trotz voraussichtlich weiterer Preissenkungen ist zumindest kurz- bis mittelfristig nicht zu erwarten, dass der Marktwert für PV-Strom zur Deckung der Kosten von PV-Dachanlagen im Falle der Vollein-

⁵ Diese Zahl weist aufgrund einer anderen Erhebungsmethodik (bis Ende 2009 Daten der Übertragungsnetzbetreiber, ab 2010 Meldedaten bei der BNetzA) einen um gut 1 GW höheren Wert aus als die Statistiken der AGEE-Stat. Dies ändert jedoch nichts daran, dass im Falle des Zielzubaus von 2,5 GW ab 2019 der 52 GW Deckel im Laufe des Jahres 2021 erreicht werden würde.

speisung ausreicht. Wie weiter unten ausgeführt wird, ist nach dem Erreichen des 52 GW-Deckels nur ein vergleichsweise kleines, selbsttragendes Eigenversorgungssegment zu erwarten.

Tabelle 9 in Kapitel 4.1.1 zeigt, dass von den zwischen August 2014 und Dezember 2017 im Rahmen des EEG 2014 installierten Dachanlagen ab 10 kW rund die Hälfte der Anlagen Eigenversorgungsanlagen sind (bezogen auf die installierte Leistung). Berücksichtigt man zusätzlich die Anlagen bis 10 kW, für die keine Erfassung der Selbstverbrauchsmengen vorliegt, und geht man davon aus, dass der Anteil der Eigenversorgungsanlagen in diesem Segment näherungsweise bei 100 % liegt, lässt sich für das Inbetriebnahmejahr 2017 abschätzen, dass rund zwei Drittel der neu installierten Dachanlagenleistung auf Eigenversorgungsanlagen entfällt. Ein Drittel des Dachanlagenzubaus stellt somit Volleinspeiseanlagen dar (vgl. Abbildung 13).

Es kann gefolgert werden, dass für letztere Anlagen keine Möglichkeiten zur Eigenversorgung bestehen oder diese nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Es muss deshalb angenommen werden, dass diese Anlagen ohne Einspeisevergütung nicht realisiert worden wären. Neuanlagen mit Möglichkeiten zur Eigenversorgung würden im Falle einer Nullvergütung so ausgelegt werden, dass mit den erwarteten Einsparungen aus dem vermiedenen Strombezug ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb sichergestellt ist. In der Konsequenz würde dies zu kleineren Anlagen und einer schlechteren Ausnutzung vorhandener Dachflächenpotenziale führen.

Eine quantitative, szenariobasierte Untersuchung der Auswirkungen beim Erreichen des 52 GW-Deckels wurde in der „Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien“ [73] durchgeführt. Die Ergebnisse deuten darauf hin, dass der jährliche Bruttozubau außerhalb des Ausschreibungssystem nach dem Erreichen des 52 GW-Deckels und dem Wegfall der Vergütung auf eine Größenordnung von rund 1 GW pro Jahr absinkt (Business as usual-Szenario). Die Modellierung unterscheidet jedoch nicht nach Mietern und Eigentümern und legt somit einen erweiterten Eigenversorgungsbegriff einschließlich Direktversorgungskonzepten wie bspw. Mieterstrom zugrunde. Direktversorgungskonzepte sind jedoch zu 100 % EEG-umlagepflichtig, womit geringere wirtschaftliche Anreize gegenüber der Eigenversorgung bestehen, für die lediglich 40 % der EEG-Umlage fällig werden. Die Privilegierung der Eigenversorgung reicht demnach selbst unter Zugrundlegung eines erweiterten Eigenversorgungsbegriffs nicht aus, um den bisherigen Zielzubau von 2,5 GW (zusammen mit 600 MW ausgeschriebenen Anlagen) zu erreichen. Sensitivitätsbetrachtungen zeigen ferner, dass geringere Zinsen, höhere Börsenstrompreise oder stark sinkende Speicherpreise (im Falle einer rein ökonomischen Betrachtung⁶) die Szenarioergebnisse nur wenig beeinflussen. Im Szenario, in dem die Abschaffung des 52 GW-Deckels und eine Fortführung der Förderung im Rahmen des atmenden Deckels angenommen wird, pendelt sich der PV-Zubau außerhalb der Ausschreibungen auf einem Niveau von 2 bis 2,5 GW pro Jahr ein.

Angesichts des zur Erreichung des 65 %-Ziels notwendigen höheren PV-Zubaus ist neben einem verstetigten, höheren jährlichen Ausschreibungsvolumen (vgl. dazu Kapitel 4.6.5) ein erheblicher weiterer Zubau außerhalb der Ausschreibungen notwendig. Ohne eine Förderung des Dachanlagensegments, die über die Eigenverbrauchsprivilegien hinausgeht, wird dieser mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht erreicht.

⁶ Im Haushaltsbereich ist der Zubau von Speichern derzeit primär getrieben von Autarkiebestrebungen und ideeller Motivation getrieben, so dass im Szenario womöglich die Nachfrage nach Speichern unterschätzt wird.

Im Falle einer Abschaffung des 52 GW-Deckels ohne weitere Änderungen würde der atmende Deckel weiterhin die Höhe der Einspeisevergütung bzw. des anzulegenden Wertes bestimmen. Eine derartige Weiterförderung würde nicht nur erheblich zur Erreichung des 65 % - Ziels beitragen, sondern auch die für die PV-Branche notwendige Planungssicherheit erhöhen.

Bezüglich der weiteren Instrumentendiskussion zur Förderung von Anlagen bis 750 kW im Zusammenhang mit dem 52 GW-Deckel wird auf das parallel laufende Vorhaben „Zukünftige Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland“ verwiesen.

4. Ökonomische Aspekte

Das Kapitel zu den ökonomischen Aspekten geht zunächst im Detail auf die wesentlichen Vermarktungswege von PV-Strom ein. Zu Beginn wird die zum 01.01.2016 erfolgte Absenkung der Grenze zur verpflichtenden Direktvermarktung auf 100 kW näher analysiert. Anschließend werden detaillierte Ergebnisse zur Entwicklung des Selbstverbrauchs von PV-Strom vorgestellt. Auf Basis dieser Analysen erfolgen die Berechnung der Stromgestehungskosten sowie die Bewertung der Wirtschaftlichkeit unter Berücksichtigung von fester Einspeisevergütung, Direktvermarktung und Selbstverbrauch. Die Wirtschaftlichkeitsberechnung fokussiert auf diejenigen Bereiche außerhalb der Ausschreibungen, also die Segmente mit administrativ festgelegten Einspeisevergütungen bzw. anzulegenden Werten.

Nach einer kurzen Einordnung des ungeforderten Anlagenbetriebs werden die bereits seit 2015 laufenden Ausschreibungen für Photovoltaikanlagen betrachtet. Neben der Auswertung von Geboten und Zuschlägen der seit 2015 insgesamt durchgeführten zwölf Ausschreibungsrunden wird die Anlagenrealisierung für die unter den Regelungen der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV) durchgeführten Auktionen analysiert, da nur für diese zum Stand der Berichtserstellung die Realisierungsfrist von 24 Monaten abgelaufen ist.

Mieterstrommodelle bzw. deren Förderung im Rahmen des Mieterstromgesetzes können derzeit aus verschiedenen Gründen noch nicht evaluiert werden. Zum einen wird Direktverbrauch durch Dritte bzw. Mieterstrom derzeit in den EEG-Bewegungsdaten nicht unter einer eigenen Vergütungskategorie erfasst (dies erfolgt voraussichtlich ab dem Jahr 2018). Weiterhin wurden bislang mit insgesamt 9,5 MW (Datenstand: Meldungen bis 31.01.2019) erst wenige Projekte gefördert.

4.1. Vermarktungsmöglichkeiten PV-Strom

Die Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen lässt sich im Wesentlichen in drei Vermarktungswege einteilen. Einerseits ist dies die Stromeinspeisung mit fester Einspeisevergütung gemäß EEG, andererseits die Direktvermarktung im Rahmen des EEG mit gleitender Marktprämie. Darüber hinaus wird in zunehmendem Maße PV-Strom nicht eingespeist, sondern selbst und/oder durch Dritte genutzt (Selbstverbrauch⁷).

Abbildung 6 zeigt die Aufteilung der Photovoltaik-Stromerzeugung auf die verschiedenen Vermarktungswege. Neben der festen Einspeisevergütung kommt ab 2009 der Eigenversorgung mit PV-Strom eine zunehmende Rolle zu, welche im Jahr 2018 7,0 % (2017: 6,8 %) an der gesamten PV-Stromerzeugung ausmacht. Ab 2012 etabliert sich zudem die Marktprämien-Direktvermarktung als dritte Option des Stromabsatzes mit einem Anteil von 23,4 % im Jahr 2018 (2017: 23,5 %). Die weiterhin große Rolle der Einspeisevergütung (69,6 % der PV-Stromerzeugung 2018) im Vergleich zur Windenergie macht gleichzeitig das begrenzte Potenzial der Direktvermarktung im Photovoltaik-Anlagenbestand deutlich, das nicht zuletzt in der kleinteiligen Anlagenstruktur begründet ist.

⁷ Im Folgenden umfassen die unter „Selbstverbrauch“ subsummierten Mengen auch den mit dem sog. „Eigenverbrauchsbonus“ geförderten PV-Strom sowie den durch Dritte in unmittelbarer räumlicher Nähe verbrauchten und nicht in das öffentliche Netz eingespeisten Strom. Letztere Menge lässt sich derzeit nicht eindeutig aus den EEG-Bewegungsdaten bzw. -Vergütungskategorien nach Selbstverbrauch und Verbrauch durch Dritte (z.B. Mieterstrom) zuordnen.

Neben den genannten Vermarktungsformen gibt es darüber hinaus die Möglichkeit der sonstigen Direktvermarktung, über die im Jahr 2017 die vergleichsweise geringe Strommenge von rund 12 GWh PV-Strom abgesetzt wurde (die Daten für 2018 lagen zum Zeitpunkt der Berichtserstellung noch nicht vor). Aufgrund der geringen Bedeutung wird die sonstige Direktvermarktung in der nachfolgenden Abbildung nicht dargestellt und im Weiteren nicht näher untersucht.

Strommenge [GWh]

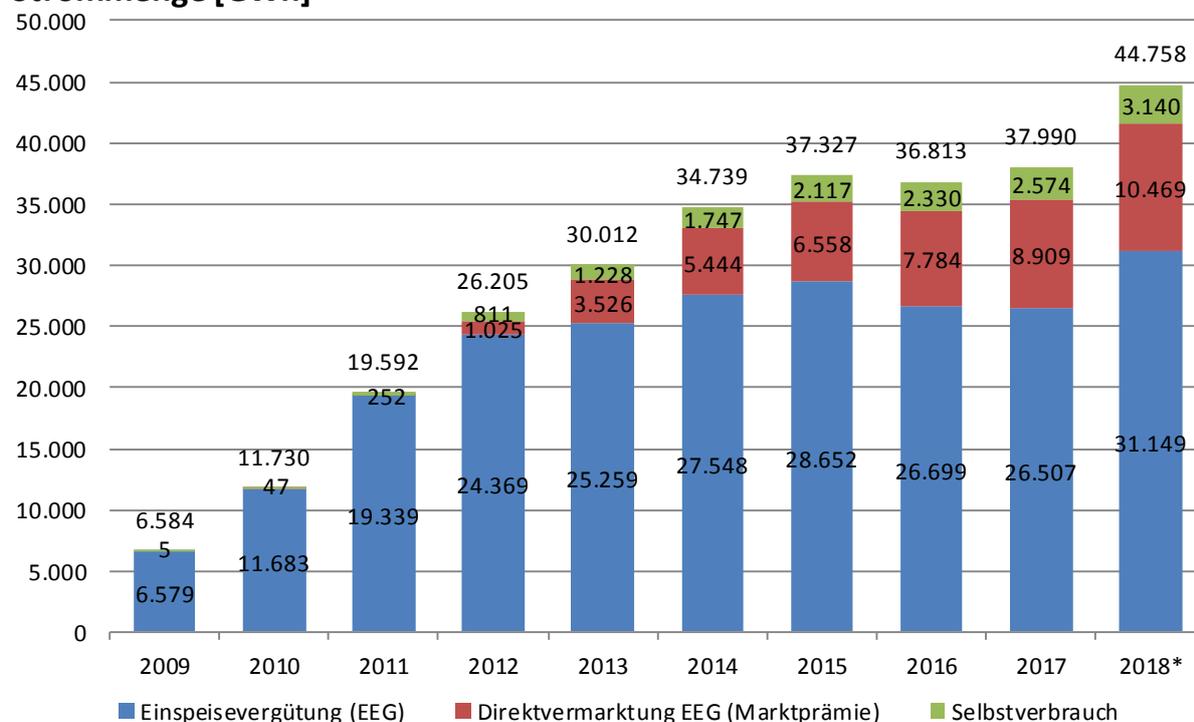


Abbildung 6: Entwicklung der PV-Strommengen⁸ nach Vermarktungsform (*Schätzung) (Quelle: Eigene Auswertung basierend auf [1, 2])

4.1.1. Direktvermarktung (Marktprämienmodell): Analyse der Absenkung der Grenze zur verpflichtenden Direktvermarktung auf 100 kW

Im Jahr 2018 wurden rund 9 TWh [1] Photovoltaik-Strom im Rahmen der Marktprämien-Direktvermarktung abgesetzt. Die PV-Anlagenleistung in der Direktvermarktung lag Ende 2018 bei rund 11,6 GW davon entfallen rund 80 % auf Anlagen über 1 MW, etwa 12 % auf Anlagen zwischen 500 und 1000 kW, sowie ca. 8 % auf Anlagen zwischen 100 und 500 kW [74].

Direktvermarktung kleiner PV-Anlagen zwischen 100 und 500 kW

Durch die Absenkung der Grenze zur verpflichtenden Direktvermarktung von 500 kW auf 100 kW zum 01. Januar 2016 kam es im betroffenen Leistungssegment zunächst zu einem deutlichen Rückgang des Anlagenzubaus (vgl. Abbildung 1, Seite 3). Im Jahr 2015 betrug der Anteil dieser Leistungsklasse am Gesamtzubau rund 20 %, im Durchschnitt wurden knapp 24 MW pro Monat zugebaut. Beachtet man die Verzerrung durch Vorzieheffekte wegen der Absenkung der Direktvermarktungsgrenze – im Dezember 2015 wurden in dieser Leistungsklasse 87 MW zugebaut –, lag der mittlere

⁸ Gegenüber der von der AGEE-Stat ausgewiesenen PV-Gesamterzeugung ergeben sich geringere Strommengen, die aus der Differenz zwischen der vorliegenden Auswertung des PV-Selbstverbrauchs (vgl. Kapitel 4.1.1) und der Selbstverbrauchsschätzung der AGEE-Stat resultieren.

Zubau zwischen Januar und November 2015 bei rund 18 MW. Im Jahr 2016 wurde ein durchschnittlicher, monatlicher Zubau von knapp 10 MW bzw. ein Anteil des Segments zwischen 100 kW und 500 kW am Jahreszubau von unter 8 % realisiert. Der Absenkung der Direktvermarktungsgrenze zum 01. Januar 2016 standen – aufgrund der Unterschreitung des Zubaukorridors – gleichgebliebene Vergütungssätze bzw. anzulegende Werte zwischen September 2015 und April 2017 gegenüber, sowie im Zeitverlauf gesunkene Preise für Neuanlagen. Da sich die wirtschaftliche Situation von neuen PV-Anlagen im betreffenden Zeitraum somit verbessert hat, dürfte – auch angesichts der Vorzieheffekte im Dezember 2015 – der Rückgang des Zubaus im Marktsegment 100 bis 500 kW im Jahr 2016 eindeutig auf die Absenkung der Grenze zur verpflichtenden Direktvermarktung zurückzuführen sein. Der Zubau der betroffenen Anlagenklasse hat sich im Jahr 2017 mit knapp 15 % am PV-Gesamtzubau (durchschnittlich 21 MW/Monat) jedoch wieder erholt und im Jahr 2018 mit über 19 % Anteil am Zubau (knapp 45 MW/Monat) das Niveau von 2015 (bei deutlich höherem Gesamtzubau) wieder erreicht.

Als Ursachen für den vorübergehend zurückgegangenen Anlagenzubau spielen Hemmnisse bei Anlagenbetreibern und Direktvermarktern eine Rolle. Aus Sicht der Betreiber von PV-Anlagen sind mit der Direktvermarktungspflicht zusätzliche Anforderungen verbunden, sowie zusätzliche Kosten für die Direktvermarktung. Darüber hinaus ist auch von Informationsdefiziten und zum Teil irrationalen Vorbehalten, bspw. der Wahrnehmung der Direktvermarktungspflicht als zusätzlicher Hürde für Anlagenbetreiber, auszugehen. Aus Direktvermarkter-Perspektive ist der Abwicklungsaufwand bei kleinen Anlagen mit geringeren Erträgen ähnlich hoch, wie bei großen Anlagen, während das Erlöspotenzial deutlich verringert ist. Bei kleinen PV-Anlagen verringert sich die Attraktivität zusätzlich durch den häufig vorliegenden Eigenverbrauch, der schlecht prognostizierbar ist, wodurch sich das Ausgleichsenergieerisiko erhöht. Die Erholung des Zubaus von Anlagen zwischen 100 und 500 kW deutet darauf hin, dass ein Teil dieser Hemmnisse abgebaut werden konnte. Auf Betreiberseite ist insbesondere davon auszugehen, dass irrationale Vorbehalte und Informationsdefizite – insbesondere hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit der Anlagen – abgenommen haben. Auf Direktvermarkterseite scheint es ein insgesamt gestiegenes Interesse an PV-Anlagen in diesem Segment zu geben, welches sich in attraktiveren bzw. kostengünstigeren Angeboten für die Direktvermarktung kleiner PV-Anlagen zeigt.

Die Direktvermarktungspflicht wird teilweise aktiv umgangen. Dazu werden einerseits Anlagen in 100 kW-Tranchen aufgeteilt und im Jahresabstand zugebaut, andererseits werden in der Branche Varianten diskutiert, die die Direktvermarktung mit einer Kombination aus Selbstverbrauch und Ausfallvergütung umgehen.

Hinsichtlich der Aufteilung in Tranchen ist gegenüber dem Jahr 2015 ein deutlicher Anstieg an Anlagen erkennbar, die auf maximal 100 kW dimensioniert werden. Der Zubau von Anlagen zwischen 95 und einschließlich 100 kW ist dabei von rund 21 MW (1,4 % des Gesamtzubaus) auf ca. 58 MW (3,8 % des Gesamtzubaus) im Jahr 2016 und auf rund 95 MW (5,6 % des Gesamtzubaus) im Jahr 2017 angestiegen. 2018 lag der Zubauanteil ähnlich hoch mit 5,3 % des Gesamtzubaus (147 MW) [75]. Zwar lässt sich der Anstieg nicht ausschließlich auf Anlagen zurückführen, die in Tranchen aufgeteilt wurden, da auch davon ausgegangen werden muss, dass Anlagen knapp über 100 kW seit der Absenkung der Direktvermarktungsgrenze bewusst kleiner dimensioniert werden. Dennoch liegt die Vermutung nahe, dass ein Teil des Zubauanstiegs in diesem Leistungssegment aus Anlagen resultiert, die in 100 kW-Abschnitten gebaut werden. Anhand der Meldedaten des PV-Melderegisters lassen

sich einzelne Anlagen identifizieren, bei denen im Jahresabstand am selben Standort Anlagenteile zugebaut werden. Da die eindeutige Identifizierung des Standorts im Melderegister aus verschiedenen Gründen (z.B. Schreibfehler, Standort mit mehreren Adressen) jedoch nicht immer möglich ist, kann keine umfassende Auswertung dazu nicht erfolgen⁹. Die sukzessive Installation/Inbetriebnahme von 100 kW-Abschnitten erleichtert die vollständige Belegung auch größerer Dachflächen für den Fall, dass Anlagenbetreiber den eingespeisten Strom nicht direkt vermarkten wollen. Aus Sicht des Gesetzgebers ist abzuwägen, ob der Marktintegration von PV-Strom Vorrang einzuräumen ist und die Regelung zur Anlagenzusammenfassung schärfer gefasst wird. Eine mögliche Folge einer Verschärfung könnte jedoch sein, dass in diesem Fall die 100 kW-Schwelle wesentlich stärker markthemmend wirkt, weil viele Anlagen nur auf maximal 100 kW ausgelegt werden, selbst wenn die Dachfläche eine größere Anlage erlauben würde. Dem gegenüber steht eine Tolerierung der bisherigen Praxis, womit im Hinblick auf die Ausschöpfung von Dachflächen ein insgesamt höherer PV-Zubau zu erwarten ist.

Die Nutzung von Lösungen zur Umgehung der Direktvermarktungspflicht durch eine Kombination aus hohem Selbstverbrauch und Ausfallvergütung lässt sich nur bedingt aus der Inanspruchnahme der Ausfallvergütung ablesen, da die Ursache der Inanspruchnahme unklar bleibt. Vor dem Hintergrund der abgesenkten Direktvermarktungsgrenze könnte eine Ursache bei Anlagen zwischen 100 kW und 500 kW mit Inbetriebnahme ab 2016 auch Schwierigkeiten beim Finden eines Direktvermarkters sein. Angaben zur Inanspruchnahme der Ausfallvergütung finden sich in den EEG-Bewegungsdaten, sowie den Anlagendaten zur Ausfallvermarktung der Übertragungsnetzbetreiber [74]. Dabei kommt es jedoch zu deutlichen Abweichungen der Angaben. Gemäß EEG-Bewegungsdaten nutzten im Jahr 2017 von den Anlagen zwischen 100 kW und 500 kW rund 73 MW die Ausfallvergütung, davon knapp 51 MW mit Inbetriebnahme 2017 (20 % des Zubaus) sowie gut 20 MW mit Inbetriebnahme 2016 (17 % des Zubaus)¹⁰. Gemäß Daten der Übertragungsnetzbetreiber (vgl. Tabelle 6) lag die Leistung der Anlagen in der Ausfallvermarktung dieser Leistungsklasse 2017 erheblich niedriger bei rund 33 MW, davon knapp 17 MW mit Inbetriebnahme 2017 (7 % des Zubaus) und 15 MW mit Inbetriebnahme 2016 (13 % des Zubaus). Die Klärung der Ursache des abweichenden Datenstandes erfordert eine nähere Untersuchung, die im Rahmen dieses Vorhabens nicht möglich war.

⁹ Durch die Erhebung detaillierterer Angaben im Marktstammdatenregister sind in diesem Zusammenhang künftig voraussichtlich genauere Angaben möglich

¹⁰ In den EEG-Bewegungsdaten tauchen in diesem Zusammenhang zahlreiche Vergütungskategorien auf, die in den veröffentlichten Vergütungskategorien der Übertragungsnetzbetreiber [76] nicht definiert sind, deren Struktur jedoch nahelegt, dass es sich um Strommengen der Ausfallvermarktung handeln könnte. Zieht man diese nicht definierten, von den Netzbetreibern jedoch verwendeten Vergütungskategorien bei der Auswertung der Ausfallvermarktung hinzu, liegt der Umfang der betreffenden Anlagen zwischen 100 kW und 500 kW im Jahr 2017 bei knapp 95 MW.

Tabelle 6: Leistung der Anlagen zwischen 100 kW und 500 kW mit Ausfallvermarktung im jeweiligen Betriebsjahr¹¹. (Eigene Darstellung basierend auf [74])

[MW]	Betriebsjahr			Anteil am Zubau		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018
IBN - Jahr						
2016	9	15	13	8%	13%	11%
2017	-	17	13	-	7%	5%
2018	-	-	36	-	-	7%
Summe	9	32	63	-	-	-

Um Rückschlüsse auf eine mögliche Umgehung der Direktvermarktung zu ziehen, ist neben dem Umfang der Anlagen mit Ausfallvermarktung insbesondere auch die jährliche Dauer der Inanspruchnahme relevant. Diese lässt sich anhand der – wenn auch scheinbar unvollständigen – Daten der Übertragungsnetzbetreiber auswerten. Tabelle 7 gibt den Umfang der Anlagen wieder, die im jeweiligen Betriebsjahr in Summe länger als 6 Monate die Ausfallvermarktung in Anspruch genommen haben. Dabei zeichnet sich bei den 2016 in Betrieb genommenen Anlagen ein zunehmender Anteil an Anlagen (2018 rund 9 %) ab, bei denen dies der Fall ist. Beim Inbetriebnahmejahrgang 2017 ist der Anteil entsprechender Anlagen geringer. Dies dürfte nicht zuletzt auf die geänderte Regelung im EEG 2017 zurückzuführen sein, die die Inanspruchnahme der Ausfallvergütung auf sechs Monate pro Jahr bzw. auf drei Monate am Stück begrenzt. Belastbare Aussagen zum Inbetriebnahmejahrgang 2018 sind derzeit noch nicht möglich, da nur Daten zum Inbetriebnahmejahr vorliegen, welches durch Sondereffekte (z.B. kein Betrieb über das vollständige Jahr, evt. Suche nach einem Direktvermarkter u.ä.) gekennzeichnet ist.

Tabelle 7: Leistung der Anlagen zwischen 100 kW und 500 kW, die die Ausfallvermarktung im jeweiligen Betriebsjahr länger als 6 Monate genutzt haben. (Eigene Darstellung basierend auf [74])

[MW]	Betriebsjahr			Anteil am Zubau		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018
IBN - Jahr						
2016	1	7	10	1%	6%	9%
2017	-	0	5	-	0%	2%
2018	-	-	2	-	-	0%
Summe	1	8	17	-	-	-

Die Tatsache, dass es sowohl Anlagen mit Inbetriebnahme 2016 gibt, die die Ausfallvergütung für längere Zeiträume im Jahr nutzen, als auch Anlagen mit Inbetriebnahme 2017, die die gesetzliche Begrenzung bei der Nutzung überschreiten und in der Konsequenz für den eingespeisten Strom in den betreffenden Zeiten nur den Marktwert erhalten, deutet daraufhin, dass ein Teil der in den letzten Jahren in Betrieb genommenen Anlagen die Direktvermarktung auf diese Weise umgeht.

¹¹ Basierend auf den EEG-Bewegungsdaten liegen die Werte z.T. deutlich höher, vgl. Angaben im Text.

Tabelle 8: Leistung der Anlagen zwischen 100 kW und 500 kW, die die Ausfallvermarktung länger als drei Monate am Stück genutzt haben. (Eigene Darstellung basierend auf [74])

[MW]	Betriebsjahr			Anteil am Zubau		
	2016	2017	2018	2016	2017	2018
IBN - Jahr						
2016	2	11	11	2%	10%	10%
2017	-	3	6	-	1%	2%
2018	-	-	6	-	-	1%
Summe	2	15	23	-	-	-

Der genaue Umfang der Anlagen, bei denen dies der Fall ist, lässt sich aufgrund der erwähnten, z.T. widersprüchlichen Datenlage und aufgrund der notwendigen Einzelfallbetrachtung nicht genau beziffern. Denkbar wäre bspw. auch, dass eine Anlage per se einen hohen Selbstverbrauchsanteil aufweist und die eingespeiste Reststrommenge zu gering ist, um den Aufwand für die Direktvermarktung zu rechtfertigen. Eine detaillierte Aufschlüsselung der Vermarktungsarten der betroffenen Anlagen anhand der EEG-Bewegungsdaten könnte hierzu ggf. weitere Erkenntnisse liefern, wobei zunächst eine Klärung der oben beschriebenen Differenzen in den Primärdaten erforderlich wäre. Vor dem Hintergrund, dass die Ausfallvergütung im betreffenden Anlagensegment zwischen 100 kW und 500 kW derzeit mit einer Absenkung des anzulegenden Wertes von rund 2 ct/kWh einhergeht und es deutlich günstigere Direktvermarktungsangebote gibt (vgl. Abbildung 7), dürfte sich die Relevanz des Themas aus wirtschaftlichen Gründen auf die Anlagen beschränken, bei denen sehr hohe Selbstverbrauchsanteile möglich sind. Da die Lage bei den neueren Zubaujahrgängen anhand der vorliegenden Datenbasis jedoch nicht abschließend beurteilt werden kann, wird empfohlen die Entwicklung weiter zu beobachten. Ein unmittelbarer Handlungsbedarf besteht derzeit nicht.

Zur Einordnung der wirtschaftlichen Situation der Direktvermarktung bei PV-Anlagen zwischen 100 kW und 500 kW werden nachfolgend die Direktvermarktungskosten näher betrachtet. Diese setzen sich einerseits aus Vermarktungsentgelten zusammen, sowie andererseits aus den Kosten für die verpflichtende Fernsteuerungsanbindung der Anlage zum Direktvermarkter. Informationen zu Vermarktungsentgelten sind kaum frei zugänglich und somit als intransparent anzusehen. Die nachfolgende Betrachtung anhand der öffentlich zugänglichen Angebote der Vermarkter Next Kraftwerke [77], Mark-E [78] und EnBW [79] liefert somit nur Anhaltspunkte für die Höhe möglicher Vermarktungsentgelte.

Angebote für PV-Anlagen unter ca. 800 kW basieren überwiegend auf pauschalen Tarifen und sind zunehmend internetbasiert, um den Abwicklungsaufwand auf Seiten der Vermarkter zu reduzieren. Die Tarife für Anlagen unter 800 kW sind bei Next Kraftwerke und Mark-E 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 Eigenverbrauch bzw. abnehmender Anlagengröße innerhalb einer Tarifklasse. Das Vermarktungsentgelt von EnBW für Anlagen bis 750 kW skaliert dagegen mit der Anlagengröße, wodurch die Entgelte bei kleineren Anlagen deutlich weniger stark ansteigen. Abbildung 7 stellt die Entgelte der Vermarkter in Abhängigkeit der Anlagengröße gegenüber. Dabei wird eine spezifische Stromerzeugung von 900 kWh pro kW und Jahr unterstellt, auf die das Vermarktungsentgelt umgerechnet wird.

Ungeachtet des konkreten Verlaufs, der bei Next und Mark-E zum Teil Sprünge aufweist¹² wird deutlich, dass das Vermarktungsentgelt mit abnehmender Anlagengröße bei Next und Mark-E stärker ansteigt, während bei EnBW zunächst nur ein geringer Anstieg erfolgt. Für Anlagen mit 100 kW liegt das Entgelt bei EnBW bei rund 0,27 ct/kWh und sinkt auf 0,14 ct/kWh für Anlagen ab 700 kW. Bei Next liegt das Vermarktungsentgelt für Anlagen mit 100 kW bei 0,8 ct/kWh, bzw. 0,6 ct/kWh bei Mark-E, während sich bei 800 kW-Anlagen 0,18 ct/kWh ergeben bzw. 0,19 ct/kWh bei Anlagen mit 750 kW (Mark-E).

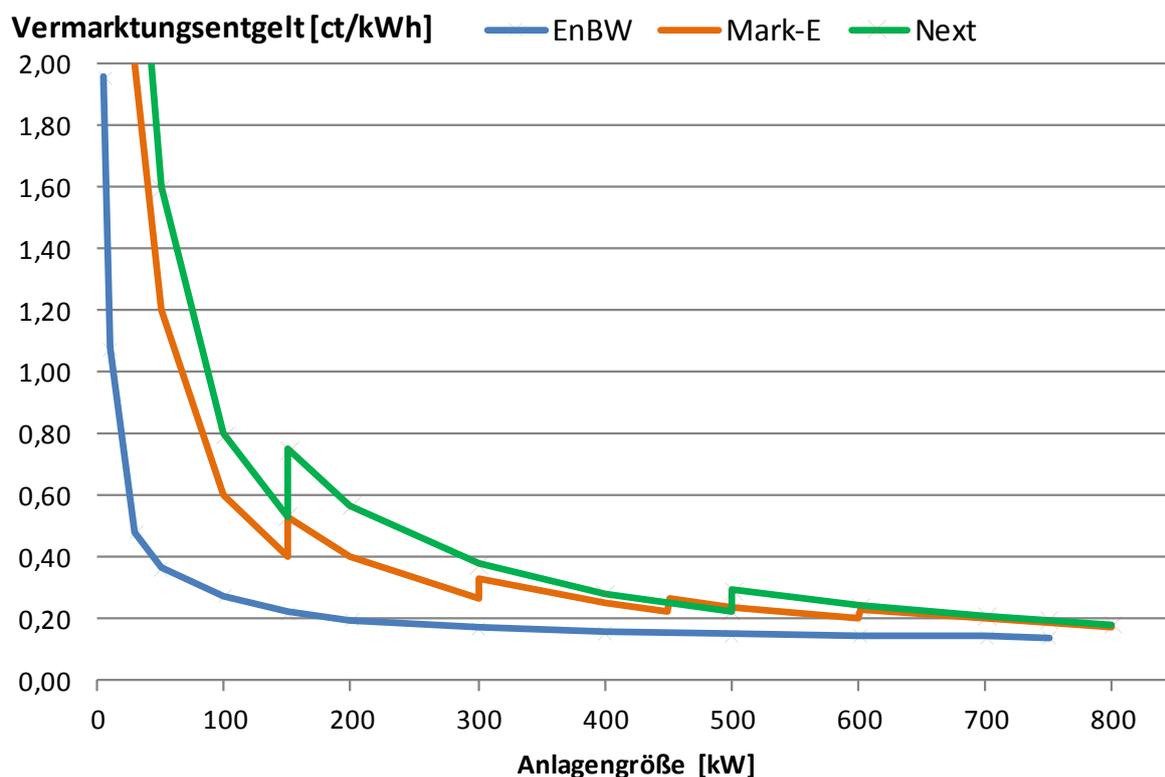


Abbildung 7: Direktvermarktungsentgelte der Vermarkter Next Kraftwerke, Mark-E und EnBW in Abhängigkeit der Anlagengröße. Stand: Dezember 2018 (eigene Auswertung basierend auf [77], [78] und [79])

Es fällt auf, dass die Vermarktungsentgelte von Next und Mark-E für Anlagen bis ca. 280 kW bzw. 200 kW die im EEG 2014 als Ersatz der Managementprämie durchgeführte Erhöhung der anzulegenden Werte von 0,4 ct/kWh übersteigen. Von Seiten der Anlagenbetreiber werden für Anlagen im unteren dreistelligen kW-Bereich zum Teil noch wesentlich höhere Entgelte angegeben, teilweise deutlich über 1 ct/kWh. Diese Preisangaben sind jedoch nicht öffentlich, weswegen keine detaillierteren Angaben angeführt werden können. Es wird davon ausgegangen, dass die Entgelte von EnBW die untere Spannweite des Gesamtmarktes darstellen. Unklar ist, inwiefern bei den dargestellten niedrigen Direktvermarktungstarifen – insbesondere im Leistungsbereich von 100 kW und niedriger – eine Mischkalkulation mit anderen Produkten (bspw. Batteriespeicher, Stromcommunities) vorgenommen wird.

¹² Die Sprünge sind auf die Umrechnung von Absolutbeträgen zurückzuführen, die für bestimmte Leistungsbe-
reiche gelten: im obigen Falle bei Next konstante absolute Entgelte für die Leistungsklassen 100 bis 150 kW,
151 bis 500 kW und 501 bis 800 kW; bei Mark E von 151 bis 300 kW, 301 bis 450 kW, 451 bis 600 kW sowie 601
bis 750 kW

Neben den Vermarktungsentgelten fallen für die Direktvermarktung Kosten für die Fernsteuerung der Anlage durch den Vermarkter an. Dabei handelt es sich in der Regel um Einmalkosten, deren Höhe davon abhängt, ob für die Steuerung der Anlagen vorhandene Schnittstellen genutzt werden können und ob zusätzliche Hardware benötigt wird. Je nach Konstellation ist dabei von Kosten zwischen unter 100 € bis rund 600 € auszugehen [80]. Aufgrund der Intransparenz öffentlich verfügbarer Preisinformationen kann jedoch nicht ausgeschlossen werden, dass die Kosten in einigen Fällen auch höher liegen.

Insgesamt ist festzustellen, dass im Falle von mittleren Direktvermarktungspreisen der für Anlagen in der Direktvermarktung um 0,4 ct/kWh erhöhte anzulegende Wert im unteren dreistelligen Leistungsbereich nicht vollständig zur Abdeckung der Direktvermarktungskosten von PV-Neuanlagen ausreicht (vgl. Kapitel 4.4.1). Mit zunehmender Anlagenleistung verteilen sich die Direktvermarktungskosten auf größere Strommengen und die Erhöhung des anzulegenden Wertes für Anlagen mit Direktvermarktungspflicht ist kostendeckend.

Neben den im Vergleich zur Situation im Jahr 2016 verbesserten Direktvermarktungsangeboten für kleinere Anlagen sind weitere Aktivitäten zu beobachten. So gibt es Anbieter, bei denen die Direktvermarktung zusammen im Bündel oder als Zusatzoption parallel mit dem Kauf der PV-Anlage abgewickelt wird. Beispiele hierfür sind SMA und IBC Solar [81], die die Direktvermarktung im Zusammenhang mit der Installation einer PV-Anlage anbieten und dafür mit MVV bzw. EnBW als „klassischem“ Direktvermarkter im Hintergrund zusammenarbeiten. Der Vorteil dieses Modells liegt darin, dass Teile des Aufwands, die sonst beim Direktvermarkter liegen, durch den Anbieter/Projektierer der PV-Anlage übernommen werden. Technische Schnittstellen und die Weitergabe der ohnehin vorliegenden Betreiber- und Anlagendaten können im Vorfeld abgestimmt werden. Die Information des Anlagenbetreibers kann durch den Projektierer/Anbieter erfolgen, dessen Mitarbeiter ohnehin beim Kunden vor Ort sind. Der verringerte Aufwand je kW vermarktbarer Leistung beim Direktvermarkter ermöglicht wiederum günstigere Vermarktungsentgelte. Anzumerken bleibt jedoch, dass trotz gewisser Synergien und einem verringerten Abstimmungsaufwand die Abwicklung der relevanten Vorgänge trotzdem Aufwand verursacht, der vom Anbieter/Projektierer getragen wird und durch eine entsprechende Kalkulation der Produktpreise querfinanziert wird. Unverändert bestehen bleiben in dieser Konstellation das erhöhte Prognoserisiko des Vermarkters, sowie verminderte, vermarktbar Strommengen bei Eigenversorgungsanlagen. Zudem sind entsprechende Angebote nur für den Kundenkreis entsprechender Hersteller und Projektierer zugänglich und stellen folglich keine Option für den Gesamtmarkt dar. Kleinere Installationsbetriebe und Anlagen die in Eigenregie errichtet werden, haben hierzu keinen Zugang.

Ähnliche Ansätze gibt es durch Anbieter von Strom-Communities, welche den Strom aus EEG-Anlagen direkt vermarkten und bei Kombination mit anderen Produkten etwaige Vergünstigungen anbieten. Im Gegensatz zu den vorher genannten Modellen mit Anbietern/Projektierern haben Strom-Communities jedoch ein eigenes Interesse am erzeugten Strom, der für die Community benötigt wird. Der Aufwand zur Durchführung der für die Direktvermarktung notwendigen Tätigkeiten fällt in diesem Zusammenhang zum Teil ohnehin an und wird durch den Verkauf der Produkte und Dienstleistungen (Batteriespeicher, PV-Anlagen, Messstellenbetrieb, Stromlieferung) finanziert. Für die Abwicklung der notwendigen Handelsgeschäfte ist davon auszugehen, dass Community-Anbieter z.T. mit Stromhändlern als Dienstleister zusammenarbeiten. Inwiefern solche Angebote

grundsätzlich allen Anlagen offenstehen und ob sie unabhängig von der Nutzung weiterer Produkte sind, variiert zwischen den Anbietern und kann pauschal nicht beantwortet werden.

Da sich die Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen tendenziell verbessert hat, der Zubau in dem von der Direktvermarktungspflicht seit 2016 betroffenen Leistungssegment sich erholt hat, und zunehmend kostengünstigere Direktvermarktungstarife auf den Markt kommen, besteht derzeit kein Handlungsbedarf. Die Marktentwicklung sollte jedoch weiterhin aufmerksam beobachtet werden. Eine Schwierigkeit stellt weiterhin die Intransparenz der Direktvermarktungspreise dar. Diese erschwert die Bewertung der Direktvermarktungskosten gerade für kleinere Anlagen und kann durch den erhöhten Aufwand auch aus Sicht von (potenziellen) Anlagenbetreibern ein Hemmnis darstellen.

4.1.2. Selbstverbrauch und Eigenversorgung

Der Selbstverbrauch des Stroms von PV-Anlagen zur Eigenversorgung lässt sich anhand der im zeitlichen Verlauf unterschiedlichen Regelungen im EEG in drei Kategorien unterteilen:

- Geförderter Selbstverbrauch im Geltungsbereich des EEG 2009 bis EEG 2012 alte Fassung (a.F.) (sogenannter Eigenverbrauchsbonus),
- ungeförderter, nicht belasteter Selbstverbrauch nach dem EEG 2012 neue Fassung (n.F.) (nachfolgend „ungeförderter Selbstverbrauch“)
- sowie EEG-umlagepflichtiger Selbstverbrauch ab dem EEG 2014 (nachfolgend „umlagepflichtiger Selbstverbrauch“).

Die genannten Selbstverbrauchskategorien unterscheiden sich bei der Auswertung des Selbstverbrauchs hinsichtlich Ihrer Datenverfügbarkeit. Bei PV-Anlagen unter der Regelung des **geförderten Selbstverbrauchs** (Dachanlagen mit Inbetriebnahme Januar 2009 bis März 2012 bzw. im Rahmen der Übergangsregelungen Juni 2012) werden die Selbstverbrauchsmengen in den EEG-Bewegungsdaten mit eindeutigen Vergütungskategorien erfasst und können somit anlagenscharf betrachtet werden.¹³

Bei den Anlagen des **ungeförderten Selbstverbrauchs** muss zwischen Dachanlagen unter 10 kW, Dachanlagen über 10 kW, sowie Freiflächenanlagen unterschieden werden. Anlagen unter 10 kW weisen häufig keine zur Erfassung des Selbstverbrauchs geeigneten Messeinrichtungen auf, weswegen die selbst verbrauchten Mengen auf der Basis von Annahmen errechnet werden. Dachanlagen zwischen 10 kW und 1 MW im ungeförderten Selbstverbrauch fallen unter das Marktintegrationsmodell (MIM)¹⁴, wodurch ab dem Betriebsjahr 2014 nur 90 % der Jahreserzeugung mit dem vollen Vergütungssatz der jeweiligen Anlage vergütet werden.¹⁵ Die restlichen 10 % werden in vielen Fällen selbst verbraucht, es besteht jedoch auch die Möglichkeit den Strom zum Marktwert einzuspeisen, oder diesen in der sonstigen Direktvermarktung zu veräußern. Die Selbstverbrauchsmengen der

¹³ Für Anlagen der Inbetriebnahmemonate Januar 2009 bis März 2012 außerhalb des Eigenverbrauchsbonus (2009: Anlagen >30 kW, ab 2010 >500 kW) wird angenommen, dass diese den PV-Strom vollständig einspeisen, da zum damaligen Zeitpunkt noch keine Netzparität von PV-Strom vorlag.

¹⁴ Das Marktintegrationsmodell gilt für Dachanlagen über 10 kW bis maximal 1.000 kW, die zwischen 01.04.2012 und 31.07.2014 in Betrieb genommen wurden.

¹⁵ Dachanlagen außerhalb des Marktintegrationsmodells (über 1 MW) werden in der Betrachtung nicht berücksichtigt, da ihre Bedeutung hinsichtlich des Selbstverbrauchs gering ist. Es liegen häufig ungeeignete Rahmendbedingungen zum Selbstverbrauch von PV-Strom vor: z. B. fehlende Personenidentität, geringe Verbrauchslasten im Vergleich zur Erzeugung, niedrigere substituierbare Strombezugpreise im Vergleich zu Haushalten.

Anlagen im Marktintegrationsmodell werden zwar erfasst, jedoch nicht trennscharf zu anderen Arten des Selbstverbrauchs, wodurch eine Abgrenzung der Strommengen notwendig wird. Darüber hinaus ist die selbst verbrauchte Strommenge bei vielen Anlagen erst ab dem Betriebsjahr 2014 erfasst, da die Anforderungen des Marktintegrationsmodells erst ab dem Betriebsjahr 2014 umzusetzen waren. Für die Betriebsjahre 2012 und 2013 wird deswegen eine Schätzung vorgenommen. Bei der Auswertung der Selbstverbrauchsmengen der MIM-Anlagen ab dem Jahr 2014 zeigt sich, dass ein Teil der Anlagen (rd. 12 % im Betriebsjahr 2017) weder Strommengen in der Kategorie Selbstverbrauch noch in den weiteren möglichen Veräußerungsformen aufweist. Es wird davon ausgegangen, dass bei diesen Anlagen der Selbstverbrauch nicht erfasst wird¹⁶. Basierend auf den Selbstverbrauchsanteilen und Volllaststunden der Anlagen mit erfasstem Selbstverbrauchs werden die fehlenden Mengen geschätzt und zu den erfassten Mengen hinzuaddiert. Die Erfassung des Selbstverbrauchs von Freiflächenanlagen des ungeforderten Selbstverbrauchs erfolgt in den EEG-Daten nur unzureichend. Die entsprechenden Mengen werden deshalb ebenfalls geschätzt.

Anlagen mit Inbetriebnahme ab August 2014 fallen unter die Regelung des (z. T. anteilig) **umlagepflichtigen Selbstverbrauchs**, sofern ihre Leistung 10 kW übersteigt. Der Selbstverbrauch wird hier im Rahmen der EEG-Umlagedaten erfasst und kann somit je Anlage ausgewertet werden. Anlagen unter 10 kW sind von der Umlagepflicht befreit und somit dem ungeforderten Selbstverbrauch zuzurechnen. Aufgrund häufig nicht vorhandener, geeigneter Messeinrichtungen für den selbst verbrauchten PV-Strom, wird der Selbstverbrauch auch hier nicht erfasst und analog zu den Anlagen unter 10 kW mit Inbetriebnahme vor August 2014 auf Basis von Annahmen errechnet. Der umlagepflichtige Selbstverbrauch von Freiflächenanlagen wird ebenfalls anhand der EEG-Umlagedaten ausgewertet.

Zum Zeitpunkt der Berichtserstellung liegen EEG-Stamm- und -Bewegungsdaten für das Jahr 2017 vor. Die nachfolgenden Analysen basieren auf diesem Datensatz. Weiterhin wird in der zusammenfassenden Darstellung der insgesamt selbst verbrauchten PV-Strommenge eine Abschätzung für das Jahr 2018 vorgenommen.

Im Jahr 2017 wurden rund 850 GWh Strom im Rahmen des "Eigenverbrauchsbonus" gefördert, davon entfällt etwas mehr als ein Drittel auf Anlagen zwischen 10 und 30 kW, sowie über ein Viertel auf Anlagen bis 10 kW (Abbildung 8). Gegenüber dem Jahr 2016 gab es damit einen Rückgang um 18 GWh (rd. - 2 %). Die Globalstrahlung in Deutschland war im Jahr 2017 in der Summe nahezu identisch zu 2016. Der Rückgang ist somit auf andere Ursachen zurückzuführen. Einerseits gibt es einen Rückgang des durchschnittlichen Selbstverbrauchsanteils je Anlage um 0,3 Prozentpunkte, andererseits ist die Leistung der Anlagen mit Selbstverbrauch um gut 11 MW (rd. 0,3 % der Anlagenleistung mit vergütetem SV) zurückgegangen. Darüber hinaus sind die Volllaststunden der betroffenen Anlagen leicht zurückgegangen, was bei konstanter Globalstrahlung auf eine veränderte räumliche Verteilung der Globalstrahlung zurückzuführen sein dürfte. Gegenläufige Effekte, wie vereinzelt Anlagen, die im Betriebsjahr erstmalig selbst erzeugten Strom nutzen¹⁷ sowie die nachträgliche In-

¹⁶ Vereinzelt Anlagen bzw. Anlagenteile, deren Einzelleistungen unter 1 MW liegen, sind aufgrund des Greifens der Regelungen zur Anlagenzusammenfassung nicht vom Marktintegrationsmodell betroffen. Dies wird, sofern sich die Anlagen anhand der verfügbaren EEG-Daten identifizieren lassen, im Rahmen der vorgenommenen Schätzung der fehlenden Selbstverbrauchsmengen berücksichtigt.

¹⁷ Findet der erstmalige Selbstverbrauch nach dem 1. August 2014 statt, werden die Strommengen zwar vergütet, sind jedoch gleichzeitig EEG-umlagepflichtig. Zur Vermeidung von Doppelzählungen werden entsprechende Mengen in der nachfolgenden Betrachtung nur dem geförderten Selbstverbrauch zugerechnet.

Installation von Batteriespeichern, vor allem bei Anlagen bis 30 kW, waren offensichtlich weniger stark ausgeprägt.

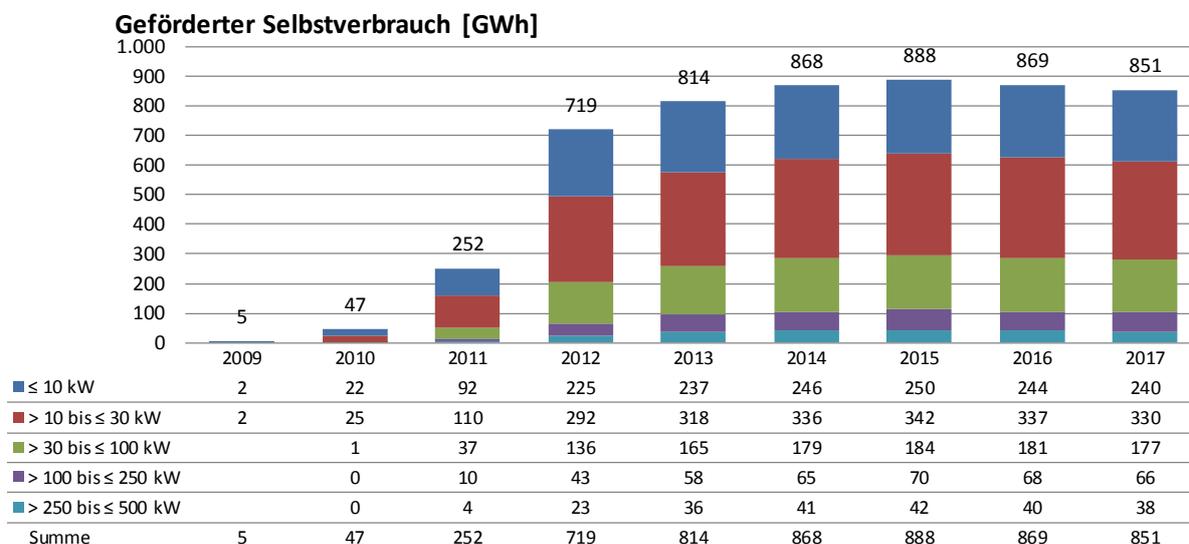


Abbildung 8: Geförderter Selbstverbrauch nach Leistungsklassen und Betriebsjahren. (Quelle: Eigene Auswertung basierend auf EEG-Bewegungsdaten)

Der ungeforderte Selbstverbrauch beträgt im Betriebsjahr 2017 rund 1.400 GWh und ist damit gegenüber dem Jahr 2016 um rund 120 GWh angestiegen (Abbildung 9). Kleine Dachanlagen bis 30 kW dominieren dabei mit einem Anteil von rd. 59 %, während Dachanlagen über 30 kW insgesamt nur mit 36 % zum gesamten Selbstverbrauch beitragen. Freiflächenanlagen haben einen Anteil von rd. 5 %.

Der Anstieg beim ungeforderten Selbstverbrauch findet ausschließlich bei den Anlagen bis 10 kW statt, die gemäß EEG 2014/2017 von der EEG-Umlage befreit sind, womit nur in diesem Leistungssegment neue Anlagen umlagefrei installiert werden können. Neben dem Anstieg durch den Zubau im Jahr 2017 findet eine Steigerung der Selbstverbrauchsmengen in diesem Segment durch die Anlagen statt, die 2016 zugebaut wurden und bei denen im Jahr 2017 erstmals ein vollständiges Betriebsjahr in die erfassten Daten eingeht.

Ungeförderter Selbstverbrauch [GWh]

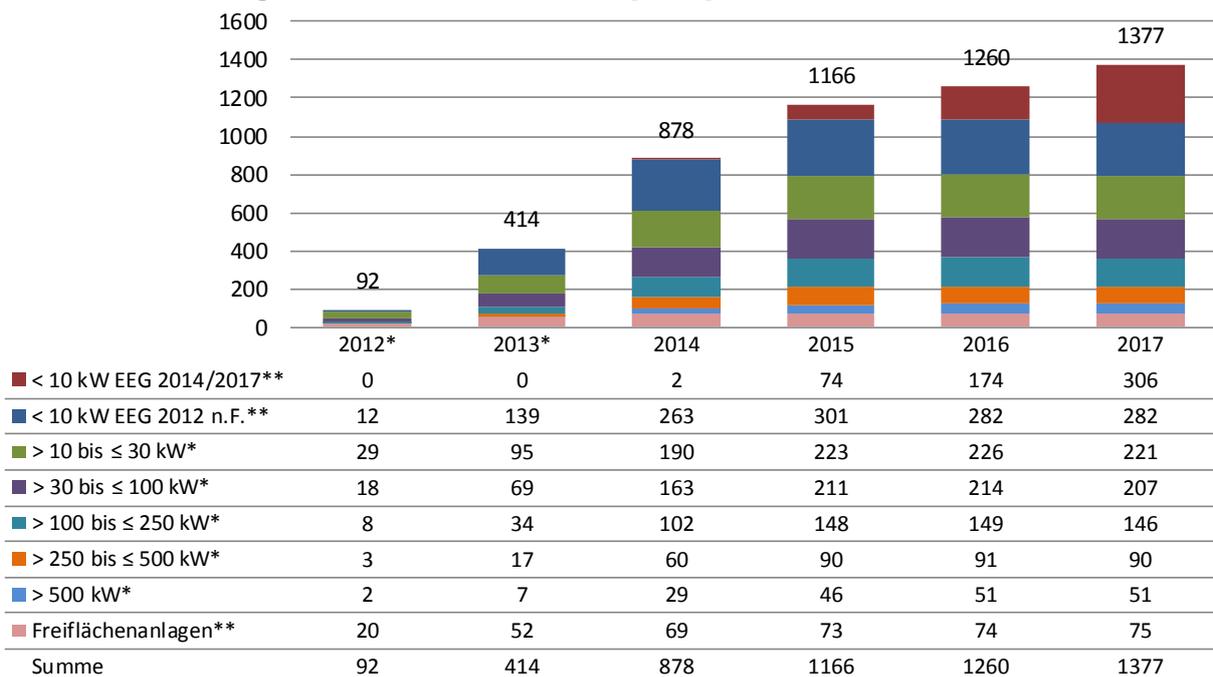


Abbildung 9: Ungeförderter Selbstverbrauch nach Leistungsklassen und Betriebsjahren (*enthält u.a. Schätzwerte, ** Schätzung) (Quelle: Eigene Auswertung basierend auf EEG-Bewegungsdaten)

Der umlagepflichtige Selbstverbrauch umfasst im Betriebsjahr 2017 rund 350 GWh und wird zu rund 58 % von Anlagen zwischen 30 und 250 kW ausgemacht (Abbildung 10). Der Anstieg um 144 GWh gegenüber dem Jahr 2016 resultiert zum einen aus dem Zubau des Jahres 2017, zum anderen aus dem ersten vollständigen Betriebsjahr der Anlagen, die 2016 in Betrieb genommen wurden.

Umlagepflichtiger Selbstverbrauch [GWh]

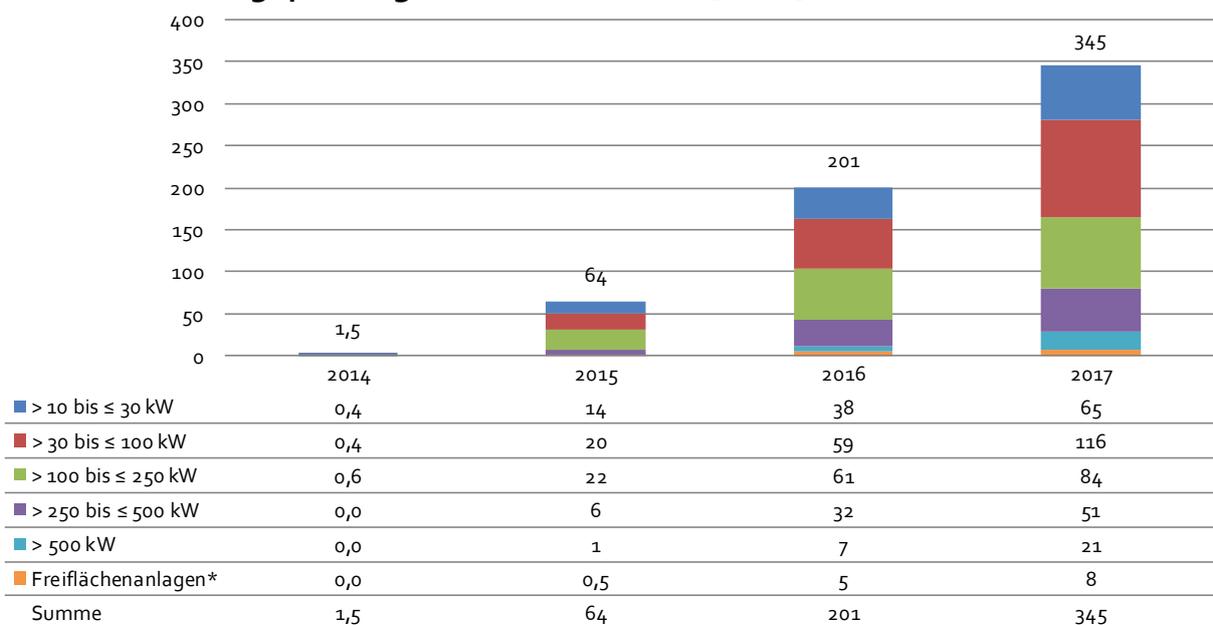


Abbildung 10: Umlagepflichtiger Selbstverbrauch nach Leistungsklassen und Betriebsjahren (* Inbetriebnahme vor dem 01.09.2015 bzw. ab dem 01.01.2017 (< 750 kW)) (Quelle: Eigene Auswertung basierend auf EEG-Bewegungsdaten)

Insgesamt summieren sich die Selbstverbrauchsmengen aus den geschilderten Bereichen auf 2,6 TWh im Jahr 2017 (Abbildung 11). Dabei wird deutlich, dass Anlagen bis einschließlich 30 kW für insgesamt rund 56 % des gesamten PV-Selbstverbrauchs stehen; weitere knapp 20 % entfallen auf das Leistungssegment zwischen 30 und 100 kW.

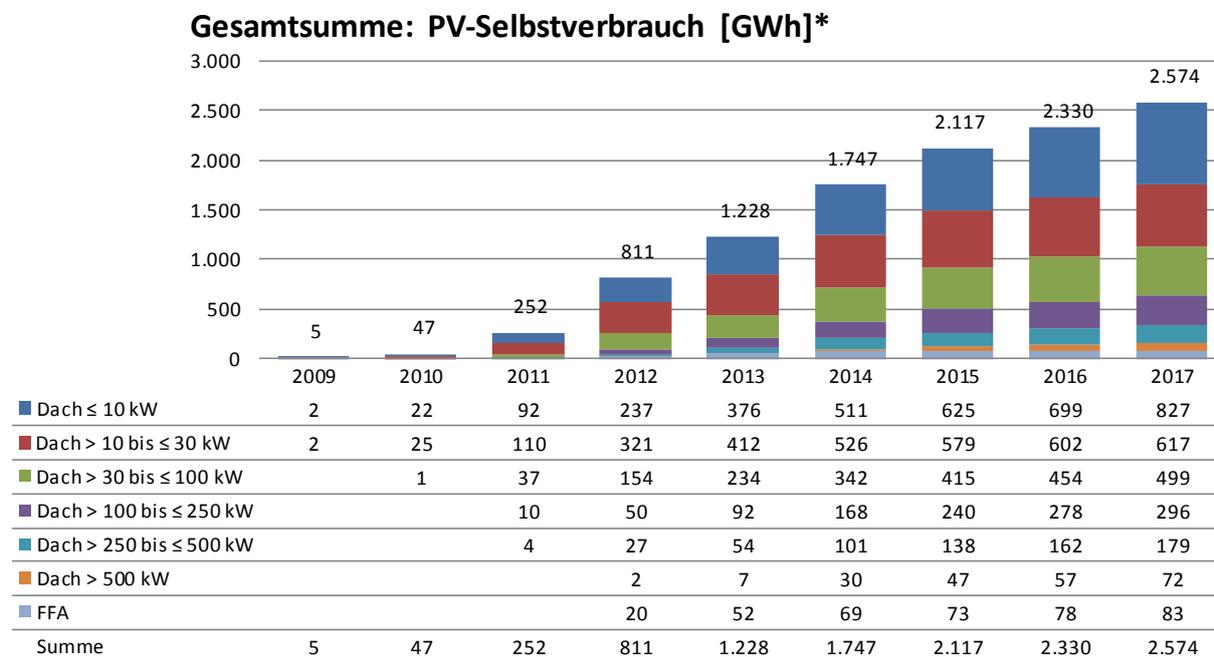


Abbildung 11: PV-Selbstverbrauch gesamt nach Leistungsklassen und Betriebsjahren. (*Angaben basieren z.T. auf Schätzwerten) (Quelle: Eigene Auswertung basierend auf EEG-Bewegungsdaten)¹⁸

Abbildung 12 zeigt die Gesamtübersicht des Selbstverbrauchs von PV-Anlagen in der Zusammensetzung nach Selbstverbrauchskategorien. Dieser verteilt sich im Jahr 2017 auf den geförderten Selbstverbrauch mit rund 33 %, den ungeforderten Selbstverbrauch mit 54 % und den umlagebelasteten Selbstverbrauch mit 13 %. Für das Jahr 2018 wird von einem relativ deutlichen Anstieg um ca. 570 MWh auf rund 3,1 TWh ausgegangen. Dieser ist zurückzuführen auf das außergewöhnlich gute Strahlungsjahr, in dem die mittlere Summe der Globalstrahlung mehr als 14 % über dem langjährigen Mittel lag, wodurch auch in den Selbstverbrauchskategorien ein Anstieg stattfindet, bei denen kein weiterer Zubau mehr erfolgt. Hinzu kommt der deutlich gestiegene PV-Zubau im Jahr 2018 (vgl. Abschnitt 2.1.1) der zu Anstiegen des Selbstverbrauchs bei den Anlagen bis 10 kW im ungeforderten Selbstverbrauch, sowie bei allen Anlagen des umlagebelasteten Selbstverbrauchs führt. Die zusätzlichen Mengen 2018 verteilen sich zu 15 % auf den geförderten Selbstverbrauch, zu 38 % auf den ungeforderten Selbstverbrauch sowie zu 46 % auf den umlagebelasteten Selbstverbrauch.

¹⁸ Gegenüber dem Zwischenbericht vom Februar 2018 ergeben sich ab dem Betriebsjahr 2012 leichte Abweichungen, die aus der vorgenommenen Zuschätzung von Selbstverbrauchsmengen bei Anlagen im Marktintegrationsmodell (vgl. die Erläuterungen am Beginn von Abschnitt 4.1.1) und einer veränderten Schätzung bei Anlagen < 10 kW resultieren.

Gesamtsumme: PV-Selbstverbrauch [GWh]

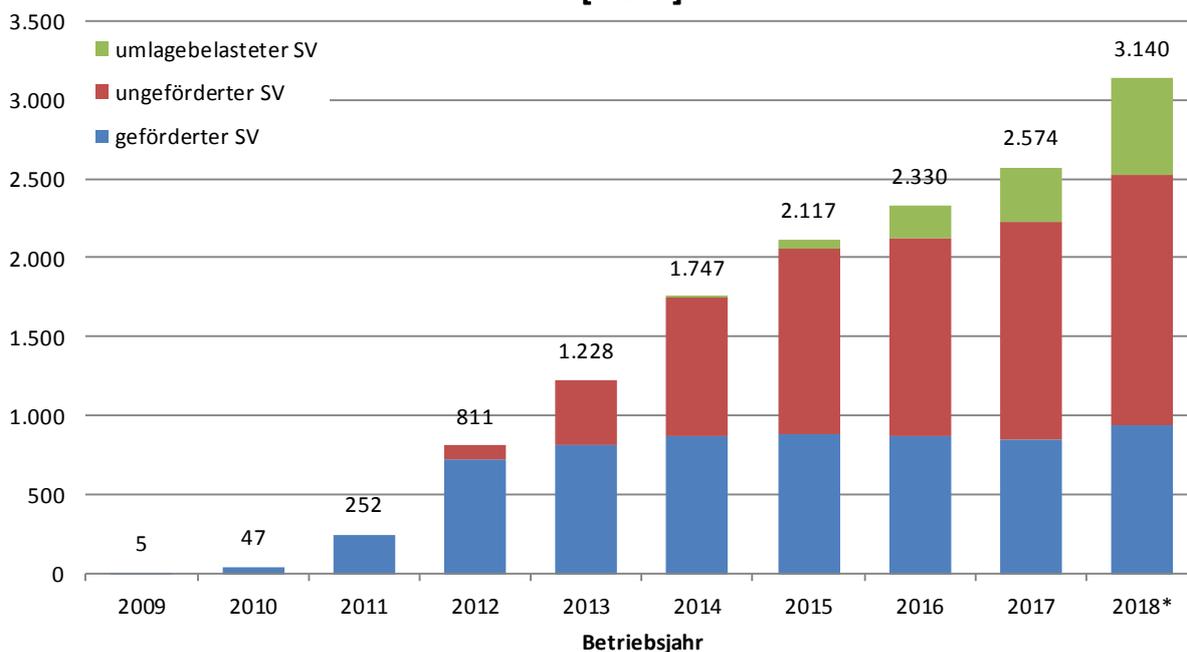


Abbildung 12: Selbstverbrauch nach Kategorie und Betriebsjahren (*vorläufig, **Schätzung) (Quelle: Eigene Auswertung basierend auf EEG-Bewegungsdaten)

Im Vergleich mit der Gesamtstromerzeugung von PV von rund 38 TWh im Jahr 2017, ist der Anteil des Selbstverbrauchs mit 6,8 % (2016: 6,3 %) als eher gering einzustufen (Vergleiche Abbildung 6). Der Anteil ist im Verlauf der letzten Jahre jedoch kontinuierlich gestiegen (2010: 0,4%) und wird, wegen der hohen Bedeutung des Selbstverbrauchs bei der Errichtung neuer Dachanlagen, der zunehmenden Bedeutung von Speichern sowie dem Herausfallen der ersten Anlagen aus der EE-Vergütung in 2021, voraussichtlich auch weiter ansteigen.

Gemessen am Selbstverbrauch aller Stromerzeuger (KWK, Industriekraftwerke etc.) von ca. 66 TWh im Jahr 2017 [82] wird deutlich, dass der Anteil des Photovoltaik-Selbstverbrauchs mit rund 5 % eine untergeordnete Rolle spielt.

Neben den reinen Strommengen der Selbstverbrauchskategorien lassen sich durch die Betrachtung des Anteils der Anlagen mit Selbstverbrauch sowie des mittleren Selbstverbrauchsanteils je Anlage Rückschlüsse über Veränderungen im Zeitverlauf in den Kategorien ziehen. Dabei werden nur die Leistungsklassen betrachtet, bei denen die Auswertung anhand der EEG-Bewegungs- und -umlagedaten möglich ist.

Tabelle 9 stellt den Anteil der Anlagen mit Selbstverbrauch innerhalb der Leistungsklassen gegenüber. Dabei zeigt sich, dass der Anteil von Anlagen mit Selbstverbrauch beim ungefördernten SV mit 67 % bis 78 % (Betriebsjahr 2017) am höchsten ist¹⁹, was auf die hohen Anreize zum Selbstverbrauch zurückzuführen ist, die aus dem Marktintegrationsmodell resultieren. Innerhalb des geförderten

¹⁹ Die Spannbreite ergibt sich aus einer unvollständigen Erfassung der Selbstverbrauchsmengen. In den EEG-Bewegungsdaten weisen im Jahr 2017 67 % der relevanten Anlagen Selbstverbrauchsmengen auf, 21 % der Anlagen speisen den über 90 % der Jahreserzeugung hinausgehenden Strom zum Marktwert ein, bei 12 % der Anlagen liegt in den erfassten Daten keine der im MIM notwendigen Veräußerungsformen vor. Für diese Anlagen wird davon ausgegangen, dass die Selbstverbrauchsmengen nicht erfasst wurden und es wird eine entsprechende Zuschätzung vorgenommen (vgl. Beschreibung oben).

Selbstverbrauchs liegt der Anteil der Anlagen mit im Durchschnitt 21 % deutlich niedriger. Die Unterschiede liegen dabei zwischen rund 58 Prozentpunkten (30-100 kW) und 41 Prozentpunkten (250-500 kW). Im Vergleich zwischen ungefördertem SV und umlagepflichtigem SV zeigen sich geringere Unterschiede. Der Anteil der Anlagen mit Selbstverbrauch liegt beim umlagepflichtigen Selbstverbrauch im Mittel bei 47 %. In den Klassen bis 250 kW liegt der Anteil dabei um 6 bis 7 Prozentpunkte niedriger, bei Anlagen ab 500 kW dagegen um 25 Prozentpunkte.

*Tabelle 9: Anteil der Anlagenleistung mit Selbstverbrauch nach Leistungsklassen und Selbstverbrauchs-kategorie (Dachanlagen, Betriebsjahr 2017). * Ohne / mit Zuschätzung von Anlagen, bei denen die Kriterien des Marktintegrationsmodells nicht erfüllt sind*

Anteil der Anlagenleistung mit Selbstverbrauch nach Inbetriebnahmephasen			
Leistung [kW]	2009 - 03/2012 (gefördert)	04/2012 - 07/2014 (ungefördert)*	ab 08/2014 (umlagepflichtig)
≤ 10	46%	-	-
> 10 bis ≤ 30	28%	79% - 88%	73%
> 30 bis ≤ 100	12%	69% - 78%	63%
> 100 bis ≤ 250	9%	62% - 72%	57%
> 250 bis ≤ 500	9%	50% - 67%	39%
> 500		38% - 67%	13%
Mittelwert	21%	67% - 78%	47%

Quelle: Eigene Auswertung basierend auf EEG-Bewegungsdaten

Abbildung 13 zeigt nach Inbetriebnahmejahren die Aufteilung der Dachanlagen in Anlagen mit Selbstverbrauch und Volleinspeiseanlagen. Während der relative Anteil der Selbstverbrauchsanlagen mit den Inbetriebnahmejahren bis einschließlich 2014 auf knapp 80 % zugenommen hat und bis 2016 auf knapp 60 % gesunken ist, ist die neu hinzukommende absolute Leistung mit Selbstverbrauch – einhergehend mit der Abnahme des Gesamtzubaus – bereits seit 2012 jährlich gesunken auf zuletzt knapp 500 MW im Jahr 2016. Im Jahr 2017 sind der absolute und relative Anteil der Anlagen mit Selbstverbrauch dagegen wieder leicht angestiegen auf rd. 570 MW bzw. 63 %.

Leistung [MW]

Anteil d. Anlagen mis SV

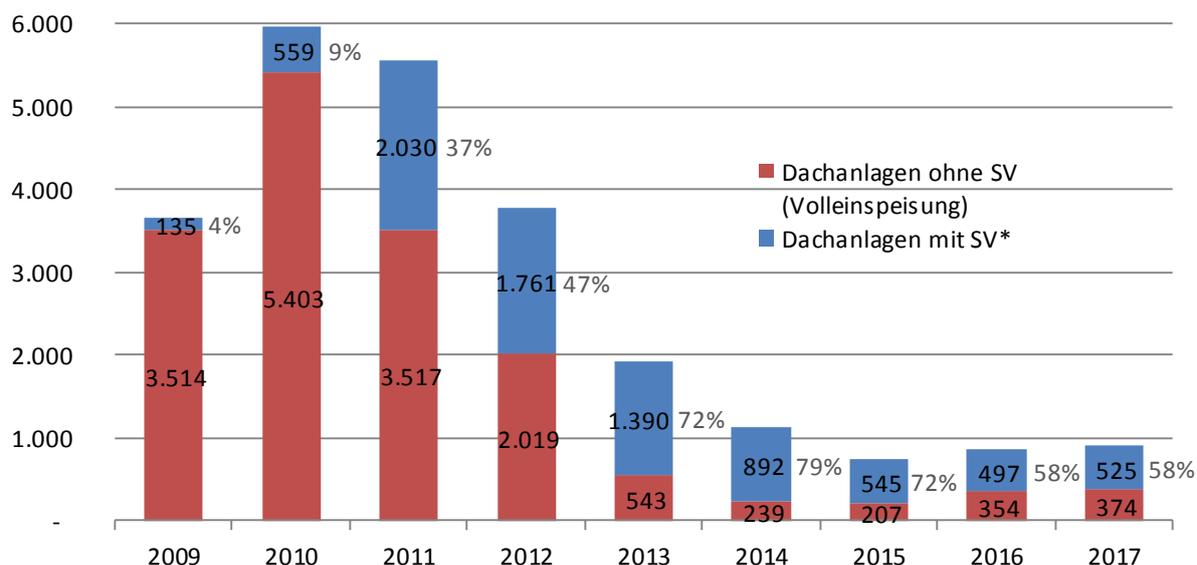


Abbildung 13: Anlagenleistung mit Volleinspeisung bzw. Selbstverbrauch (Dachanlagen) nach Inbetriebnahmejahren im Betriebsjahr 2017 (Quelle: Eigene Auswertung basierend auf EEG- Stamm- und Bewegungsdaten). *enthält Schätzwerte für Anlagen < 10 kW

Beim Vergleich des durchschnittlichen Selbstverbrauchsanteils (Tabelle 10) je Anlage findet der größte Anstieg zwischen vergütetem und umlagepflichtigem SV in der Leistungsklasse zwischen 100 und 250 kW (insg. +26 Prozentpunkte), der kleinste Anstieg in den Klassen von 10 bis 30 kW bzw. von 250 bis 500 kW (+17 Prozentpunkte) statt. Über alle Leistungsklassen hinweg ist der Anstieg zwischen vergütetem und ungefördertem Selbstverbrauch geringer (+3 bis +8 Prozentpunkte) als zwischen ungefördertem und umlagebelasteten Selbstverbrauch (+10 bis +18 Prozentpunkte).

Tabelle 10: Durchschnittlicher Selbstverbrauchsanteil je Anlage nach Leistungsklassen und Selbstverbrauchs-kategorie (Dachanlagen, Betriebsjahr 2017)

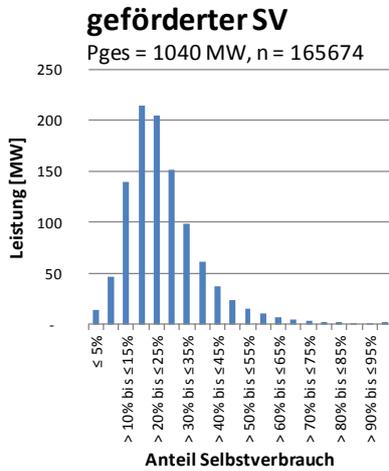
Leistung [kW]	Ø SV-Anteil je Anlage nach Inbetriebnahmephase		
	2009 - 03/2012 (gefördert)	04/2012 - 07/2014 (ungefördert)	ab 08/2014 (umlagepflichtig)
≤ 10	25%	-	-
> 10 bis ≤ 30	23%	27%	40%
> 30 bis ≤ 100	35%	41%	56%
> 100 bis ≤ 250	36%	44%	62%
> 250 bis ≤ 500	40%	43%	57%
> 500	-	41%	51%
Mittelwert	27%	36%	53%

Quelle: Eigene Auswertung basierend auf EEG-Bewegungsdaten

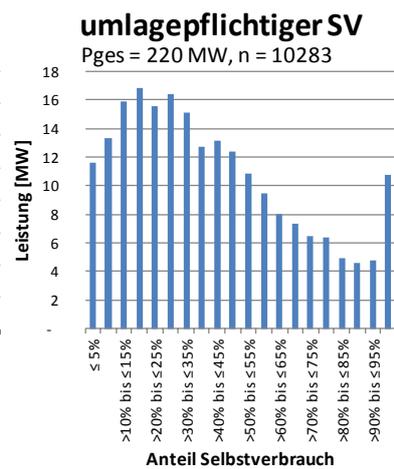
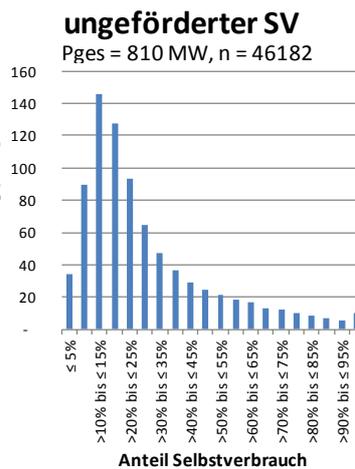
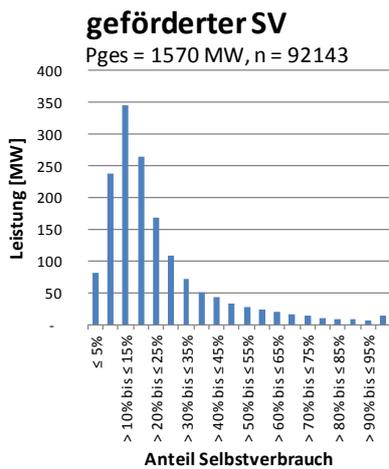
Abbildung 14 zeigt die Verteilung der Anlagenleistung über den durchschnittlichen Selbstverbrauchsanteil nach Selbstverbrauchs-kategorie und Größenklasse. Zu berücksichtigen ist dabei, dass nur Selbstverbrauchs-Anlagen dargestellt sind. Anlagen mit Volleinspeisung sind nicht enthalten. Insgesamt zeigen der geförderte und der ungeförderte Selbstverbrauch ähnliche Verteilungen in allen Leistungsklassen, wobei der ungeförderte SV jeweils mehr Leistung in den Bereichen höherer

SV-Anteile aufweist. Der umlagepflichtige Selbstverbrauch ist dagegen von deutlich höheren Selbstverbrauchsanteilen geprägt, als die jeweiligen Größenklassen des geförderten und ungeför-

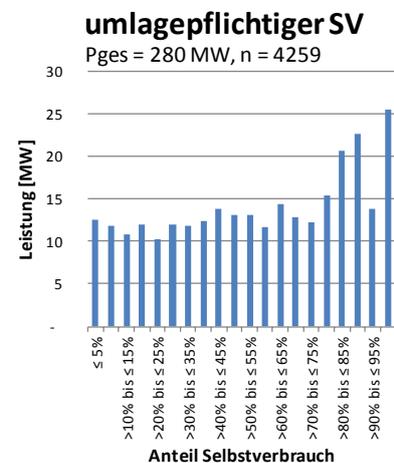
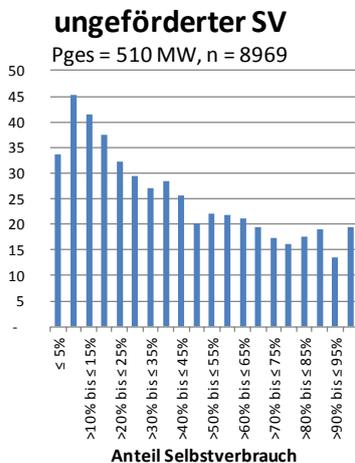
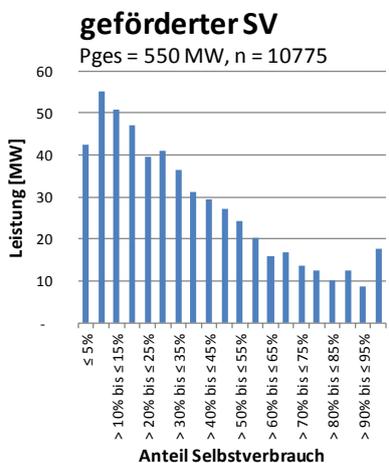
< 10 kW



> 10 bis ≤ 30 kW



> 30 bis ≤ 100 kW



> 100 bis ≤ 250 kW

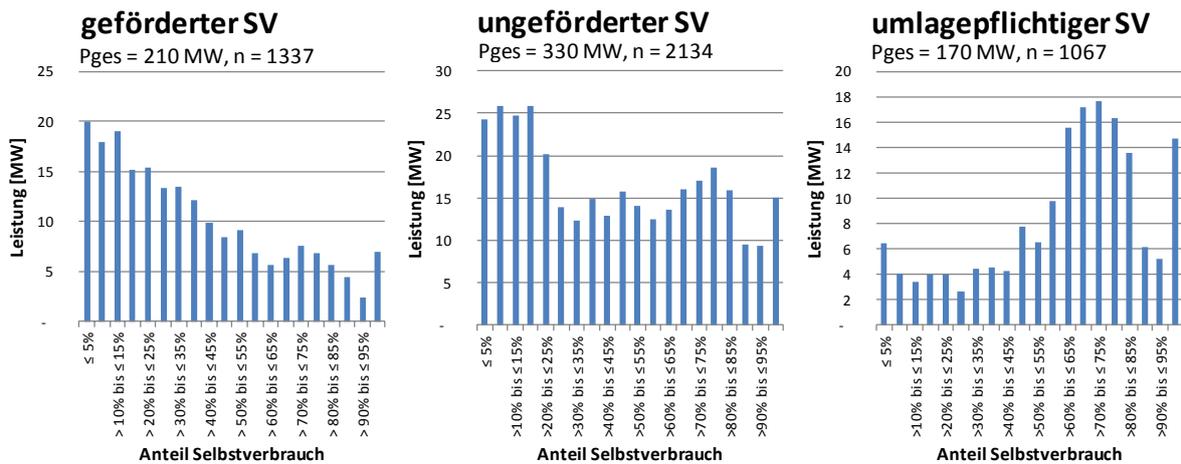


Abbildung 14: Verteilung der Anlagenleistung über den durchschnittlichen Selbstverbrauchsanteil nach EEG-Regelung zum Selbstverbrauch und Größenklasse (Dachanlagen, Betriebsjahr 2017, ohne Volleinspeiseanlagen) (Quelle: Eigene Auswertung basierend auf EEG-Bewegungsdaten)

Die unterschiedlichen Verteilungen sowie die jeweils höheren Selbstverbrauchsanteile beim ungeförderteren sowie umlagebelasteten Selbstverbrauch aus Tabelle 10, lassen sich zum einen anhand der veränderten Rahmenbedingungen und Förderhöhen des EEG, zum anderen durch die Möglichkeiten zu höheren Selbstverbrauchsanteilen bei mittleren und größeren Anlagen im Zusammenhang mit gewerblichen und industriellen Verbrauchern erklären.

Bei den Anlagen des geförderten Selbstverbrauchs ist die Eigennutzung des erzeugten Stroms nur eine zusätzliche Option, um – bei ohnehin durch die Einspeisevergütung gegebener Wirtschaftlichkeit – zusätzliche Erlöse zu generieren. Die Anlagen wurden möglichst groß ausgelegt (möglichst vollständige Ausnutzung der zur Verfügung stehenden Dachfläche), was bei begrenztem Stromverbrauch und fehlender Marktreife von Speichern in den meisten Fällen zu eher niedrigen SV-Anteilen unter 30 % führt.

Nach dem Ende der Selbstverbrauchsförderung kam es zu Absenkungen der EEG-Fördersätze, sowie zum Erreichen der Netzparität von PV-Anlagen, wodurch die Bedeutung des Selbstverbrauchs im Zeitverlauf zunimmt. Dies zeigt sich beim ungeförderteren Selbstverbrauch im höheren Anteil von Anlagen, die SV-Anteile über 30 % bzw. über 50 % aufweisen. So ist in den vergangenen Jahren bei vielen Anlagen die Steigerung des Selbstverbrauchsanteils bei der Dimensionierung in den Mittelpunkt gerückt. Diese oft als „Eigenverbrauchsoptimierung“ bezeichnete Auslegung führt letztlich dazu, dass Anlagen kleiner ausgelegt werden, die zur Verfügung stehende Dachfläche nicht vollständig ausgenutzt und damit das Dachflächenpotenzial nicht mehr voll ausgeschöpft wird.

Bei den Anlagen des umlagepflichtigen Selbstverbrauchs lag die EEG-Förderhöhe in der Vergangenheit häufig nahe oder bei kleineren Anlagen unterhalb der Stromgestehungskosten, so dass die Wirtschaftlichkeit bei vollständiger Einspeisung häufig nicht mehr gegeben war und erst durch den Selbstverbrauch erreicht wird, dessen Bedeutung bei der Anlagenauslegung damit weiter steigt. Durch die zunehmende Marktfähigkeit von Batteriespeichern sind zudem, unabhängig von der Anlagengröße, beliebig hohe Selbstverbrauchsanteile erreichbar, was sich in den eher gleich verteilten Häufigkeiten und den Verteilungsmaxima bei SV-Anteilen über 95 % zeigt. Die eher zu Gleichverteilungen tendierenden Häufigkeiten sind, neben der hohen Bedeutung des Selbstverbrauchs bei der

Anlagenauslegung, durch die Inhomogenität bei den Anlagenbetreibern zu erklären. Einerseits gibt es Betreiber, für die weiterhin die Wirtschaftlichkeit der Anlagen im Vordergrund steht und bei denen folglich Batteriespeicher eine geringere oder gar keine Rolle spielen. Andererseits besteht bei einigen Betreibern das Hauptziel in einer möglichst hohen Autarkie, wodurch Speicher auch bei fehlender Wirtschaftlichkeit installiert werden.

4.2. Entwicklung der Modulpreise

Nach dem drastischen Modulpreisverfall in den Jahren 2009 bis Ende 2012 verharrten die Preise bis Mitte 2016 auf weitgehend konstantem Niveau. In der zweiten Jahreshälfte 2016 ging die globale Modulnachfrage jedoch stark zurück (insbesondere in China), womit die Weltmarktpreise für Module innerhalb von lediglich einem Quartal um 20 % auf 0,4 US \$/W gefallen sind [83]. Aufgrund der von der EU eingeführten Einfuhrzölle bzw. Mindestimportpreise sind die Preise für Module aus China auf dem europäischen Spotmarkt in der selben Zeit nur leicht gesunken. Erst mit der schrittweisen Absenkung der Mindestimportpreise kam es auch auf dem EU-Markt ab Mitte 2017 zu einem stärkeren Rückgang der Preise. Mit dem Ende der EU-Maßnahmen im September 2018 sind die Modulpreise abermals stark zurück gegangen, verharrten jedoch anschließend Ende 2018/Anfang 2019 auf einem Niveau von knapp 0,3 €/W (Abbildung 15).

Preisverlauf PV-Module €/W (EU-Markt)

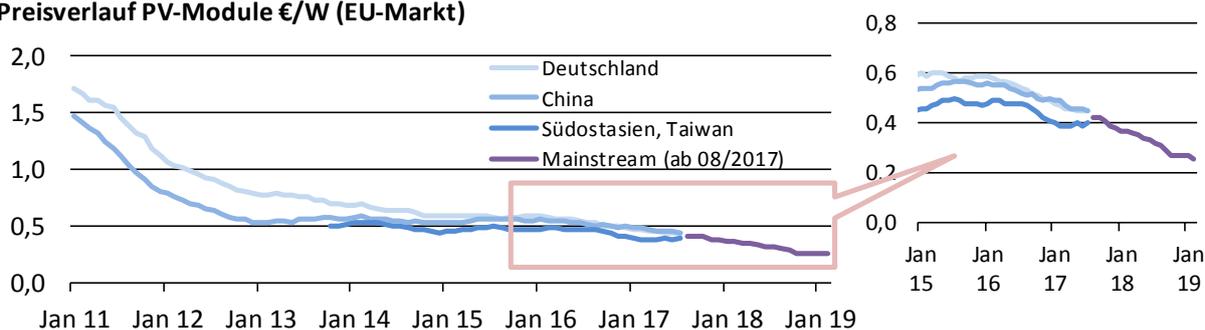


Abbildung 15: Entwicklung der Spotmarktpreise auf dem EU-Markt für kristalline Module unterschiedlicher Herkunft²⁰ ab Januar 2011 [84]

4.3. Anlagenbezogene Kosten

4.3.1. Definition von Referenzanlagen

Die Auswahl der Referenzanlagen setzt auf den bisherigen Untersuchungen im Rahmen der EEG-Erfahrungsberichts-Vorhaben auf [85]. Aufgrund des zunehmenden Einsatzes von Batteriespeichern, insbesondere zusammen mit PV-Kleinanlagen im Haushaltssektor, werden Speicher für bestimmte Referenzanlagen berücksichtigt. Insgesamt werden folgende Anlagenklassen als Referenzanlagen für die nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsberechnungen definiert:

- Feste Einspeisevergütung bis 100 kW

²⁰ Der zugrundeliegende Preisindex von pvXchange wurde ab August 2017 umgestellt. Es wird nicht mehr nach der Herkunft der Module unterschieden, sondern nach Technologien. Von den im Preisindex angeführten Technologien wird in der obigen Grafik nur der Preisverlauf der sog. Mainstream-Module dargestellt. Diese stehen für die Mehrzahl der Module am Markt.

- 5 kW-Dachanlage ohne/mit Batteriespeicher, Haushalt
- 30 kW-Dachanlage, ohne/mit Batteriespeicher, Gewerbe
- 60 kW-Dachanlage, ohne/mit Batteriespeicher, Gewerbe
- 100 kW-Dachanlage, Gewerbe
- Direktvermarktung
 - 250 kW-Dachanlage, Industrie
 - 500 kW-Dachanlage, Industrie
 - 750 kW-Freiflächenanlage

4.3.2. Systempreise

In die Ermittlung der mittleren Systempreise eingegangen sind die in Abschnitt 4.1.2 angeführten Modulpreise, der von EuPD erhobene Preisindex des Bundesverbands Solarwirtschaft, die Fortschreibung der Komponentenpreise aus dem Vorgängervorhaben sowie weitere Branchenangaben und eigene Einschätzungen. Die Systempreise für PV-Anlagen sind im Jahresverlauf 2018 gesunken. Die in Kapitel 4.2 dargestellten Modulpreissenkungen wurden jedoch durch Preissteigerungen mancher Systembestandteile (insb. Handwerkerleistungen) überlagert.

Für die betrachteten Referenzanlagen wurden zum Frühjahr 2019 die in Abbildung 16 dargestellten Systempreise angesetzt. Kleine Anlagen sind spezifisch betrachtet deutlich teurer als Großanlagen, da sich Fixkosten (Netzanschluss, Gerüst, Planung) auf eine geringere Anlagenleistung verteilen. Ab ca. 100 kW nehmen die Skaleneffekte ab, so dass die spezifischen Preise mit steigender Anlagenleistung weniger stark sinken.

Die mit zunehmender Anlagengröße geringeren Modulpreise wurden angesetzt, weil für größere Anlagen meist günstigere Beschaffungskonditionen durchgesetzt werden können. Bei kleineren Anlagen kommen dagegen tendenziell auch teurere Module zum Einsatz.

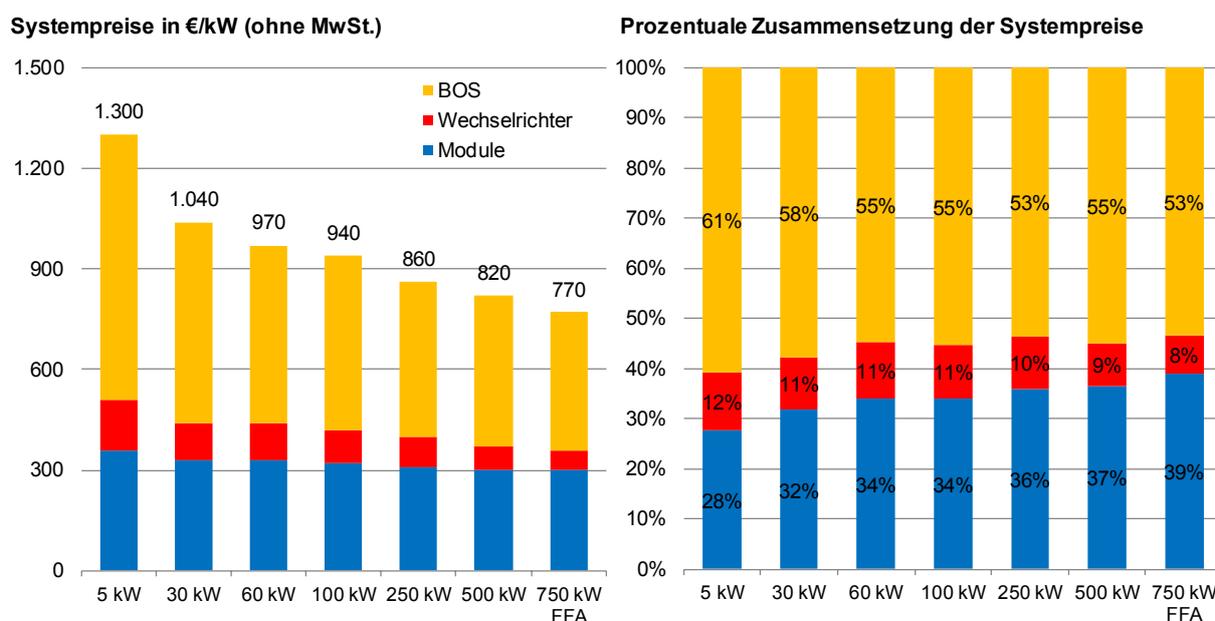


Abbildung 16: Zusammensetzung der mittleren Systempreise für die Referenzanlagen (Stand März 2019) Datenquellen: BSW/EuPD, pvXchange, Branchenangaben, eigene Annahmen

Aufgrund der Vielzahl unterschiedlicher Anlagenkonstellationen und regionaler Unterschiede zeigen sich in der Praxis große Spannweiten in der Verteilung der Systempreise. Im Rahmen des Vorgängervorhabens wurden von Installateuren spezifische Systempreise für die Anlagenklassen 5 kW, 30 kW und 100 kW abgefragt (vgl. S 124f, [85]). Auf Basis von Erhebungen im Vorgängervorhaben wird deshalb zusätzlich zu den oben angegebenen Mittelwerten der Systempreise eine Variation um $\pm 7\%$ angesetzt. Damit soll ausdrücklich nicht die gesamte Spannweite in der Praxis abgebildet werden, sondern eine plausible Bandbreite für die weiteren Berechnungen eingegrenzt werden.

Tabelle 11: Mittlere Systempreise in €/kW (netto, gerundet auf 10 €/kW), Stand März 2019

Referenzanlage	€/kW ($\pm 7\%$)
5 kW	1.300 (1.210 - 1.390)
30 kW	1.040 (970 - 1.110)
60 kW	970 (900 - 1.040)
100 kW	940 (870 - 1.010)
250 kW	860 (800 - 920)
500 kW	820 (760 - 880)
750 kW FFA	770 (720 - 820)

4.3.3. Berücksichtigung von Batteriespeichern

Die Auslegung des Speichers für die Referenzanlage im Haushaltssegment wurde näherungsweise auf Basis des Online-Tools der HTW Berlin [86] durchgeführt. Für eine PV-Anlage mit 5 kW samt Lithium-Ionen-Batteriespeicher mit einer nutzbaren Kapazität von 5 kWh ergibt sich ein direkter Selbstverbrauchsanteil von rund 25 % und eine zusätzliche Einspeicherung in die Batterie von rund 30 % bezogen auf die Jahresstromerzeugung der PV-Anlage. Die restliche Strommenge wird ins Netz eingespeist. Für den Systemwirkungsgrad des Batteriespeichers wird von 90 % ausgegangen.

Die spezifischen Investitionskosten (ohne MwSt.) werden für Anfang 2019 mit 950 Euro pro nutzbarer kWh angesetzt (extrapoliert aus [87]), weiterhin wird von Betriebskosten in Höhe von 1,5 % p.a. bezogen auf die Investition ausgegangen. Die Lebensdauer wird mit 20 Jahren angesetzt [88–90].

Im Gewerbebereich werden zwei Speichersysteme mit 20 bzw. 40 kWh nutzbarer Kapazität in die Wirtschaftlichkeitsberechnungen einbezogen. Ausgehend von den definierten PV-Referenzanlagen wird eine Kombination aus 30 kW PV-Anlage mit 20 kWh Speicher sowie 60 kW PV-Anlage und 40 kWh Speicher angesetzt.

Da sich die Lastgänge im Gewerbebereich je nach Anwendungsfall sehr stark unterscheiden (bspw. Supermarkt, Landwirtschaft, unterschiedliche Schichtsysteme in produzierenden Betrieben), wird für die vorliegenden Berechnungen ein vereinfachter Berechnungsansatz verfolgt. Es wird angesetzt, dass der Anteil des selbst verbrauchten PV-Stroms mit einem Batteriespeicher um 20 % gesteigert werden kann. Dies entspricht ausgehend von der jeweiligen PV-Erzeugung und nutzbaren Speicherkapazität einer jährlichen Vollzyklenzahl in der Größenordnung von 280. Weiterhin wird ein Systemwirkungsgrad des Batteriespeichers von 90 % angesetzt. Etwaige zusätzliche monetäre Einsparungen aus der Kappung von Lastspitzen und einer Reduktion des Leistungspreises werden nicht berücksichtigt.

Die spezifischen Investitionskosten (ohne MwSt.) werden mit 750 Euro pro nutzbarer kWh angesetzt. Weiterhin wird von Betriebskosten in Höhe von 1,5 % p.a. bezogen auf die Investition ausgegangen, die Lebensdauer wird mit 20 Jahren angesetzt (vgl. oben).

Die Förderung von PV-Batteriespeichern durch die KfW ist Ende 2018 ausgelaufen. Für die betrachteten Neuanlagen wird deshalb keine Förderung berücksichtigt. Weiterhin werden etwaige zusätzliche Fördermöglichkeiten über Landesförderprogramme für Batteriespeicher nicht berücksichtigt.

4.3.4. Finanzierungsstruktur und Zinsen

Die Finanzierungsstruktur von PV-Anlagen ist so heterogen wie die Struktur von Anlagengrößen und Anlagenbetreibern bzw. Investoren. Bei größeren Anlagen wird in der Regel die Eigenkapitalrendite über die Aufnahme von günstigem Fremdkapital gehobelt. Dagegen werden kleine Anlagen teilweise auch vollständig mit Eigenkapital finanziert. Im Kleinanlagensegment im Haushaltssektor wird laut Branchenangaben mittlerweile mehr als die Hälfte der Anlagen zusammen mit einem Batteriespeicher installiert (Angaben für 2017, [91]). Für Dachanlagen zwischen 60 und 500 kW bzw. die Freiflächenanlage mit 750 kW außerhalb der Ausschreibungen wurden Eigenkapitalanteile von 25 bis 30 % angesetzt.

Da Dachanlagen heute zu großen Teilen in Eigenversorgungskonzepte eingebunden sind (vgl. Abschnitt 4.1.1), wurden bei der Festlegung der Eigenkapitalverzinsung die mit der Eigenversorgung einhergehenden Risiken bereits eingepreist. Hierzu zählen das Strompreisrisiko (Höhe der Strompreissteigerung und die entsprechenden vermiedenen Strombezugskosten im Zeitverlauf), Unsicherheiten über den langfristig erzielbaren Selbstverbrauchsanteil sowie das Risiko einer Änderung der Tarif- oder Umlagestruktur.

Die in Tabelle 12 angesetzten Eigen- und Fremdkapitalanteile sowie -Verzinsungen bilden diese Rahmenbedingungen für die gewählten Referenzanlagen ab. Generell wurde für die betrachteten Referenzanlagen von einem Fremdkapitalzins von einheitlich 2,8 % ausgegangen. Insgesamt ergeben sich für die betrachteten Referenzanlagen kalkulatorische Mischzinsen in der Größenordnung von 4 % (Tabelle 12).

Tabelle 12: Annahmen zu Eigen- und Fremdkapitalanteilen sowie Zinssätzen für die Referenzanlagen (Stand Frühjahr 2019)

	5 kW	30 kW	60 kW	100 kW	250 kW	500 kW	750 kW FFA
Eigenkapitalanteil	50%	35%	30%	25%	25%	25%	25%
Eigenkapitalverzinsung	5,0%	7,0%	7,5%	8,0%	8,0%	8,0%	8,0%
Fremdkapitalanteil	50%	65%	70%	75%	75%	75%	75%
Fremdkapitalverzinsung	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%	2,8%
Kalkulatorischer Mischzins	3,9%	4,3%	4,2%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%

4.3.5. Stromerträge und sonstige Eingangsparameter

Für die betrachteten Referenzanlagen wurden spezifische jährliche Stromerträge von 900 bis 950 kWh/kW_p angesetzt (Tabelle 13).²¹

²¹ Es wird davon ausgegangen, dass Dachanlagen außerhalb des Haushaltssegments oft auf flacheren Dächern bzw. Flachdächern installiert werden. Zur Kosteneinsparung werden die Anlagen mittlerweile oft nur gering-

Tabelle 13: Angesetzte Stromerträge im ersten Betriebsjahr

Referenzanlage	kWh/kW _p
5 kW	930
30 kW	900
60 kW	900
100 kW	900
250 kW	900
500 kW	900
750 kW FFA	950

Aufgrund von Alterungseffekten nimmt die Leistung (und damit der Stromertrag) von PV-Anlagen über die Zeit ab. In der Literatur werden Degradationsraten von 0,5 bis 0,6 % p.a. [92] bzw. 0,6 bis 0,7 % [93] genannt, [94] gibt einen deutlich geringeren Wert von 0,1 % p.a. an. Auf Basis der vorliegenden Quellen wurde eine Degradation von 0,4 % p.a. angesetzt, die auch im Vorgängervorhaben [95] verwendet wurde.

Weiterhin wird für die vorliegende Wirtschaftlichkeitsberechnung von einer einheitlichen kalkulatorischen Nutzungsdauer von 20 Jahren ausgegangen. Die Kosten für den laufenden Anlagenbetrieb (Wartung und Instandhaltung, Versicherung, Verwaltung, Pacht, etc.) werden mit jährlich 17 €/kW angesetzt [96]. Für die 750 kW-Freiflächenanlage wird von Betriebskosten in Höhe von 15 €/kW und Jahr ausgegangen. Zusätzlich wird davon ausgegangen, dass die Betriebskosten aller Anlagen über die betrachtete Betriebsdauer um 1,5 % p.a. steigen.

Für die betrachteten Anlagen in der Direktvermarktung wird von den in Tabelle 14 angeführten nominal konstanten Direktvermarktungsentgelten pro Jahr ausgegangen. Sie orientieren sich an den in Abschnitt 4.1.1 dargestellten Direktvermarktungstarifen. Zusätzlich wird eine einmalige Investition für die in der Direktvermarktung verpflichtende Fernsteuerbarkeit der PV-Anlage in Höhe von pauschal 350 Euro einkalkuliert.

Tabelle 14: Angesetzte Direktvermarktungskosten für die Referenzanlagen

Referenzanlage	Euro p.a.
101 kW	400
250 kW	650
500 kW	900
750 kW FFA	1.200

4.4. Gegenüberstellung von Stromgestehungskosten und Erlösen

Zur Bewertung der Vergütungshöhe für neu in Betrieb genommene Anlagen werden zunächst die mit den obigen Annahmen ermittelten Stromgestehungskosten den jeweiligen Vergütungssätzen gegenübergestellt. Anschließend wird die Wirtschaftlichkeit unter Einbeziehung von vermiedenen Strombezugskosten für unterschiedlich hohe Eigenversorgungsanteile ermittelt und bewertet.

fällig aufgeständert. Dies schmälert zwar den Jahresertrag, die Effekte durch die eingesparten Kosten der Aufständering und die möglichen höheren Selbstverbrauchsanteile aufgrund des geänderten Ertragsprofils überwiegen die Ertragseinbußen jedoch. Für die Freiflächenanlage wird von einem höheren spezifischen Ertrag ausgegangen, da hier i.d.R. die Anlage optimiert ausgelegt wird (geringe Installationskosten bei hohem Ertrag).

4.4.1. Vergleich von Stromgestehungskosten und Vergütungssätzen

Die mittleren Stromgestehungskosten für Neuanlagen ohne Batteriespeicher außerhalb der Ausschreibungen liegen zum Stand Frühjahr 2019 zwischen 12,7 ct/kWh für Kleinanlagen mit 5 kW und 8,5 ct/kWh für eine Freiflächenanlage mit 750 kW. Abbildung 17 und Tabelle 15 zeigen die jeweiligen Stromgestehungskosten im Mittel sowie die Bandbreite von $\pm 7\%$ im Vergleich zu den jeweils gültigen Vergütungssätzen bzw. anzulegenden Werten.

Zusätzlich dargestellt ist eine 101 kW-Anlage in der Direktvermarktung, um den direkten Vergleich zwischen der nächst kleineren Anlage unterhalb der Grenze zur verpflichtenden Direktvermarktung zu ermöglichen. Die Parameter zur Berechnung der Stromgestehungskosten für diese beiden Anlagen wurden bis auf die oben angegebenen jährlichen Direktvermarktungskosten und die einmaligen Kosten für die Fernsteuerungsanbindung gleich angesetzt.

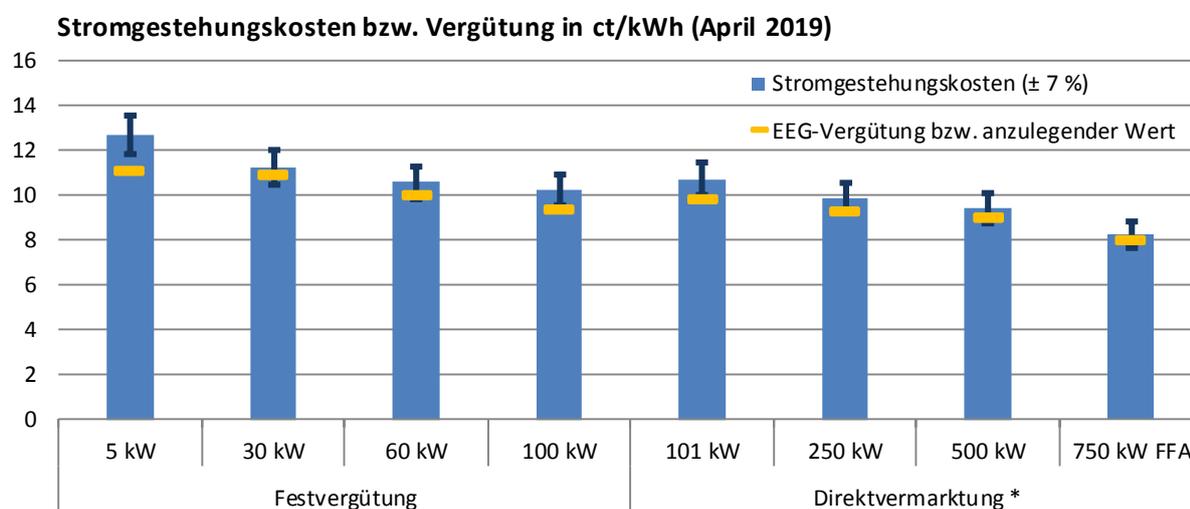


Abbildung 17: Gegenüberstellung der Bandbreite der Stromgestehungskosten mit den jeweiligen Vergütungssätzen bzw. anzulegenden Werten für die betrachteten Referenzanlagen (Vergütungssätze für April 2019).

Tabelle 15: Gegenüberstellung der Bandbreite der Stromgestehungskosten mit den jeweiligen Vergütungssätzen bzw. anzulegenden Werten für die betrachteten Referenzanlagen (Vergütungssätze für April 2019).

	Festvergütung				Direktvermarktung *			
[ct/kWh]	5 kW	30 kW	60 kW	100 kW	101 kW	250 kW	500 kW	750 kW FFA
Stromgestehungskosten (-7%)	11,79	10,42	9,82	9,50	9,96	9,16	8,75	7,66
Stromgestehungskosten Mittelwert	12,68	11,20	10,56	10,22	10,71	9,85	9,41	8,24
Stromgestehungskosten (+7%)	13,57	11,98	11,30	10,94	11,46	10,54	10,07	8,82
Vergütungssatz	11,11	10,91	10,09	9,45	9,84	9,28	9,09	8,08

* Die Stromgestehungskosten beinhalten die Kosten der Direktvermarktung

Insgesamt zeigt sich, dass für Kleinanlagen mit 5 kW die Vergütung nicht kostendeckend ist. Für die übrigen Referenzanlagen liegt der jeweilige Vergütungssatz innerhalb der angesetzten Bandbreite der Stromgestehungskosten. Durch die mit dem Energiesammelgesetz verabschiedete gestufte Sonderabsenkung für die Leistungsstufen über 40 kW, die Degression von 1 % pro Monat sowie die seit Herbst 2018 nicht weiter gesunkenen Modulpreise liegen die Vergütungssätze zum April 2019 jedoch zumeist im unteren Bereich der ausgewiesenen Bandbreite der Stromgestehungskosten.

Die erzielbaren Renditen für Volleinspeiseanlagen liegen damit unter den für die Ermittlung der Stromgestehungskosten angesetzten Kalkulationszinsen. Die jeweiligen Projektrenditen für Volleinspeiseanlagen sowie von Eigenversorgungsanlagen werden im folgenden Absatz quantifiziert und bewertet.

4.4.2. Wirtschaftlichkeit für unterschiedliche Anlagen- und Selbstverbrauchs-konstellationen

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit unter Einbeziehung aller Erlösströme ist es erforderlich, Strombezugspreispfade anzusetzen. Weiterhin muss ein Szenario zur Entwicklung der EEG-Umlage angenommen werden, da Selbstverbrauch für Anlagen ab 10 kW bzw. ab einem jährlichen Selbstverbrauchsumfang von 10 MWh mit 40 % der EEG-Umlage belegt ist.

Eine Zuordnung von Anlagengrößenklassen und Strombezugspreisen ist für Kleinanlagen bis 10 kW im Haushaltssektor noch relativ einfach und mit geringen Unsicherheiten verbunden. Schwieriger gestaltet sich dies im Bereich der mittleren und größeren Anlagen aufgrund der großen Spannweite von Selbstverbrauchsanteilen und unterschiedlichen Strombezugspreisen bzw. zugrundeliegenden Begünstigungen. Es wird angenommen, dass die Referenzanlagen mit 30 bis 100 kW den GHD-Strompreisen und die größeren Referenzanlagen mit 250 bzw. 500 kW den nichtprivilegierten Industriestrompreisen zuzuordnen sind.

Zur Berechnung der Erlöse aus der Eigenversorgung werden die in Tabelle 16 angesetzten Strompreis- und EEG-Umlagepfade genutzt. Diese abgestimmten Pfade wurden vom koordinierenden EEG-Vorhaben für Berechnungen in den EEG-Spartenvorhaben zur Verfügung gestellt.

Tabelle 16: Angesetzte Strompreis- bzw. EEG-Umlagepfade (Angaben nominal und ohne MwSt.)

[ct/kWh]	2018	2020	2025	2030	2035	2040
Haushalte	24,61	26,29	29,10	29,95	31,32	34,87
Gewerbe	22,61	24,27	26,93	27,60	28,77	32,07
Industrie	17,41	19,33	21,28	21,14	21,37	23,72
EEG-Umlage	6,79	7,14	6,63	4,38	2,18	2,18

In die Wirtschaftlichkeitsbewertung wird für die Referenzanlagen mit 5, 30 und 60 kW die in Kapitel 4.3.3 beschriebene Nutzung von Batteriespeichern eingerechnet, die sich einerseits kostenseitig auswirkt, andererseits den Anteil des selbst verbrauchten Stroms und die vermiedenen Strombezugskosten erhöht.

Je nach Nutzungsbereich wurden unterschiedliche Selbstverbrauchsanteile angesetzt. Im Haushaltssektor ist mit einer typischen Anlagenauslegung ohne Speicher ein Selbstverbrauchsanteil von 25 % realisierbar. Wird ein Speicher berücksichtigt, so erhöht sich der Selbstverbrauchsanteil um 30

Prozentpunkte. Für die Anlagen im Gewerbe- und Industriebereich werden neben dem Fall der Volleinspeisung Selbstverbrauchsanteile von 25, 50 und 75 % sowie z.T. die Nutzung eines Batteriespeichers berücksichtigt.

In den folgenden Tabellen dargestellt ist jeweils die auf Basis nominaler Eingangswerte berechnete interne Verzinsung (IRR) der Referenzanlagen vor Steuern für unterschiedliche Betriebskonzepte (Volleinspeisung, unterschiedliche Selbstverbrauchsanteile, ggf. Nutzung von Batteriespeichern). Entspricht die interne Verzinsung mindestens den in Kapitel 4.3.4 angesetzten kalkulatorischen Mischzinsen in der Größenordnung von 4 % ist die Investition unter den gegebenen Annahmen (vgl. Strompreisentwicklung) wirtschaftlich. Jegliche nachgelagerten steuerlichen Aspekte werden in der vorliegenden Betrachtung nicht berücksichtigt, da diese in der Praxis stark einzelfallabhängig sind.

Die betrachtete 5 kW-Referenzanlage im Haushaltssektor (Tabelle 17) ist unter den gegebenen Annahmen nur im Fall von 25 % Selbstverbrauch wirtschaftlich. Wie bereits beim Vergleich von Stromgestehungskosten und Vergütungssätzen gezeigt wurde, decken die Vergütungssätze die Stromgestehungskosten nicht vollständig ab, so dass mit der Betriebsweise „Volleinspeisung“ nur eine geringe interne Verzinsung zu erwarten ist. Deutlich niedrigere Verzinsungen ergeben sich beim Einsatz eines Batteriespeichers im Vergleich zum Selbstverbrauch ohne Speicher.

Tabelle 17: Interne Verzinsung (vor Steuern) der 5 kW-Referenzanlage im Haushaltssektor für verschiedene Selbstverbrauchsanteile (Stand: Vergütungssätze für April 2019)

	5 kW Haushalt
Volleinspeisung, 0 % Selbstverbrauch	2,1%
25 % Selbstverbrauch	6,8%
55 % Selbstverbrauch, mit Speicher	2,7%

Für die Anlagen im Gewerbebereich mit 30 bzw. 100 kW zeigt sich, dass mit der Volleinspeisung Projektrenditen von rund 3 bis 4 % erwirtschaftet werden können (Tabelle 18). Mit steigenden Selbstverbrauchsanteilen steigt erwartungsgemäß die interne Verzinsung deutlich an, da die vermiedenen Strombezugskosten höher als die entgangene Vergütung sind. So lassen sich mit hohen Selbstverbrauchsanteilen von 75 % zweistellige interne Verzinsungen erreichen.

Für die 30 kW- und 60 kW-Referenzanlagen wurde zusätzlich die Wirtschaftlichkeit unter Einbeziehung eines Batteriespeichers ermittelt. Es wurde davon ausgegangen (vgl. Kapitel 4.3.3), dass der Selbstverbrauchsanteil mit einem Speicher um 20 Prozentpunkte gesteigert werden kann (bspw. von 25 % auf 45 % Selbstverbrauch). Analog zum Speichereinsatz in Haushalten zeigt sich auch hier, dass ein Batteriespeicher die Rendite gegenüber dem Selbstverbrauchsfall ohne Batteriespeicher deutlich vermindert.

Tabelle 18: Interne Verzinsung (vor Steuern) der 30 kW- und 100 kW-Referenzanlage im Gewerbe für verschiedene Selbstverbrauchsanteile (Stand: Vergütungssätze für April 2019)

	30 kW Gewerbe	60 kW Gewerbe	100 kW Gewerbe
Volleinspeisung, 0 % Selbstverbrauch	3,9%	3,5%	2,9%
25 % Selbstverbrauch	8,0%	8,2%	8,0%
50% Selbstverbrauch	11,4%	12,0%	12,2%
75 % Selbstverbrauch	14,4%	15,4%	15,8%
45 % Selbstverbrauch, mit Speicher	4,4%	4,6%	-
70 % Selbstverbrauch, mit Speicher	7,1%	7,5%	-
95 % Selbstverbrauch, mit Speicher	9,5%	10,1%	-

Für die Anlagen in der Industrie zeigen sich grundsätzlich ähnliche Ergebnisse wie für das Gewerbe. Bei Volleinspeisung sind Projektverzinsungen von 3,2 bis 3,6 % zu erzielen. Mit höheren Selbstverbrauchsanteilen sind weitere Steigerungen der Rendite möglich, jedoch aufgrund des niedrigeren Strompreisniveaus nicht in dem Maße, wie für Anlagen im gewerblichen Bereich. Für die betrachtete 750 kW-Freiflächenanlage von der angenommen wird, dass der Strom vollständig eingespeist wird, ist eine Projektverzinsung von 3,8 % möglich.

Tabelle 19: Interne Verzinsung (vor Steuern) der 250 kW- und 500 kW-Referenzanlage in der Industrie und einer 750 kW-Freiflächenanlage für verschiedene Selbstverbrauchsanteile (Stand: Vergütungssätze für April 2019)

	250 kW Industrie	500 kW Industrie	750 kW FFA
Volleinspeisung, 0 % Selbstverbrauch	3,2%	3,6%	3,8%
25 % Selbstverbrauch	6,7%	7,3%	-
50% Selbstverbrauch	9,7%	10,4%	-
75 % Selbstverbrauch	12,4%	13,2%	-

4.4.3. Bewertung der Wirtschaftlichkeit, Analyse von Hemmnissen und Zwischenfazit

Bewertung der Wirtschaftlichkeit

Mit der im Rahmen des EnSaG durchgeführten Kürzung der Förderung für die Leistungsstufe über 40 kW ab Februar 2019, der fortschreitenden Degression von 1 % pro Monat sowie den seit Herbst 2018 stagnierenden Modulpreise hat sich die Wirtschaftlichkeit von Volleinspeiseanlagen, die im Frühjahr 2019 in Betrieb gehen, verschlechtert. Die Projektrenditen (interne Verzinsung vor Steuern) von Volleinspeiseanlagen außerhalb des Haushaltssegments liegen mit den Vergütungssätzen für April 2019 je nach Anlagensegment in der Größenordnung von 3 bis 4 %.

Da die Strombezugspreise i.d.R. höher sind, als die Vergütungssätze (ausgenommen Schwerindustrie oder privilegierte Industrie), können die Erlöse durch **Selbstverbrauch** gesteigert werden. Dabei ist erwartungsgemäß festzustellen, dass mit steigenden Eigenversorgungsanteilen höhere interne Verzinsungen erreicht werden können. Bei hohen bzw. überwiegenden Eigenverbrauchsanteilen ist

die Wirtschaftlichkeit der PV-Anlagen primär durch den vermiedenen Strombezug bestimmt und der Einfluss der EEG-Vergütung für die Einspeisung von geringen Überschüssen ist dementsprechend gering. Folglich ist auch die Steuerungswirkung der EEG-Vergütung für Anlagen mit hohen Eigenversorgungsanteilen nur noch sehr eingeschränkt vorhanden. Grundsätzlich ist diese Situation vergleichbar mit KWK-Eigenversorgungsanlagen mit hohen Selbstverbrauchsanteilen.

Generell zeigt sich bei der Betrachtung von Batteriespeichern: eine Anlage ist ohne Batteriespeicher heute immer wirtschaftlicher im Hinblick auf die interne Verzinsung. Trotzdem herrscht im Kleinanlagensegment in Haushalten weiterhin eine relativ große Nachfrage nach Batteriespeichern vor (im Jahr 2018 wurde ca. die Hälfte der Neuanlagen bis 10 kW mit Batteriespeichern ausgerüstet), die zu einem großen Teil auf Autarkiebestrebungen und ideelle Motivation zurückzuführen ist.

Hemmnisse

Seit mehreren Jahren bestehen diverse Hemmnisse, die z.T. auf Abhängigkeiten von der PV-Förderpolitik bzw. deren Änderung zurückgehen, oder auf bürokratische oder regulatorische Hemmnisse. Diese meist nicht-monetären Hemmnisse werden nachfolgend kurz erläutert:

- **Amortisationszeit Industrie/Gewerbe:** Bei größeren Anlagen ergeben sich auch bei Volleinspeisung bereits attraktive interne Verzinsungen und damit Eigenkapitalrenditen. Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass die Anforderungen an die Amortisationsdauer insbesondere in der Industrie hoch sind – teilweise nur wenige Jahre –, so dass Anlagen oft trotz attraktiver Rendite nicht realisiert werden.
- **Belastung der Eigenversorgung:** Viele Akteure in der Branche führen die anteilige Belastung des selbst verbrauchten Stroms mit der EEG-Umlage als Hemmnis an. Wie die obigen Berechnungen jedoch zeigen, sind Eigenversorgungskonzepte i.d.R. wirtschaftlich darstellbar. Hier dürfte als Haupthemmnis deshalb eher das „Signal“ der Belastung greifen und weniger deren tatsächliche Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeit der Anlagen.
- **Unsicherheiten bei der Eigenversorgung:** Die Eigennutzung eines Teils des PV-Stroms führt zu mehreren Unsicherheiten. Da nicht vorhergesehen werden kann, wie sich die Strompreise in den nächsten 20 oder mehr Jahren verändern werden, können die Erlöse aus dem vermiedenen Strombezug nur mit großen Unsicherheiten abgeschätzt werden. Auch sind nicht antizipierbare Änderungen in der Tarif- bzw. Netzentgeltstruktur denkbar, die sich auf die vermiedenen Strombezugskosten auswirken. Weiterhin können Unsicherheiten darüber bestehen, wie sich der Stromverbrauch des PV-Anlagenbetreibers innerhalb von 20 Jahren verändert und damit womöglich der Anteil des selbst verbrauchten PV-Stroms.
- **Absenkung der Grenze zur verpflichtenden Direktvermarktung von 100 kW auf 500 kW:** Die Absenkung der Grenze hat im Jahr 2016 zunächst zu einem Rückgang der Neuinstallationen im betroffenen Leistungssegment geführt. In den Folgejahren ist der Zubau in der Leistungsklasse zwischen 100 und 500 kW jedoch wieder deutlich gestiegen. Dies deutet darauf hin, dass die Hemmnisse zumindest teilweise abgebaut werden konnten, indem Direktvermarkter mit entsprechenden Angeboten reagiert haben und Informationsdefizite bei Installateuren bzw. potenziellen Investoren verringert werden konnten.
- **Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen:** Das EEG und speziell die Regelungen für die Photovoltaik waren in den vergangenen Jahren zahlreichen Änderungen unterworfen. Dabei wurden auch Eingriffe in den Bestandsschutz diskutiert (Erhebung von Stromsteuer auf Selbstverbrauch; „EEG-Soli“, vgl. Strompreisbremse), auch wenn diese nicht

durchgeführt wurden. Zuletzt wurde mit dem EnSaG eine sehr kurzfristig angekündigte Vergütungsabsenkung für die Leistungsstufe über 40 kW umgesetzt. In der Branche führt dies zu Verunsicherung und geringerer Planbarkeit.

- Marktstrukturen: Der Rückgang des Marktes hat zu einer Konsolidierung der Strukturen (insb. Handwerk, Vertrieb, Großhandel) geführt. Diese strukturellen Veränderungen wirken sich indirekt hemmend auf den Neuanlagenmarkt aus, bspw. durch eine gesunkene Dichte von Anbietern in bestimmten Regionen oder geringere Auswahlmöglichkeiten aus Sicht der Kunden.
- Zunehmende Komplexität, Meldepflichten und daraus resultierende Unsicherheiten: Die Weiterentwicklung des EEG in den vergangenen Jahren hat dazu geführt, dass sowohl die Anzahl als auch die Komplexität der zu beachtenden Regelungen zunehmend gestiegen ist. Da im PV-Bereich oft „Einmal-Akteure“ oder private bzw. nichtprofessionelle Akteure als Investoren auftreten, kann die Regelungsdichte und die Komplexität zu hohen Unsicherheiten und der Nichtrealisierung einer geplanten Anlage führen.
- Mit wachsendem Anlagenbestand rückt der 52 GW-Deckel näher (vgl. Abschnitt 3.2.2).. Dies führt in zunehmendem Maße zu Verunsicherung, nicht nur auf Seiten potenzieller PV-Anlagenbetreiber, sondern insbesondere auch für heimische Unternehmen, die PV-Anlagen verkaufen

Zwischenfazit

Durch die in Kraft getretene Vergütungsabsenkung in der Leistungsstufe über 40 kW und seit Herbst 2018 stagnierenden Modulpreisen hat sich die Wirtschaftlichkeit von neuen Dachanlagen im Vergleich zum Jahr 2018 verschlechtert. Für Volleinspeiseanlagen außerhalb des Haushaltssegments sind mit den Vergütungssätzen für April 2019 Projektrenditen (interne Verzinsung vor Steuern) in der Größenordnung von 3 bis 4 % möglich. Über die Eigennutzung von PV-Strom lässt sich die Wirtschaftlichkeit weiter erhöhen.

Mit dem Zubau von knapp 2,9 GW im Jahr 2018 zeigt sich, dass trotz der genannten, bestehenden Hemmnisse eine höhere Anlageninstallation stattfindet, wenn die Wirtschaftlichkeit der Anlagen entsprechend attraktiv ist. Aufgrund beihilferechtlicher Restriktionen bestehen jedoch nur sehr eingeschränkte Spielräume, die genannten nicht-monetären Hemmnisse über höhere Vergütungen zu kompensieren.

Im Jahr 2017 entfiel ca. ein Drittel der zugebauten Dachanlagenleistung auf Volleinspeiseanlagen, dementsprechend waren zwei Drittel der zugebauten Dachanlagenleistung dem Segment der Eigenversorgungsanlagen zuzurechnen (vorläufige Zahlen, vgl. Abbildung 13, Seite 37; für 2018 liegen noch keine Daten vor). Über den Selbstverbrauch eines Teils des Stromes können mit steigenden Selbstverbrauchsanteilen höhere Renditen erzielt werden. Trotz der wirtschaftlichen Attraktivität der Eigenversorgung war kein unkontrolliertes Marktwachstum von PV-Anlagen zu verzeichnen. Szenarien zeigen, dass trotz wirtschaftlicher Attraktivität der Eigenversorgung der resultierende Zubau Grenzen aufweist [73]. Eine kurzfristige Anpassung der Rahmenbedingungen erscheint vor diesem Hintergrund nicht erforderlich. Etwaige Anpassungen der Vergütung bzw. der Vergütungsstruktur für PV-Anlagen unter Berücksichtigung der Eigenversorgung sollten erst im Zuge einer Reform des Abgaben- und Umlagesystems (Sektorkopplung etc.) vorgenommen werden.

4.5. Einordnung des ungeförderteren Anlagenbetriebs

Im Zuge gesunkener Erzeugungskosten für Strom aus PV-Anlagen bieten sich zunehmend mehr Möglichkeiten für einen Anlagenbetrieb ohne direkte EEG-Förderung. Ein ungeförderter Anlagenbetrieb – in dem Sinne, dass weder eine feste Einspeisevergütung, noch die gleitende Marktprämie in Anspruch genommen wird – ist heute in den meisten Fällen nur dann wirtschaftlich darstellbar, wenn ein großer Teil bzw. der gesamte selbst erzeugte Strom dauerhaft selbst verbraucht wird. Es bestehen jedoch erste Planungen für Großanlagen, die sich ohne EEG am Markt tragen bzw. im Rahmen direkter Abnahmeverträge (PPA) refinanzieren. Mit dem vorliegenden Kapitel werden die angesprochenen Möglichkeiten außerhalb des EEGs dargestellt und erläutert.

Im Falle von Eigenversorgungsanlagen gilt es zwei Fälle zu unterscheiden. Zum einen Anlagen, deren PV-Strom ohne Einspeisung vollständig selbst genutzt wird. Weiterhin existieren PV-Eigenversorgungsanlagen, die einen Teil des Stroms zum Marktwert einspeisen ohne eine EEG-Förderung in Anspruch zu nehmen.

Für Anlagen, deren Selbstverbrauchsmengen in den EEG-Bewegungsdaten erfasst werden²² können Anlagen mit 100 % Selbstverbrauch und Nulleinspeisung identifiziert werden. Darüber hinaus wird im EEG-Anlagenregister die „Inanspruchnahme finanzieller Förderung“ abgefragt. Die genannten Daten erfassen jedoch nicht den Gesamtanlagenbestand (nicht enthalten sind Dachanlagen außerhalb des Marktintegrationsmodells, Freiflächenanlagen vor dem EEG 2014, Kleinanlagen unter 10 kW sofern nicht mit dem „Eigenverbrauchsbonus“ gefördert), so dass derzeit kein vollständiges Bild abgegeben werden kann. Von den erfassten Anlagen (ohne Anlagen mit gefördertem Selbstverbrauch) verbrauchten im Betriebsjahr 2017 521 Anlagen mit rund 30 MW den produzierten Strom vollständig selbst (Tabelle 20). Auch bei den Anlagen mit „Selbstverbrauchsbonus“ existieren Anlagen, die ihren Strom zu 100 % selbst verbrauchen, aufgrund der Förderung des Selbstverbrauchs fallen diese jedoch nicht unter den ungeförderteren Anlagenbetrieb.

Tabelle 20: In den EEG-Bewegungsdaten erfasste Anlagen mit 100 % Selbstverbrauch im Betriebsjahr 2017 ohne Anlagen mit gefördertem Selbstverbrauch

	Anzahl	Leistung [MW]
ungeförderter SV	187	9
umlagepflichtiger SV	334	22
Summe	521	30

Nachdem der Marktwert für PV-Strom im Zeitraum von Mitte 2017 bis Mitte 2018 zwischen 3 und 4 ct/kWh lag, ist er in den Folgemonaten deutlich gestiegen und notierte von November 2018 bis Januar 2019 zwischen 5,6 und 6,0 ct/kWh (aktuellere Daten nicht verfügbar). Gemessen an den Zuschlagswerten von maximal 5,2 ct/kWh ab der Ausschreibungsrunde im Oktober 2017 folgt daraus, dass für diese Anlagen mit dem derzeitigen Marktwertniveau keine Marktprämie gezahlt wird. Ob dies auch mittel- bis langfristig der Fall sein wird, ist aus heutiger Sicht zumindest fraglich, da der Marktwert von einer Vielzahl von Einflussfaktoren abhängig ist (bspw. vom EE-Anteil, der Verfügbarkeit von Speichern und Nachfrageflexibilität, den CO₂- und Brennstoffpreisen sowie dem Netz-

²² Anlagen mit „Eigenverbrauchsbonus“, Dachanlagen 10 bis 1.000 kW im Marktintegrationsmodell, Eigenversorgungsanlagen ab EEG 2014. Vgl. dazu Kapitel 4.1.1.

ausbau, vgl. [97]). Da die besagten Anlagen über die erfolgreiche Teilnahme an den Ausschreibungen mit der jeweiligen Gebotshöhe gegenüber einem Rückgang des Marktwerts abgesichert sind²³, kann demnach nicht von Anlagen ohne Förderung gesprochen werden.

Im Februar 2019 wurde bekannt, dass der Energieversorger EnBW auf einer bereits länger in der Vorentwicklung befindlichen Fläche mit 164 ha in Brandenburg einen Solarpark mit rund 175 MW plant, der ohne EEG-Förderung auskommt. Mit dem Bau des Projekts soll noch im Jahr 2019 begonnen werden und das Projekt könnte bereits 2020 in Betrieb gehen. Die finale Investitionsentscheidung steht zum Zeitpunkt der Berichterstellung jedoch noch aus. [99] Das betreffende Projekt soll außerhalb des geltenden EEG-Ausschreibungsregimes realisiert werden. Einen ähnlichen Ansatz beschreiben mehrere Projektierer und Energieunternehmen mit Blick auf ehemalige Tagebauregionen, in denen ab dem Jahr 2020 große Solarparks ohne Förderung realisiert werden könnten. Hingewiesen wird in diesem Zusammenhang von den Akteuren darauf, dass die Projektgröße das entscheidende Kriterium für förderfreie Anlagen außerhalb des EEG sei und Privat-, Gewerbe- und Industriedachanlagen sowie kleinere Freiflächenanlagen mittelfristig nicht auf eine Förderung verzichten können. [100]

Im Zusammenhang mit förderfreien PV-Großanlagen kommen neben der Vermarktung am Strommarkt auch PPAs (Power Purchase Agreements) in Betracht, also meist langfristige bilaterale Stromlieferverträge. Diese werden derzeit primär im Zusammenhang mit dem Weiterbetrieb ausgeförderter Windenergieanlagen diskutiert, die ab 2021 aus dem EEG fallen. Aber auch für Neuanlagen in PV-Bereich werden PPA zunehmend ein Thema, wie ein zwischen EnBW und Energiekontor abgeschlossener Vertrag zeigt. Es wurde vertraglich vereinbart, dass über einen Zeitraum von 15 Jahren der gesamte Strom aus einer PV-Anlage mit 85 MW abgenommen wird. Laut Aussagen der Akteure ist dies der erste PPA für Solarenergie in Deutschland. [101]

Weiterhin sind im Zusammenhang mit ungefördernten Anlagen auch sogenannte „Plug and Play PV-Anlagen“ oder „Plug-in-PV-Anlagen“ anzuführen. Diese Kleinstanlagen zeichnen sich dadurch aus, dass sie nur wenige 100 W groß sind und der Strom vollständig ohne Einspeisung selbst verbraucht wird. Die in den EEG-Stamm- und -Bewegungsdaten sowie im PV-Meldeportal registrierten Anlagen mit maximal 600 W umfassen zum Stand Ende 2018 rund 1.230 Anlagen mit einer Gesamtleistung von knapp 500 kW (mittlere Anlagenleistung rund 400 W). Gemessen am Gesamtbestand der PV ist dies somit derzeit noch ein vernachlässigbar geringer Anteil. Nicht sicher ist jedoch, ob tatsächlich alle in Betrieb befindlichen Kleinstanlagen gemeldet sind. Die Meldepflichten der MaStRV umfassen jedoch auch solche Anlagen, so dass davon auszugehen ist, dass mittelfristig der Gesamtbestand der Kleinstanlagen im MaStR geführt werden wird.

4.6. Ausschreibungen für PV-Anlagen

4.6.1. Einleitung und Hintergrund

Mit dem vorliegenden Bericht werden die seit April 2015 durchgeführten Ausschreibungen für PV-(Freiflächen)Anlagen analysiert²⁴. Dazu werden die Einzelangaben der Ausschreibungsrunden 1 bis

²³ Bezüglich der Diskussion über eine symmetrische Marktprämie oder sog. Contracts for Difference, die eine Rückzahlung von Mehrerlösen vorsieht, die über den anzulegenden Wert hinausgehen, wird auf [98] verwiesen.

12 (April 2015 bis Oktober 2018) ausgewertet, die von der BNetzA zur Verfügung gestellt wurden, ergänzt um die Hintergrundpapiere der BNetzA die bis Ende 2017 zu den einzelnen Ausschreibungsrunden erstellt wurden.

Es wird darauf hingewiesen, dass aufgrund der Realisierungsfrist von bis zu 24 Monaten zum Zeitpunkt der Berichtserstellung nur abschließende Aussagen zu den realisierten Anlagen der Ausschreibungsrunden bis zum Jahresende 2016 erfolgen können. Der größere Teil der Auswertungen bezieht sich auf die Gebote bzw. Zuschläge der bisher erfolgten Ausschreibungsrunden. Neben der Auswertung der Ausschreibungsergebnisse und Anlagenrealisierungen wurde zudem Ende 2017/Anfang 2018 eine Befragung der Ausschreibungsteilnehmer durchgeführt, um weitergehende Erkenntnisse zu Fragestellungen zu gewinnen, die nicht aus den BNetzA-Daten abgeleitet werden können.

Berücksichtigt werden muss weiterhin, dass die sechs Ausschreibungsrunden der Jahre 2015 und 2016 nach den Regelungen der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV) und die Ausschreibungen ab dem Jahr 2017 nach den Regelungen des EEG 2017 durchgeführt wurden. Bei der Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen der Ausschreibungen für PV-Anlagen wurden wesentliche Grundzüge des Ausschreibungssystems beibehalten. Die relevanten Unterschiede der Ausschreibungsverfahren nach FFAV bzw. EEG 2017 sind in Tabelle 21 gegenübergestellt. Zu nennen sind insbesondere die Integration von Anlagen auf Gebäudedächern und auf sonstigen baulichen Anlagen in das Ausschreibungssystem, die Erweiterung der Flächenkulisse um Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten (sofern von den Bundesländern freigegeben) sowie die Erhöhung der Mindest-Gebotsgröße von 100 auf 750 kW.

²⁴ Der Fokus der Betrachtung liegt auf den Ausschreibungen in Deutschland. Auf die geöffneten Ausschreibungen mit Dänemark (bislang eine Ausschreibungsrunde am 23. November 2016) wird deshalb im Folgenden nicht näher eingegangen. Ebenfalls nicht betrachtet werden die gemeinsamen Ausschreibungen von PV und Wind an Land.

Tabelle 21: Gegenüberstellung der wesentlichen Änderungen im Ausschreibungsverfahren für PV-Anlagen beim Übergang von der FFAV auf das EEG 2017 (Liste nicht abschließend)

	FFAV	EEG 2017
Anlagentyp	Nur Freiflächenanlagen	Dach- und Freiflächenanlagen, Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen
Gebotsgröße	100 kW bis 10 MW	750 kW bis 10 MW ²⁵
Flächenkulisse	versiegelte Flächen, Seitenrandstreifen, Konversionsflächen, BImA-Flächen, keine baulichen Anlagen	erweitert um Acker- und Grünland in einem benachteiligten Gebiet, sofern von Ländern geöffnet, sowie bauliche Anlagen
Finanzielle Sicherheiten	Erstsicherheit 4 €/kW (Aufstellungsbeschluss), sonst 2 €/kW Zweitsicherheit 50 €/kW (Aufstellungs- oder Offenlegungsbeschluss), sonst 25 €/kW	Erstsicherheit 5 €/kW Zweitsicherheit 45 €/kW (Aufstellungs- oder Offenlegungsbeschluss), sonst 20 €/kW
Ausschreibungsvolumen	2015: 500 MW 2016: 400 MW 2017: 300 MW (hinfällig durch Inkrafttreten des EEG 2017)	600 MW p.a. (3 Ausschreibungen zu je 200 MW), zusätzlich Sonderausschreibungen von insg. 4 GW von 2019 - 2021
Höchstwert	Orientiert an der Vergütung für Dachanlagen, Änderung gemäß atmendem Deckel	8,91 ct/kWh, Änderung gemäß atmendem Deckel
Erklärung zur Flächensicherung	keine	Eigenerklärung, dass Bieter Eigentümer der Fläche ist oder Gebot mit Zustimmung des Eigentümers erfolgt
Nachrückverfahren	ja	nein

Die möglichen Auswirkungen der angeführten Änderungen können erst im Vergleich der Anlagenrealisierung erfolgen. Dies ist frühestens dann möglich, wenn Daten zur Realisierung der ersten Ausschreibungsrunde nach EEG 2017 vorliegen.²⁶

Da sich die wesentlichen Grundzüge des Ausschreibungssystems für PV-Freiflächenanlagen im EEG 2017 gegenüber der FFAV nicht geändert haben, wird dieses nachfolgend allgemeingültig für beide Regelungen vorgestellt. Jährlich werden drei Ausschreibungsrunden durchgeführt. In den Jahren 2019 bis 2021 werden zusätzlich insgesamt 4 GW im Rahmen der Sonderausschreibungen ausgeschrieben. Bieter müssen im Zuge der Gebotsabgabe neben der Angabe zur Gebotsmenge und Gebotshöhe Nachweise über den Projektstatus (Aufstellungsbeschluss, Offenlegungsbeschluss oder beschlossener Bebauungsplan) vorlegen. Mit der Gebotsabgabe ist die Erstsicherheit zu leisten. Die BNetzA ordnet die Gebote nach Gebotshöhe in aufsteigender Reihenfolge und schlägt zulässige Gebote bis zum vorgesehenen Ausschreibungsvolumen zu. Die Höhe der Zuschläge im „pay-as-bid“-Verfahren entspricht der jeweiligen Gebotshöhe (Ausnahme: Ausschreibungsrunden 2 und 3 im Rahmen der FFAV, dort Einheitspreisverfahren). Innerhalb von zehn Werktagen nach Bezuschlagung ist die Zweitsicherheit zu leisten. Für Gebote mit fortgeschrittenem Planungsstatus gelten reduzierte Sätze. Nach Bezuschlagung haben die Bieter bis zu 24 Monate Zeit, die Anlage zu reali-

²⁵ Die 10 MW-Grenze gilt nicht für Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen

²⁶ Ablauf der Realisierungsfrist im Februar 2019. Daten zur Realisierung lagen zum Zeitpunkt der Berichterstellung jedoch noch nicht vor.

sieren. Innerhalb von 18 Monaten ist dies abschlagsfrei möglich, danach wird ein Abschlag von 0,3 ct/kWh auf die Vergütung fällig. Im Falle der Nichtrealisierung werden Strafzahlungen fällig. Eigenversorgung ist ausgeschlossen, der erzeugte PV-Strom muss vollständig eingespeist werden.

Neben den genannten technologiespezifischen Ausschreibungen werden für PV relevante Mengen zusätzlich in den gemeinsamen Ausschreibungen mit Windenergie an Land sowie in den Innovationsausschreibungen auktioniert. Diese Mengen müssen nicht zwangsläufig vollständig auf PV entfallen, dass dies möglich ist, zeigen jedoch die Ergebnisse der gemeinsamen Ausschreibungen im Jahr 2018. Tabelle 22 gibt einen Überblick über die im EEG bisher geplanten jährlichen Ausschreibungsmengen.

Tabelle 22: Im EEG vorgesehene Ausschreibungsmengen mit Relevanz für PV

[MW]	2019	2020	2021	2022
"reguläre" Ausschreibungen	475	400	350	600
Sonderausschreibungen	1000	1400	1600	0
gemeinsame Ausschreibungen	400	400	400	0
Innovationsausschreibungen	250	400	500	0
Summe ²⁷	(1.920)	(2.400)	(2.650)	(400)

4.6.2. Auswertung von Geboten und Zuschlägen

Der mittlere Zuschlagspreis ist in den Ausschreibungsrunden von April 2015 bis Februar 2018 um rund 47 % von 9,17 ct/kWh auf 4,33 ct/kWh gesunken und in den folgenden Auktionen näherungsweise auf diesem Niveau verblieben, bei leicht steigender Tendenz (Abbildung 18). Lässt man die Ausschreibungen mit uniform pricing als Preismechanismus außer Acht, zeigt sich ein nahezu gleich großer Rückgang für das niedrigste abgegebene Gebot von 8,48 ct/kWh im April 2015 auf 3,86 ct/kWh im Februar 2018 und den folgenden Ausschreibungen, mit einem leichten Anstieg auf 4,11 ct/kWh im Februar 2019. Bei der Entwicklung des höchsten abgegebenen Gebotes gab es, nach einer bis Februar 2018 insgesamt sinkenden Entwicklung auf 5,74 ct/kWh, in den Auktionen ab Juni 2018 einen Anstieg. Der Ausreißer im Juni 2017 ist sehr wahrscheinlich auf eine Verwechslung der Einheiten zurückzuführen (€/MWh statt ct/kWh).

²⁷ Enthält die Verrechnung der bezuschlagten Mengen in den gemeinsamen Ausschreibungen (Abzug von 50% der in den gem. Ausschreibungen im Vorjahr bezuschlagten Menge). Darüber hinaus (in der Summe jedoch nicht berücksichtigt) werden weitere Mengen abgezogen für den Zubau von Freiflächenanlagen außerhalb der Ausschreibungen sowie im Rahmen von grenzüberschreitenden Ausschreibungen von Drittländern bezuschlagte Mengen in Deutschland.

Gebote und gewichteter Zuschlagspreis [ct/kWh]

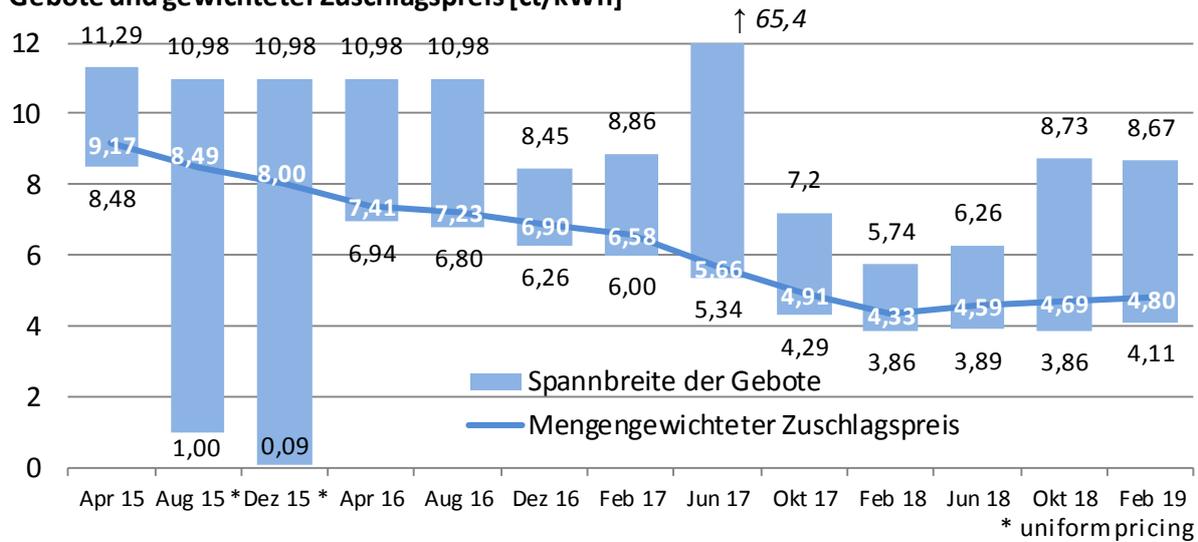


Abbildung 18: Entwicklung von Spannbreite der Gebote und gewichtetem Zuschlagspreis der Ausschreibungsrunden bis Februar 2019

Die Überzeichnung der einzelnen Ausschreibungsrunden (Verhältnis gültige Gebotsleistung zu Zuschlagsleistung, Abbildung 19) lag bisher mindestens bei rund Zwei oder höher, dabei zeigt sich ein leicht fallender Trend.

Überzeichnung

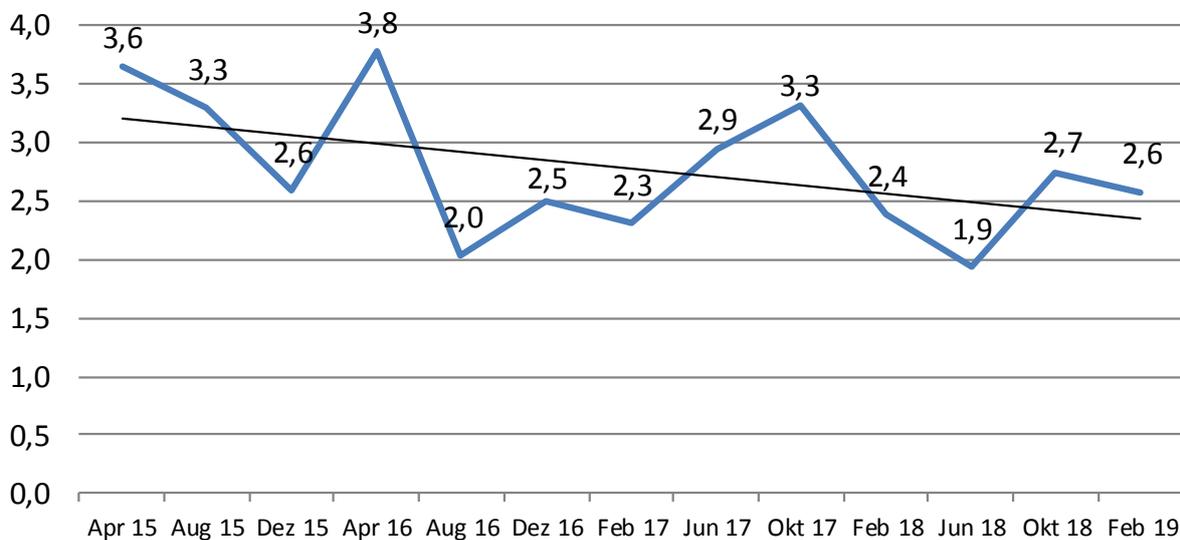


Abbildung 19: Überzeichnung der Ausschreibungsrunden bis Februar 2019

In Abbildung 20 ist die Entwicklung der mittleren Anlagengröße der abgegebenen Gebote sowie der Zuschläge in den bisherigen Ausschreibungsrunden dargestellt. Bei den abgegebenen Geboten zeigt sich dabei, von zwischenzeitlichen Schwankungen abgesehen, ein Anstieg der durchschnittlichen Anlagengröße von rund 4 MW bis auf max. 7,2 MW mit einem Rückgang auf 5,8 MW in der Auktion im Februar 2019. Der Anstieg bis Oktober 2018 resultiert dabei einerseits aus einem kontinuierlichen Anstieg der durchschnittlichen Anlagengrößen auf Randstreifen an Verkehrswegen von rund 4 MW auf rund 6 MW und andererseits aus Geboten auf sonstigen baulichen Anlagen, bei denen seit Oktober 2017 von der Möglichkeit Gebrauch gemacht wird, Gebote über der sonst gültigen

Maximalgröße von 10 MW abzugeben. Dabei wurden bis Oktober 2018 26 Gebote abgegeben deren Leistung zwischen rund 13 MW und 69 MW lag. Die mittlere Anlagengröße der Zuschläge schwankt, ohne Berücksichtigung der Zuschläge auf sonstigen baulichen Anlagen in einem Bereich zwischen 5,2 MW und 7,4 MW. Ausnahmen davon bilden die Ausschreibungen mit Einheitspreisverfahren (uniform pricing) im Oktober und Dezember 2015, bei denen die durchschnittliche Leistung bei 4,8 MW lag, sowie die Ausschreibungen im Oktober 2017 sowie Februar 2018, in denen der Anteil von Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen bei über 70 % bzw. rd. 56 % des Zuschlagsvolumens lag.

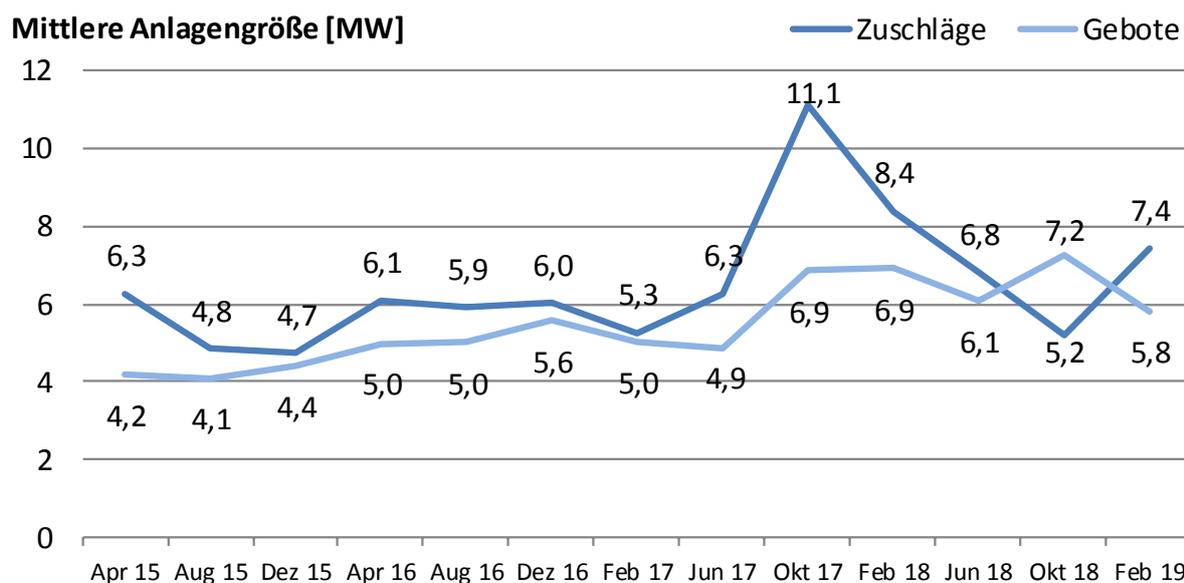


Abbildung 20: Entwicklung der mittleren Anlagengröße der Gebote und Zuschläge in den Ausschreibungsrunden bis Februar 2019

Abbildung 21 zeigt die Verteilung der auf 1 MW gerundeten Anlagengrößen der Zuschläge aus den Ausschreibungen bis einschließlich Oktober 2018. Dabei wird deutlich, dass rund 22 % der Zuschläge bzw. 36 % der bezuschlagten Leistung auf Gebote entfällt, die – ohne Berücksichtigung der Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen – die maximal mögliche Anlagengröße von 10 MW in Anspruch nehmen. Zumindest in der Anzahl besteht eine weitere Häufung bei Anlagen zwischen zwei und vier MW, welche zusammen über ein Drittel der Zuschläge ausmachen; bezogen auf die Leistung jedoch weniger als 20 %. Unterhalb von einem Megawatt sind bislang lediglich zwei Zuschläge zu verzeichnen. Bei der Aufteilung nach Flächentypen weisen Konversionsflächen mit ca. 30 % den höchsten Anteil auf, gefolgt von 110 Meter Seitenrandstreifen entlang von Autobahnen und Bahnstrecken (rd. 28 %) sowie sonstigen baulichen Anlagen (20 %) und landwirtschaftlichen Flächen in benachteiligten Gebieten (rd. 20 %).

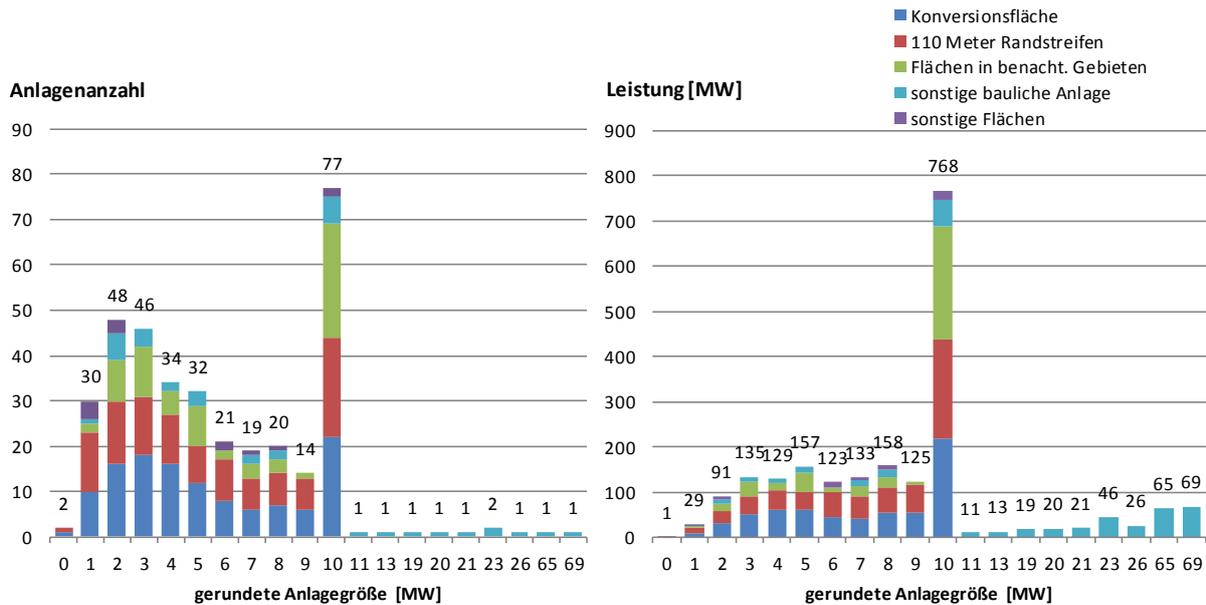


Abbildung 21: Verteilung der bisherigen Zuschläge (Ausschreibungsrunden 1 bis 12) auf gerundete Anlagengrößen nach Anzahl und Leistung, unterteilt nach Flächentypen

In den Ausschreibungsrunden nach EEG 2017 wurden bisher nur drei Gebote für Anlagen auf Gebäuden oder Lärmschutzwänden abgegeben, die jedoch keinen Zuschlag erhalten haben. Dies ist einerseits darauf zurückzuführen, dass große Dachanlagen kostenseitig nicht mit Freiflächenanlagen konkurrieren können. Andererseits war zu erwarten, dass bei der Auslegung von Dachanlagen das Ausschreibungssystem bewusst umgangen wird, indem Dachanlagen auf maximal 750 kW dimensioniert und außerhalb der Ausschreibungen realisiert werden. Dies wird sich ohne Änderungen wie Sonderregelungen oder Bietvorteilen für Dachanlagen (Boni oder Quoten, vgl. [102]) mit hoher Wahrscheinlichkeit so fortsetzen.

Die bis einschließlich Oktober 2018 bezuschlagte Anlagenleistung verteilt sich auf die einzelnen Bundesländer wie in Abbildung 22 und Tabelle 23 dargestellt. Rund 78 % der voraussichtlich²⁸ innerhalb des Ausschreibungssystems zugebauten Leistung konzentriert sich demzufolge auf die vier Bundesländer Bayern, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt. Auf Bayern entfallen dabei fast 29 % der bezuschlagten Leistung, auf Brandenburg 22 %, auf Mecklenburg-Vorpommern rund 19 %, sowie 8 % auf Sachsen-Anhalt. Der Hauptgrund für diese hohe Konzentration auf wenige Bundesländer dürfte darin zu suchen sein, dass der wesentliche Einflussfaktor auf die räumliche Verteilung der realisierten Anlagen nicht im standortabhängigen Strahlungsdargebot liegt, sondern in der Verfügbarkeit von geeigneten Flächen. So sind in Ostdeutschland deutlich mehr geeignete große Konversionsflächen vorzufinden, die zum Teil auch als bauliche Anlagen eingestuft sind, als im Rest Deutschlands. Zuschläge in den westlichen Bundesländern konzentrieren sich deshalb mit 43 % der bezuschlagten Leistung auf Flächen in benachteiligten Gebieten bzw. mit 35 % auf Anlagen innerhalb der Seitenrandstreifen an Verkehrswegen, während Konversionsflächen und sonstige bauliche Anlagen jeweils nur 10 % ausmachen. In den östlichen Bundesländern verhält sich die Situation dagegen umgekehrt: Der Anteil der Leistung an den Zuschlägen liegt auf Konversions-

²⁸ Sofern ein Vergütungsabschlag von 0,3 ct/kWh in Kauf genommen wird, ist die Realisierung der Anlage an einem anderen als dem im Gebot genannten Standort möglich.

flächen bei 45 %, der Anteil auf sonstigen baulichen Anlagen bei 28 %, Seitenrandstreifenanlagen machen dagegen nur 22 % aus, Flächen in benachteiligten Gebieten lediglich 1 %.

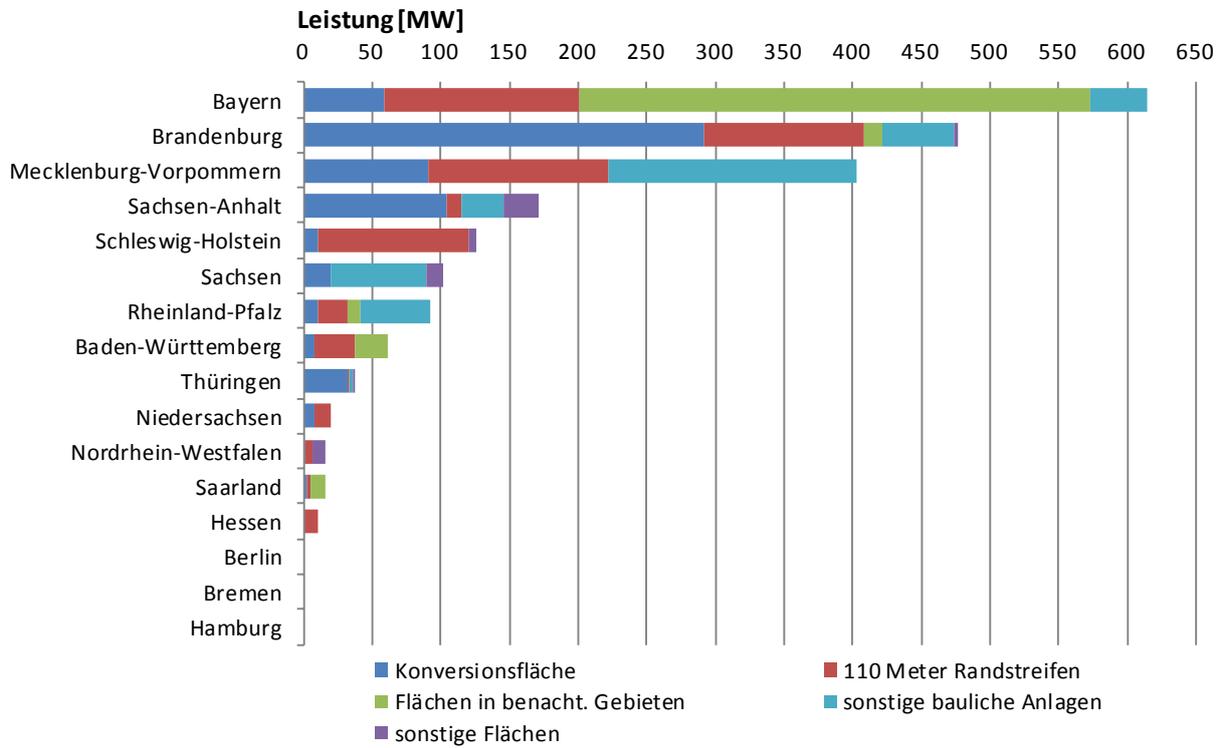


Abbildung 22: Verteilung der Zuschläge in den Ausschreibungsrunden 1 bis 12 auf Bundesländer und Flächentypen

Tabelle 23: Anzahl und Leistung der Zuschläge sowie der zugelassenen Gebote nach Bundesland (Ausschreibungsrunden 1-12)

Bundesland	Gebote		Zuschläge		Zuschlagsrate nach	
	Leistung [MW]	Anzahl	Leistung [MW]	Anzahl	Leistung	Anzahl
Bayern	1.647	326	615	107	37%	33%
Brandenburg	1.445	228	476	81	33%	36%
Mecklenburg-Vorpommern	877	107	403	37	46%	35%
Sachsen-Anhalt	651	133	171	35	26%	26%
Schleswig-Holstein	288	38	126	14	44%	37%
Sachsen	353	60	101	18	29%	30%
Rheinland-Pfalz	223	61	92	17	41%	28%
Baden-Württemberg	140	42	61	17	43%	40%
Thüringen	117	35	36	12	31%	34%
Niedersachsen	43	9	19	3	45%	33%
Nordrhein-Westfalen	51	16	16	3	32%	19%
Saarland	44	17	15	4	35%	24%
Hessen	41	13	10	5	25%	38%
Berlin	0	0	0	0	-	-
Bremen	0	0	0	0	-	-
Hamburg	0	0	0	0	-	-
Summe	5.919	1.085	2.141	353	36%	33%

Im Zuge der Einführung von Ausschreibungen wird unter anderem die Frage diskutiert, inwiefern diese Auswirkungen auf die Akteursstruktur der Anlagenbetreiber insbesondere im Hinblick auf die Förderung bzw. Benachteiligung von „Bürgeranlagen“ haben. Derzeit gibt es jedoch keine Daten zur Akteursstruktur vor Einführung der Ausschreibungen, somit ist eine Aussage zu Veränderungen nicht verlässlich möglich. Da eine Bürgerbeteiligung grundsätzlich in nahezu allen Rechtsformen möglich ist, lässt sich auch anhand der Rechtsform der bisher in den Ausschreibungen bezugschlagten Bieter keine Aussage über die Akteursstruktur ableiten. Typischerweise mit Bürgerenergieprojekten in Verbindung gebrachte Rechtsformen wie GbR, Genossenschaften oder natürliche Personen spielen mit 10 von 353 Zuschlägen bisher nur eine untergeordnete Rolle (Abbildung 23), jedoch erfolgt eine Beteiligung häufig auch in anderen Rechtsformen, beispielsweise mit einer Genossenschaft als Kommanditist in der Rechtsform GmbH & Co. KG. Darüber hinaus ist zu beachten, dass fertig entwickelte Projekte und realisierte Anlagen zum Teil weiterverkauft werden, so dass die Bieter in den Ausschreibungen nicht zwangsläufig mit den späteren Eigentümern der Anlagen übereinstimmen. In der durchgeführten Befragung gaben zwei von 18 Befragten, die in den Ausschreibungen einen Zuschlag erhalten haben, an, mit einem Bürgerbeteiligungsprojekt erfolgreich an den bisherigen Ausschreibungen teilgenommen zu haben. Aufgrund der niedrigen Anzahl an Antworten lassen sich hieraus jedoch keine allgemeinen Rückschlüsse zur Bürgerbeteiligung ziehen.

Anzahl an Zuschlägen

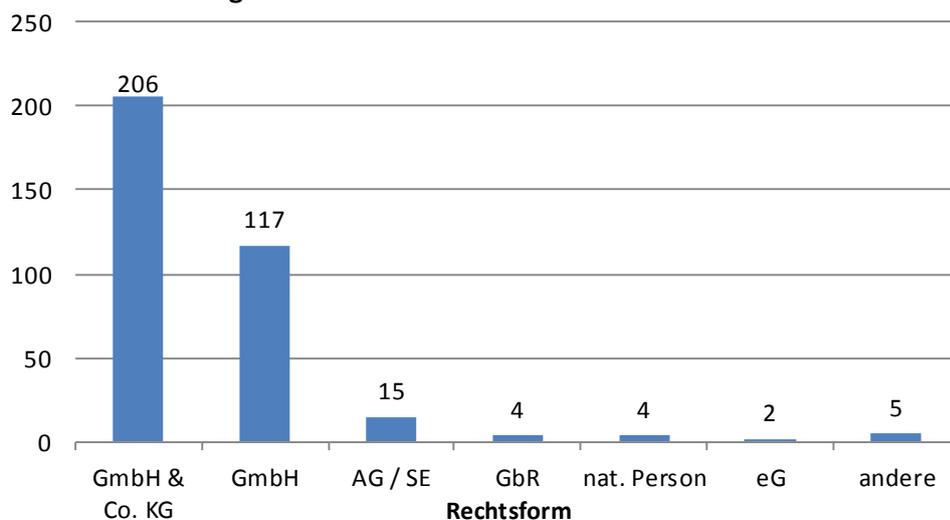


Abbildung 23: Anzahl der Zuschläge in Ausschreibungsrunden 1 bis 12 nach Rechtsform.

In den Ausschreibungsrunden bis Oktober 2018 wurden rund 12 % der Gebote vom weiteren Verfahren ausgeschlossen. Dabei ist der Anteil der ausgeschlossenen Gebote von 22 % in der ersten Ausschreibungsrunde in den Folgerunden auf 10 bis 15 % zurückgegangen und lag im Durchschnitt der Ausschreibungsrunden seit Dezember 2016 unter 10 %, was auf einen Lerneffekt hindeutet. Die Komplexität des Ausschreibungsverfahrens scheint damit insgesamt angemessen zu sein. Nach Angaben der Bundesnetzagentur sind die Ausschlussgründe überwiegend auf Formfehler (z.B. fehlende Unterschriften, fehlende Einzelangaben) zurückzuführen, zum Teil auch auf anfängliche Verständnisprobleme bezüglich des Verfahrens bzw. Unkenntnis gesetzlicher Regelungen und Abläufe. Auf häufig vorkommende Ausschlussgründe wird durch die BNetzA in Hinweisen zur Gebotsabgabe aufmerksam gemacht. Erfahrungen aus den Ausschreibungsrunden nach der FFAV wurden in den Regelungen des EEG 2017 aufgegriffen, wodurch Vereinfachungen bei einigen Nachweisdokumenten umgesetzt werden konnten.

Der Planungsstatus von Anlagen zum Zeitpunkt der Ausschreibung, d.h. der noch ausstehende Aufwand für das Erreichen der bau- und vergütungsrechtlichen Voraussetzungen für die Errichtung und Inbetriebnahme der Anlage, hat in den Ausschreibungen bis Oktober 2018 keinen systematischen Einfluss auf die Höhe der Gebote bzw. Zuschläge (Abbildung 24). Zwar gibt es Ausschreibungsrunden in denen einzelne Planungsstadien erkennbar niedriger oder höher liegen, der jeweils günstigste oder teuerste Planungsstatus variiert jedoch zwischen den Ausschreibungsrunden. Der hohe mittlere Gebotswert der Anlagen ohne Planungsstatus in der Oktober-Auktion 2018 geht auf Gebote zurück, die nah am zulässigen Höchstwert der Auktion liegen, weswegen davon auszugehen ist, dass die jeweiligen Gebote nicht kostenbasiert abgegeben wurden. Lässt man die mutmaßlichen Höchstwertgebote dieser Auktion außen vor, weisen Anlagen ohne Planungsstatus in den Auktionen von Oktober 2017 bis Oktober 2018 durchgehend die niedrigsten mittleren Gebotswerte auf. Bei näherer Betrachtung ist jedoch davon auszugehen, dass es sich nicht um einen systematischen Kostenvorteil handelt, der auf die fehlende Vorgabe eines Bebauungsplans zurückzuführen ist. Da es sich bei den Anlagen fast ausschließlich um Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen handelt, dürfte die Anlagengröße hier der wesentliche Einflussfaktor sein. Diese lag im Durchschnitt bei den An-

lagen ohne Planungsstatus in allen betreffenden Auktionen mindestens über 10 MW, z.T. auch über 20 MW.

Aus den vorliegenden Ergebnissen ergeben sich somit keine systematischen Unterschiede bei der Gebotskalkulation der Bieter in den verschiedenen Planungsstadien. Dies deutet darauf hin, dass bereits angefallene Kosten („sunk costs“) bei der Gebotsabgabe einkalkuliert werden (d.h. für Gebote mit vorliegendem Bebauungsplan werden ceteris paribus die gleichen Kosten angesetzt wie für Gebote mit Aufstellungsbeschluss oder Offenlegungsbeschluss). Die Ergebnisse der durchgeführten Bieterbefragung bestätigen dies weitgehend. Demnach berücksichtigen rund 80 % der Befragungsteilnehmer bereits angefallene Kosten bei der Gebotsabgabe (vgl. Abschnitt 4.6.4, S.77). Dass darüber hinaus ein Effekt durch die Bieter, die versunkene Kosten bei der Gebotsabgabe nicht berücksichtigen, nicht erkennbar ist, dürfte an der Überlagerung der Gebotshöhen durch zahlreiche andere Faktoren liegen (Pachtpreise, Netzanschlusskosten, Einstrahlung etc.).

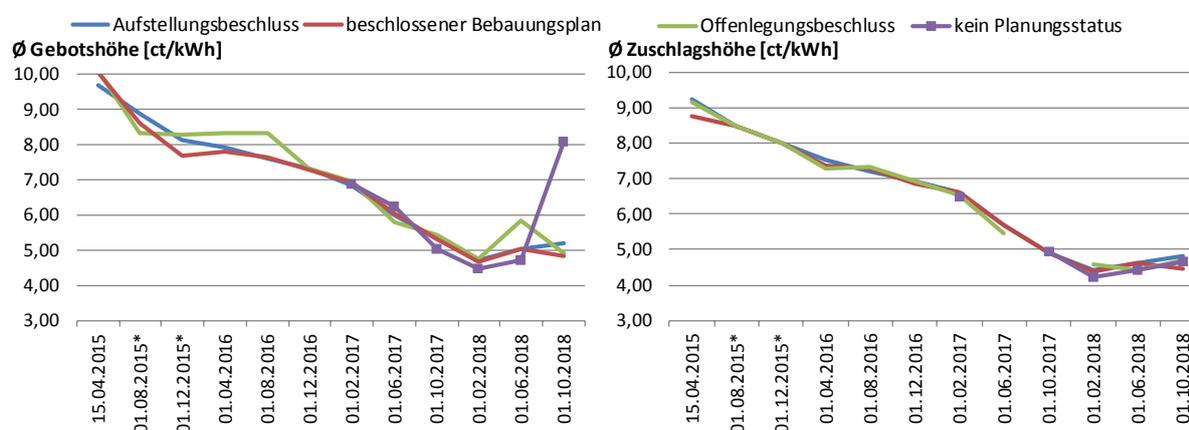


Abbildung 24: Gewichteter Durchschnitt von Gebots- und Zuschlagshöhen der bisherigen Ausschreibungsrunden nach Planungsstatus (*Uniform Pricing)²⁹

Der Anteil der bezuschlagten Leistung von Anlagen in den jeweiligen Planungsstadien (Abbildung 25) variiert stark zwischen den einzelnen Ausschreibungsrunden. Im Durchschnitt der Ausschreibungsrunden machen Anlagen mit Aufstellungsbeschluss 48 % der Zuschläge aus, während Anlagen mit Offenlegungsbeschluss 15 % umfassen, Anlagen mit beschlossenenem Bebauungsplan 23 % und Anlagen ohne Planungsstatus 14 %. Der hohe Anteil der Anlagenleistung ohne Planungsstatus in der Ausschreibungsrunde vom Oktober 2017 und in den Auktionen danach zurückgehend, ist auf den hohen Anteil der Zuschläge von Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen zurückzuführen, da bei diesem Anlagentyp keine materiellen Qualifikationsanforderungen notwendig sind.

²⁹ Neben den dargestellten Präqualifikationsbedingungen gibt es vereinzelte Anlagen, die keinen Bebauungsplan vorweisen müssen, jedoch ein Verfahren nach Baugesetzbuch durchlaufen. Aufgrund der geringen Anzahl sind diese aus Datenschutzgründen nicht dargestellt.

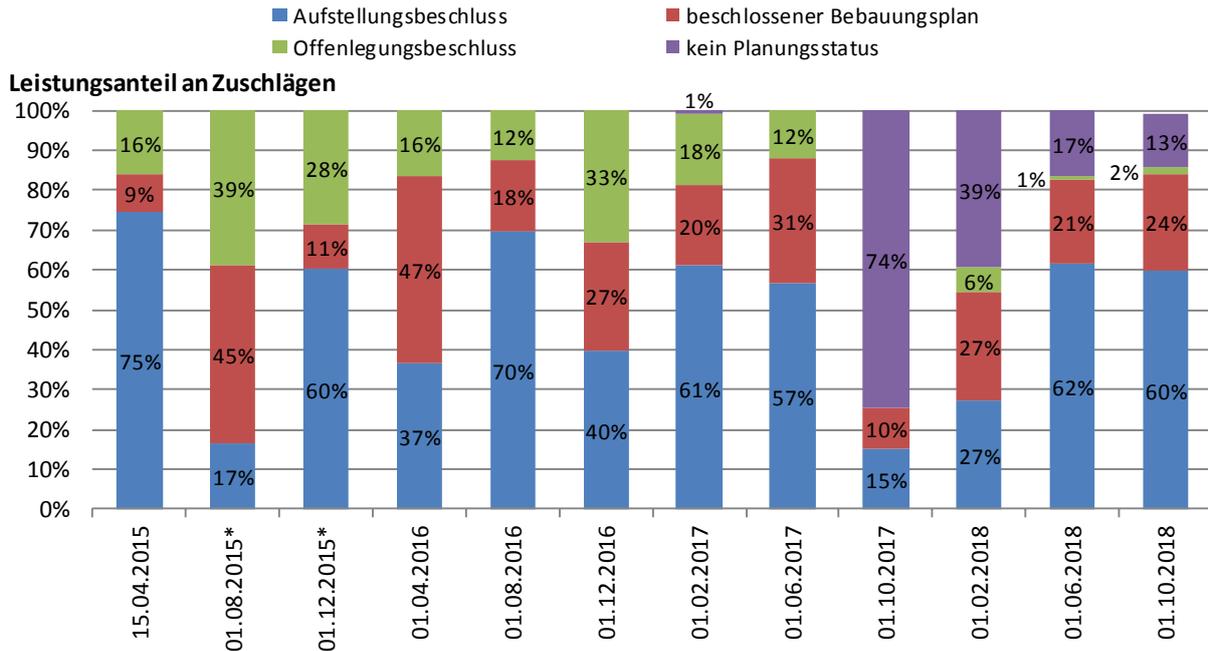


Abbildung 25: Leistungsanteil der Anlagen in einzelnen Planungsstadien an den Zuschlägen in den bisherigen Ausschreibungsrunden (*Uniform Pricing)

Ebenso wie beim Planungsstatus ist auch bei den Flächentypen bisher kein systematischer Einfluss auf die durchschnittliche Gebots- und Zuschlagshöhe erkennbar (Abbildung 26). Der hohe durchschnittliche Gebotswert bei sonstigen baulichen Anlagen in der Ausschreibung von Oktober 2018 ist auf Gebote zurückzuführen, die nah am zulässigen Höchstwert liegen und vermutlich nicht kostenbasiert erstellt wurden.

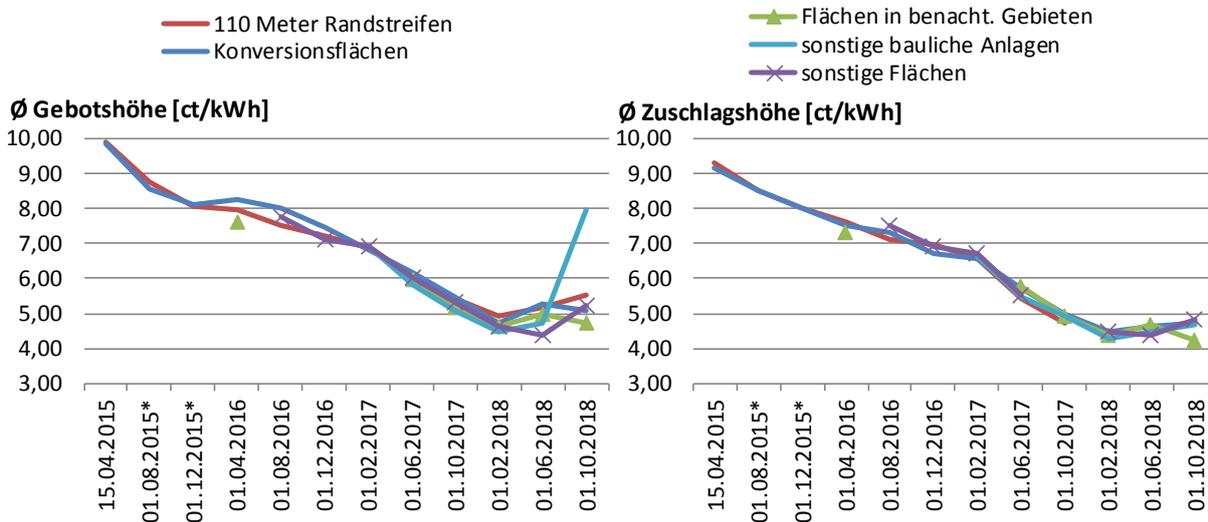


Abbildung 26: Gewichteter Durchschnitt von Gebots- und Zuschlagshöhen der bisherigen Ausschreibungsrunden nach Flächentyp (*Uniform Pricing)

Der Anteil der einzelnen Flächentypen an den Zuschlägen in den Ausschreibungen bis Oktober 2018 geht aus Abbildung 27 hervor. Während in den Ausschreibungen im Jahr 2015 nur Anlagen auf Konversionsflächen und Seitenrandstreifen bezuschlagt wurden, ändert sich die Flächenzusammensetzung erstmals mit der Ausschreibung im April 2016, die einmalig für Ackerflächen in benachteiligten

Gebieten geöffnet war. Ab Februar 2017 konnten erstmals Projekte auf sonstigen baulichen Anlagen Zuschläge erzielen, ab Juni 2017 ist die Nutzung der Länderklausel zur Öffnung der Ausschreibungen für Flächen in benachteiligten Gebieten durch Bayern und Baden-Württemberg erkennbar.

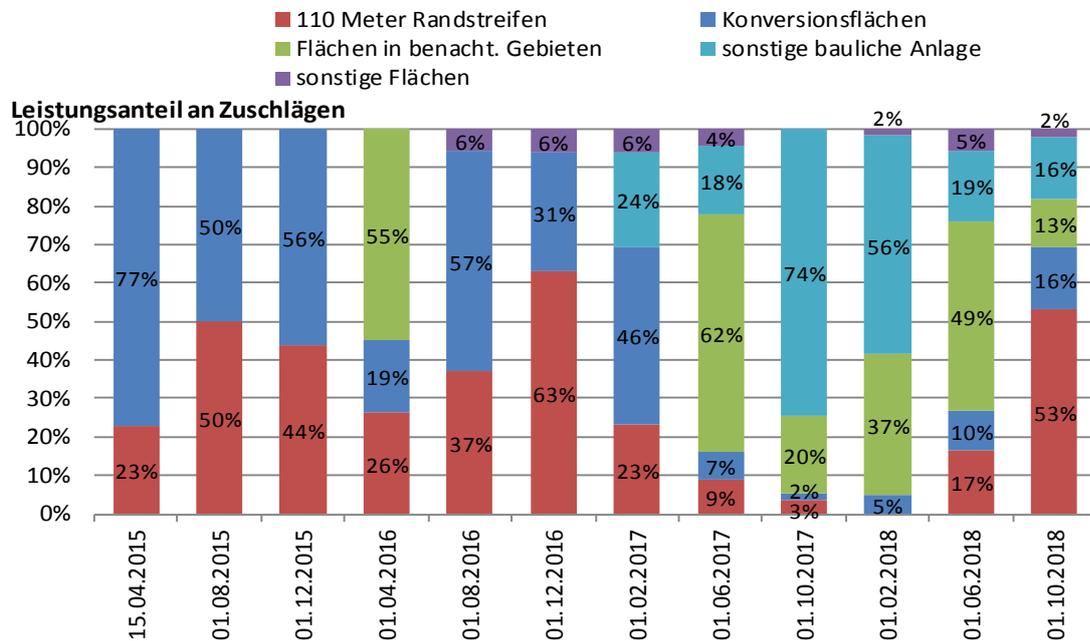


Abbildung 27: Leistungsanteil der verschiedenen Flächentypen an den Zuschlägen der bisherigen Ausschreibungsrunden

In der Ausschreibungsrunde vom 01.10.2017 entfielen drei Viertel des bezuschlagten Ausschreibungsvolumens von 222 MW auf vier Großanlagen auf sonstigen baulichen Anlagen, in der darauffolgenden Ausschreibung mehr als die Hälfte der ausgeschriebenen Leistung. Anlagen auf dieser Flächenkategorie sind nicht auf 10 MW Maximalgröße beschränkt. Mit dem Rückgang des Leistungsanteils von sonstigen baulichen Anlagen ab Juni 2018 scheint sich dieser Trend vorerst nicht verstetigt zu haben. Ob durch Projektierer in der Breite eine Entwicklung solcher Flächen stattfindet, ist derzeit nicht bekannt.

4.6.3. Auswertung der Anlagenrealisierung

Eine abschließende Beurteilung der Realisierungsraten einzelner Ausschreibungsrunden kann erst nach Ablauf der Realisierungsfristen erfolgen. Der für die Berichterstellung vorliegende Datenstand beinhaltet die abgeschlossenen Realisierungsfristen bis zur Auktion im Dezember 2016 und damit aller Ausschreibungen nach der FFAV. Die Realisierungsquoten dieser Ausschreibungen liegen zwischen 92 % (Runde 2 und 3) und 100 % (Runde 4) (vgl. Tabelle 24 / Abbildung 28). In Summe wurden in den sechs Auktionen nach FFAV von 929 MW bezuschlagter Leistung 888 MW realisiert, was einer mittleren Realisierungsquote von knapp 96 % entspricht.

Tabelle 24: Realisierung von Anlagen aus den bisherigen Ausschreibungsrunden (Stand 31.12.2018)

Ausschreibung		Zuschläge ¹		real. Anlagen ²		Real. Quote	restl. Realisierungsfrist (Monate) ³	
Runde	Datum	MW	Anzahl	MW	Anzahl	nach Leistung	Bezug 18 M.	Bezug 24 M.
1	15.04.2015	157	25	156	36	99%	0	0
2	01.08.2015	158	33	145	33	92%	0	0
3	01.12.2015	204	43	188	40	92%	0	0
4	01.04.2016	128	21	129	30	100%	0	0
5	01.08.2016	118	22	109	25	93%	0	0
6	01.12.2016	163	27	161	43	99%	0	0
7	01.02.2017	200	38	155	52	78%	0	1
8	01.06.2017	201	32	173	33	86%	0	6
9	01.10.2017	222	20	39	5	17%	4	10
10	01.02.2018	201	24	0	0	0%	8	14
11	01.06.2018	182	27	11	2	6%	12	18
Summe		1.934	312	1.267	299	66%	-	-

1: Zuschläge die die erforderliche Zweitsicherheit geleistet haben

2: Realisierte Anlagen, für die fristgerecht ein Antrag zur Ausstellung einer Förderberechtigung gestellt wurde

3: bezogen auf den Datenstand der Auswertung: 31.12.2018

Quelle: Eigene Auswertung basierend auf Ausschreibungsdaten der BNetzA

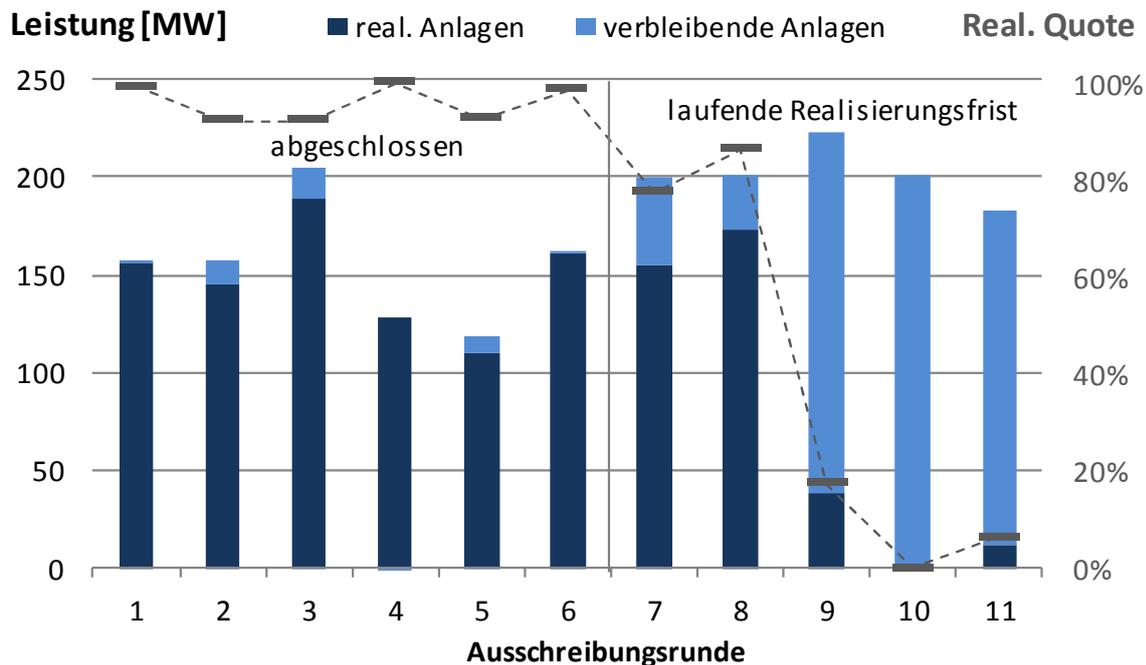


Abbildung 28: Realisierte und verbleibende Anlagen der bisherigen Ausschreibungsrunden (Stand 31.12.2018) (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Ausschreibungsdaten der BNetzA)

Der Zeitpunkt, zu dem die Förderberechtigung beantragt wird, schwankt zwischen den Ausschreibungsrunden. In den Ausschreibungsrunden nach FFAV schwankt der Anteil der Anlagen, bei denen die Förderberechtigung erst nach Ablauf der Frist von 18 Monaten und damit unter Inkaufnahme eines Abschlags beantragt wurde zwischen 65 % in der Auktion vom 15.04.2015 und 25 % in der Auktion vom 01.08.2016 (vgl. Abbildung 29). Der Durchschnitt aller FFAV-Auktionen liegt bei rd. 41 %.

Anteil der Zuschläge mit Realisierung > 18 Monate

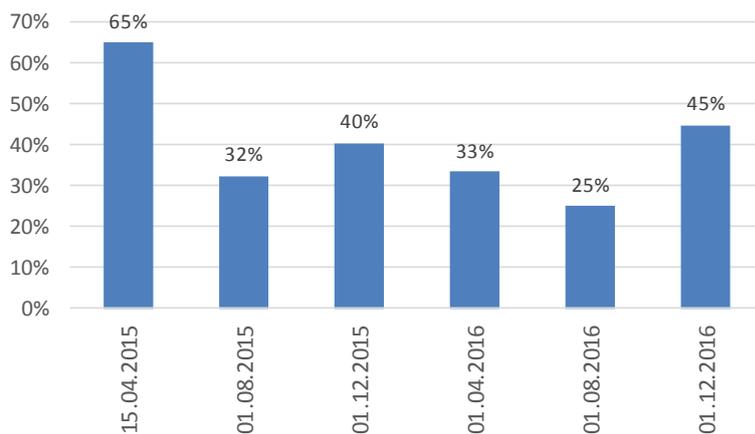


Abbildung 29: Anteil der Zuschläge (nach Anzahl) bei denen die Förderberechtigung nach Ablauf der Frist von 18 Monaten beantragt wurde

Die Ursache für eine späte Realisierung dürfte in den meisten Fällen jedoch nicht in zu kurzen Fristen liegen, sondern im bewussten Verzögern des Anlagenbaus der Bieter, um bei sinkenden Modulpreisen zu einem späteren Zeitpunkt von geringeren Kosten zu profitieren (vgl. Kapitel 4.1.2 zu den seit dem zweiten Halbjahr 2016 gesunkenen Modulpreisen). Beim Vergleich mit den Befragungsergebnissen in Abschnitt 4.6.4 wird jedoch auch deutlich, dass 41 % der Befragten die Realisierungsfrist von 18 Monaten für zu kurz halten. Grundsätzlich belegen die FFAV-Ausschreibungsrunden, dass trotz der häufigen Nutzung der Möglichkeiten zur Realisierung an einem anderen Standort (vgl. die Ausführungen unten) die Fristen ausreichen, um eine hohe Realisierungsrate zu erreichen. Die vergleichsweise hohen Zuschlagspreise der ersten Runden boten jedoch mehr Spielräume, um Flexibilität zu „erkaufen“ (Realisierung an anderem Standort bzw. verlängerte Realisierungsfrist mit jeweils einem Abschlag von 0,3 ct/kWh). Mit sinkenden Zuschlagspreisen dürften die Spielräume diesbezüglich jedoch kleiner werden, womit seitens der Ausschreibungsteilnehmer verstärkt eine Verlängerung der Realisierungsfristen gefordert werden könnte. Für eine Beibehaltung der geltenden Fristen spricht jedoch, dass keine weiteren Anreize zur Spekulation auf stärker sinkende Preise im Zeitverlauf gesetzt werden sollten.

Betrachtet man den zeitlichen Verlauf der Anlagenrealisierung (Abbildung 30) in den bisher abgeschlossenen Ausschreibungsrunden zeigt sich ein, je nach Auktion mehr oder weniger stark ausgeprägter Anstieg des Zubaus bei ca. 550 Tagen bzw. bei 730 Tagen, die auf die Realisierungsfristen von 18 Monaten ohne Abschlag bzw. der maximalen Realisierungsfrist von 24 Monaten zurückzuführen sind. Darüber hinaus zeigen sich in den einzelnen Ausschreibungsrunden zum Teil deutlich unterschiedliche Verläufe, so dass in Auktionen mit tendenziell früher Realisierung der Realisierungsanteil am Zuschlagsvolumen zum gleichen Zeitpunkt um bis zu rd. 40 % höher liegt, als in Auktionen mit tendenziell später Realisierung. Ein Zusammenhang zwischen dem Zeitpunkt der Ausschreibungsrunde und dem Realisierungsverlauf ist dabei nicht erkennbar.

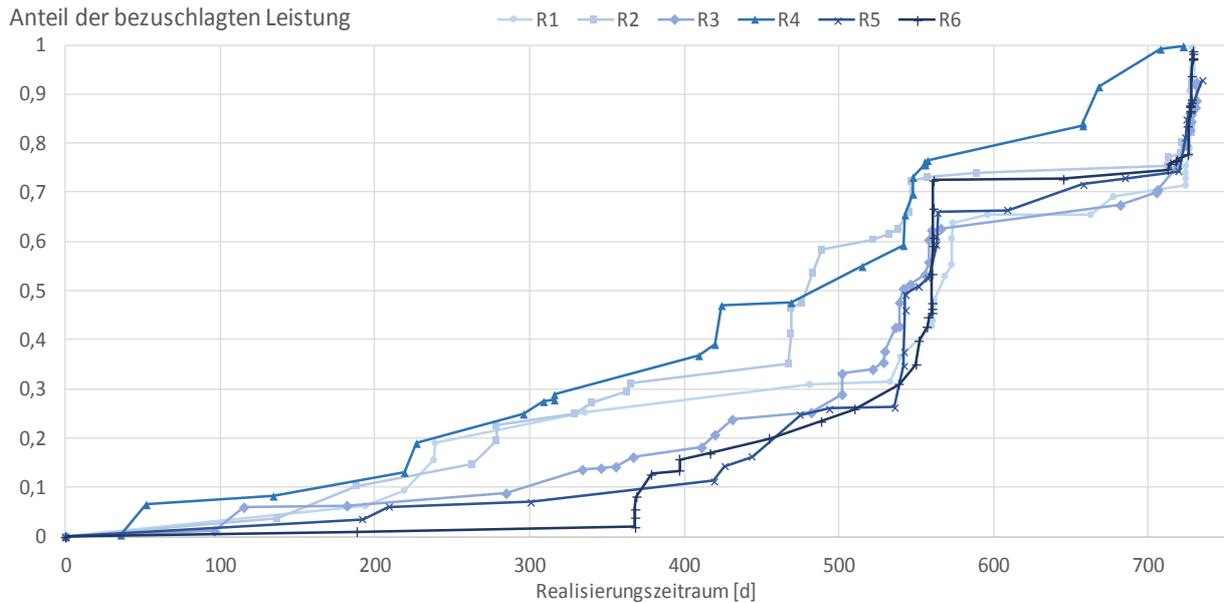


Abbildung 30: Zeitlicher Verlauf der Anlagenrealisierung der Ausschreibungen nach FFAV (Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Ausschreibungsdaten der BNetzA)

Hinsichtlich der Übertragung von Zuschlägen auf andere als im Gebot angegebene Flächen zeigt sich bisher ein schwankender Verlauf. Die Spannweite reicht von 47 % an Zuschlagsleistung, die auf einer anderen Fläche (unter Inkaufnahme eines Abschlags von 0,3 ct/kWh) realisiert wurden in der Ausschreibung vom 15.04.2015 bis zu 7 % in der Ausschreibung vom 01.04.2016 (vgl. Abbildung 31). Das leistungsgewichtete Mittel über die FFAV-Ausschreibungen liegt bei 32 %.

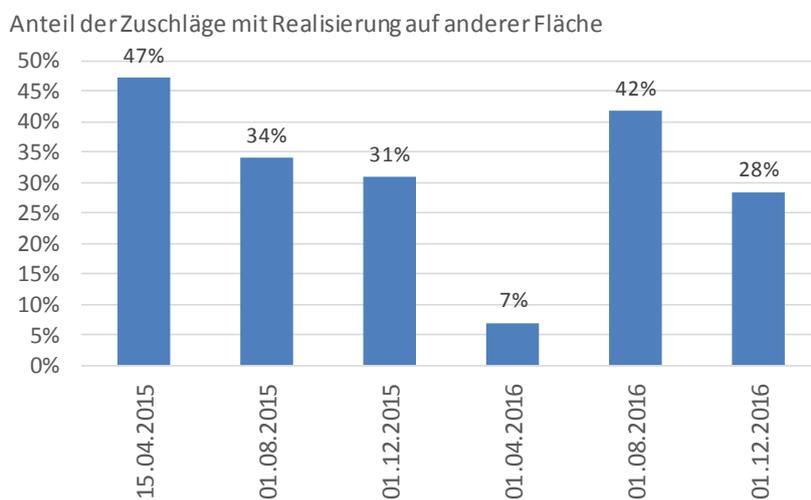


Abbildung 31: Anteil der Zuschlagsleistung, die auf anderen Flächen realisiert wurde.

Insgesamt ist davon auszugehen, dass die Möglichkeit zur Übertragung stark zu den bisher hohen Realisierungsraten beiträgt. Diese These wird durch mehr als 70 % der Umfrageteilnehmer gestützt (vgl. Abbildung 37 in Abschnitt 4.6.4), die den Einfluss der Übertragbarkeit auf eine hohe Realisierungsquote für stark oder sehr stark halten.

Beim Vergleich der Zuschläge der FFAV-Ausschreibungsrunden mit den tatsächlich realisierten Anlagen (Abbildung 32) bleibt die Verteilung der Anlagenleistung auf die Flächenkategorien in Summe

nahezu unverändert. Der Anteil der Seitenrandstreifen bleibt mit jeweils rund 42 % konstant, der Anteil der Konversionsflächen sinkt von gut 49 % auf knapp 45 %, Flächen in benachteiligten Gebieten bleiben mit knapp 8 % ebenso konstant wie sonstige Flächen mit 2 % und 3 %. Gut 2 % der Zuschläge wurden auf mehr als einem Flächentyp realisiert. Betrachtet man die durchschnittliche Anlagengröße ergibt sich eine Minderung von rund 5,5 MW bei den Zuschlägen zu rund 4,3 MW bei den realisierten Anlagen, die mit einer Steigerung der Anlagenzahl von 170 auf 207 Anlagen einhergeht. Nicht realisiert wurden in den FFAV-Ausschreibungsrunden rund 40 MW.

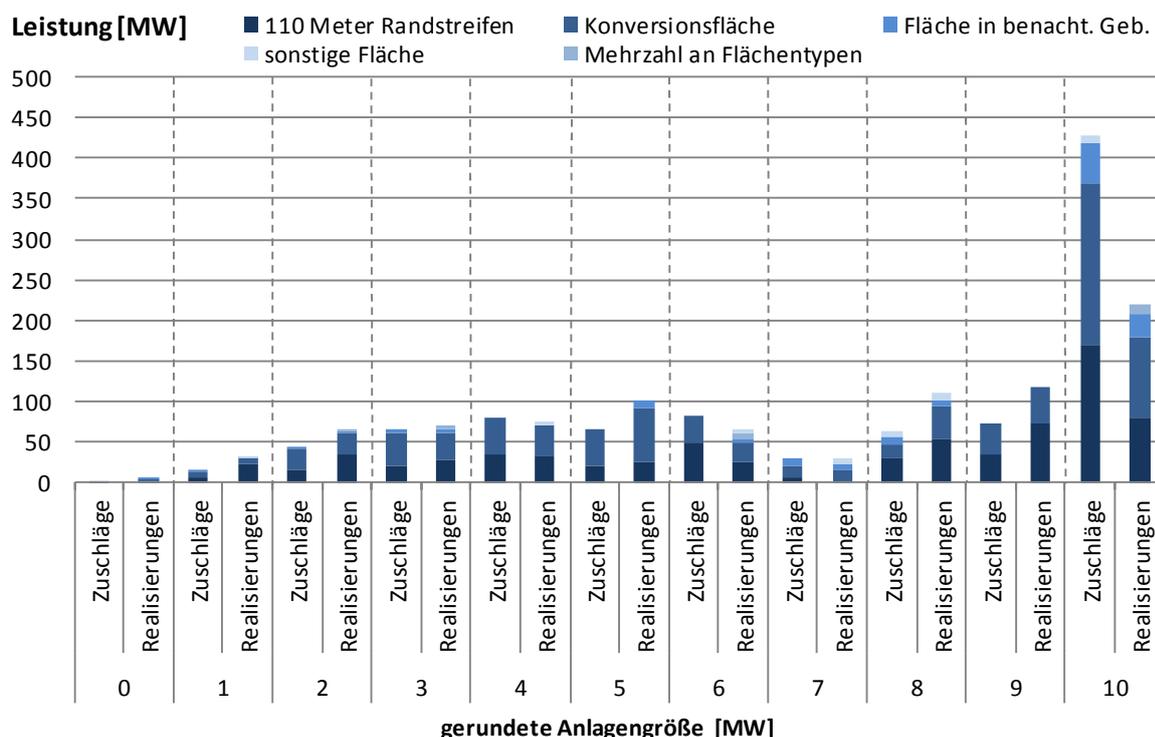


Abbildung 32: Vergleich von Flächenkategorie und Anlagengröße zwischen den Zuschlägen und den realisierten Anlagen der FFAV-Auktionen

Die Verteilung der Anlagenleistung auf die Bundesländer (Abbildung 33) zeigt bei der Anlagenrealisierung leichte Verschiebungen gegenüber den Zuschlägen. So wurden in Bayern rund 23 MW mehr realisiert als Zuschläge auf Flächen in dem Bundesland entfallen sind. Umgekehrt lag bspw. in Brandenburg die realisierte Leistung rund 39 MW unter der bezuschlagten Leistung.

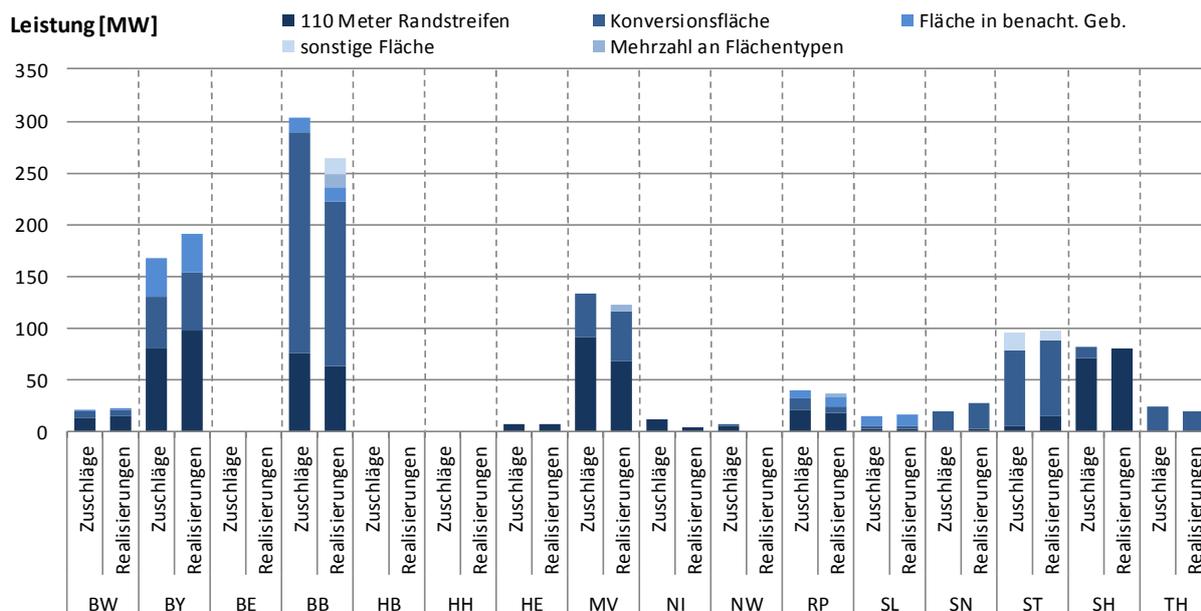


Abbildung 33: Vergleich der Zuschläge der FFAV-Ausschreibungsrunden und der realisierten Anlagen nach Bundesländern und Flächenkategorie

4.6.4. Ergebnisse der Bieterbefragung

Vorgehensweise und Datengrundlage

Um weitere Kenntnisse über das Verhalten von Bietern in den Ausschreibungen zu erlangen, die sich aus den Daten zu Geboten und Anlagenrealisierungen nicht ableiten lassen, wurden zwischen dem 01. Dezember 2017 und dem 12. Januar 2018 Teilnehmer der bisherigen Ausschreibungsrunden befragt. Der Fragebogen war unterteilt in die Themengebiete Ausschreibungsteilnahme, Anlagenrealisierung, Gebotskalkulation sowie Bürgerbeteiligung.

Befragt wurden Bieter, die in den Jahren 2016 und 2017 an den PV-Ausschreibungen (FFAV, EEG 2017, ohne GEEV) teilgenommen haben. Zur Wahrung der Anonymität der Teilnehmer wurde die BNetzA gebeten, die Anschreiben an die Bieter zu adressieren und anschließend zu verschicken. Insgesamt wurden 140 Bieter angeschrieben, die 586 Gebote für Projekte mit einer Gesamtleistung von rd. 3.160 MW abgegeben haben und dabei 163 Zuschläge mit einer Leistung von 2.120 MW erzielen konnten. Von den 140 Befragten antworteten 29, davon waren 28 Antworten verwertbar.

Die Teilnehmer der Befragung haben im Durchschnitt mit rund 9 Projekten (Median 4) und einer Anlagenleistung von ca. 60 MW (Median 12,5 MW) an Ausschreibungen teilgenommen, wobei es zwischen den Befragten deutliche Unterschiede gibt, die in einem Maximum von 100 Projekten bzw. 800 MW und einem Minimum von einem Projekt mit einem MW deutlich werden. In Summe bilden die Befragungsteilnehmer 256 Gebote mit rund 1.680 MW ab (vgl. Tabelle 25).

Bezogen auf die befragten Bieter ergibt sich damit eine Rücklaufquote von 20 %, wenn die Anzahl der verwertbaren beantworteten Fragebögen in Bezug zur Anzahl der angeschriebenen Teilnehmer gesetzt wird. Im Hinblick auf die gebotene Leistung resultiert eine Rücklaufquote von 53 % und für

die bezuschlagte Leistung von mindestens³⁰ 34 %. Mit der Befragung und den Ergebnissen wird kein Anspruch auf Repräsentativität erhoben, da einerseits nicht die vollständige Grundgesamtheit angeschrieben werden konnte und andererseits kein Abgleich mit der zugrundeliegenden Bieterstruktur möglich war.

Tabelle 25: Statistische Übersicht zur Ausschreibungsteilnahme der Befragten (n = 28)

	Anzahl Gebote	Leistung [MW]
Min	1	1
Max	100	800
Durchschnitt	9,1	59,9
Median	4,0	12,5
Standardabweichung	19,7	155,0
Gesamtsumme	256	1.677

Abbildung 34 zeigt die Verteilung der Projekte auf die unterschiedlichen Bieterklassen. Es wird deutlich, dass rund 70 % der in der Befragung abgebildeten Projekte von vier Bieter (14 %) sowie ca. 87 % der Leistung von 8 Bieter (rund 29 %) angeboten wurde. Umgekehrt wurden von 20 Bieter (71 %) nur rund 18 % der Projekte bzw. von 14 Bieter (50 %) nur 5 % der Projekte angeboten.

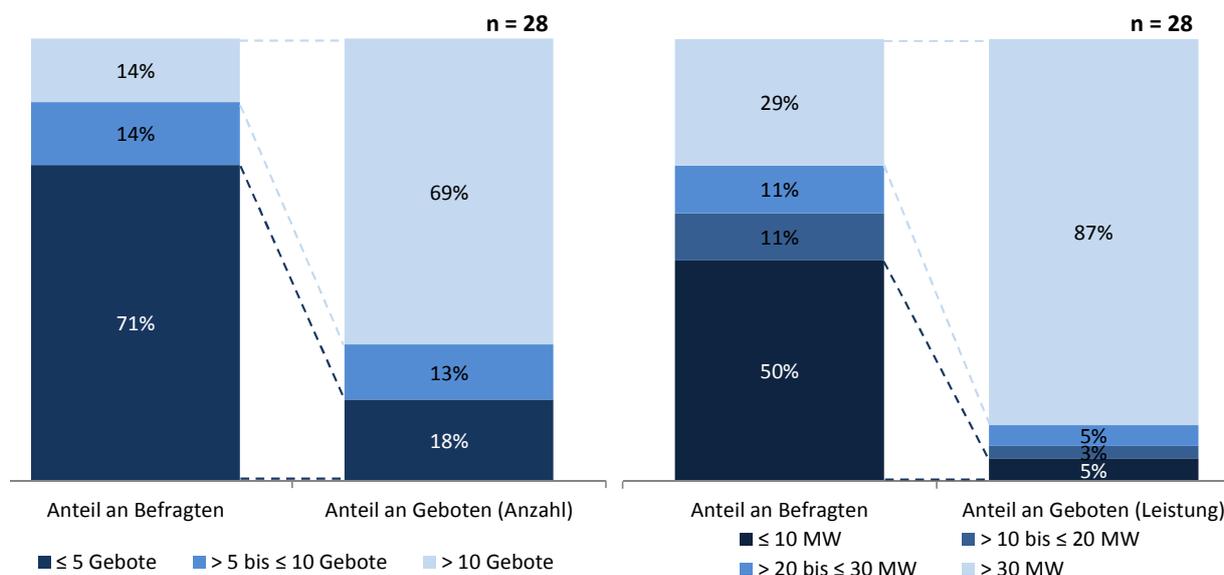


Abbildung 34: Verteilung der Gebote und Befragten auf Bieterklassen (nach Anzahl und Leistung der Gebote)

18 Befragungsteilnehmer (64 %) erhielten in der Vergangenheit für mindestens eines ihrer Gebote einen Zuschlag. Im Mittel wurden 7,5 Projekte (Median 2,0) und eine Leistung von 51,6 MW (Median 13,0) bezuschlagt, wobei sich auch hier deutliche Unterschiede zwischen den Teilnehmern zeigen (vgl. Tabelle 26).

³⁰ Nur 14 von 18 Befragten mit Zuschlag haben eine Angabe zur bezuschlagten Leistung gemacht. Die durch die Befragten abgedeckte Leistung liegt folglich höher, als die zur Berechnung verwendete Summe der Befragungsangaben.

Tabelle 26: Statistische Übersicht der Zuschläge der Befragten (Anzahl: n = 15, Leistung: n = 14)

	Anzahl Projekte	Leistung [MW]
Min	1	2
Max	60	400
Durchschnitt	7,5	51,6
Median	2,0	13,0
Standardabweichung	15,2	104,7
Gesamtsumme	113	722

Die Verteilung der Zuschläge auf die Bieterklassen verhält sich ähnlich wie bei den Geboten (Abbildung 35). Elf Befragte (73 %) mit bis zu fünf Zuschlägen erhielten nur 19 Zuschläge (rd. 17 %) bzw. sieben Befragte (50 %) mit einem Zuschlagsvolumen von unter 10 MW konnten nur rd. 31 MW (ca. 4 %) der bezuschlagten Leistung auf sich vereinen. Umgekehrt entfallen 88 Zuschläge (78 %) auf drei Befragte bzw. 621 MW (86 %) Zuschlagsleistung auf vier Befragte (29 %).

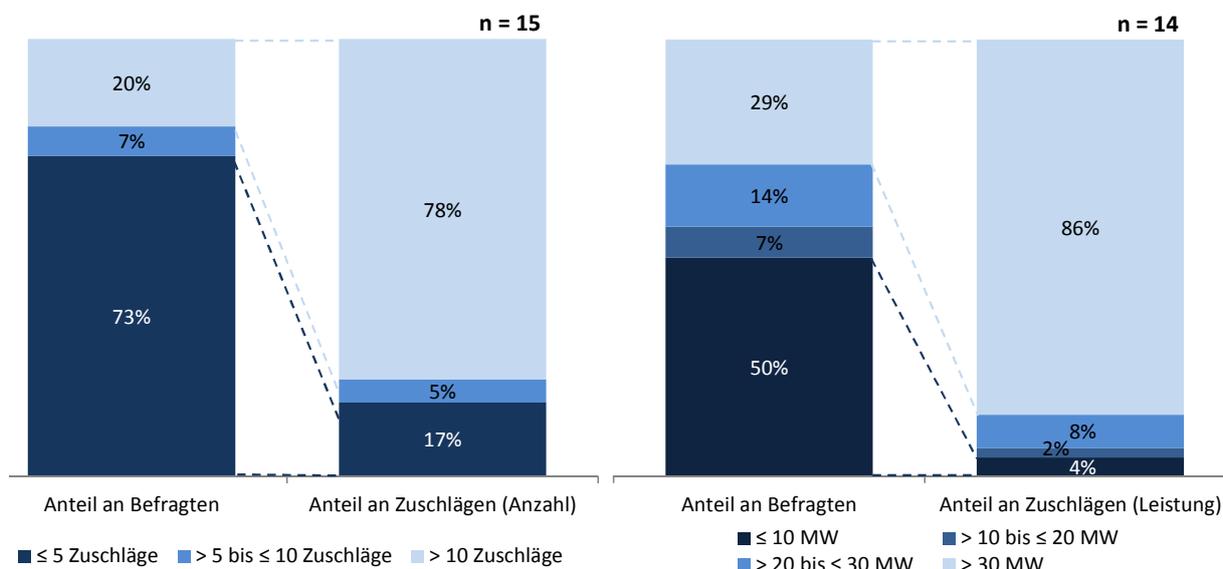


Abbildung 35: Verteilung der Zuschläge und Befragten auf Bieterklassen (nach Anzahl und Leistung der Zuschläge)

Befragungsergebnisse

Hinsichtlich der zu leistenden **finanziellen Sicherheiten** wurden die Teilnehmer befragt, ob diese aus ihrer Sicht zu hoch, angemessen, oder zu niedrig sind. 16 Teilnehmer (57 %) bewerteten die Sicherheiten als angemessen, 12 Teilnehmer (43 %) als zu hoch. Kein Teilnehmer war der Meinung die Sicherheiten seien zu niedrig. Insgesamt scheinen Bieter mit größerem Portfolio die finanziellen Sicherheiten eher als angemessen zu bewerten, als solche mit kleinerem Portfolio. 67 % derjenigen, die die Sicherheiten als zu hoch empfinden weisen ein Portfolio unter 10 MW auf, während diejenigen die die Sicherheiten als angemessen bewerten, zu 50 % mit Portfolien über 20 MW an den Ausschreibungen teilgenommen haben (Abbildung 36).

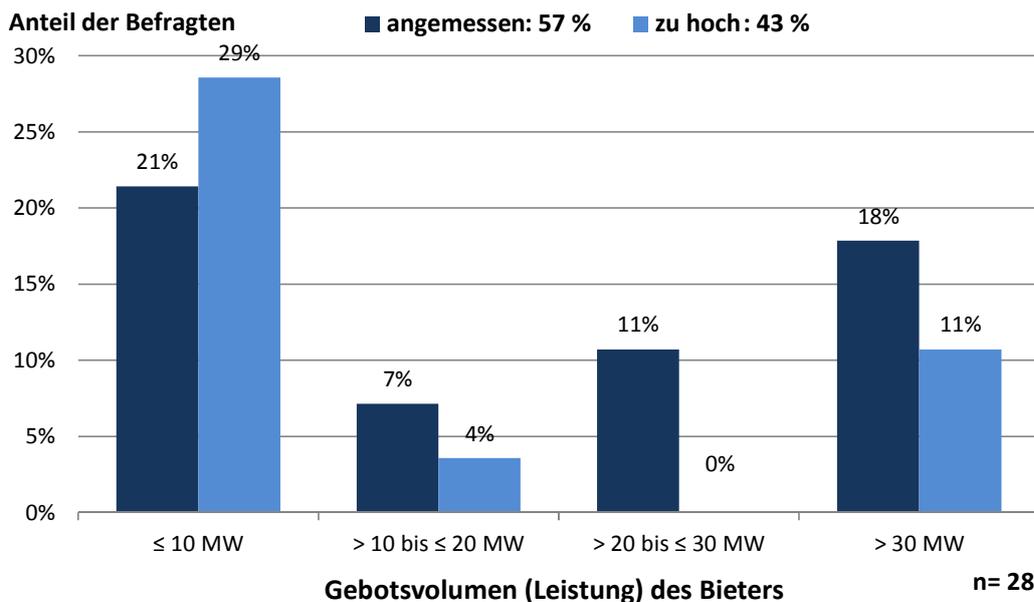


Abbildung 36: Bewertung der finanziellen Sicherheiten nach Gebotsvolumen in den Ausschreibungen (Befragungszeitraum 12/2017 bis 01/2018)

Betrachtet man nur die Antworten der 18 Teilnehmer, die in den Ausschreibungen mindestens einen Zuschlag erhalten haben, bewerteten elf (61 %) die Höhe der Sicherheiten als angemessen, sieben (39 %) als zu hoch, während bei den zehn Teilnehmern ohne Zuschlag die Bewertung zu je 50 % als zu hoch bzw. angemessen erfolgte.

Als Begründung für die Einschätzung, die Sicherheiten seien zu hoch wird neben der Bindung von Liquidität eine negative Wirkung auf die Akteursvielfalt angeführt, da die finanziellen Sicherheiten für kleinere Akteure eine größere Hürde darstellten als für große Akteure und Bürgerbeteiligung erschwert würde. Eine weitere genannte Begründung sind sinkende Zuschlagspreise sowie Anlagenkosten, an die von einem Befragungsteilnehmer die Forderung zur Senkung der zu hinterlegenden Sicherheiten geknüpft wird³¹. Dieser Forderung steht entgegen, dass die Sicherheiten auch dazu dienen Spekulation zu erschweren. Bei einer Absenkung ist jedoch davon auszugehen, dass der spekulationsdämpfende Effekt der finanziellen Sicherheiten abgeschwächt würde.

Neben den finanziellen Sicherheiten wurde auch die Bewertung der **materiellen Qualifikationsanforderungen** der Ausschreibungen abgefragt. Diese wurden von rund 71 % als angemessen eingeschätzt, 11 % empfanden sie als zu hoch, rund 18 % als zu niedrig. Als Begründung für zu hohe Anforderungen wurden Probleme bei der Akzeptanz von Nachweisdokumenten sowie ein zu hoher Verwaltungsaufwand angeführt. Zudem wurde kritisiert, die materiellen Qualifikationsanforderungen erschwerten die Bürgerbeteiligung. Von den Teilnehmern, die die Anforderungen als zu niedrig einstufen, wurde z.T. kritisiert, dass niedrige materielle Qualifikationsanforderungen zu Spekulation führten und bei Projekten in einem frühen Planungsstadium eine hohe Unsicherheit bezüglich der Realisierung bestünde. Zudem wurde vorgeschlagen, die materiellen Qualifikationsanforderungen zu erhöhen und gleichzeitig die finanziellen Sicherheiten abzusenken.

³¹ Bei einer Sicherheit von 50 €/kW kann ausgehend von einem Anteil von 5 bis 6 % an den spezifischen Investitionskosten im Jahr 2015 von einer Steigerung auf schätzungsweise 7 % im Jahr 2017 durch gesunkene Anlagenpreise ausgegangen werden.

Hinsichtlich der **Anlagenrealisierung** gaben rund 54 % der Befragten an, dass in ihrem Unternehmen oder verbundenen Unternehmen die Möglichkeit genutzt wurde, eine Anlage mit einem Abschlag von 0,3 ct/kWh **auf einer anderen Fläche** zu realisieren bzw. dies geplant ist. Rund 40 % der Befragten gaben an, dass es in ihrem Unternehmen bzw. verbundenen Unternehmen Projekte gibt oder gab, bei denen die Realisierung ohne die Möglichkeit der Übertragung gefährdet wäre. Die in den FFAV-Ausschreibungen bezuschlagte Leistung wurde im Durchschnitt zu 32 % auf abweichenden Flächen realisiert (vgl. Abbildung 31). Die angegebenen Gründe für eine Übertragung sind vielfältig. Neben der zeitlichen Dauer von Bauleit- bzw. Genehmigungsverfahren wurden die fehlende Vergütungsfähigkeit der geplanten Fläche, ein zu hoher Aufwand für Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen auf den geplanten Flächen, die Übertragung von nicht genutzter Restleistung sowie die bessere Eignung einer anderen Fläche angegeben.

Neben der Übertragung auf andere Flächen kann auch die **Überschreitung der Realisierungsfrist von 18 Monaten** zu einem Abschlag von 0,3 ct/kWh auf den Zuschlagspreis führen. Die Mehrheit der Befragten hält die Realisierungsfrist von 18 Monaten für angemessen (44 %) oder zu lang (15 %), 41 % halten die Frist für zu kurz. Analog dazu wurde bei 41 % der Zuschläge der FFAV-Ausschreibungen die Förderberechtigung erst nach Ablauf von 18 Monaten beantragt (vgl. Abbildung 29; eine späte Realisierung kann jedoch seitens des Bieters bewusst durchgeführt worden sein, um von sinkenden Modulpreisen zu profitieren). Die Wunschkdauer derjenigen, die die Frist für zu lang halten beträgt einheitlich 12 Monate (n = 3). Die Wunschkdauer bei den Befragten, die die Frist für zu kurz halten liegt im Mittel bei 25 Monaten mit einem Maximum von 36 Monaten und einem Minimum von 24 Monaten (n = 11). Als Begründung für die Bewertung „zu lang“ wurde angegeben, dass der lange Zeitraum zwischen Zuschlag und Realisierungszeitpunkt zu niedrigeren Realisierungsquoten führe, was einerseits damit begründet wird, dass Gebote in früheren Projektphasen abgegeben werden, andererseits damit, dass der lange Zeitraum zu Spekulation verführe. Die bisher hohen Realisierungsquoten der Auktionen mit abgeschlossenen Realisierungszeiträumen (vgl. Abschnitt 4.6.3) liefern hierfür jedoch keine Anhaltspunkte. Argumente für eine zu kurze Realisierungsfrist werden in der Dauer des Bauleitverfahrens, sowie der Dauer bis zur Erteilung der Baugenehmigung gesehen. Dabei wird vorgeschlagen die Dauer der Realisierungsfrist in Abhängigkeit des Planungsstadiums bei der Gebotsabgabe festzulegen. Die verlängerte Realisierungsfrist von 24 Monaten mit Abschlag halten 56 % der Befragten für angemessen, 33 % für zu kurz und 11 % für zu lang. Auf die Frage, ob bereits Projekte nach Ablauf der Realisierungsfrist von 18 Monaten mit Abschlag realisiert wurden oder dies geplant ist, antworteten 5 Befragte (18 %) mit „ja“. Bei der Einordnung von im Fragebogen vorgegebenen Gründen für die Realisierung nach Ablauf von 18 Monaten wurden vor allem die Dauer des B-Plan-Verfahrens sowie ein gescheitertes B-Plan-Verfahren und die anschließende Realisierung auf einer anderen Fläche stark gewichtet. Aufgrund der niedrigen Antwortquote bei dieser Frage ist die Aussagekraft der Ergebnisse jedoch begrenzt.

In Abbildung 37 wird die Einschätzung der Befragten zu den **Einflussfaktoren auf eine hohe Realisierungsquote** dargestellt. Ein hohes Gewicht kommt dabei der Übertragbarkeit von Zuschlägen sowie den materiellen Qualifikationsanforderungen zu, die von 71 % bzw. 75 % der Befragten mit einem sehr starken oder starken Beitrag zu einer hohen Realisierungsquote bewertet wird. Weniger ausgeprägt wird der Einfluss der finanziellen Sicherheiten gesehen, der in 50 % der Antworten mit „sehr stark“ oder „stark“ beurteilt wird. Beim Einfluss der verlängerten Realisierungsfrist mit Abschlag gehen 40 % von einem mindestens starken Beitrag aus.

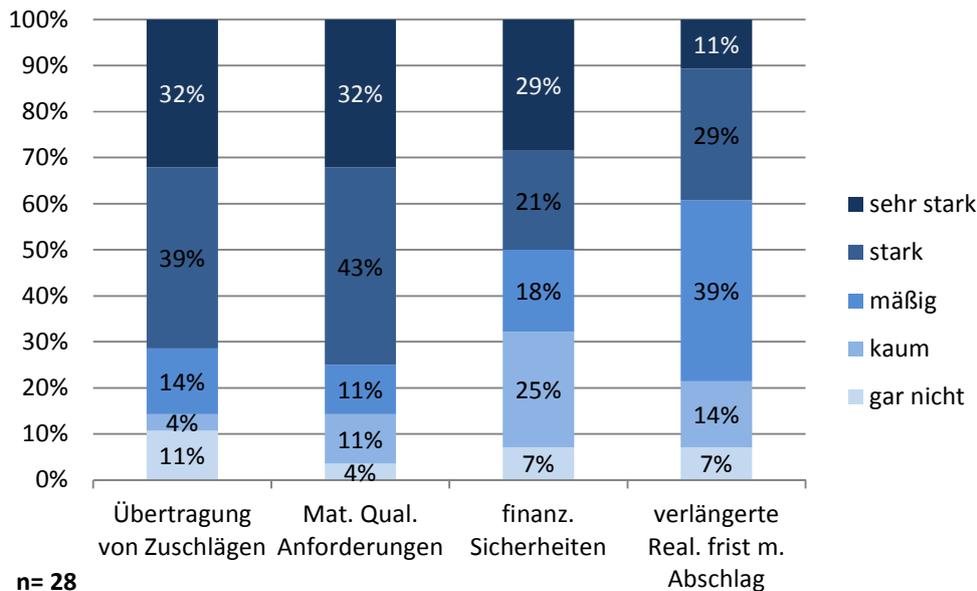


Abbildung 37: Einschätzung der Befragten zu Einflussfaktoren auf eine hohe Realisierungsquote (Befragungszeitraum 12/2017 bis 01/2018)

Von den Befragten verfügten zum Zeitpunkt der Befragung zwölf (44 %, n = 27) über eigene bezuschlagte Projekte, die noch nicht realisiert waren. Davon gaben elf Teilnehmer (bei elf Antworten) an, mindestens eines der Projekte realisieren zu wollen. Die eigene Realisierungswahrscheinlichkeit wurde von ca. 64 % (7 Antworten) mit 100 % angegeben (n=11), von jeweils 18 % (je 2 Antworten) mit 90 % bzw. 50 %.

Die Einschätzung der Befragten zur allgemeinen **Realisierungsrate** wurde in Abhängigkeit vom Zuschlagsniveau abgefragt, da die Zuschlagspreise im Verlauf des Jahre 2017 stark rückläufig waren. Die Befragungsergebnisse zeigen, dass die erwartete Realisierungsrate mit abnehmendem Zuschlagsniveau deutlich sinkt (Abbildung 38). Bei einem Zuschlagsniveau zwischen 7,8 und 6,8 ct/kWh (Auktionsrunden im April und August 2016) gehen gut 80 % der Befragten von einer Realisierungsrate von mindestens 90 % aus bei einem rechnerischen Median von 99 %. Die tatsächlichen Realisierungsquoten dieser Auktionen lagen bei 100 % und 93 % (Mittelwert 96,7 %). Bei niedrigeren Zuschlagsniveaus sinkt der Median auf 91 % bei 7,2 bis 6,0 ct/kWh (Auktionsrunden Dezember 2016 und Februar 2017, tatsächliche Realisierungsrate Dezember 2016: 99 %) bzw. 84 % bei 5,9 bis 5,3 ct/kWh (Juni 2017) und schließlich auf 55 % bei 5,1 bis 4,3 ct/kWh (Oktober 2017). Bei allen Zuschlagsniveaus zeigt sich ein systematischer Unterschied zwischen den Befragten mit Zuschlag in den Ausschreibungen und denjenigen ohne Zuschlag. Dabei liegt der Anteil der Teilnehmer mit Zuschlag, die die Realisierungswahrscheinlichkeit höher einschätzen als im Mittel (Median), jeweils über dem zu erwartenden Anteil dieser Gruppe an den Antworten. Umgekehrt liegt der Anteil der Befragten ohne Zuschlag mit Schätzung der Realisierungsrate unterhalb des Medians ebenfalls in allen Fällen höher, als deren Anteil an der Summe aller Antworten. In anderen Worten: Erfolgreiche Bieter mit eigenen Zuschlägen schätzen die Realisierungsrate tendenziell höher ein, als nicht erfolgreiche Bieter.

Bei der Bewertung der Antworten zur erwarteten Realisierungsrate für ein Zuschlagsniveau von 5,1 bis 4,3 ct/kWh (Ausschreibungsrunde Oktober 2017) ist zu berücksichtigen, dass ein Großteil des Zuschlagsvolumens auf Projekte auf sonstigen baulichen Anlagen entfällt. Für diese Anlagen gilt die

Größenbegrenzung von 10 MW nicht (vgl. Kapitel 4.6.2), womit bei diesen Anlagen von den Kostenvorteilen von Multimegawattanlagen profitiert werden kann. Möglicherweise war dies einem Teil der Befragten nicht bekannt. Weiterhin ging aus der Nennung des Bereichs der Zuschläge zwischen 5,1 und 4,3 ct/kWh nicht hervor, dass sich der Großteil der Zuschläge im oberen Bereich um 4,9 ct/kWh ansiedelt. Dies könnte dazu beigetragen haben, dass die Realisierungsrate tendenziell niedriger eingeschätzt wurde. Ein weiterer möglicher Grund für die Erwartung einer niedrigen Realisierungsrate könnte sein, dass Befragte von einem Fortbestehen der EU-Antidumping- und -Antisubventionsmaßnahmen ausgegangen sind, was weniger stark sinkende Modulpreise zur Folge gehabt hätte.

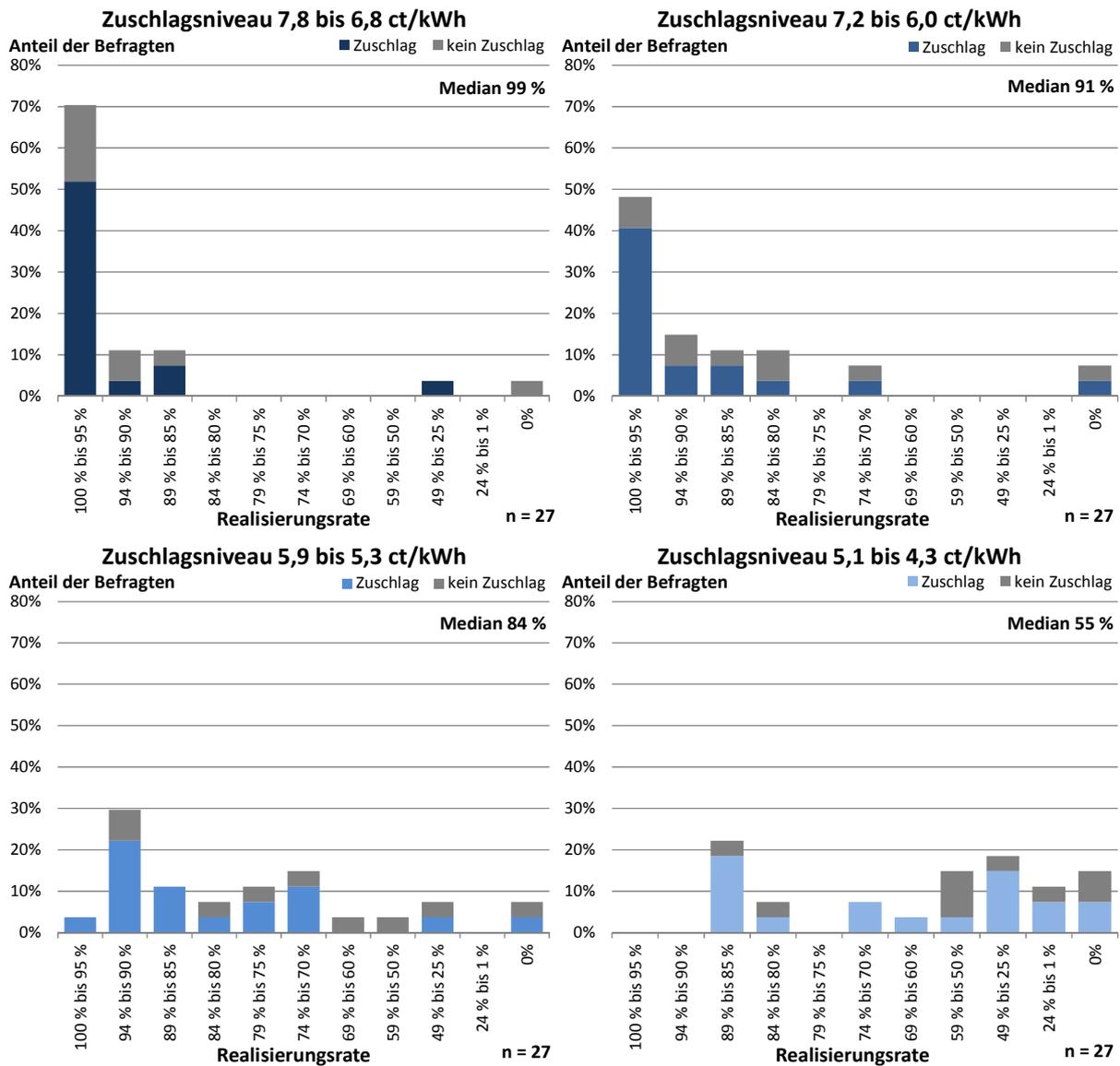


Abbildung 38: Einschätzung der Realisierungsrate aller bezuschlagten Projekte in Abhängigkeit des Zuschlagsniveaus der Befragten mit und ohne Zuschlag (Befragungszeitraum 12/2017 bis 01/2018).³²

Einordnend muss mit Blick auf die Ende 2017/Anfang 2018 durchgeführte Befragung aus heutiger Sicht erwähnt werden, dass die EU-Antidumping- und -Antisubventionsmaßnahmen im September

³² Die angegebenen Medianwerte ergeben sich rechnerisch aus den abgefragten Spannbreiten der Realisierungsraten und beruhen nicht auf Einzelwerten.

2018 ausgelaufen sind und die Modulpreise in diesem Zuge deutlich zurückgegangen sind. Dies dürfte sich positiv auf die Realisierungsraten insbesondere der Runden mit den niedrigsten Zuschlagspreisen auswirken.

Knapp die Hälfte der Befragungsteilnehmer (46 %) hat bereits eine Anlage innerhalb des Ausschreibungssystems realisiert. Nicht alle Projektplanungen münden jedoch in einem realisierten Projekt. So liegt die angegebene Quote von tatsächlich realisierten Anlagen zu Projektentwicklungen bei den Befragten die bereits eine Anlage im Ausschreibungssystem realisiert haben zwischen 100 % und 10 % mit einem rechnerischen Mittel von rund 73 % (Median 95 %, n = 12).³³ Rund zwei Drittel der Befragten plant künftig die Entwicklung weiterer Projekte innerhalb des Ausschreibungssystems, wobei von einer jährlichen eigenen Projektentwicklung zwischen einem und 250 MW ausgegangen wird (Mittelwert 57 MW, Median 20 MW, n = 16).

Die Schwierigkeit der **Projektentwicklung auf den verschiedenen Flächenarten** wird von den Befragungsteilnehmern unterschiedlich bewertet (Abbildung 39). Der Anteil derjenigen, die die Projektentwicklung als „schwierig“ oder „sehr schwierig“ einschätzen, ist bei baulichen Anlagen mit 50 % am höchsten, gefolgt von Konversionsflächen mit 46 %, wobei hier „sehr schwierig“ mit 21 % als Antwort einen deutlich höheren Stellenwert einnimmt. Bei Ackerland wird die Entwicklung von Projekten von 42 % der Befragten als „schwierig“ oder „sehr schwierig“ eingestuft, bei 110 Meter Randstreifen von 40 %, bei Grünland von 36 %.

Die Bewertung „einfach“ oder „sehr einfach“ erfolgt mit 41 % am häufigsten bei Grünland in benachteiligten Gebieten, gefolgt von 110 Meter Randstreifen (32 %), Ackerland (29 %), Konversionsflächen (26 %) sowie baulichen Anlagen (15 %).

³³ Da es sich um Auktionsteilnehmer mit Zuschlägen in den Ausschreibungen handelt liegt diese Quote im Mittel deutlich höher, als das Verhältnis von Zuschlägen zu Geboten in den bisherigen Ausschreibungsrunden.

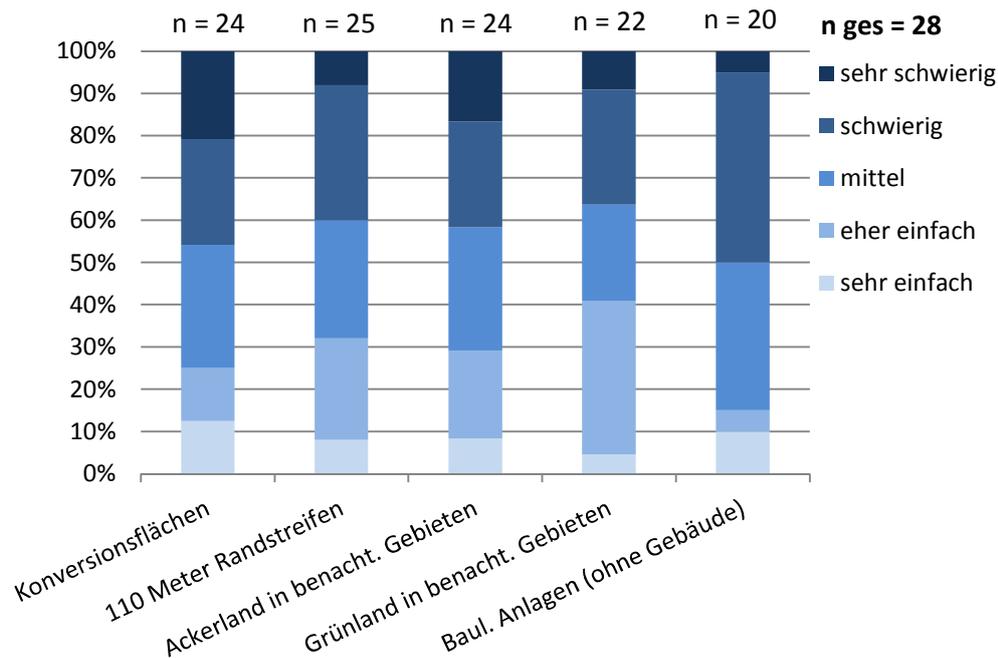


Abbildung 39: Bewertung der Projektentwicklung auf unterschiedlichen Flächenarten Befragungszeitraum 12/2017 bis 01/2018).³⁴

Bei der **Gebotskalkulation** spielt unter anderem die Frage eine Rolle, ob die bis zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe angefallenen Kosten („**versunkene Kosten**“) in der Gebotskalkulation berücksichtigt werden³⁵. Mehr als drei Viertel der Befragten (knapp 79 %, n = 28) geben an, dass sie versunkene Kosten bei der Kalkulation ihrer Gebote berücksichtigen. Dabei ist der Anteil in der Gruppe der Befragten ohne Zuschlag mit 90 % gegenüber der Gruppe mit Zuschlag (72 %) höher. Betrachtet man in diesem Zusammenhang die Gesamtleistung je Befragtem mit der an der Ausschreibung teilgenommen wurde, ergibt sich in der Gruppe von 10 MW bis 30 MW mit zwei Dritteln der geringste Anteil derjenigen, die versunkene Kosten berücksichtigen. In der Gruppe bis 10 MW liegt der Anteil bei rund 79 %, in der Gruppe ab 30 MW bei ca. 88 %. Dies widerspricht der Erwartung, dass Akteure mit größerem Portfolio weniger häufig versunkene Kosten einpreisen, da mit einem größeren Projektportfolio versunkene Kosten eher hingenommen werden können.

Für die Kalkulation der Gebote ebenfalls relevant ist, ob von einer Betriebsdauer über die 20-jährige EEG-Vergütungsdauer hinaus ausgegangen wird und welche Erlöse für einen etwaigen Zeitraum einkalkuliert werden. Rund ein Drittel der Befragungsteilnehmer geht bei der Gebotskalkulation von einer Betriebsdauer aus, die länger als 20 Jahre ist (n = 28). Die angenommene Weiterbetriebsdauer liegt dabei zwischen fünf und zehn Jahren (Mittelwert 6,9, Median 5, n = 8), in der von Marktwerten zwischen 2,5 und 6 ct/kWh (n = 9) ausgegangen wird.

Abbildung 40 zeigt die Verteilung des durchschnittlichen Eigenkapitalanteils der Befragten bei Projekten im Ausschreibungssystem. Gut 80 % der Antworten liegen dabei im Bereich von Eigenkapitalanteilen zwischen 10 % und 30 %, mit einer deutlichen Häufung (38 %) bei 20 % bis 24 %.

³⁴ Abweichungen zwischen der Gesamtanzahl der Antworten und der Anzahl der Antworten bei den einzelnen Flächenkategorien ergeben sich durch Teilnehmer die bei der jeweiligen Flächenart mit „keine Erfahrung“ geantwortet haben

³⁵ Versunkene Kosten sind Kosten, die bereits entstanden sind und nicht mehr rückgängig gemacht oder verändert werden können. Sie sind damit nicht mehr entscheidungsrelevant [102].

Anteil der Befragten

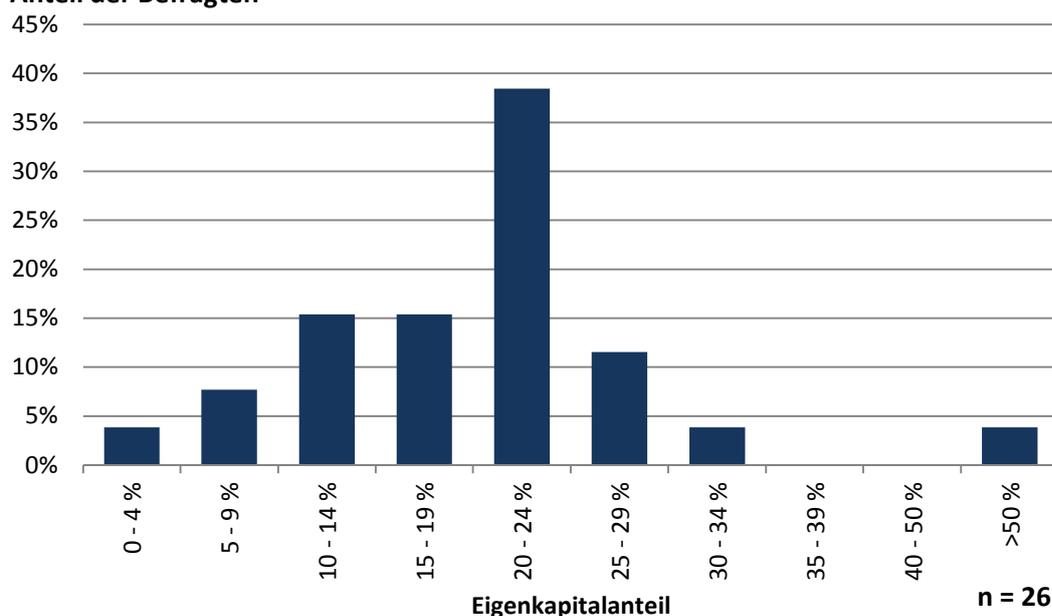


Abbildung 40: Durchschnittlicher Eigenkapitalanteil der Befragten bei Projekten im Ausschreibungssystem (Befragungszeitraum 12/2017 bis 01/2018)

Um aktuelle Preisinformationen zu erhalten wurden diejenigen Teilnehmer, die im Zeitraum zwischen Juli und Dezember 2017 Anlagen errichtet haben, nach den jeweiligen Systempreisen gefragt. Da nur sechs der 28 Befragten in diesem Zeitraum Anlagen errichtet haben und nur fünf Angaben zu Preisen vorliegen, ist die allgemeine Aussagekraft der erhobenen Daten gering. Die Spannweite der angegebenen Preise reicht von 600 €/kW bis 1.100 €/kW, mit einem Median von 700 €/kW.

Die Datenlage bei den Fragen zur Bürgerbeteiligung verhält sich ähnlich. Nur zwei der 28 Befragten konnten bisher innerhalb der Ausschreibungen mindestens einen Zuschlag mit Bürgerbeteiligungsprojekten erzielen. Auf die Ergebnisdarstellung der weitergehenden Fragen zu diesem Thema wird aufgrund der geringen Datenbasis verzichtet.

4.6.5. Flächenkulisse, Größenrestriktionen und die Rolle von Dachanlagen vor dem Hintergrund erhöhter EE-Ausbauziele

Gemäß dem im Koalitionsvertrag vereinbarten Ziel sollen erneuerbare Energien bis zum Jahr 2030 65 % des Stromverbrauchs abdecken. Im Vergleich mit den bisherigen Zielsetzungen (vgl. § 1 Abs. 2 EEG 2017: 55 bis 60 Prozent bis zum Jahr 2035) wird dadurch eine erhebliche Erhöhung des Ausbaus insbesondere von Wind- und PV-Anlagen notwendig. Entsprechende Quantifizierungen für 65 % EE-Strom im Jahr 2030 wurden im Rahmen der Erstellung des Netzentwicklungsplans 2030 [103] und von Agora [104] durchgeführt. Der Netzentwicklungsplan geht im mittleren Szenario B für 2030 von einer installierten PV-Leistung von rund 91 GW aus. Agora weist für das gleiche Jahr einen PV-Bestand von 98 GW aus. Umgerechnet in Zubauraten erfordert dies einen jährlichen Bruttozubau in der Größenordnung von 4 bis 4,5 GW. Gegenüber dem derzeit nach EEG 2017 geltenden Zielzubau von 2,5 GW p.a. bedeutet dies eine erhebliche Steigerung der Neuinstallationen.

Wie in Abschnitt 2.1.2 dargelegt, sind die technischen Potenziale für PV-Anlagen auf oder an Gebäuden sehr hoch. In der Praxis bestehen jedoch zahlreiche Realisierungshemmnisse. Darüber hinaus sind kleine/mittlere Gebäudeanlagen deutlich teurer als große Freiflächenanlagen. Zwar wurden

in den Jahren 2010 bis 2012 im Dachanlagensegment Zubauraten realisiert, die für die angesprochene, notwendige Größenordnung des Zubaus ausreichen würden. Rückblickend erfolgte diese jedoch in einem Zeitraum, in dem die Modul- und Anlagenpreise aufgrund des globalen Preisverfalls stärker als die verzögert angepassten Vergütungssätze gesunken sind. Folglich bestanden zum damaligen Zeitpunkt entsprechend hohe wirtschaftliche Anreize. Aufgrund der beihilferechtlich engen Spielräume bei der Festlegung von Vergütungssätzen sind die Anreize für heutige Neuanlagen jedoch weniger attraktiv als im beschriebenen Zeitraum. Folglich ist davon auszugehen, dass eine ausreichend hohe Zubausteigerung im Dachanlagensegment im Falle einer Beibehaltung der Ausschreibungsvolumina für Freiflächenanlagen sehr unwahrscheinlich ist.

Dementsprechend kommt dem Freiflächensegment im Zuge höherer EE-Ausbauziele eine große Bedeutung zu. Agora [104] geht von einem auf 2,5 GW erhöhten Ausschreibungsvolumen für Freiflächenanlagen aus. [105] betrachtet einen FFA-Zubau von 2,2 GW pro Jahr. Die mit dem EnSaG verabschiedeten Sonderausschreibungen für PV-Anlagen von insgesamt 4 GW über einen Zeitraum von drei Jahren ergeben zusammen mit den bestehenden Ausschreibungen im Umfang von 600 MW p.a. insgesamt einen rechnerischen Zubau großer Freiflächenanlagen von 1,8 GW pro Jahr (bei einer angenommenen Realisierungsrate von 95 %). Eine Verstetigung der Sonderausschreibungsvolumina mindestens in der Höhe des Jahresmittels der Sonderausschreibungen ist somit erforderlich, um einen ausreichenden Beitrag zur Umsetzung der EE-Ausbauziele zu leisten.

Wie in Abschnitt 5.2 dargelegt, bestehen hohe technische Potenziale zum Ausbau der Freiflächen-PV. Werden jedoch naturschutzfachliche und planerische Restriktionen berücksichtigt, so ergibt sich ein deutlich geringeres, raumverträgliches Potenzial. Wie die Ergebnisse der Ausschreibungsrunden von Juni 2018 bis Februar 2019 zeigen, sind die gewichteten Zuschlagspreise tendenziell angestiegen. Da stets mehrere Einflussfaktoren auf die Ausschreibungsergebnisse wirken (z.B. Flächenverfügbarkeit und Verfügbarkeit vorentwickelter Projekte, Anlagenpreise, Bietverhalten, etc.) dürfte die Preissteigerung nicht alleine der Verfügbarkeit von Flächen zuzurechnen sein. Jedoch ist bei höheren Ausschreibungsvolumina zu erwarten, dass bei gleichbleibender Flächenkulisse die mittleren Zuschlagspreise weiter steigen werden, weil auch teurere Anlagen bezuschlagt werden. Vor diesem Hintergrund sollte im Zuge erhöhter Ausschreibungsvolumina die zulässige Flächenkulisse ausgeweitet und Restriktionen abgebaut werden. In erster Linie sollten die Seitenrandstreifen entlang von Bundesautobahnen und Schienenwegen von 110 m auf bis zu 500 m ausgeweitet sowie die Größenrestriktion für Anlagen auf Konversionsflächen gestrichen werden. Durch die entsprechende Potenzialausweitung bzw. die Möglichkeiten zur Realisierung größerer zusammenhängender Anlagen können Skaleneffekte genutzt werden und so ein Beitrag dazu geleistet werden, höhere Zubauvolumina kosteneffizient umzusetzen.

Wie die Auswertung der Ausschreibungsergebnisse gezeigt hat, wurden bislang nur vereinzelt Gebote für Dachanlagen abgegeben und keines dieser Gebote bezuschlagt. Daraus folgt, dass bis auf wenige denkbare Ausnahmen (Anlagen mit überwiegendem Selbstverbrauch oder Inbetriebnahme in 750 kW-Tranchen in zeitlichem Abstand im Rahmen der Anlagenzusammenfassungsverordnungen) seit 2017 keine Dachanlagen über 750 kW mehr gebaut werden. Angesichts der oben angeführten Zubauraten, die für einen angemessenen Beitrag der Photovoltaik zu 65 % EE-Strom im Jahr 2030 erforderlich sind, kann eine Mobilisierung bzw. Reaktivierung des Dachanlagensegments über 750 kW einen Beitrag zu höheren Zubauraten leisten. Rückblickend wurden in den zubaustarken Jahren 2010 bis 2012 im Segment der großen Dachanlagen über 750 kW jährlich Anlagen in der Größenord-

nung 200 bis 250 MW zugebaut. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass diese Zubauraten in einer Phase realisiert wurden, in der bei rapide verfallenen Modulpreise die Vergütungen zeitverzögert abgesenkt wurden und häufig entsprechend attraktive Renditen erzielt werden konnten.

Eine Möglichkeit, den Zubau in diesem Anlagensegment zu reaktivieren wäre ein eigenes Ausschreibungssystem für diese Anlagen einzuführen. Eine Herausforderung stellt dabei jedoch der Umgang mit Eigenversorgung dar. In den bestehenden Ausschreibungen im Rahmen des EEG 2017 ist Eigenversorgung nicht zugelassen. Da bei den davon betroffenen größeren Freiflächenanlagen in der Regel keine oder nur in geringem Umfang Eigenversorgung möglich wäre, dürften die Verpflichtung zur Volleinspeisung nur für wenige Anlagen ein Realisierungshindernis darstellen. Anders stellt sich dies jedoch im Falle von Dachanlagen dar, da hier nicht in jedem Fall – jedoch häufiger als im Freiflächensegment – Eigenversorgungsmöglichkeiten bestehen.

Ein Ausschreibungssystem, das Eigenversorgung zulässt, ist jedoch grundsätzlich kritisch zu bewerten (vgl. dazu auch die wissenschaftlichen Empfehlungen im Zuge der Einführung von Ausschreibungen [102]). Wie die Erfahrungen in Frankreich gezeigt haben besteht die Gefahr, dass lediglich Anlagen mit sehr hohen Selbstverbrauchsanteilen Zuschläge erzielen, da diese den geringsten Bedarf für eine Vergütung der Überschusseinspeisung aufweisen. Bei geringem Wettbewerbsniveau besteht bei Ausschreibungen mit zulässiger Eigenversorgung der Anreiz, ein höheres Gebot als die für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb erforderliche Überschusseinspeisung abzugeben. Umgekehrt würden bei hohem Wettbewerbsniveau Eigenversorgungsanlagen Volleinspeiseanlagen verdrängen, auch wenn letztere niedrigere Erzeugungskosten aufweisen.

Aufgrund der unsicheren Wettbewerbssituation im Dachanlagensegment kommt deshalb im Falle einer Einführung eines separaten Ausschreibungssystems für Dachanlagen über 750 kW die Möglichkeit einer Trennung in Eigenversorgungsausschreibungen und Volleinspeiseausschreibungen in Betracht. Dabei sollte das Ausschreibungsvolumen für Eigenversorgungsanlagen zunächst tendenziell knapp bemessen werden, um im Falle unzureichenden Wettbewerbs nicht den Anreiz zu überhöhten Geboten zu setzen.

4.6.6. Weitere Aspekte im Ausschreibungskontext

Gemäß § 28 Nr. 2a verringert sich das Ausschreibungsvolumen um die Summe der installierten Leistung der Freiflächenanlagen, die außerhalb der Ausschreibungen als in Betrieb genommen gemeldet wurden. Die entsprechenden Meldezahlen belaufen sich auf 53,3 MW für das Jahr 2017 sowie 187 MW für 2018 (Leistungen nach Meldedatum, nicht nach Inbetriebnahmedatum). Das Segment der ausschreibungsfreien Freiflächenanlagen ist also stark gewachsen und nimmt gemessen am Ausschreibungsvolumen von 600 MW p.a. bereits einen Anteil von rund einem Drittel ein. Da ab 2019 zusätzliche Volumina in Form von Sonderausschreibungen vorgesehen sind, fällt die Minderung der Ausschreibungsvolumina um die ausschreibungsfreien FFA relativ gesehen weniger stark ins Gewicht. Diese setzt jedoch voraus, dass das Segment der ausschreibungsfreien FFA nicht weiterwächst.

Die Anrechnung der ausschreibungsfreien Freiflächenanlagen auf die Ausschreibungen führt dazu, dass weniger kostengünstigere Anlagen im Ausschreibungssegment zugunsten kleinerer Anlagen mit höheren Kosten errichtet werden. Im Sinne eines kosteneffizienten PV-Zubaus sollte auf die Anrechnung verzichtet werden. Weiterhin besteht aufgrund der erhöhten Zielsetzungen zum Ausbau der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 Bedarf, dass in allen Segmenten – neben dem

gedeckelten Ausschreibungssegment mit großen Freiflächenanlagen (vgl. dazu auch Abschnitt 4.6.5) – nicht nur im Dachanlagensegment, sondern auch im ausschreibungsfreien Freiflächenanlagensegment höhere Zubauvolumina mobilisiert werden.

Für eine Anrechnung spricht, dass der Gesetzgeber mit der Festlegung eines Ausschreibungsvolumens nicht nur die geförderte Leistung begrenzt, sondern auch die in Anspruch genommene Fläche. Da neue Freiflächenanlagen heute jedoch nur noch rund 1,3 ha pro MW in Anspruch nehmen (vgl. Abschnitt 5.1.2) geht der Zubau von PV-FFA heute mit wesentlich geringerer Flächeninanspruchnahme vonstatten als noch vor zehn Jahren, als mit 3,5 ha pro MW die spezifische Flächeninanspruchnahme mehr als doppelt so hoch war. Auch zukünftig ist von einer weiteren Steigerung der Flächeneffizienz auszugehen, so dass pro Hektar zunehmend mehr PV-Leistung installiert werden kann. Weiterhin ist die absolute Flächeninanspruchnahme durch PV-FFA gemessen an bspw. der landwirtschaftlichen Gesamtfläche in Deutschland mit 0,07 % sehr gering.

Angesichts der bisherigen und auch weiterhin zu erwartenden Fortschritte bei der Flächeneffizienz, den geringen Kosten sowie ambitionierter EE-Ausbauziele sollte deshalb auf die Anrechnung der ausschreibungsfreien Freiflächenanlagen auf die Ausschreibungsvolumina verzichtet werden.

4.6.7. Zwischenfazit und Empfehlungen

- Für den vorliegenden Bericht wurden die Gebote und Zuschläge der ersten zwölf Ausschreibungsrunden (sechs Runden nach FFAV, sechs Runden nach EEG 2017) im Detail ausgewertet. Zum Zeitpunkt der Berichterstellung konnten weiterhin die bis 31.12.2018 realisierten Anlagen analysiert werden. Damit lagen für die Ausschreibungsrunden der FFAV vollständige Angaben zur Anlagenrealisierung vor.
- Die zweijährige Realisierungsfrist erlaubt derzeit lediglich Aussagen zur Anlagenrealisierung für die Auktionsrunden mit vergleichsweise hohen Zuschlagswerten. Eine kontinuierliche Analyse der realisierten Anlagen nach Ablauf der Frist, insbesondere der Auktionen mit niedrigen Zuschlagspreisen, ist deshalb unerlässlich.
- Die mittleren Zuschlagspreise sind bis Anfang 2018 stetig gesunken. Folgende Einflussfaktoren dürften diese Entwicklung begünstigt haben: hohe Überzeichnung und starker Wettbewerb, Nutzung von Flächen in benachteiligten Gebieten (Öffnungsverordnungen in Bayern und Baden-Württemberg), Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen, die Erwartung von Modulpreissenkungen und auslaufenden EU-Antidumping- und -Antisubventionsmaßnahmen sowie teilweise die Annahme und Einpreisung von Erlösen eines Weiterbetriebs über 20 Jahre hinaus. In den Ausschreibungsrunden von Juni bis Februar 2019 sind die Preise leicht gestiegen. Dies könnte auf die tendenziell rückläufige Überzeichnung der Auktionen zurückzuführen sein. Ein möglicher Erklärungsansatz könnte auch darin liegen, dass angesichts der im Jahr 2018 erstmals durchgeführten gemeinsamen Ausschreibungen mit Windenergieanlagen manche Bieter strategische Gebote abgegeben haben. Dieser Effekt könnte sich durch die Sonderausschreibungen weiter verstärken.
- Für die ersten sechs Ausschreibungsrunden ist eine hohe Realisierungsrate von insgesamt 96 % (leistungsgewichtet) zu verzeichnen. Vieles deutet darauf hin, dass neben Modulpreissenkungen auch die Möglichkeit zur Übertragung von Zuschlägen auf andere Flächen dazu beigetragen hat. Davon abgesehen bestehen derzeit keine Anhaltspunkte, dass die finanzi-

ellen und materiellen Qualifikationsanforderungen sich negativ auf die Realisierungsrate ausgewirkt haben.

- Die Ergebnisse der Bieterbefragung zeigen, dass die Teilnehmer für das sinkende Preisniveau der Zuschläge des Jahres 2017 von sinkenden Realisierungsraten ausgehen. Vor diesem Hintergrund kommt denjenigen Mechanismen im Ausschreibungsverfahren eine hohe Bedeutung zu, mit denen ernsthafte Gebote angereizt und Spekulationen minimiert werden.
- Um einen höheren Ausbau von PV auf Freiflächen kosteneffizient zu gestalten, sollten im Zuge der Erhöhung der Ausschreibungsvolumina Restriktionen abgebaut werden. Als ökologisch verträgliche Maßnahmen bietet sich eine Ausweitung der 110m-Seitenrandstreifen auf bis zu 500 m an sowie die Streichung der 10 MW-Grenze für Anlagen auf Konversionsflächen (und damit die Gleichstellung mit Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen). Weitere erhebliche Potenziale könnten über eine bundesweite Freigabe der Flächen in benachteiligten Gebieten oder die Nutzungsmöglichkeit von landwirtschaftlichen Flächen, die im jeweiligen Bundesland als unterdurchschnittlich eingestuft werden, erschlossen werden.
- Weiterhin sollte angesichts der bisherigen und auch weiterhin zu erwartenden Fortschritte bei der Flächeneffizienz, den geringen Kosten sowie ambitionierter EE-Ausbauziele auf die Anrechnung der ausschreibungsfreien Freiflächenanlagen auf die Ausschreibungsvolumina verzichtet werden.
- Da Dachanlagen kostenseitig nicht mit Freiflächenanlagen konkurrieren können, wurden in den bisherigen Ausschreibungen nach EEG 2017 keine Gebote für Dachanlagen über 750 kW bezuschlagt. Ohne Bietvorteile (Quoten oder Bonus) wird dies voraussichtlich so bleiben. In der Konsequenz werden keine PV-Dachanlagen oberhalb von 750 kW mehr gebaut werden.
- Um angesichts erhöhter Ausbauziele auch die Potenziale im Dachanlagensegment über 750 kW zu mobilisieren, bietet sich ein eigenes Ausschreibungssystem für die betroffenen Anlagen an. Aufgrund der unsicheren Wettbewerbssituation im Dachanlagensegment kommt im Falle einer Einführung eines separaten Ausschreibungssystems für Dachanlagen über 750 kW die Möglichkeit einer Trennung in Eigenversorgungsausschreibungen und Volleinspeiseausschreibungen in Betracht.

5. Ökologische Aspekte

5.1. Entwicklung der Flächeninanspruchnahme

5.1.1. Solaranlagen im Freiland und auf baulichen Anlagen – rechtliche und tatsächliche Abgrenzung

Aus der Historie des EEG und den damaligen Vergütungsunterschieden ergibt sich, dass eine Unterscheidung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen einerseits und PV-Anlagen auf (sonstigen) baulichen Anlagen andererseits vergütungsrechtlich maßgeblich war. Auch aktuell hat der Gesetzgeber mit dem EEG 2017 durch die Einbeziehung von baulichen Anlagen in die Ausschreibungen wieder dafür gesorgt, dass ein aus Betreibersicht wichtiges Unterscheidungsmerkmal besteht: für PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen besteht hinsichtlich der Teilnahme an den Ausschreibungen im Unterschied zu den FFA keine Leistungsdeckelung bei 10 MW.

Für PV-FFA gilt, dass der Betreiber einer Anlage auf den erzeugten Strom nur dann einen Vergütungsanspruch erheben kann, wenn sie auf einer der im jeweiligen Gesetz definierten Flächenkategorien errichtet und wenn für die Anlage ein Bebauungsplan beschlossen wurde. Eine Freiflächenanlage ist jede Solaranlage, „die nicht auf, an oder in einem Gebäude oder einer sonstigen baulichen Anlage angebracht ist, die vorrangig zu anderen Zwecken als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden ist“ (§ 3 Nr. 22 EEG 2017).

Zwischen klassischen Freiflächenanlagen und Solaranlagen auf baulichen Anlagen, die keine Gebäude oder Lärmschutzwände sind, gibt es jedoch nicht immer eine eindeutige Abgrenzung. Die Eigenschaften einer Konversionsfläche, aber auch der versiegelten Fläche sind in einigen Fällen überlagernd mit der Definition einer baulichen Anlage, was derzeit von den Betreibern erkennbar im Sinne der Zuordnung zur sonstigen baulichen Anlage genutzt wird. Als bauliche Anlagen gelten alle aus Bauprodukten hergestellten Anlagen und Flächenveränderungen, z.B. Abgrabungen, Aufschüttungen, Lagerplätze, Wallanlagen einschließlich Lärmschutzwälle, Park- und Sportplätze. In einem Schiedsgerichtsverfahren vor der EEG-Clearingstelle wurde 2017 konkret am Einzelfall einer Abgrabung geklärt, wann und unter welchen Bedingungen begründet eine Abgrabung (z.B. Sand- und Kiesgrube, Steinbruch) als sonstige bauliche Anlage anzusehen ist. Diese Eigenschaft sei sogar einem rekultivierten Standort zuzuweisen, wenngleich mit der Zeit ein Übergang zu einem „mehr oder weniger ‚natürlichen‘ Zustand“ zu konstatieren ist [106]. Gleichwohl gibt es eine Vielzahl von Freiflächenanlagen insbesondere auf Erddeponien, ehemaligen Abgrabungen etc., für die mittels eines Konversionsflächengutachtens dargelegt wurde, dass im konkreten Fall eine Freiflächenanlage auf Konversionsfläche vorliegt. Die EEG-Clearingstelle beschreibt einen anderen Fall [107], in dem die Vorhabensfläche auf einer Gewerbe- und Industriebrache einerseits als Konversionsfläche aus wirtschaftlicher Nutzung qualifiziert ist, gleichwohl die Module auf einer baulichen Anlage mit vorrangig anderem Errichtungszwecke angebracht sind. Der Vergütungsanspruch orientiert sich an dem Zeitpunkt, an dem die Vergütungsvoraussetzungen erstmals erfüllt seien, und das sei in diesem Fall der Sachverhalt der baulichen Anlage, da der ebenfalls betriebene Bebauungsplan aufgrund von Verzögerungen erheblich später in Kraft getreten sei.

Im Kontext der EEG-Erfahrungsberichtsgutachten besteht das Interesse, die förderfähigen Flächenkategorien sowohl in der Anlagenstatistik als auch in den Potenzialdarstellungen gesondert darzu-

stellen. Zumindest bezogen auf die Ausschreibungen kann die tatsächliche Zuordnung nachvollzogen werden.

5.1.2. Flächenkategorien und Flächengröße – Auswertung der verfügbaren Daten

Flächenkategorien

Die förderfähigen Flächenkategorien haben sich mit den Bestimmungen der FFAV und dem Beginn der Ausschreibungen im Jahr 2015 in gewissen Teilen verändert. Gebote für Photovoltaik-Freiflächenanlagen konnten nur dann einen Zuschlag erhalten, wenn sie sich auf Flächen beziehen, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des entsprechenden Bebauungsplans

- bereits versiegelt waren,
- eine Konversionsfläche aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung waren,
- längs von Autobahnen und Schienenwegen lagen, sofern die Freiflächenanlage in einer Entfernung bis zu 110 Meter, gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn, errichtet werden soll,
- im Eigentum des Bundes oder der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben standen oder stehen und zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans von der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben verwaltet worden sind oder
- auf Flurstücken errichtet werden sollen, die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans als Ackerland genutzt worden sind und in einem „benachteiligten Gebiet“ (landwirtschaftlichen Gebieten mit naturbedingten Nachteilen nach RL 75/268/EWG) lagen und die nicht unter eine der anderen Flächenkategorien fallen. Allerdings konnten pro Jahr nur zehn Gebote, die sich auf solche Ackerflächen beziehen, einen Zuschlag erhalten, also im Jahr 2016 insgesamt zehn Gebote. Somit erscheinen in der Flächenstatistik mit der Realisierung von bezuschlagten Anlagen aus den FFAV-Ausschreibungsrunden nun auch wieder PV-Freiflächenanlagen auf Ackerland.

Im Rahmen des zum 01.01.2017 in Kraft getretenen EEG 2017 kann mit Projekten auf Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten nur dann am Ausschreibungsverfahren teilgenommen werden, wenn die betreffenden Bundesländer die vorgesehene Länderöffnungsklausel nutzen und eine Rechtsverordnung gemäß § 37c EEG 2017 erlassen (vgl. dazu Kap.5.2.5).

Weiterhin erscheinen aufgrund der Bestimmungen im EEG 2017 in den Ausschreibungen nun auch explizit als solche aufgeführte PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen. Aufgrund der geschilderten Abgrenzungsproblematik zu den Freiflächenanlagen, die bei der Interpretation der diversen Registerdaten für in Betrieb genommene Anlagen bestehen bleibt, werden diese Anlagen in der Flächenstatistik weiterhin den Konversionsanlagen zugeordnet.

Bei den Freiflächenanlagen, die außerhalb der Ausschreibungen realisiert werden, wird im Anlagenregister nicht erfasst, welcher Flächenkategorie diese Anlagen zuzurechnen sind. Da 2018 mit knapp 190 MW gegenüber dem Vorjahr (rd. 60 MW) deutlich mehr ausschreibungsfreie PV-Leistung auf Freiflächen installiert wurde, steigt der Anteil der Anlagen, für die keine eindeutige Flächenzuordnung möglich ist. Für einen Teil der Anlagen wird angegeben, dass Ackerland in Anspruch genom-

men wird. Für diese Anlagen wird angesetzt, dass die Anlagen der Kategorie Seitenrandstreifen zuzuordnen sind (eine Nutzung von Ackerland in benachteiligten Gebieten ist nur im Rahmen der Ausschreibungen möglich, sofern das Bundesland eine entsprechende Länderverordnung erlassen hat). Darüber hinaus ist in wenigen Einzelfällen anhand der Benennung der Anlagen oder der Flurstücke ein Rückschluss auf die Flächenkategorie möglich. Für die übrigen Anlagen wird angenommen, dass zwei Drittel der betreffenden Leistung der Flächenkategorie Seitenrandstreifen zuzuordnen ist und ein Drittel dem Segment der sonstigen baulichen Anlagen bzw. Konversionsflächen.

Der jährliche Zubau von PV-Freiflächenanlagen lag nach dem Höhepunkt des Jahres 2012 mit fast 3 GW auf einem Niveau von ca. 500 bis 650 MW im Zeitraum 2014 bis 2017. Im Jahr 2018 ist der Zubau auf rund 770 MW gestiegen, da einerseits – wie oben beschrieben – der Zubau außerhalb der Ausschreibungen um rund 130 MW angewachsen ist und andererseits im Rahmen der Ausschreibungen rd. 150 MW mehr als im Vorjahr installiert wurden.

Dabei nahm der Anteil des Zubaus auf Konversionsflächen, zu denen in der Flächenstatistik aufgrund uneindeutiger Abgrenzungen auch bauplanerisch ausgewiesene umgewidmete Gewerbeflächen sowie versiegelte Flächen, aber auch Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen im Außenbereich gehören, im Zeitverlauf tendenziell ab und liegt nunmehr bei knapp 40 % (Abbildung 41). Anlagen in einem 110 m-Streifen entlang der Autobahnen und Schienenwege, die zumeist auf ehemaligen Ackerstandorten errichtet werden, als auch Anlagen auf Ackerland in benachteiligten Gebieten sind in der Zubaustatistik im Anstieg begriffen. So lag der Zubauanteil von Anlagen in benachteiligten Gebieten in den Jahren 2017 und 2018 bereits bei 15 %. Mit der zunehmenden Anzahl an Bundesländern, die mittlerweile auch eine Länderverordnung zur Nutzung dieser Flächen für Freiflächenanlagen erlassen haben, dürfte die Bedeutung dieser Flächenkategorie zukünftig weiter zunehmen.

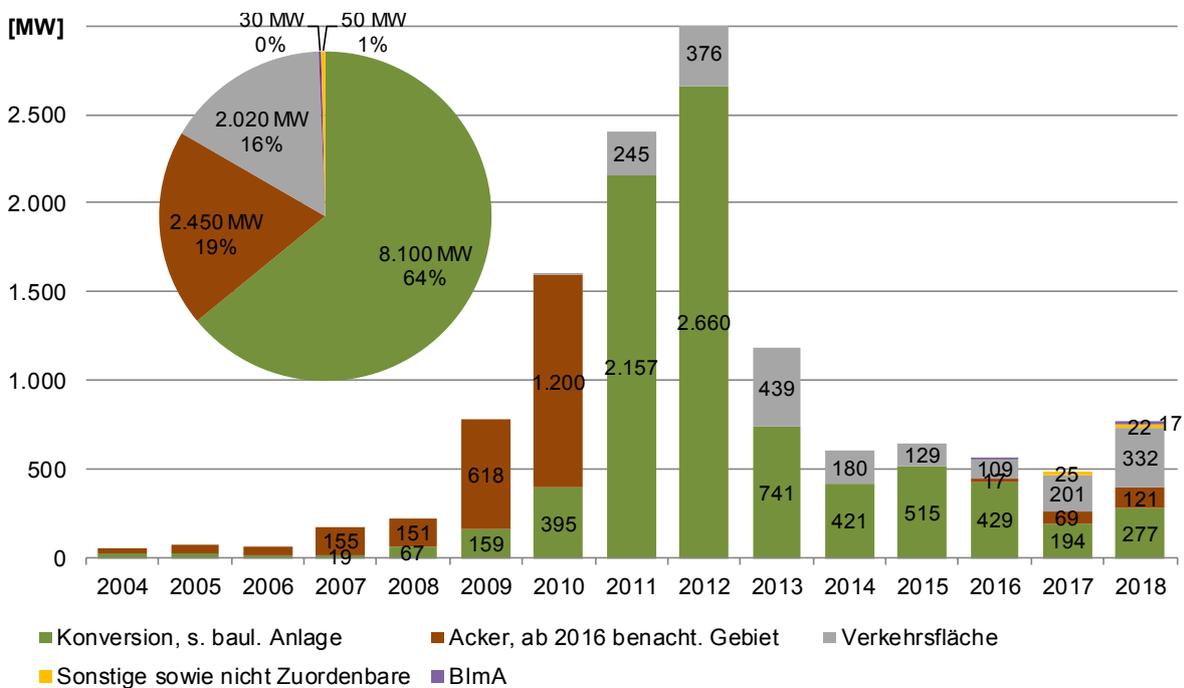


Abbildung 41: Freiflächenzubau nach Flächenkategorien in MW pro Jahr; Anlagenbestand Ende 2018 als Kreisdiagramm (eigene Erhebungen und BNetzA, alle Angaben sind vorläufig)

Flächenbedarf

Auf der Grundlage der bei der BNetzA registrierten Daten wurde das aktuelle Verhältnis von Anlagenleistung und Flächenbedarf ermittelt und damit die bisherige Zeitreihe fortgeschrieben. Die Erkenntnisse für das Jahr 2018 lassen sich auf einen Durchschnittswert von 1,34 ha/MW zusammenführen, das ist gegenüber dem Vorjahr eine weitere Verringerung der durchschnittlichen Flächeninanspruchnahme und spricht für eine kontinuierliche Effizienzsteigerung der Modultechnologie sowie eine flächenoptimierte Anlagenauslegung (Abbildung 42). Gegenüber den frühen Jahren der Freiflächenphotovoltaik hat sich der spezifische Flächenbedarf der Anlagen pro Leistungseinheit auf ein Drittel verringert. Der relative Flächenbedarf für die Anlagen ist allerdings abhängig von der Gesamtanlagengröße; so liegt der durchschnittliche Flächenbedarf von Freiflächenanlagen bis 750 kW, die nicht unter das Ausschreibungsverfahren fallen, für das Inbetriebnahmejahr 2018 bei 1,54 ha/MW, während die größeren Anlagen im Ausschreibungssystem eine geringere spezifische Flächeninanspruchnahme von 1,28 ha/MW aufweisen. Einiges spricht dafür, dass ein im Verhältnis höherer Anteil an Randflächen ursächlich ist. Hinzuweisen bleibt darauf, dass wenige realisierte Anlagen eine deutlich geringere spezifische Flächeninanspruchnahme aufweisen. Es kann angenommen werden, dass es sich dabei um Anlagen in Ost-West-Ausrichtung handelt oder bspw. Anlagen auf einem Hang einer Deponie, die eine deutlich dichtere, fast vollständige Überbauung der Fläche aufweisen.

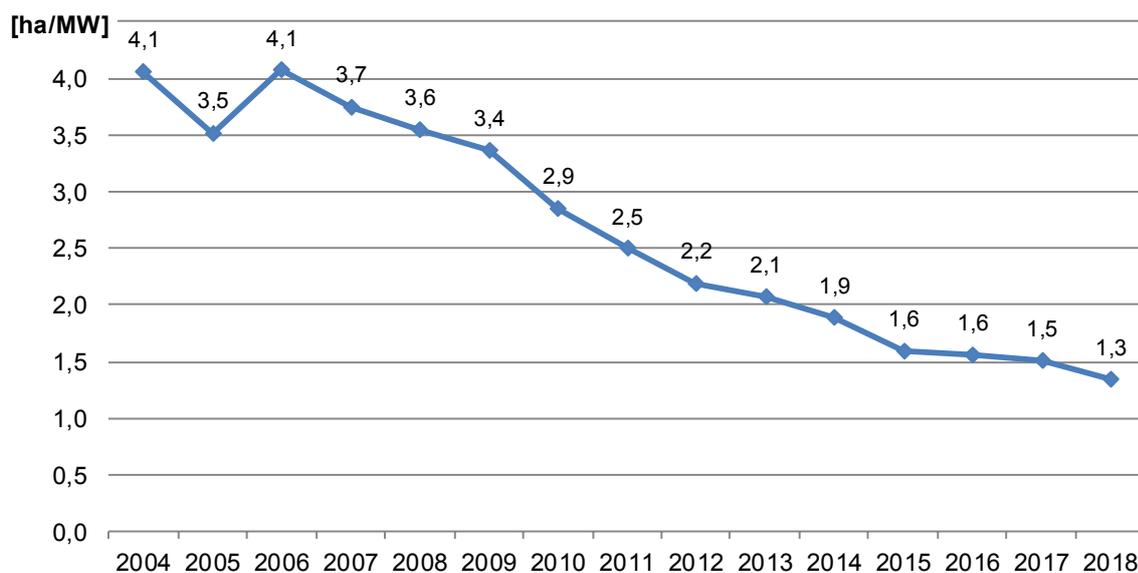


Abbildung 42: Entwicklung der spezifischen Flächeninanspruchnahme von Freiflächenanlagen nach Inbetriebnahmejahren (eigene Erhebungen und BNetzA)

Es bleiben die bereits in früheren Berichten existierenden Unsicherheiten bzgl. der Flächenangaben bestehen, die sich in der Regel auf die bebaute Fläche bzw. Anlagenfläche beziehen, in einigen Fällen aber auch weiter greifend das Plangebiet einschließlich der Kompensationsflächen umfassen.

Insgesamt beträgt die bis Ende 2018 von Freiflächenanlagen überbaute Fläche ca. 29.300 ha. Dabei liegt der Anteil der Konversionsflächen (inkl. der mit erfassten ausgewiesenen Gewerbeflächen, versiegelten Flächen sowie der sonstigen baulichen Anlagen) bei 61 % bzw. rund 17.900 ha.

Es kann davon ausgegangen werden, dass über 90 % aller Anlagen, die entlang von Autobahnen und Schienenwegen gebaut wurden, auf ehemaligen Ackerflächen stehen; dies ergeben Analysen der Meldungen im Anlagenregister sowie zu den Ausschreibungen. Auch der „Bericht über die Flächeninanspruchnahme für Freiflächenanlagen“ der BNetzA geht davon aus, dass die Seitenstreifenanlagen „vollständig“ auf ehemaligem Ackerland gebaut werden. [108] Unter Berücksichtigung dieser Tatsache ist insgesamt davon auszugehen, dass flächenbezogen rd. 37 % des Gesamtbestandes an PV-Freiflächenanlagen auf landwirtschaftlichen Flächen stehen. Damit sind landwirtschaftliche Flächen von insgesamt rd. 11.000 ha mit Freiflächenanlagen belegt. Gemessen an insgesamt 18,2 Mio. Hektar landwirtschaftlicher Fläche in Deutschland beläuft sich der Anteil der von Freiflächenanlagen belegten Landwirtschaftsfläche auf 0,07 %.

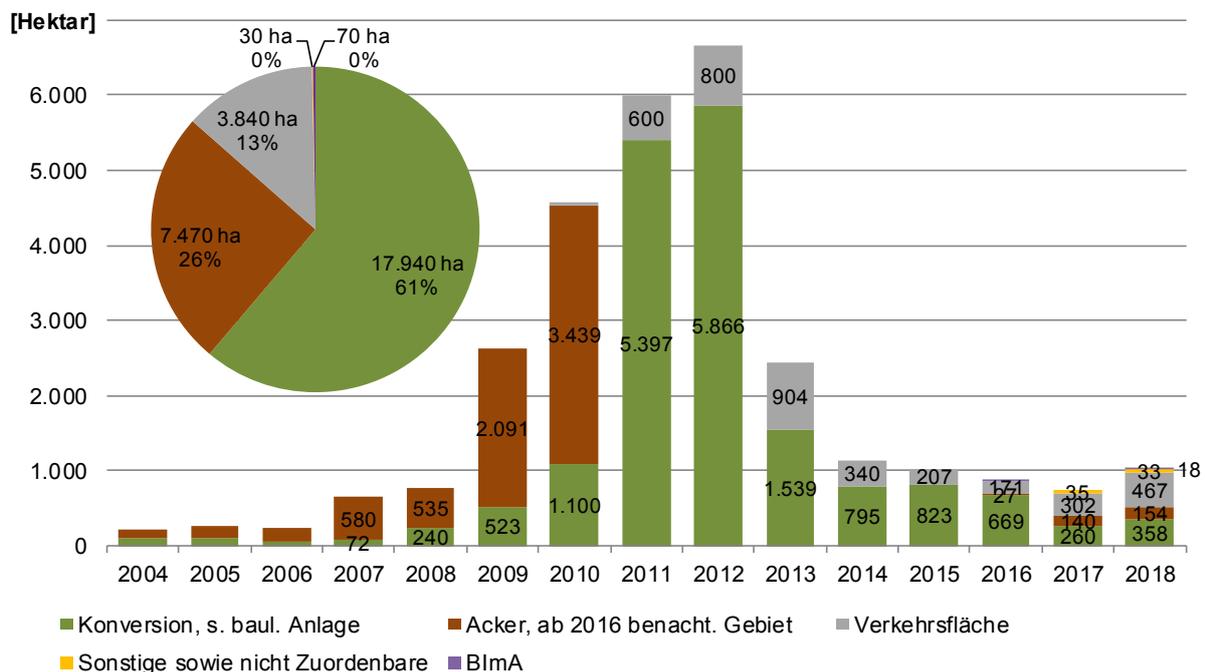


Abbildung 43: Freiflächenzubau nach Flächenkategorien in Hektar und Jahren; Anlagenbestand Ende 2018 als Kreisdiagramm (eigene Erhebungen und BNetzA)

5.2. Verfügbarkeit von Flächen (Potenziale)

5.2.1. Übersicht zu vergütungsrelevanten Flächenkategorien und Bedingungen

Für die künftige Prognose der Verfügbarkeit von Flächen ist die aktuelle Rechtslage des EEG 2017 relevant. Zur Teilnahme an den Ausschreibungen ist jedes Gebot zugelassen, dessen Gebotsmenge mindestens 750 Kilowatt umfasst, und es sind alle Solaranlagen inbegriffen, auch solche an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand sowie solche auf einer sonstigen baulichen Anlage, die zu einem anderen Zweck als der Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie errichtet worden ist. Als „Freiflächenanlage“ gelten gemäß § 37 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2017 solche auf einer Fläche,

„a) die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans bereits versiegelt war,

b) die zum Zeitpunkt des Beschlusses [...] eine Konversionsfläche aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung war,

- c) die zum Zeitpunkt des Beschlusses [...] längs von Autobahnen oder Schienenwegen lag, wenn die Freiflächenanlage in einer Entfernung bis zu 110 Meter [...] errichtet werden soll,
- d) die sich im Bereich eines beschlossenen Bebauungsplans nach § 30 des Baugesetzbuchs befindet, der vor dem 1. September 2003 aufgestellt und später nicht mit dem Zweck geändert worden ist, eine Solaranlage zu errichten,
- e) die in einem beschlossenen Bebauungsplan vor dem 1. Januar 2010 als Gewerbe- oder Industriegebiet [...] ausgewiesen worden ist, auch wenn die Festsetzung nach dem 1. Januar 2010 zumindest auch mit dem Zweck geändert worden ist, eine Solaranlage zu errichten,
- f) für die ein Verfahren nach § 38 Satz 1 des Baugesetzbuchs durchgeführt worden ist,
- g) die im Eigentum des Bundes oder der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben stand oder steht und nach dem 31. Dezember 2013 von der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben verwaltet und für die Entwicklung von Solaranlagen auf ihrer Internetseite veröffentlicht worden ist,
- h) deren Flurstücke zum Zeitpunkt des Beschlusses [...] als Ackerland genutzt worden sind und in einem benachteiligten Gebiet lagen und die nicht unter eine der in Buchstabe a bis g genannten Flächen fällt oder
- i) deren Flurstücke zum Zeitpunkt des Beschlusses [...] als Grünland genutzt worden sind und in einem benachteiligten Gebiet lagen und die nicht unter eine der in Buchstabe a bis g genannten Flächen fällt.“

Für die Einschätzung der künftigen Verfügbarkeit von Anlagenstandorten werden nachfolgend die Potenziale für bereits versiegelte sowie Konversionsflächen, für Seitenrandflächen an den benannten Verkehrswegen, für Flächen der BImA sowie für die Kategorien des Ackerlandes und des Grünlandes in benachteiligten Gebieten vertiefend und aktualisiert betrachtet. Darüber hinaus gibt es Hinweise zur Verfügbarkeit von „sonstigen baulichen Anlagen“ insbesondere im Außenbereich, einer Kategorie, die aufgrund ihrer sich zum Teil mit den Konversionsanlagen überlappenden Eigenschaften zumeist in der Flächenkategorie der Konversionsflächen subsummiert wird. Eine präzise Abgrenzung ist tatsächlich auch nicht in allen Fällen möglich (vgl. Kap. 5.1.1). Anschließend werden die Potenziale unter Berücksichtigung des so genannten raumverträglichen Potenzials zusammengeführt, welches unter raum- und umweltplanerischen Bedingungen zur Verfügung steht.

5.2.2. Konversionsflächen

Ein Teil der im EEG-Kontext relevanten Standorttypen für Solaranlagen ist in der nachträglichen Analyse in vielen Fällen nicht eindeutig zuzuordnen. Die Konversionsflächen aus wirtschaftlicher, verkehrlicher, wohnungsbaulicher oder militärischer Nutzung umfassen eine große Spanne von Typen, die sich häufig überlagern mit anderen ebenfalls EEG-relevanten Flächen. Teile der Flächen können versiegelt sein, Teile der Flächen können auch als sonstige bauliche Anlage angesprochen werden. Eine genauere Festlegung im Nachhinein erforderte eine eingehende Untersuchung des Einzelfalls, ebenso wie der Versuch, aus weitergehenden Daten im Einzelfall herauszuarbeiten, ob das bereits ausgewiesene Gewerbegebiet vor der Errichtung der Solaranlage bereits genutzt war oder nur als künftiges Gewerbegebiet ausgewiesen war. Alle genannten Standorttypen werden daher im Rahmen der vorliegenden Berichterstattung als Konversionsflächen zusammengefasst, allerdings situativ auch bezogen auf davon abgrenzbare Typen im Einzelnen hervorgehoben.

In den wissenschaftlichen Berichten zur Photovoltaik im Rahmen der Erstellung des EEG-Erfahrungsberichts wurde bereits zwischen 2011 und 2017 auf die Schwierigkeiten der Ermittlung bundesweiter Konversionsflächenpotenziale eingegangen. Für die Potenzialanalyse bestehen wesentliche Hemmnisse zum einen in dem Fehlen entsprechender Daten und Statistiken zu Konversionsflächen allgemein, zum anderen in den speziellen Anforderungen an die EEG-Flächenkategorie. Von erheblicher Bedeutung und im Hinblick auf die Prognose nicht abbildbar ist, dass eine Fläche nur dann als Konversionsfläche im Sinne des § 37 Abs. 1 Nr. 3 lit. b) EEG 2017 anzusprechen ist, wenn deren ökologischer Wert auf mehr als 50 % der Fläche durch vorangegangene wirtschaftliche, verkehrliche, wohnungsbauliche oder militärische Nutzung in einem bestimmten schwerwiegenden Ausmaß beeinträchtigt ist [109]. Ob dieser Sachverhalt am Standort zutrifft oder nicht, wird im Fall einer Anlagenplanung durch ein spezielles fachliches Konversionsgutachten belegt, lässt sich daher in der Prognose nicht oder nur annähernd vermuten und ist jedenfalls weder Teil amtlicher noch sonstiger einschlägiger Erhebungen. Derzeit ist anzunehmen, dass es im Fall von Abgrabungen einfacher und weniger aufwändig ist für den Betreiber, das Areal als sonstige bauliche Anlage zu behandeln. Das bedeutendste Potenzial an Konversionsflächen besteht in den militärischen, inzwischen nicht mehr beübten Flächen, die nicht der Vorrangnutzung Naturschutz unterstellt sind; mit deutlichen Schwerpunkten in den östlichen Bundesländern liegt die Flächengröße bei rd. 214.000 ha [110]. Das Potenzial vor allem von Brachflächen in Industrie- und Gewerbegebieten, von Deponien und Halden und von Bergbaufolgeflächen kann aus statistischen Quellen nur größenordnungsmäßig abgeschätzt werden. Aufgrund verschiedener verfügbarer Daten und Informationen und dem Wissen über bisher noch gar nicht systematisch einbezogene Potenziale z.B. in den deutschen Braunkohlerevierern wird überschlägig und konservativ ein Wert von rd. 36.000 ha angenommen.

Es wird angenommen, dass für das insgesamt recht hohe geschätzte Flächenpotenzial von 250.000 ha (vgl. [105]) aus verschiedenen Gründen zwar von einer hohen, aber nicht von einer vollständigen Verfügbarkeit ausgegangen werden kann. Unter Berücksichtigung möglicherweise entgegenstehender Belange kann davon ausgegangen werden, dass ein Anteil von 15-25 % der Konversionsflächen und baulichen Anlagen raumverträglich genutzt werden kann (vgl. Abschnitt 5.2.7). Es folgen weitergehende Ausführungen zu einzelnen Konversionsflächenkategorien.

Abgrabungen und Tagebauflächen als sonstige bauliche Anlagen

Aufgrund der verstärkten Präsenz von Abgrabungsflächen bei den im Rahmen der Ausschreibungen abgegebenen Gebote wurde die Datenbasis zu diesem Vorhabenstyp untersucht. Die Identifizierung der Tagebauflächen und die Abgrenzung zwischen den Attributen in Betrieb, stillgelegt, rekultiviert etc. wird dadurch erschwert, dass es offenbar keine hochaufgelösten und aktuellen Datensätze hierzu gibt. Im Rahmen einer GIS-Analyse wurden verschiedene räumliche Daten über entsprechende Attribute gefiltert, dargestellt und hinsichtlich ihrer Flächen verglichen.

Das Digitale Landschaftsmodell im Maßstab 1:250 000 (DLM250) ermöglicht im aktuellsten Datensatz von 2016 eine Abfrage der Kategorie „TagebauGrubeSteinbruch“. In früheren Datensätzen von bspw. 2007 findet sich nur die Kategorie „Bergbaubetrieb“. Die Attribute geben teilweise Auskunft über den Zustand der Anlage, wenn gleich neben „stillgelegt“ und „in Betrieb“ viele Anlagen als „derzeit keine Zuweisung möglich“ klassifiziert werden. Die Darstellung der einschlägigen Datensätze von 2007 bis 2016 in einer Zeitreihe lässt eine Analyse der Entwicklung über die letzten zehn Jahre zu. Auch der CORINE Land Cover Datensatz von 2012 in der Auflösung 10 ha (CLC10) erlaubt

eine Abfrage von „Abbauf lächen“ (mineral extraction sites). Die ermittelte Gesamtfläche aus beiden Datenquellen befindet sich in vergleichbarer Größenordnung (Tabelle 27).

Tabelle 27: Größenordnungen von Abgrabungen und Tagebauflächen aus verschiedenen räumlichen Datensätzen im zeitlichen Vergleich

Kategorien	Fläche [ha]	Datenquelle
2009 – 2016 als Tagebauflächen markiert	86.527/	Corine 2012/
	85.339/	DLM250 2009/
	86.199/	DLM250 2015/
	84.966	DLM250 2016
2016 als „stillgelegt“ markiert	16.049	DLM250 2016
2009 als „stillgelegt“ ausgewiesene Bergbauflächen	6.138	DLM250 2009
2009 als „derzeit keine Zuweisung möglich“ klassifiziert	15.356	DLM250 2009

Insgesamt belaufen sich die ausgewiesenen Abgrabungen und Tagebauflächen auf rd. 85.000 ha. Bei einem Flächenbedarf von 1,5 ha/MW entspricht dies rechnerisch einer möglichen PV-Leistung von rd. 57 GW. Allerdings ist dabei zu berücksichtigen, dass die Laufzeit eines Teils der laufenden Betriebe einige Jahrzehnte betragen kann. Die Größenordnung der als stillgelegt ausgewiesenen Bergbauflächen entspricht einer möglichen PV-Leistung von rd. 10,5 GW.

Perspektiven in den Braunkohleregionen

Die schrittweise Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung wird insbesondere in den Braunkohlerevieren zusätzliche Potenziale für die Erzeugung erneuerbarer Energien freigeben. Dies dürfte ein langwieriger Prozess sein, der in seinen Dimensionen sehr vielschichtig ist. [111] Im Zuge der Energiewende wird sich verstärkt Potenzial auf derzeit noch aktiven und passiven Braunkohlentagebauflächen ergeben. Einer vom BMWi beauftragten Potenzialanalyse [112] zufolge gibt es im Lausitzer Revier ein PV-Potenziale von rund 8,8 GW bzw. 11,9 GW (inkl. Zubau im „Sperrgebiet“), das Mitteldeutsche Revier verfügt über rd. 4,5 GW und das Rheinische Revier über 1,37 GW. Für die Nutzung durch PV-Anlagen wurden dort grundsätzlich nur Flächen über 10 ha berücksichtigt.

Konversionspotenziale aus militärisch vorge nutzten Flächen

Vergleichsweise gut ist die bundesweite Übersicht für die Teilsparte der militärisch genutzten bzw. ehemaligen Flächen. Von den insgesamt 720.000 ha werden derzeit mehr als 300.000 aktiv beübt. Ca. 374.000 ha gelten als Konversionsflächen von mindestens 1000 ha Größe, davon genießen rd. 160.000 ha den Vorrang Naturschutz und werden für EE-Anlagen nicht zur Verfügung gestellt. Die Naturstiftung David untersucht im Auftrage des Bundesamtes für Naturschutz einerseits den Bestand an naturschutzwürdigen Militärf lächen und hat hierzu eine umfangreiche, auch von Dritten nutzbare Datenbank aufgebaut (s. Abbildung 44). Andererseits werden auch die Möglichkeiten der Nutzung bzw. Erzeugung erneuerbarer Energien auf militärischen Arealen erforscht. Die weitaus meisten und auch größten ehemaligen Militärf lächen befinden sich in den neuen Bundesländern, hier insbesondere in Brandenburg (mehr als 50 %) und Sachsen-Anhalt. Bezogen auf das strenge Anforderungsprofil des EEG hinsichtlich des Anteils von Flächen mit Umweltschäden bzw. -beeinträchtigungen kann aber auch die Stiftung keine Angaben machen. In 2016 waren auf 52 von 630

naturschutzrelevanten Militärflächen insgesamt ca. 1.330 MW PV-Freiflächenanlagen installiert, weitere Anlagen befinden sich auf weniger naturschutzrelevanten Flächen. Die Spanne der Anlagengröße reicht von 2 bis 145 MW. Rund die Hälfte sind ehemalige Flugplätze oder Fliegerhorste – allerdings werden nicht immer die Start- und Landebahnen bebaut, um deren potenzielle Nutzbarkeit für den Flugverkehr zu erhalten. Häufig genutzt werden zudem Munitionsdepots oder ausgediente Raketenstellungen [110].

Die Einschätzungen über tatsächlich künftig nutzbare Potenziale auf ehemaligen Militärflächen gehen auseinander. Vertreter der Projektentwickler und Betreiberunternehmen äußern aufgrund der vielen inzwischen schon errichteten Anlagen und der zunehmenden wirtschaftlichen Risiken auf derartigen Arealen große Skepsis. Gleichwohl zeigen die Ausschreibungsrunden für Freiflächenanlagen, dass Potenziale weiterhin vorhanden sind und genutzt werden.

Naturschutzrelevante Militärfächen in Deutschland

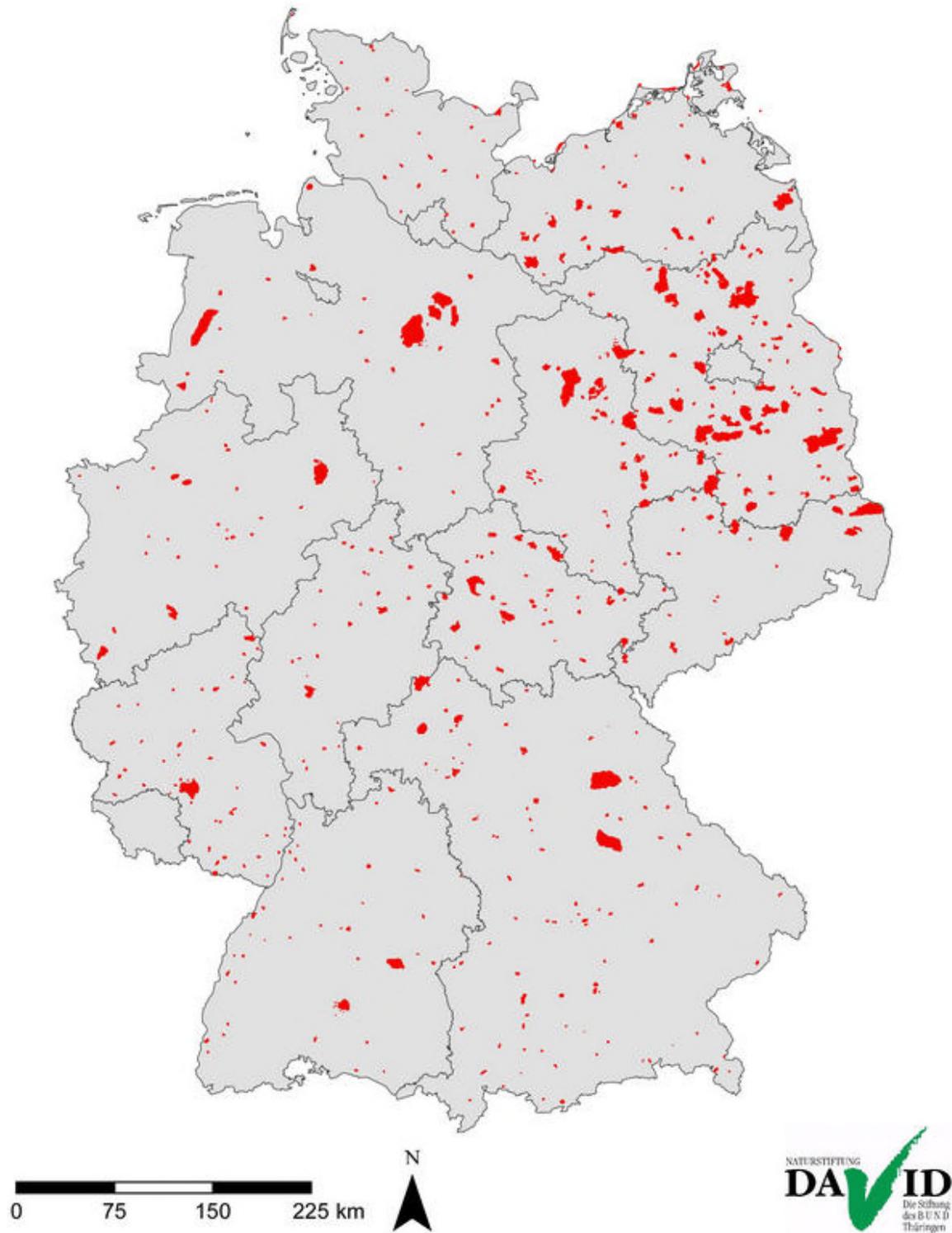


Abbildung 44: Naturschutzrelevante Militärfächen in Deutschland [113]

Länder- und regionspezifische Potenziale

Zur Unterstützung der Energiewende haben Länder und Regionen ihrerseits Untersuchungen zu den Potenzialen für Erneuerbare Energien angestellt. Auch wenn in einigen Fällen die EEG-spezifischen Standorttypen nur ungenau getroffen wurden, so sind die Arbeiten doch wertvoll für die Aufgabenstellung. Bezogen auf die Konversionsflächen zeigt sich wie bundesweit auch das Problem, dass nur partiell geeignete und den Konversionsflächen zuordenbare Teilkategorien als Datensatz verfügbar sind, z.B. für Deponien oder Altlaststandorte. Keine der Studien hat sich darüber hinaus explizit mit dem Konversionsflächenpotenzial im Sinne des EEG-Anforderungsprofils auseinandersetzt, d.h. die ermittelten Konversionspotenziale wurden nicht hinsichtlich des Vorhandenseins von Beeinträchtigungen des ökologischen Wertes hinterfragt. Vielfach findet auch direkt die Zusammenführung von Konversionsfläche und sonstigen baulichen Anlagen, zumeist Deponiestandorten, statt. Eine bundesweite Übertragbarkeit der vorliegenden Ergebnisse ist deshalb, aber auch wegen großer methodischer Unterschiede, nicht zulässig. Nachfolgend werden ausgewählte Untersuchungen, die die Freiflächenphotovoltaik ausdrücklich im Prognose teil behandeln, vor allem im Hinblick auf die Konversionsthematik kurz zusammengefasst.

- Im Potenzialatlas Erneuerbare Energien der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg [114] werden mit Stand 2015 Bestand und Potenzial der nach dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) förderfähigen Freiflächen ausgewiesen. Die Auswahl der geeigneten Flächen für die Berechnung erfolgte entsprechend ihrer Förderfähigkeit nach EEG und wird auf der Webseite der LUBW erläutert. Der Kriterienkatalog weist in der Kategorie Konversionsflächen nur die Typen „Altlasten“ und „Deponien“ aus. Flächen, die im Zusammenhang mit der Rohstoffgewinnung stehen, werden nicht als Potenzial ausgewiesen. Neben zahlreichen, bei der Potenzialanalyse berücksichtigten Abstandsflächen zu Siedlungsflächentypen und Infrastrukturtypen wurden Naturschutz-, Landschaftsschutz-, Überschwemmungs-, Natura 2000-Gebiete sowie Moore, Naturdenkmäler, geschützte Biotope und Wasserschutzgebietszonen als Ausschlussflächen betrachtet. Zu Fließ- und stehenden Gewässern bestehen Abstandsauflagen von 120 Metern, zu Wald- und Forstgebieten von 100 Metern. Gewisse Fehlerquellen bzw. Datendefizite werden angesprochen. In Baden-Württemberg steht demnach eine technisch nutzbare Fläche von ca. 2.000 ha zur Verfügung. Man geht nach Vergleich verschiedener Solarparks von einer installierbaren Leistung von 400 bis 800 kW pro ha aus. Beim Durchschnittswert von 600 kW/ha ergibt sich rechnerisch ein Technisches Potenzial von 1.200 MW für PV-Freiflächenanlagen in Baden-Württemberg.

Tabelle 28: Ergebnisse der Potenzialprognose in Baden-Württemberg (LUBW)

Kriterium	Fläche [ha]	Leistung [MW]	Jahresarbeit [GWh/a]
Bundesautobahnen (Puffer entlang Strecke)	329	197	680
Schienenstrecken (Puffer entlang Strecke)	1.259	755	178
Altlasten (Konversionsfläche)	230	138	124
Deponien (Konversionsfläche)	189	114	102
Gesamtfläche	2.007	1.204	1.085

- Im Teil Solarenergie des Energieatlas NRW mit der Potenzialstudie Solarenergie [115], erstellt in 2013 in der Verantwortung des Landesamtes für Natur-, Umwelt- und Verbraucherschutz LANUV, haben die Autoren relativ viele Konversionsflächentypen bzw. bauliche Anlagen differenziert bearbeitet, jeweils Erfassungsprozeduren beschrieben und durchgeführt sowie die Ergebnisse darstellt. Es gibt die Kategorien militärische Konversion, gewerbliche Konversion, Bergbaufolgelandschaft, Deponie und Altlasten. Während sich die geeigneten militärischen Konversionsflächen auf nur 180 ha Modulfläche summieren, die Bergbaufolgelandschaften ebenfalls nicht mehr als 110 ha anbieten, werden für gewerbliche Konversionsflächen rechnerisch 2.760 ha Modulfläche ermittelt. Aufgrund einer in der Teilregion Ruhr durchgeführten Analyse aller in Gewerbe- und Industriegebieten vorhandener geeigneter Freiflächen, wird die Summe aller derartiger Flächen im Land mit dem Faktor 0,08 auf dieses Ergebnis hochgerechnet. Geeignete Deponiestandorte stehen mit 830 ha zu Buche. All diese Flächentypen zusammengerechnet ergeben etwa ein Drittel der für NRW ebenfalls ermittelten Potenziale an den EEG-relevanten Verkehrswegen von rd. 12.300 ha Modulfläche (Tabelle 29).
- Nordrhein-Westfalen gibt an, dass es 2013 insgesamt 287 Deponien im Lande gibt, die sich in der Stilllegungs- oder Nachsorgephase befinden (Abbildung 45). Davon eignen sich auf Grund der Rahmenbedingungen, die für den Betrieb einer Photovoltaikanlage benötigt werden, nach Landeseinschätzung bei Weitem nicht alle dieser Standorte [116].

Tabelle 29: Gesamtpotenzial auf „Freiflächen“ gemäß Energieatlas NRW im Bundesland Nordrhein-Westfalen

	Modulfläche	Leistung	Stromertrag	
			[km ²]	[GW]
Randstreifen	123,32	22,1	20.072	59,8
Parkplätze	48,04	8,6	7.190	21,4
Brach- und Freiflächen in Industrie- u. Gewerbegebieten	27,58	5,0	4.469	13,3
Deponien und Halden	8,25	1,5	1.339	4,0
Militärische Konversionsflächen	1,80	0,3	287	0,9
Bergbaufolgeflächen	1,05	0,2	171	0,5
Lärmschutzwände	0,06	0,01	7	0,1
Brücken	0,04	0,01	6	0,1
Summe Freiflächen	210,14	37,7	33.541	100,0

Quelle: [115]

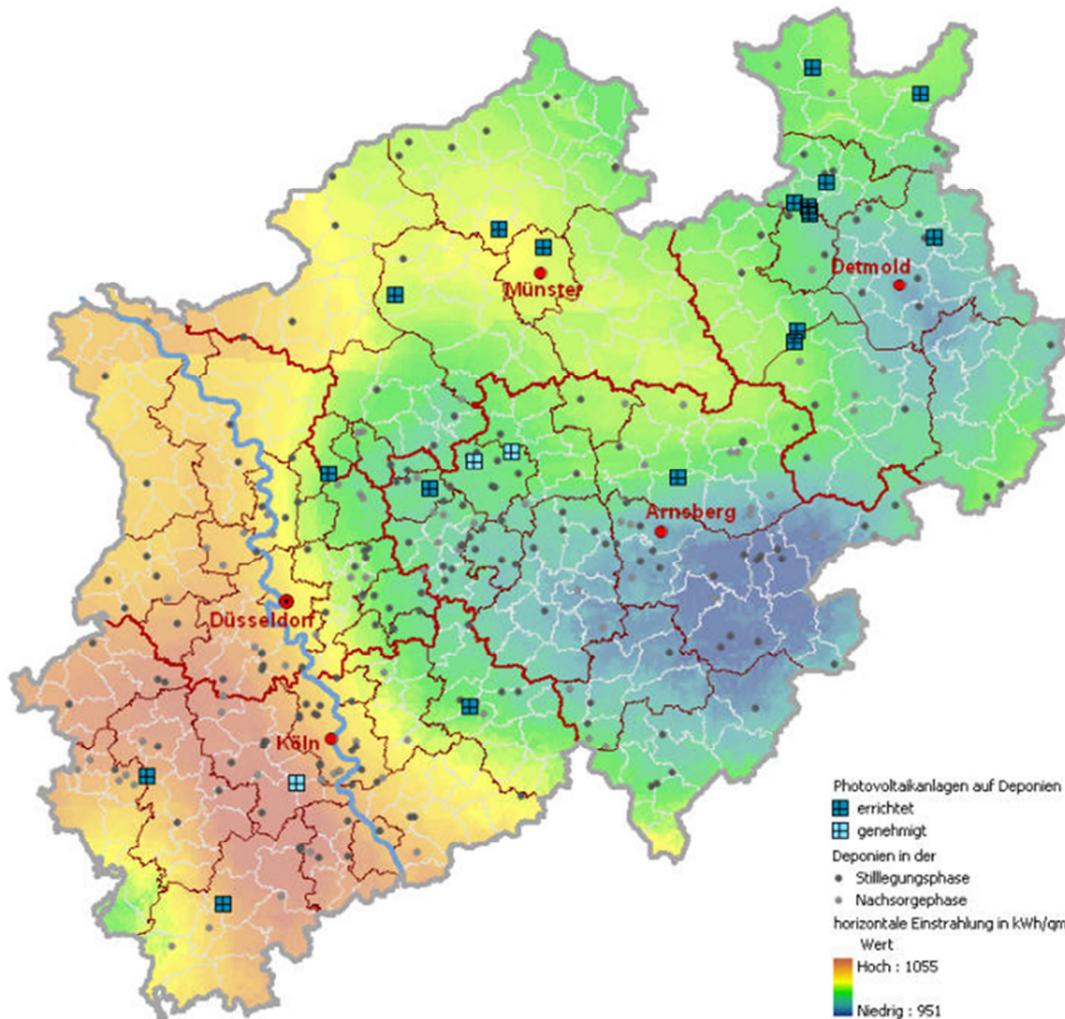


Abbildung 45: Deponiestandorten in der Stilllegungs- oder Nachsorgephase in NRW vor dem Hintergrund der Einstrahlungsverhältnisse (Quelle: [116])

- Für das Bundesland Schleswig-Holstein kommt eine Potenzialuntersuchung [117] unter Anwendung der EEG-2012-Kriterien zum Ergebnis, dass insgesamt ca. 24.300 ha Fläche zur Verfügung stehen. Von den ehemaligen Flächen aus militärischer Nutzung wurden die Standorte zu jeweils 50 % berücksichtigt, deren Schließung bis 2014 beschlossen wurde und die ausreichend Freifläche zur Verfügung haben. Weitere Hinweise zur Berücksichtigung der Kompensationsflächen sind der Kurzfassung nicht zu entnehmen.
- In Südwest-Thüringen werden 2013/14 ca. 71 ha (das sind 14 % aller dort ermittelten geeigneten PV-Freiflächen) als für die Errichtung von PV-Freiflächenanlagen auf Brach- / Konversionsflächen oder Deponien geeignet ermittelt [118]. Weiterhin wird die Nachnutzung geeigneter ehemaliger Tagebaustandorte für PV-Freiflächenanlagen in der ermittelten Größenordnung von ca. 8 ha (1 %) angesprochen. Inwieweit die jeweiligen Zulassungen die Option der Nachnutzung für PV-Freiflächenanlagen ermöglichen, ist im Einzelfall noch zu prüfen.
- Der 2017 in Kraft getretene Teilregionalplan Energie Mittelhessen [69] stellt fest, dass sich die in der Region auf rd. 160 ha vorhandenen rd. 30 größeren PV-Freiflächenanlagen bisher „vorrangig auf Konversionsflächen aus militärischer, gewerblicher und abfallrechtlicher

Vornutzung konzentriert haben. Der Regionalplan formuliert das Ziel, dass Anlagen abseits von Gebäuden primär in den Vorranggebieten Industrie und Gewerbe, ansonsten in ausgewiesenen Vorbehaltsgebieten für Photovoltaik-Freiflächenanlagen errichtet werden sollen. Die zur Ermittlung dieser Flächen angewendeten Kriterien orientieren sich nur zum Teil an den flächenbezogenen Teilnahmekriterien für die EEG-Ausschreibungen. Der Regionalplan weist 286 Vorbehaltsgebiete PV-FFA mit einer Gesamtfläche von über 3.000 ha aus, die eine Mindestgröße von 5 ha einhalten.

- In Bund, Ländern und Regionen existieren inzwischen eine Vielzahl von Potenzialprognosen, die die solare Strahlungsenergie zum Gegenstand haben. Teilweise werden hier technische Potenziale unter Berücksichtigung spezifischer Restriktionskategorien abgebildet; hierzu gehört auch die bundesweite Flächenpotenzialstudie für erneuerbare Energien [10]. In vielen regionalen Untersuchungen wird die Kategorie der Konversionsflächenpotenziale nur marginal angesprochen und de facto nicht berücksichtigt, da sie sich einer flächenstatistischen oder GIS-technischen Ermittlung und Berechnung nur selten leicht zugänglich zeigt.

5.2.3. Seitenrandflächen von Autobahnen und Schienenwegen

Bereits in den wissenschaftlichen Berichten zur Vorbereitung des EEG-Erfahrungsberichts zwischen 2011 und 2016 wurden gutachterliche Grobanalysen der in Deutschland verfügbaren Flächen beiderseits von Bundesautobahnen und Schienenwegen durchgeführt. Die Vorgehensweise ist im Grundsatz, bezogen auf die Ermittlung der durch den 110m-Abstand definierten Basisflächen, die Dimension der nicht verfügbaren Abstandsflächen und die Einschätzung der Restriktivität von entgegengesetzten und ausschließenden Belangen, weiterhin angemessen. In Bezug auf die wirtschaftlich geeignete Mindestflächengröße ist perspektivisch von einer weiteren Effizienzsteigerung auszugehen.

Die Analyse der Potenzialflächen innerhalb der 110 m Korridore berücksichtigt die typischen Nutzungen und Rahmenbedingungen bei der Abschätzung der Realisierungswahrscheinlichkeit von PV-FFA. Innerhalb der definierten Grenzen des Abstandsgebots werden umweltfachliche, raumplanerische, technologische und wirtschaftliche Restriktionen einbezogen. Die Annahmen sind:

- Siedlungsflächen, Wald und Grünland stehen nicht zur Verfügung. Es verbleiben im Wesentlichen Ackerflächen und vereinzelte Konversionsflächen.
- Verkehrsrechtliche bzw. -technische Restriktionen: Abzug eines 40-Meter-Streifens an BAB und eines 10-Meter-Streifen an Schienenwegen.
- Regionalplanerische und naturschutzfachliche Ausschlussflächen und Restriktionen: Die Ausschlussflächen werden mit einem Anteil von rund 15 %, die Restriktionsflächen mit ca. 10 % angenommen.
- Technische Restriktionen: Der Anteil der verschatteten Flächen wird im Korridor der Autobahnen mit rund 8 %, bei den Bahntrassen mit 3 % angenommen.
- Mindestabstand zu Siedlungsflächen: Nach Extrapolation von Werten aus einer bundesweiten Fallbeispielsanalyse liegen rd. 24 % der Potenzialflächen an BAB und 43 % an Schienenwegen in < 200 m Siedlungsnähe und werden ausgeschlossen.
- Wirtschaftliche Restriktion: Die Mindestflächengröße wird unter Berücksichtigung einer weiteren Effizienzsteigerung mit 1 ha angenommen, das entspricht derzeit einer installier-

ten Leistung von 650 bis 700 kW. Ca. 5 bis 10 % des theoretischen Flächenpotenzials entfällt damit als unwirtschaftliche Kleinfläche.

In der Summe verbleiben bundesweit rd. 22.000 ha Fläche für rd. 15 GW installierbare Leistung. Der Schwerpunkt der für die Photovoltaik geeigneten Flächen liegt dabei aufgrund der erheblich größeren Gesamtnetzlänge an den Schienenwegen.

Grundsätzlich sind Überlegungen, den Seitenrandstreifen auch auszudehnen, um eine Potenzialhöhung zu erreichen, nicht von der Hand zu weisen. Im wissenschaftlichen Bereich wird ein Abstand bis 500 m von den relevanten Verkehrswegen aufgrund möglicher vorbelastender Wirkungen als Suchraum definiert [119].

5.2.4. Flächen für Solaranlagen der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben

Liegenschaften der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben (BImA-Flächen) bilden seit Inkrafttreten der FFAV eine eigene förderfähige Kategorie, die es ermöglicht, auch solche Liegenschaften für PV-Freiflächenanlagen zu nutzen, die nicht schon vorher als Konversionsflächen in der Förderung waren.

Nach Einschätzung der BImA [120] ist für die erfolgreiche Teilnahme an den Ausschreibungen der BNetzA ein vorausgegangener Vertragsabschluss des Anbieters mit der BImA über die Nutzung der Fläche erforderlich. Daher bietet die BImA die eigenen Liegenschaften auf dem Immobilienmarkt mit der vertraglichen Auflage an, die angebotene Fläche zur Erzeugung von Energie aus Windkraft oder Solarenergie zu nutzen. Hierzu werden Kauf- oder Gestattungsverträgen geschlossen. Die nicht-förmlichen Angebotsverfahren und anschließenden Vertragsverhandlungen sollen möglichst zeitnah abgeschlossen werden, um möglichst frühzeitig an den Ausschreibungen der BNetzA teilnehmen zu können.

Die BImA beabsichtigt, auch weiterhin prioritär solche Flächen anzubieten, die bereits gem. EEG 2014 förderfähig waren, d.h. in der Regel dem Konversionskriterium entsprechen. Eine Erweiterung des Angebotsportfolios um Flächen, die alleine aufgrund ihrer Eigenschaft als BImA-Fläche förderfähig sind, ist aber schrittweise geplant.

Zur Evaluierung des Umfangs der geeigneten Flächen, die insgesamt 490.000 ha umfassen, wurde im Auftrag der BImA vom Bundesamt für Bauwesen, Städtebau und Raumordnung eine Potenzialstudie [121] erarbeitet. In einer GIS-Analyse wurde untersucht, inwieweit sich die bundeseigenen Liegenschaften in Bezug auf ihre Standorteigenschaften für die Nutzung Erneuerbarer Energien eignen. Es entstand eine Datenbank, die für jede Liegenschaft deren Eignung und die Potenziale anhand von Steckbriefen und Karten ausweist. Demnach weisen ca. 83 % der Liegenschaften der BImA zumindest anteilig ein Tabukriterium auf, das aufgrund naturschutzrechtlicher Belange oder regionalplanerischer Festlegungen eine Flächennutzung durch PV-Freiflächenanlagen ausschließt. Mit 360.000 ha bzw. über 70 % Anteil ist darüber hinaus ein Großteil Wald und Forstfläche und kommt als Potenzialfläche für Solaranlagen ebenfalls nicht in Frage [122]. Geeignet und auch mit hoher Wahrscheinlichkeit genehmigungsfähig sind Liegenschaften im Sinne der BImA, wenn sie eine Mindestgröße von 1.000 m² haben und äußerstenfalls „weiche Restriktionen“ aufweisen. Flächen mit harten Restriktionen sind „Gebiete, in denen EE-Anlagen nicht zwingend unzulässig sind, aber davon auszugehen ist, dass entsprechende Anlagen in der Regel ausgeschlossen sind“. In diesem Sinne stuft die BImA z.B. Tage- oder Bergbauflächen als wesentlich konflikträchtiger hinsicht-

lich der Flächennutzung von PV-Freiflächenanlagen ein, als z.B. die PV-Flächennutzung in Gebietskategorien wie Naturparks, Wasserschutzgebieten der Zone III oder auf Flächen landwirtschaftlicher Nutzung, wenn auch im Einzelfall Einschränkungen bestehen können.

Im Endergebnis der Potenzialstudie werden ca. zwei Prozent der untersuchten Wirtschaftseinheiten³⁶ der BImA für die Flächennutzung als geeignet ausgewiesen, dies entspricht rd. 13.400 ha.

Eine Aussage dazu, wie viele der bereits bestehenden PV-Freiflächenanlagen auf ehemaligen BImA-Flächen betrieben werden, ist nicht möglich. Der Umfang der Überlagerung der BImA-Flächen mit anderen förderfähigen Flächenkategorien sowie der Anteil von Flächen mit landwirtschaftlicher Nutzung konnte mangels Daten ebenfalls nicht ermittelt werden. Die Geodaten der BImA sind für weitere Analysen nicht verfügbar.

5.2.5. Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten

Solaranlagen, die auf einer Fläche errichtet werden sollen, deren Flurstücke zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans als Ackerland oder als Grünland genutzt worden sind und in einem benachteiligten Gebiet liegen, können gemäß § 37 an den Ausschreibungen teilnehmen, sofern die besonderen Zuschlagsvoraussetzungen für benachteiligte Gebiete des § 37c EEG 2017 erfüllt sind. Insbesondere darf die Bundesnetzagentur Gebote auf entsprechenden Flächen nur berücksichtigen, wenn und soweit die jeweilige Landesregierung rechtzeitig eine Rechtsverordnung erlassen hat, die bestimmt, dass Freiflächenanlagen in ihrem Landesgebiet bezuschlagt werden können („Öffnungsklausel“).

Die Klassifizierung der „Benachteiligten Gebiete“ dient im EU-Landwirtschaftsrecht gem. Richtlinie 75/270 EWG und Richtlinie 86/465 EWG, zuletzt geändert durch Entscheidung der Kommission 97/172/EG, als maßgebliche Grundlage für den Anspruch auf „Zahlungen wegen naturbedingter Benachteiligungen in Berggebieten und in anderen benachteiligten Gebieten zur dauerhaften Nutzung landwirtschaftlicher Flächen und damit zur Erhaltung des ländlichen Lebensraums sowie zur Erhaltung und Förderung von nachhaltigen Bewirtschaftungsformen“ [123].

Folgende Kriterien wurden seinerzeit zur räumlichen Abgrenzung genutzt [124]:

- Ungewöhnlich schwierige klimatische Verhältnisse
- Höhenlage über 800 m
- Beim Zusammentreffen der o.g. beiden Punkte: Höhenlage über 600 m und Hangneigung 18 %
- Schwache Ertragsfähigkeit der Böden auf Basis der landwirtschaftlichen Vergleichszahl (LVZ)
- eine Bevölkerungsdichte von max. 55, in einigen Gebieten 70 Einwohner/km² oder
- Beschäftigtenanteil einer Gemeinde in der Landwirtschaft von mehr als 15 % [123, 124]

Die Förderkulisse der benachteiligten Gebiete ist im Gesetzentwurf zum EEG 2017 auf der Grundlage einer Kartendarstellung aus den 90er Jahren wiedergegeben. Demnach sind benachteiligte Gebiete gemäß § 3 Nr. 7 EEG 2017 die Gebiete nach der Richtlinie 86/465/EWG des Rates vom 14. Juli

³⁶ In der Potenzialstudie wird der Begriff „Wirtschaftseinheit“ als Synonym für den intern als Flächeneinheit verwendeten Begriff „Liegenschaft“ genutzt (S. 6, BImA 2016)

1986 betreffend das Gemeinschaftsverzeichnis der benachteiligten landwirtschaftlichen Gebiete i. S. d. Richtlinie 75/268/EWG in der Fassung der Entscheidung der EU-Kommission 97/172/EG vom 10. Februar 1997. Die Gebietskulisse umfasst mit 8,86 Mio. ha ca. 25 % des Bundesgebietes und enthält im Unterschied zu den beiden Darstellungen von Baden-Württemberg und Bayern (s.u.) auch für die Solarnutzung nicht geeignete Waldflächen [125].

Die Kriterien für die Abgrenzung von benachteiligten Gebieten sind europaweit nicht vergleichbar. Deshalb hat es in den letzten Jahrzehnten in der EU einen komplexen europaweiten Vorgang zur Neuabgrenzung der Agrargebiete für die Ausgleichszulage gegeben, der mit Geltung ab 1.1.2019 nun abgeschlossen ist (s.u.). Für die geltende EEG-Regelung ist die Neuabgrenzung aufgrund des statischen Verweises auf die o.g. Kulisse nach geltender Rechtsmeinung allerdings folgenlos: Es gilt die "alte" Gebietskulisse, solange nicht im Rahmen einer Novellierung des EEG der Bezug zu der nun geltenden neuen agrarstrukturellen Förderkulisse hergestellt wird. [123]

Nach § 37c Abs. 1 EEG 2017 sind Gebote für Solaranlagen auf Flächen in benachteiligten Gebieten, die als Ackerland oder Grünland genutzt werden und für die zumindest ein Aufstellungsbeschluss für einen Bebauungsplan nachgewiesen wird, dann zulässig, wenn und soweit die jeweilige Landesregierung eine Rechtsverordnung erlassen hat darüber, dass Gebote auf diesen Flächen bezuschlagt werden können. Die in der FFAV für das Kriterium noch geltende Obergrenze von 100 MW pro Jahr ist mit dem EEG 2017 ersatzlos entfallen, demgegenüber können die Bundesländer in ihrer Rechtsverordnung eine Mengenbegrenzung verfügen.

Aufgrund der bisherigen Länderentscheidungen wird die Potenzialbetrachtung im Weiteren auf die Bundesländer Bayern, Baden-Württemberg, Saarland, Rheinland-Pfalz und Hessen beschränkt, die bisher eine Öffnungsverordnung verabschiedet haben. Bayern hatte die rechtliche Möglichkeit der Länderöffnung maßgeblich veranlasst und im Vorfeld bereits die Absicht verlauten lassen, von der eingeräumten Möglichkeit für eine moderate Erweiterung der Flächenkulisse dann auch Gebrauch zu machen. Auch Baden-Württemberg hatte frühzeitig die Absicht erklärt, die Voraussetzungen dafür zu schaffen, dass Baden-Württemberg bei den Ausschreibungen für die Freiflächen-PV verstärkt profitiert. Die Verordnungen der weiteren Ländern sind erst im Laufe des Jahres 2018 erlassen worden (s. Tabelle 30). In Rheinland-Pfalz ist die besondere Situation entstanden, dass nur Standorte auf ertragsschwachem Grünland gefördert werden, Ackerflächen bleiben hier ausgenommen von der Verordnung. Im Saarland hat das Wirtschaftsministerium in Abstimmung mit diversen Interessensvertretern einen „Runden Tisch Photovoltaik auf Agrarflächen“ geschaffen, um die Flächenkulisse für die Landesverordnung im Beteiligungswege zu bestimmen. Die im Geoportal des Landes ausgewiesenen Teilflächen summieren sich auf eine Größenordnung von 8.300 ha [126].

Demgegenüber hatten z.T. schon frühzeitig parallel zum Gesetzgebungsverfahren zum EEG 2017 einige Länder relativ eindeutig ausgeschlossen, Äcker für Photovoltaik zu nutzen. Hierzu gehören Niedersachsen, Sachsen-Anhalt, Thüringen, Nordrhein-Westfalen und Brandenburg [127]. In der Beantwortung einer Kleinen Anfrage im Landtag hatte auch Schleswig-Holstein geäußert, keine Rechtsverordnung gemäß § 37c EEG 2017 zu erlassen; man geht davon aus, dass die Dach- und Gebäudeflächen sowie die bisherigen EEG-Flächenkriterien ausreichend Potenzial bieten. Man wolle auch den ökonomischen Druck auf landwirtschaftliche Nutzflächen nicht erhöhen [128]. Eine entsprechende Position hat die Landesregierung in Mecklenburg-Vorpommern noch im August 2018 erneuert. [129] Allerdings ist durchaus spürbar, dass angesichts der bayerischen Ausschreibungserfolge auf „benachteiligten“ Ackerflächen die Positionen in Veränderung befindlich sind. Im Juni 2018

forderte bspw. die nordrhein-westfälische SPD-Landtagsfraktion die Landesregierung auf, von der Länderöffnungsklausel Gebrauch zu machen, um Photovoltaik-Freiflächenanlagen in benachteiligten Gebieten zu ermöglichen sowie in diesem Zuge auch den Landesentwicklungsplan NRW anzupassen. Durch die bisherige rechtliche Lage würden die Möglichkeiten der Förderungszuschläge nicht ausgenutzt. [130]

Tabelle 30: Übersicht über den Stand der Landesverordnungen zu PV-Freiflächenanlagen

Gültig ab/ bis	Verordnung Bundesland	Mengenziel	Bedingungen für den Ausbau von PV-Freiflächenanlagen
01.01.17	Bayern: Verordnung über Gebote für Freiflächenanlagen [131]	Bis zu 30 Anlagen / Kalenderjahr, VO ohne Laufzeitbegrenzung	Landesverordnung: - Nicht zulässig in Natura-2000 Gebieten und gesetzlich geschützten Biotopen
18.03.17	Baden-Württemberg: Verordnung der Landesregierung zur Öffnung der Ausschreibung für Photovoltaik-Freiflächenanlagen für Gebote auf Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten (Freiflächenöffnungsverordnung - FFÖ-VO) [132]	Bis zu 100 MW/ Kalenderjahr, VO ohne Laufzeitbegrenzung	Landesverordnung: - Interessen der Landwirtschaft und des Natur- und Landschaftsschutzes sollen gewahrt werden Hinweise zum Ausbau von PV-Freiflächenanlagen [68]: - Nicht zulässig in Naturschutzgebieten, Nationalparks, Kernzonen von Biosphärengebieten, flächenhaften naturdenkmalen, gesetzlich geschützten Biotopen, Schutzzone I von Wasserschutzgebieten, Heilquellenschutzgebieten
20.11.18 - 31.12.25	Hessen: Verordnung über Gebote von Freiflächensolaranlagen (Freiflächensolaranlagenverordnung – FSV) [133]	Bis zu 35 MW pro Kalenderjahr, bis Ende der Laufzeit der VO (Ende 2025)	Landesverordnung: Nicht zulässig in Natura-2000 Gebieten
22.11.18 - 31.12.21	Rheinland-Pfalz: Landesverordnung über Gebote für Solaranlagen auf Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten [134]	Bis zu 50 MW pro Kalenderjahr, bis Ende der Laufzeit der VO (Ende 2021)	Landesverordnung: - Nur zulässig auf ertragsschwachen Grünlandflächen Vollzugshinweise zur Landesverordnung [135]: - Nicht zulässig in Nationalparks, Naturschutzgebieten, geschützten Biotopen, geschützten Landschaftsbestandteilen, auf nicht artenarmen Grünlandflächen, Flächen der Bewertungsstufen 1 und 2 der landesweit bedeutsamen historischen Kulturlandschaften, Flächen von besonderer Bedeutung für die Wanderung von wild lebenden Tieren - i.d.R. nicht auf Vorrangflächen der Landwirtschaft (RRÖP) - nicht innerhalb Radius von 400 m um die Betriebsstätten tierhaltender Betriebe / von 200 m um die Betriebsstätten nicht tierhaltender Betriebe
07.12.18 - 31.12.22	Saarland: Verordnung zur Errichtung von Photovoltaik (PV) auf Agrarflächen VOEPV [136]	Bis zu 100 Megawatt insgesamt bis Ende der Laufzeit der VO (Ende 2022)	Landesverordnung: - Belange der Landwirtschaft, des Natur- u. Landschaftsschutzes, des Denkmalschutzes u. des Trinkwasserschutzes sind im Zuge der PV-Kulisse berücksichtigt worden. - Bestimmte für die landwirtschaftliche Nutzung und für den Natur-, Landschaftsschutz und den Denkmalschutz bedeutsamen Flächen wurden vorab konkret ausgeschlossen

Der Umfang der Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten umfasst in den betroffenen Ländern etwa die Hälfte der landwirtschaftlichen Flächen. Deren tatsächliche Nutzbarkeit als Anlagenstandort ist auf die jeweiligen landesspezifischen Zubaumengen begrenzt.

Sachstand zur Neuabgrenzung der benachteiligten Gebiete

Da die Kriterien für die Abgrenzung von benachteiligten Gebieten für die Agrarförderung europaweit nicht vergleichbar sind, laufen auf Veranlassung der EU bereits seit einigen Jahren Arbeiten und Abstimmungen in den Ländern und mit der EU. Mit dem Jahr 2019 gilt nun bundesweit eine neue Gebietskulisse für die Ausgleichsabgabe, die seitdem auf den Seiten der Landwirtschaftsministerien beschrieben wird [137]. Ausgangspunkt war die Verabschiedung der Verordnung über die Förderung der ländlichen Entwicklung durch den Europäischen Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raums (ELER) [138]. Nach Genehmigung der Neuabgrenzung der benachteiligten Gebiete durch die EU wird die neue für die Agrarförderung vorgesehene Gemarkungsliste einschließlich der die Benachteiligung begründenden Parameter über Landesverwaltungsvorschriften veröffentlicht [139].

Eine eingehende Darstellung der Arbeiten zur Neuabgrenzung ist für die EEG-Zusammenhänge derzeit noch nicht von Bedeutung (s.o.). Zusammenfassend ergeben sich z.T. erhebliche Unterschiede zwischen „alter“ und „neuer“ Förderkulisse. Obwohl, wie z.B. in Bayern, die Gesamtkulisse nahezu gleich groß geblieben ist, sind doch ca. 236.000 ha herausgefallen und in etwa gleicher Größenordnung an anderer Stelle hinzugekommen. Nachfolgend wird beispielhaft ein Einblick in die Arbeiten in Baden-Württemberg gegeben. Ein Gebiet gilt nach den neuen Bestimmungen als benachteiligt, wenn auf Gemarkungsebene mindestens 60 Prozent der landwirtschaftlichen Fläche aufgrund der biophysikalischen Indikatoren als benachteiligt eingestuft wird und die Ertragsmesszahl kleiner als 46,6 ist. Nach Berechnungen des Landwirtschaftsministeriums [140] würde sich die Kulissenfläche für die Ausgleichszulage landesweit von ursprünglich etwa 916.000 ha um rund 354.000 ha (minus 38,65 %) auf rund 562.000 ha verringern. Die Kulissen zwischen „alt“ und „neu“ haben sich regional sehr unterschiedlich verschoben. Als „Gewinner“ werden das württembergische Allgäu und Teile der Rheinebene genannt, als „Verlierer“ vor allem Schwäbisch-Hall, Hohenlohe und die Ostalb (Abbildung 46).

Stand: November 2017

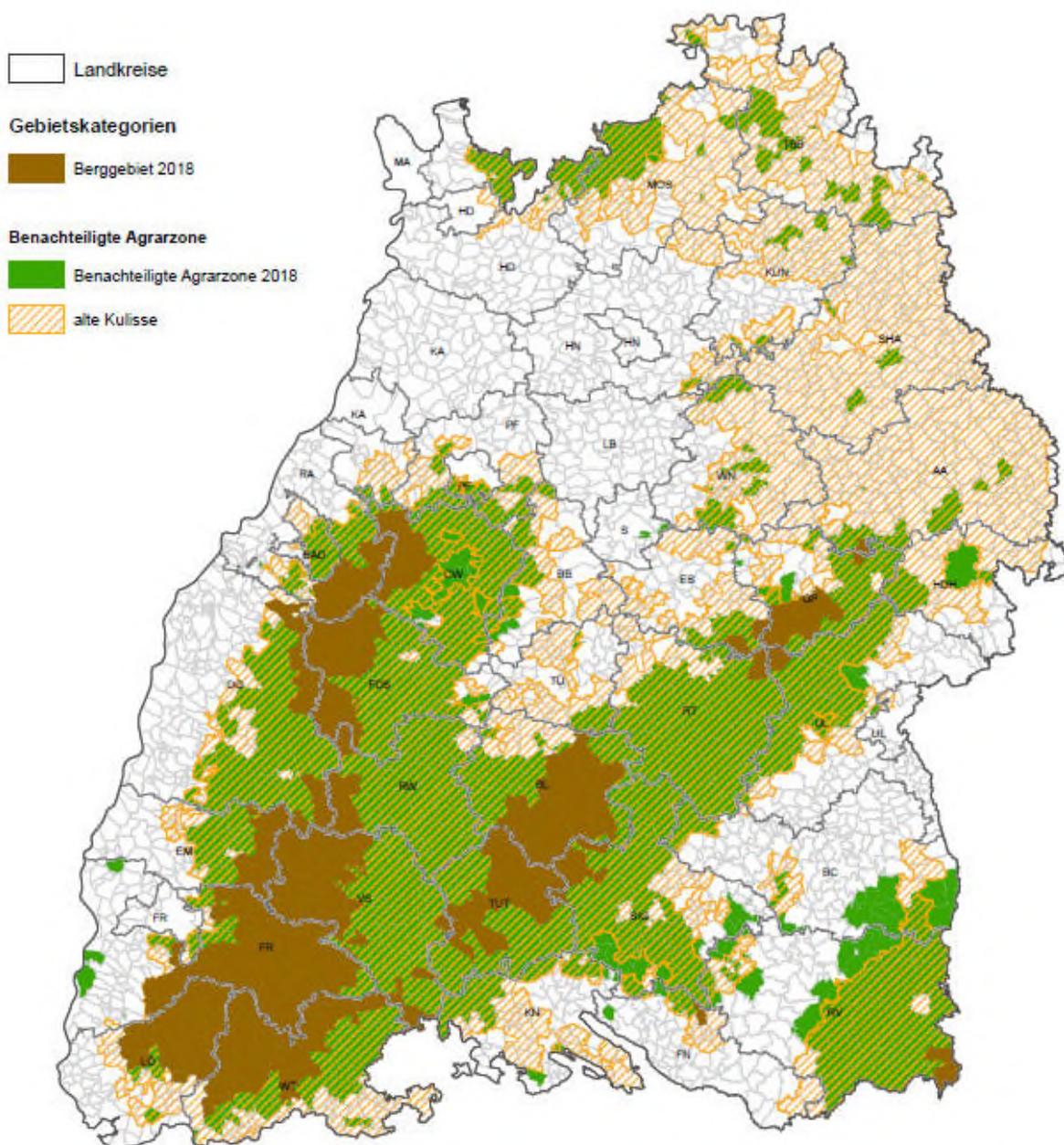


Abbildung 46: Benachteiligte Gebiete in Baden-Württemberg – Neue Kulisse 2018 und alte Kulisse, Stand November 2017 [140]

Handlungsbedarf

Für die geltende EEG-Regelung ist die Neuabgrenzung aufgrund des unmittelbaren Verweises im Gesetz auf die bisherige Kulisse zunächst folgenlos: Bei der Inbezugnahme im EEG 2017 handelt es sich um einen statischen Verweis, der für derzeitige Planungen auch für den Fall, dass für die Agrarförderung seit 1.1.2019 eine veränderte Förderkulisse gilt, keine Beeinträchtigung der Planungssicherheit darstellt (s. [123]).

Allerdings dürfte es aktuell vor Ort nicht vermittelbar sein, wenn ein Gebot für die Ausschreibung in einem Bundesland nicht der zum jeweiligen Zeitpunkt geltenden Förderkulisse für die Ausgleichs-

zahlung entspräche, so dass eine entsprechend angepasste Formulierung mit angemessener Übergangsfrist in das EEG aufzunehmen wäre. Vorzugsweise kann dem Bundesland, das über eine Verordnung die Nutzung der Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten öffnet, auch in diesem Rahmen überlassen werden, „seine“ neue Gebietskulisse für die Ausgleichsabgabe zu Grunde zu legen. So würde das EEG selbst aus der umfänglichen Regelungspflicht entlassen. Bisher enthält weder das EEG noch eine der geltenden Landesverordnungen für die Freiflächenanlagen in benachteiligten Gebieten eine derartige Anpassungsbestimmung.

Potenziale in Baden-Württemberg³⁷

In Baden-Württemberg wurden die benachteiligten Gebiete großflächig ausgewiesen. Für die Ermittlung der damit verbundenen Flächenpotenziale für die PV-Nutzung wurde die Flächenkulisse von der Landesanstalt für Umwelt, Messungen und Naturschutz Baden-Württemberg (LUBW) zur Verfügung gestellt. Die exakt abgegrenzten Gebiete liegen in der amtlichen Fassung nur als Papierkarte von 1986/1997 bei den Landwirtschaftsämtern vor. Eine verbindliche und flurstückscharfe Auskunft gibt nur die jeweils zuständige untere Landwirtschaftsbehörde anhand der amtlichen Papierkarte. Das gilt insbesondere im Fall von Gemarkungen, die nur teilweise in benachteiligten Gebieten liegen. Daher wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass es sich bei der Potenzialermittlung nur um Näherungswerte handelt.

Die in Baden-Württemberg als benachteiligte Gebiete ausgewiesene Fläche beträgt knapp 2,2 Mio. ha. Das Ackerland im Bundesland umfasst insgesamt ca. 912.000 ha, das Grünland insgesamt ca. 574.600 ha. Mit 444.730 ha ist nahezu die Hälfte des Ackerlandes im Bundesland und mit 421.500 ha ca. 73 % des Grünlandes als benachteiligtes Gebiet gekennzeichnet (Abbildung 48).

Für die weitere Potenzialbetrachtung werden folgende Annahmen getroffen:

- Die Genehmigungsfähigkeit des Baus und Betriebs von Solaranlagen ist in Nationalparks, Naturschutzgebieten, Natur-2000-Gebieten, Biosphärenreservaten, gesetzlich geschützten Biotopen, Landschaftsschutzgebieten und Naturparks naturschutzrechtlich eingeschränkt, so dass Flächen der aufgeführten Schutzgebietskategorien für die vorliegende Potenzialermittlung als Ausschlussflächen angenommen werden. Teilweise sind diese Einschränkungen mit der bayerischen Freiflächenöffnungsverordnung bereits umgesetzt; dort sind gemäß § 1 S. 2 FFÖ-VO Gebote für Anlagen auf Flächen, die als Natura 2000-Gebiet festgesetzt oder Teil eines gesetzlich geschützten Biotops sind, nicht zugelassen.
- Die Flächenkulisse der Benachteiligten Gebiete umfasst Berggebiete. Dortige Grünlandflächen sind aufgrund der angenommen extensiven Nutzung überproportional häufig besonders artenreich und für das ästhetische Landschaftsempfinden, die touristische Attraktivität sowie für die Erhaltung der traditionellen Kulturlandschaft von hoher Bedeutung, so dass Grünland in Berggebieten ebenfalls ausgeschlossen wird.
- Mit dem EEG 2017 müssen alle Anlagen für die Teilnahme an den Ausschreibungen mindestens eine Leistung von 750 kW aufweisen. Für eine 750-kW-Freiflächenanlage wird mindestens ein Hektar Fläche erforderlich, so dass kleinere Flächen bei der Potenzialermittlung nicht berücksichtigt werden.

Das Potenzial an Standorten auf Ackerland und Grünland in den benachteiligten Gebieten Baden-Württembergs, die eine Mindestgröße von einem Hektar haben, außerhalb von Schutzgebieten liegen und keine Grünlandflächen in Berggebieten sind (Abbildung 49), reduziert sich durch diese Einschränkungen um 59 %, beträgt insgesamt jedoch immer noch eine Größenordnung von rd. 390.000 ha (Abbildung 49, , Tabelle 31).

In Baden-Württemberg können derzeit gemäß Freiflächen-Verordnung Gebote auf Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten pro Kalenderjahr bis zu einem Umfang von 100 Mega-

³⁷ Die nachfolgend angegebenen Flächendimensionen beruhen auf eigenen GIS-Auswertungen und differieren daher in gewissem Umfang von den weiter oben genannten veröffentlichten Zahlen.

watt pro Jahr bezuschlagt werden [132]; dies würde bei einem Flächenfaktor von 1,5 ha/MW einen Flächenbedarf von rd. 150 ha pro Jahr erfordern.

Potenziale in Bayern

Die Flächenkulisse der benachteiligten Gebiete in Bayern ist offiziell in den Energieatlas Bayern aufgenommen worden. Abbildung 47 zeigt die Gebietskulisse aus dem Energieatlas.

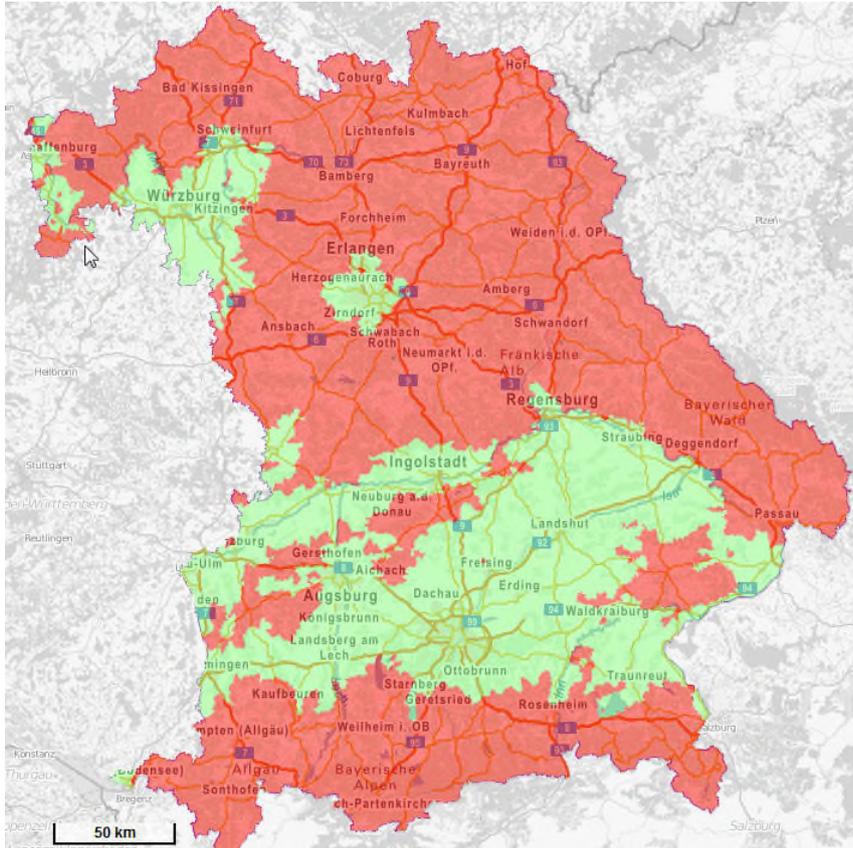
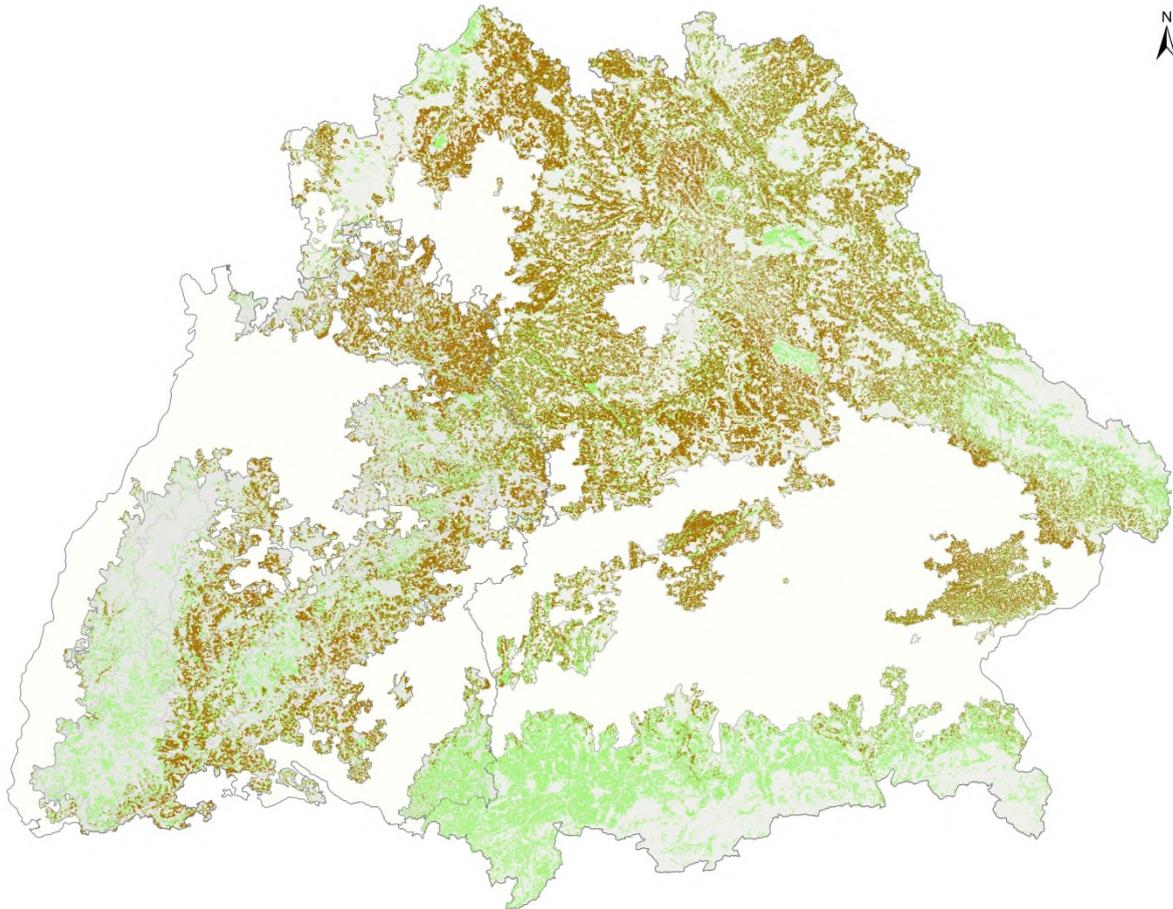


Abbildung 47: Darstellung der Gebietskulisse der benachteiligten Gebiete im Energie-Atlas Bayern. Die benachteiligten Gebiete sind rot eingefärbt [141]

GIS-fähige Daten wurden von dem Bayerischen Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten, Referat Bayerische Agrarpolitik, Sonderaufgaben, Agrarstatistik und Wirtschaftsbeobachtung zur Verfügung gestellt. Da der Freistaat Bayern keine Gewähr oder Haftung übernimmt für den Inhalt, die Vollständigkeit, die Aktualität und die Richtigkeit der übergebenen Abgrenzungen, sind die hier wiedergegebenen Flächenangaben lediglich als Näherungswerte und Größenordnungen zu verstehen.

In Bayern liegen auf Basis der vorliegenden Flächenkulisse 1.162.659 ha Ackerland und 1.082.510 ha Grünland in Benachteiligten Gebieten (Abbildung 48, Tabelle 31). Unter Berücksichtigung des in Bayern geltenden Ausschlusses von Natura 2000-Gebieten und gesetzlich geschützten Biotopen verbleiben rechtmäßig nutzbar 1.124.372 ha Ackerland und 947.268 ha Grünland. Der weitergehende Verzicht auf oben genannte geltende Schutzgebietskategorien sowie des Grünlandes in Berggebieten verringert die potenzielle Fläche in Bayern auf summarisch rund 938.300 ha Flächenpotenzial in Benachteiligten Gebieten (Abbildung 49).



- benachteiligte Gebiete
- davon Ackerland
- davon Grünland

Datenquelle:
 Bundesamt für Kartographie und Geodäsie, ATKIS Basis-DLM
 Landesanstalt für Entwicklung der Landwirtschaft und der ländlichen Räume (LEL)
 Bayerisches Staatsministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Forsten

1:2.000.000

Abbildung 48: Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten von Baden-Württemberg und Bayern (eigene Darstellung)

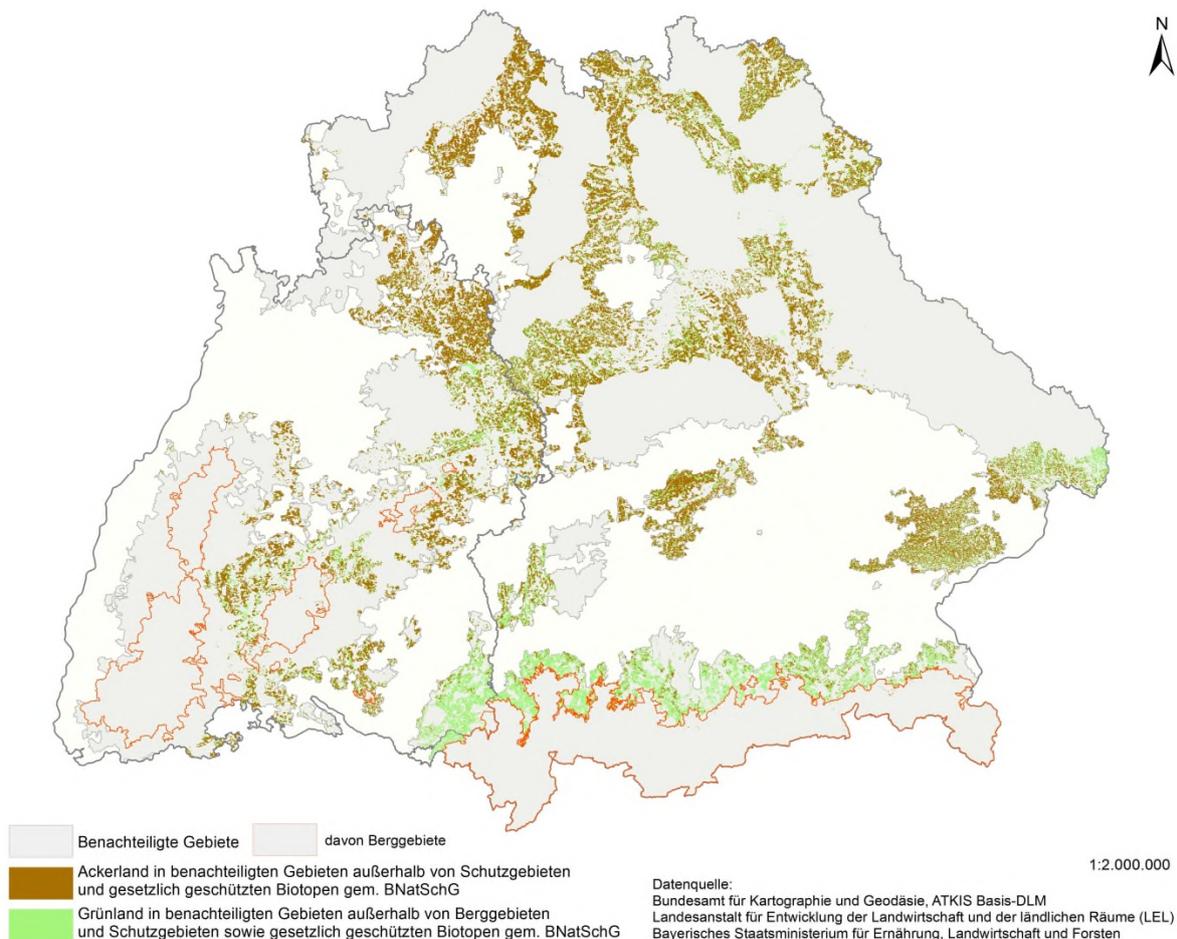


Abbildung 49: Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten von Baden-Württemberg und Bayern nach Abzug von Schutzkategorien und Grünland in Berggebieten (eigene Darstellung)

In Bayern können seit dem EEG 2017 aufgrund der Öffnungsverordnung pro Kalenderjahr höchstens 30 Gebote für Acker- und Grünlandflächen bezuschlagt werden, ausgenommen sind Gebote in Natura 2000-Gebieten oder gesetzlich geschützten Biotopen [131]. Unter der optimistischen Annahme, dass die Größenbeschränkung von 10 MW je Anlage erreicht wird, würden in Bayern theoretisch im Kalenderjahr rd. 300 MW zugebaut werden können, das wären näherungsweise weniger als 500 ha Flächenbedarf pro Jahr.

Zum ersten Mal konnten in der 4. Runde (FFAV, 01.04.16) Gebote auf Ackerflächen in benachteiligten Gebieten abgegeben werden. Nach Angaben der BNetzA gingen 31 Gebote mit einem Gebotsvolumen von 185 MW für Anlagen auf solchen Flächen ein. Zehn Zuschläge mit einer Gebotsmenge von insgesamt etwa 70 MW wurden erteilt, und damit war die Obergrenze der limitierten Zuschlagskapazität für Ackerflächen gemäß FFAV bereits in einer Ausschreibungsrunde erreicht.

Die Zahl von 30 Projekten pro Jahr (bezogen auf die Öffnungsverordnung Bayerns) wurde im Jahr 2017 ausgeschöpft. Insgesamt wurden Gebote im Umfang von knapp 159 MW bezuschlagt, davon 27 Projekte auf Ackerland und 3 auf Grünland.

Das Verhältnis zu deutlichen Gunsten des Ackerlandes lässt sich dahingehend interpretieren, dass hier in nicht unerheblichem Maße mit aus früheren Jahren vorgeplanten Projekten in den Wettbewerb gegangen wurde. In Bayern wurden – im Gegensatz zu Baden-Württemberg – bis 2010 zahlrei-

che Projekte auf damals noch uneingeschränkt förderfähigen Ackerflächen planerisch vorbereitet und aufgrund der damaligen Gesetzesänderung nicht immer realisiert. Von den in dieser Phase erstellten Projektideen und teilweise auch B-Plänen konnte Bayern nun bei den Ausschreibungen im EEG 2017 profitieren.

Flächenkulisse im Saarland

Das Saarland hat seit dem 7. Dezember 2018 eine Verordnung zur Errichtung von Photovoltaik (PV) auf Agrarflächen erlassen ([136]). Demnach dürfen bis zu einer Grenze von insgesamt 100 Megawatt bis 2022 Freiflächenanlagen auf Grünland- und Ackerflächen in benachteiligten Gebieten bezuschlagt werden. Von den im Saarland tatsächlich landwirtschaftlich genutzten Flächen mit einer Größe von 74.000 ha gehören nach Angaben des Landwirtschaftsministeriums rund 93 % zu den aus erheblich naturbedingten Gründen benachteiligten Gebieten. [142] Ausgehend von diesem im bundesweiten Vergleich äußerst hohen Flächenanteil wurde die Flächenkulisse vor dem Hintergrund von Interessen der Landwirtschaft, des Natur- und Landschaftsschutzes, des Denkmalschutzes und des Trinkwasserschutzes von vornherein eingeschränkt. Innerhalb der sich daraus ergebenden flächenscharfen Gebietskulisse von ca. 8.300 ha dürfen PV-Projekte bezuschlagt werden (s. Abbildung 50 und

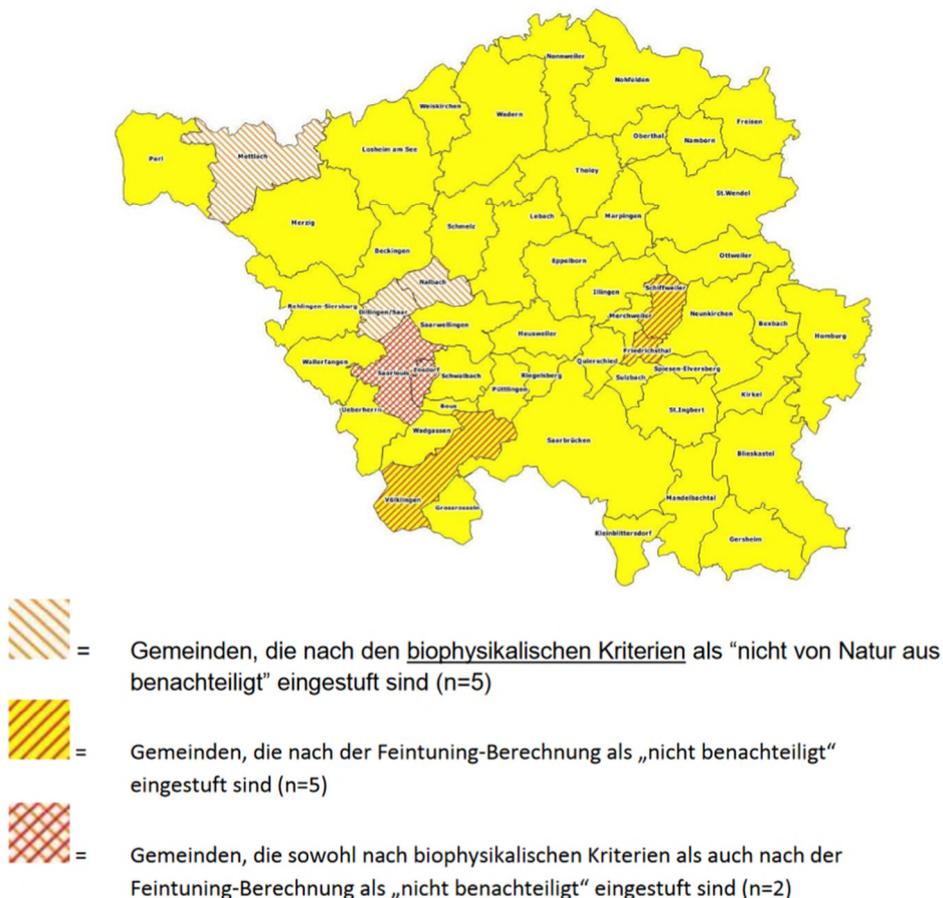


Abbildung 51).

Aus einer Informationsvorlage zum Anhörungsverfahren um die Verordnung zur Errichtung von Photovoltaik auf Agrarflächen (VOEPV) sind die nachstehenden Kriterien entnommen, die bei der

Ermittlung der PV-Freiflächenkulisse auf landwirtschaftlichen Flächen für den Ausschluss angewendet wurden [143]:

- Vorranggebiete für Landwirtschaft aus dem Landesentwicklungsplan
- Flächen < 2 ha (Sollbestimmung)
- Naturschutz-, FFH- und Vogelschutzgebiete
- Kerngebiete des Naturschutzgroßprojektes „LIK Nord“
- Kern- und Pflegezone des Biosphärenreservats Bliesgau
- Flächen mit hoher und sehr hoher Bedeutung für den Naturschutz gemäß Darstellung im Landschaftsprogramm Saarland
- Landschaftsschutzgebiete
- Wald
- Weitere aus Gründen des Arten- und Biotopschutzes schutzwürdige Flächen (geschützte Biotope gem. § 30 BNatSchG sowie Vorkommen seltener, gefährdeter Arten)
- Flächen mit Lebensraumtypen des Anhang I der FFH-Richtlinie
- Bodendenkmale

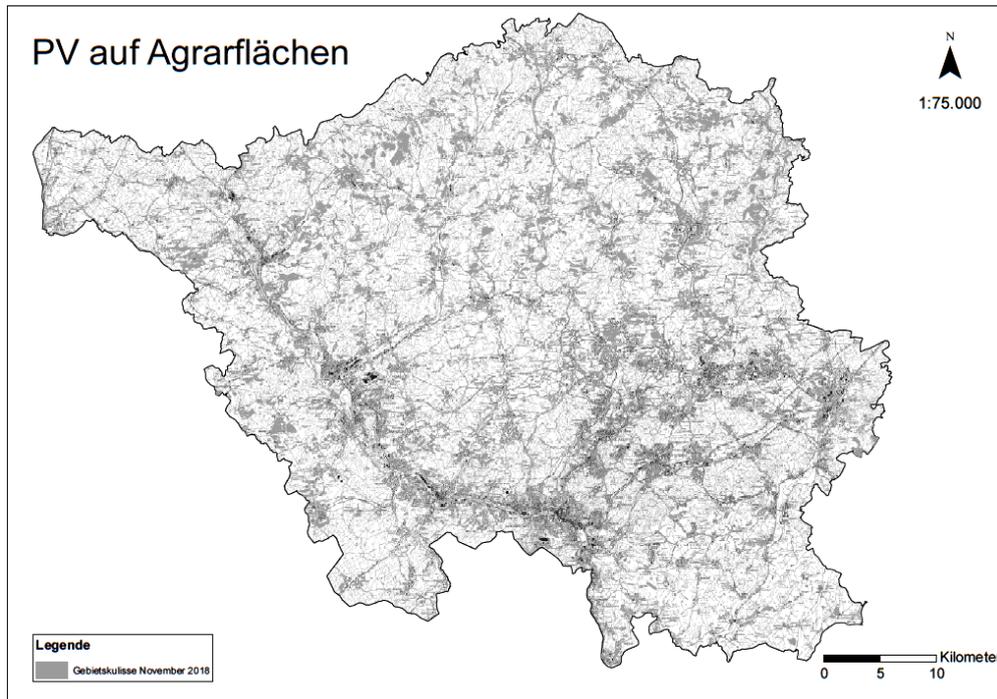


Abbildung 50: Darstellung der Gebietskulisse der Potenzialflächen für Photovoltaikanlagen auf Agrarflächen im Saarland [136]

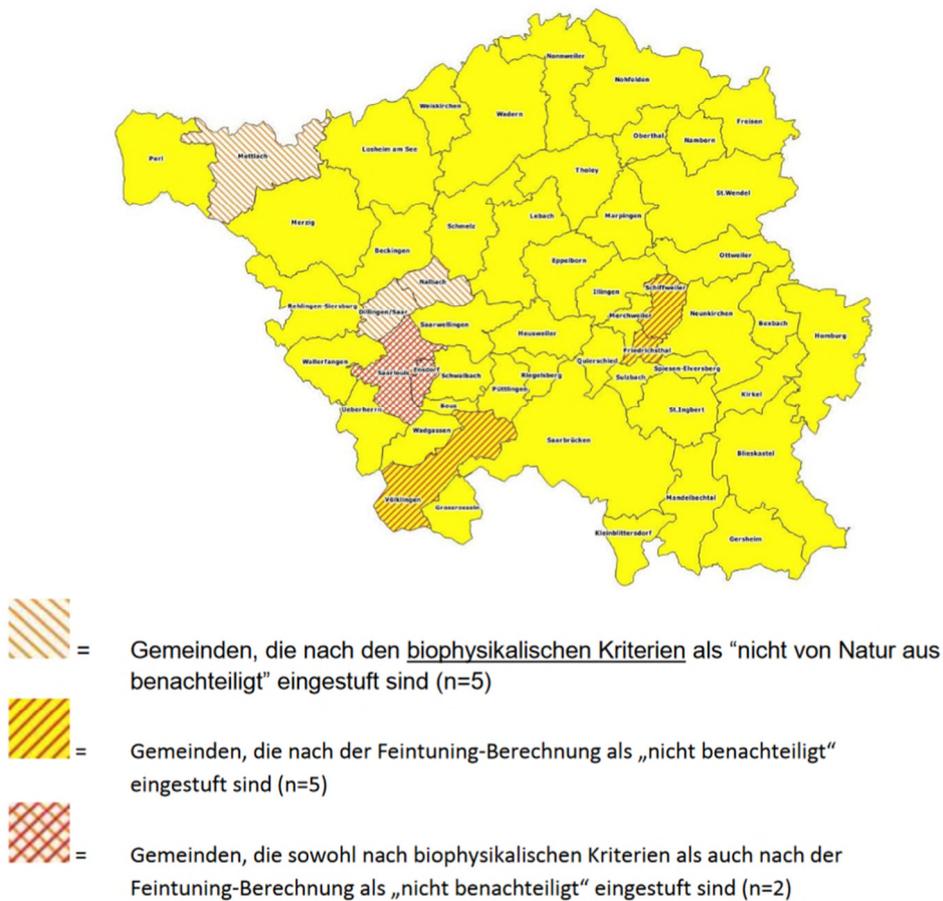


Abbildung 51: Darstellung der Gebietskulisse der benachteiligten Gebiete im Saarland. Die benachteiligten Gebiete sind gelb eingefärbt [144]

Potenziale in Rheinland-Pfalz

In der am 21. November 2018 veröffentlichten Landesverordnung von Rheinland-Pfalz über Gebote für Solaranlagen auf Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten ist vorgesehen, dass PV-Freiflächenanlagen im Rahmen der Ausschreibungen bis zu der Grenze von 50 Megawatt pro Kalenderjahr bis Ende 2021 errichtet werden können. Ackerflächen sind hier nicht einbezogen. [134]

Ergänzend zu der Landesverordnung wurden vom Land Rheinland-Pfalz noch Vollzugshinweise herausgegeben, welche die Errichtung von Photovoltaikanlagen mit den land- und forstwirtschaftlichen Belangen sowie den Belangen des Natur- und Landschaftsschutzes in Einklang bringen soll. Zudem sollen PV-Anlagen nur auf ertragsschwächeren Grünlandstandorten erfolgen, die außerhalb von Vorrangflächen für die Landwirtschaft liegen. Der Bau von PV-Freiflächenanlagen in Biosphärenreservaten, Naturparks, flächenhaften Naturdenkmälern sowie FFH- und Vogelschutzgebieten ist nicht ausgeschlossen, sofern das jeweilige Vorhaben dem Schutzzweck nicht entgegensteht. In geschützten Biotopen, geschützten Landschaftsbestandteilen sowie auf nicht artenarmen Grünlandflächen ist die Errichtung einer PV-Freiflächenanlage hingegen nicht zulässig. [135]

Ergebnis auf Gemarkungsebene

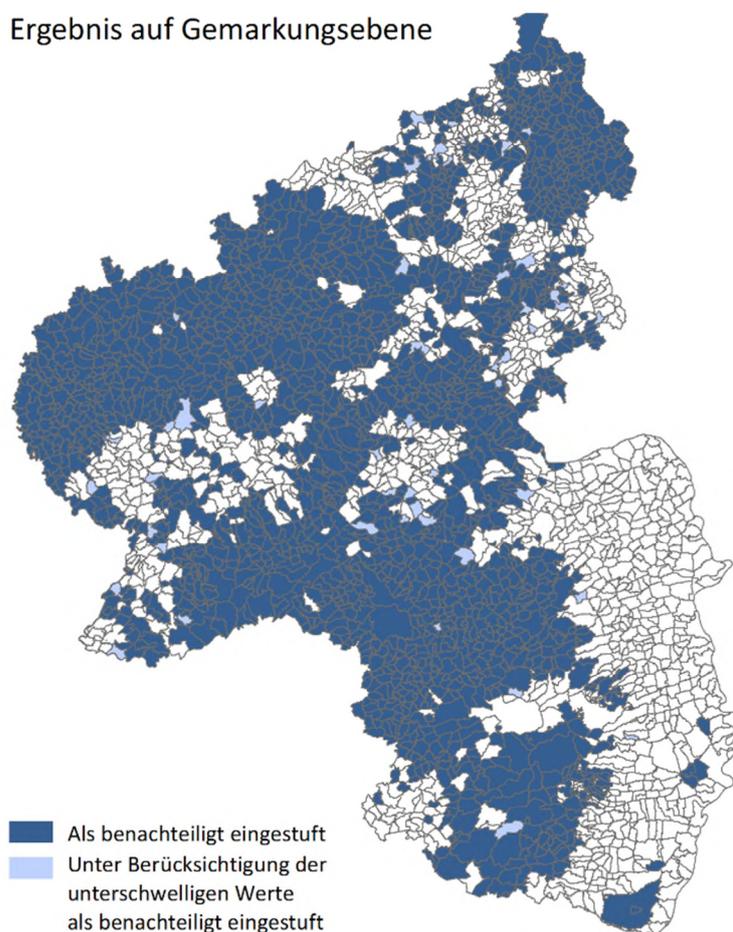


Abbildung 52: Darstellung der Gebietskulisse der benachteiligten Gebiete in Rheinland-Pfalz [145]

Potenziale in Hessen

Das Land Hessen lässt PV-Freiflächenanlagen im Sinne des EEG und außerhalb von Natura-2000-Gebieten bis zu einer Grenze von 35 Megawatt pro Jahr zu. Die Verordnung ist befristet bis zum Ende des Jahres 2025. [133] In Hessen werden im Rahmen der Ausgleichszulage landesweit rund 200.000 bis 220.000 Hektar Grünland und rund 100.000 bis 110.000 Hektar Ackerland gefördert. [146] Weitere Restriktionen oder kartografische Abgrenzungen werden von Seite der hessischen Landesregierung nicht vorgenommen.

Fazit für die Bundesländer mit Rechtsverordnung im Sinne von § 37c Abs. 1 EEG 2017 (Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland)

Zusammenfassend ergibt die Analyse des Gesamtpotenzials landwirtschaftlicher Flächen in den betreffenden Ländern unter Berücksichtigung der seitens der Gutachter gesetzten Beschränkungskriterien eine immer noch sehr umfangreiche Flächendimension, die weit über den aktuell in den Ländern zur Verfügung gestellten Freigaben im Rahmen der Länderverordnungen liegt. Das theoretische Flächenpotenzial in den Bundesländern Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland beträgt nach eigenen Ermittlungen auf Grünland rd. 637.350 ha und auf Ackerland rd. 1.039.325 ha (vgl. Abbildung 53 und Tabelle 27). Mit einem konservativ angenommenen spezifischen Flächenbedarf von 1,5 ha/MW ergibt sich daraus ein theoretisches Potenzial zur Realisierung von PV-Freiflächenanlagen mit mehr als 1.100 GW.

Tabelle 31: Theoretisches Flächenpotenzial auf Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten in Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland (eigene Berechnung)

Flächenpotenziale [ha]	Gesamtfläche benachteiligte Gebiete (≥ 1 ha)	Abzüglich Natura 2000-Gebiete/geschützte Biotope verbleiben	Abzüglich Schutzgebiete, verbleiben	Abzüglich Grünland in Berggebieten, verbleiben	Sich daraus ergebende Energiepotenziale [GW]
Baden-Württemberg	866.231	866.231	392.477	388.443	259
Grünland	421.498	421.498	134.357	130.323	87
Ackerland	444.733	444.733	258.120	258.120	172
Bayern	2.245.169	2.071.640	1.095.069	938.301	626
Grünland	1.082.510	947.268	517.411	360.643	240
Ackerland	1.162.659	1.124.372	577.658	577.658	385
Hessen	343.630	343.630	114.536	114.536	76
Grünland	172.138	172.138	41.280	41.280	28
Ackerland	171.492	171.492	73.256	73.256	49
Rheinland-Pfalz	468.075	468.075	218.664	218.664	146
Grünland	256.452	256.452	96.678	96.678	64
Ackerland	211.623	211.623	121.986	121.986	81
Saarland	78.504	78.504	16.735	16.735	11
Grünland	42.752	42.752	8.429	8.429	6
Ackerland	35.752	35.752	8.305	8.305	6
Summe	4.001.609	3.828.080	1.837.480	1.676.678	1.118
Grünland	1.975.350	1.840.108	798.155	637.353	425
Ackerland	2.026.259	1.987.972	1.039.325	1.039.325	693

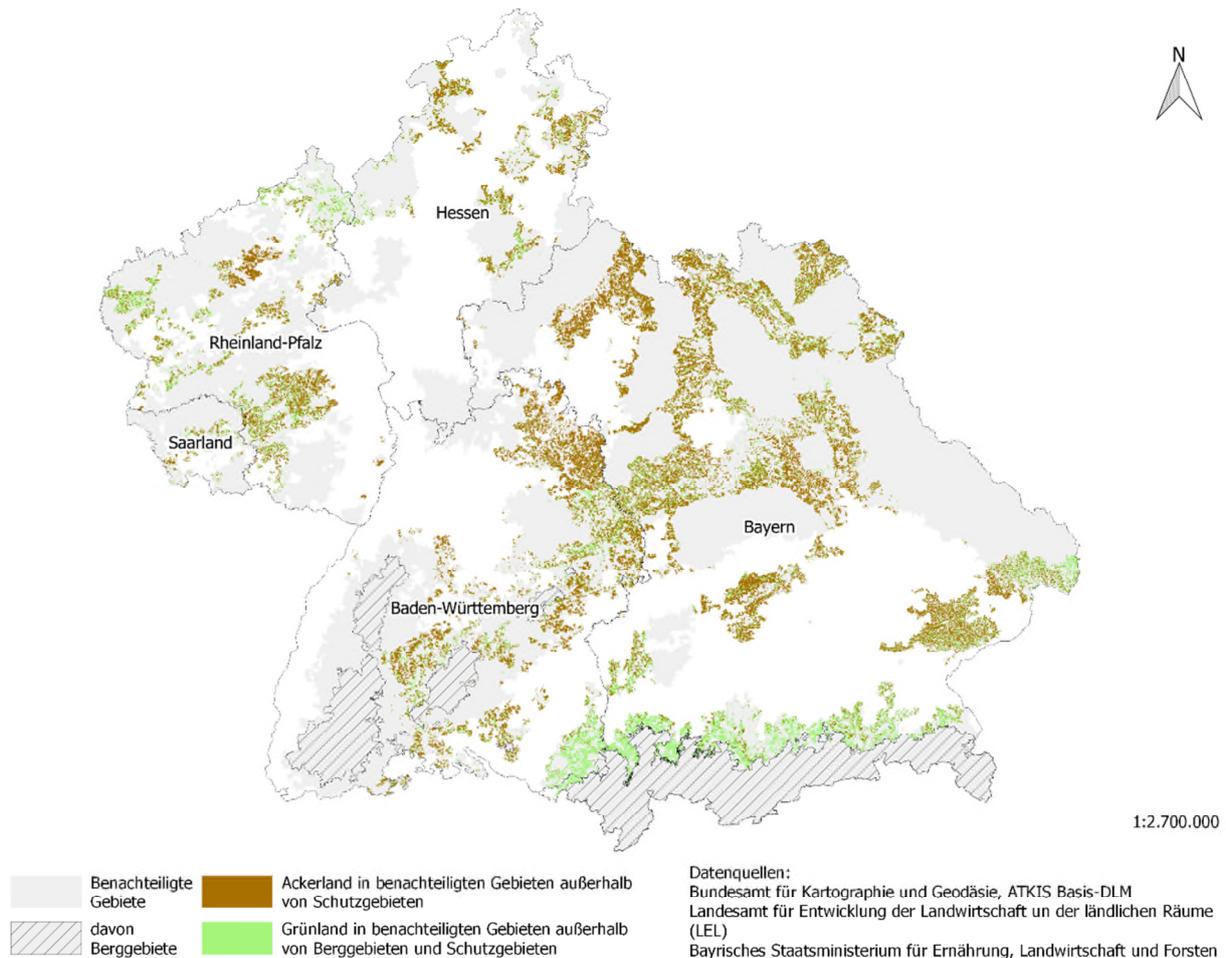


Abbildung 53: Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten von Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Rheinland-Pfalz und dem Saarland nach Abzug von Schutzkategorien und Grünland in Berggebieten (eigene Darstellung)

5.2.6. Sonstige bauliche Anlagen

Die besondere Problematik der Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen ist bereits im Kap. 5.2.2 angesprochen worden. Die hinreichend sichere Abgrenzung von bestimmten Standorteigenschaften, die eine versiegelte Fläche oder auch eine Konversionsfläche ausmachen können, von denen einer sonstigen baulichen Anlage ist aufgrund der bestehenden inhaltlichen Überlagerung nicht zufriedenstellend machbar. Der Versuch, z.B. Deponieflächen mit Hilfe bestehender Informationssysteme in ihrem Umfang zu ermitteln, ist im o.g. Kapitel ebenfalls dargestellt worden.

Das Potenzial für derartige Standorte ist allerdings umfangreich, wie die Hinweise aus den Hintergrundpapieren der BNetzA zu 2017 zeigen, aber insbesondere auch die Auswertung des PV-Meldeportals 2016 erkennen lässt (s. Kap. 5.1.2). Das Jahr 2016 zeigte insbesondere im letzten Quartal eine vergleichsweise hohe Anzahl von Anlageninbetriebnahmen > 1 MW, was darauf schließen lässt, dass noch versucht wurde, Anlagen dieser Größe aus den Ausschreibungen des Folgejahres herauszuhalten. Von insgesamt 168 Anlagenmeldungen konnte ca. die Hälfte aufgrund intensiver Internetrecherche einem Anlagentypus zugeordnet werden. 71 mit ca. 210 MW waren dem Bereich der Solarparks zuzuordnen, 16 mit ca. 50 MW den Dach- und Gebäudeanlagen, und 69 konnten

nicht zugeordnet werden. Die größte Standort-Gruppe bei den Solarparks waren die Deponien: 32 Anlagen mit rd. 85 MW können zugeordnet werden. Eine weitere große Gruppe mit 13 Anlagen und ca. 44 MW sind Anlagen im Bereich Bergbau; sowohl Restflächen von Abbauflächen als auch Kippen und Halden sind genutzt worden. Gewerbliche Vornutzungen konnten 8 Anlagen mit 25 MW, Flugplätze 7 Anlagen mit 20 MW, sonstige Konversionskategorien 9 Anlagen mit 30 MW vorweisen.

Die Angaben im PV-Meldeportal zu den Inbetriebnahmen 2017 sind diesbezüglich weniger aufschlussreich. Es wurden nur 5 Anlagen in Betrieb genommen, die eine Leistungsdimension von 750 kW überschreiten, davon eine einzige mit 1,3 MW im MW-Bereich. Informationen zum Flächentyp ließen sich allerdings nicht eindeutig ermitteln. Auffällig ist für diesen Zeitrahmen allerdings eine Häufung von Anlagen knapp unter der Schwelle von 750 kW. 150 Anlagen zwischen 744,6 und 749,9 kW mit insgesamt rd. 110 MW lassen darauf schließen, dass sowohl im dominierenden Segment der Dachanlagen als auch der schätzungsweise ca. zu einem guten Viertel vorkommenden Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen (ca. 30 MW) eine Motivation besteht, die Ausschreibungen zu meiden.

5.2.7. Ermittlung eines raumverträglichen Potenzials für PV-Freiflächenanlagen

Wie in Abschnitt 4.6.5 erläutert, ist es angesichts des Ziels, bis zum Jahr 2030 65 % des Bruttostromverbrauchs aus erneuerbaren Energien zu decken, erforderlich, dass der Zubau von PV-Anlagen auf ein jährliches Niveau von mindestens 4 GW gesteigert wird. Einen kosteneffizienten Beitrag zu erhöhten Ausbauzielen können Freiflächenanlagen leisten, wie die Ausschreibungsergebnisse und das resultierende Preisniveau gezeigt haben. Um einen erhöhten Ausbau von PV auf Freiflächenanlagen kosteneffizient zu realisieren und eine etwaige Unterzeichnung bei höheren Ausschreibungsvolumina zu verhindern, sollten Flächenrestriktionen innerhalb des EEG abgebaut werden.

Vor diesem Hintergrund hat der Energieversorger Innogy eine Studie [105] veröffentlicht, die von den Autoren des vorliegenden Berichts erstellt wurde. Dort ist wurden auf der Grundlage verfügbarer statistischer Flächendaten verschiedene Szenarien zum weiteren Ausbau der PV-Freiflächen in Deutschland analysiert. Dabei wurden auch verschiedene Varianten von Flächenrestriktionen betrachtet, ausgehend von den bestehenden EEG-Bestimmungen (= Basisszenario). Leitlinien der Varianten waren die Erweiterung der Korridore an Verkehrswegen auf 220 m und die Freigabe zusammenhängender Flächen, die in diesen Bereich hineinragen bis 500 m sowie der Wegfall der Größenbegrenzung von 10 MW für Anlagen auf Konversionsflächen (Variante 1), zusätzlich die Freigabe von landwirtschaftlichen Flächen in benachteiligten Gebieten (Variante 2), zusätzlich zu Variante 1 die Nutzungsmöglichkeit von landwirtschaftlichen Flächen, die im jeweiligen Bundesland als unterdurchschnittlich eingestuft werden (Variante 3) und der völlige Verzicht auf die Vorgabe von Flächenkriterien durch das EEG, ersetzt durch eine regional- und kommunalplanerische Steuerung (Variante 4). Variante 4 geht davon aus, dass die vorhandenen Steuerungsinstrumente von räumlicher Planung und Vorhabenzulassung, die für eine geordnete städtebauliche, raumordnerische und auch freiraum- bzw. landschaftsbezogene Entwicklung Sorge tragen, bei Wegfall der „Vorsortierung“ durch das EEG, konsequent für PV-Freiflächenanlagenstandorte angewendet werden und dabei auch quantitative Obergrenzen definieren können.

In der Untersuchung ist zusätzlich zu bisher bekannten Herangehensweisen ein Ansatz gewählt worden, jeweils pro Gebietskategorie begründet einen Anteil von mit hoher Wahrscheinlichkeit raumverträglich umsetzbaren Vorhabenflächen zu bestimmen und in die Szenariorechnungen einzubeziehen (s. Abbildung 54). Die gewählten Ansätze werden abgeleitet aus Erfahrungen im Bereich

der regionalplanerischen Ermittlung von Eignungs- bzw. Vorrangflächen für verschiedenen Vorhabentypen, insbesondere der Windenergienutzung. So reichen die Annahmen für das raumverträgliche Potenzial auf den Seitenrändern von Verkehrsflächen von ca. 2 bis 5 %, bei landwirtschaftlichen Flächen von 0,5 bis 1 %. Aufgrund des hohen Anteils vorbelasteter und geeigneter Flächen wird der raumverträgliche Anteil auf Konversionsflächen und sonstigen baulichen Anlagen mit 15-25 % relativ hoch angesetzt. Im Falle, dass keine EEG-Bestimmungen die Flächenauswahl restriktiv mitbestimmen, wird ein raumverträgliches Potenzial von 0,2 – 0,5 % der Gesamtfläche Deutschlands den Berechnungen zu Grunde gelegt.

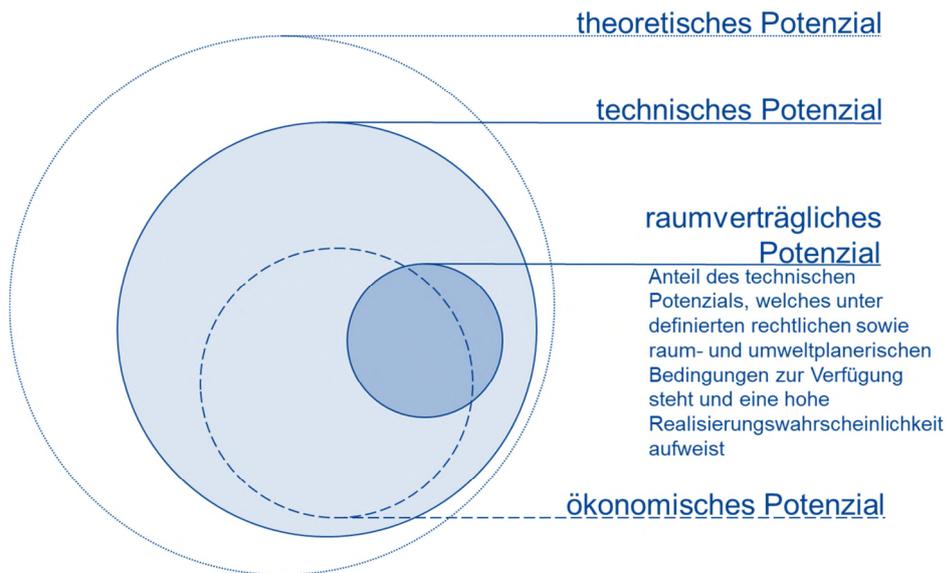


Abbildung 54: Schaubild zur Begrifflichkeit von Potenzialen (eigene Darstellung)

In der genannten Studie [105] wird geschlussfolgert, dass sich das gegenwärtig aufgrund der EEG-Bestimmungen begrenzt verfügbare Flächenpotenzial durch Lockerungen innerhalb des EEG-Rahmens auch raumverträglich erheblich steigern lässt (Tabelle 32). Mit den bestehenden Restriktionen beträgt das raumverträgliche Potenzial für PV-Freiflächenanlagen innerhalb der geltenden Flächenkulisse zwischen 66.000 und 120.000 Hektar. Davon sind heute bereits rund 29.000 Hektar genutzt (vgl. Abschnitt 5.1.2). Im Bereich der Seitenränder von Verkehrswegen sind 2 bis 4-fache Steigerungen möglich, und auch durch Maßnahmen im Bereich der landwirtschaftlichen Flächen ist nahezu eine Verdoppelung erreichbar. Die Steigerungen, die sich erreichen lassen durch Verzicht auf eine EEG-Flächenregelung, liegen unterhalb dessen bei maximal 50 %, weil davon ausgegangen wird, dass sich eine regionale Steuerung ohne eine begünstigende Wirkung durch das EEG stärker restriktiv auswirken wird als bisher. Die Gutachter interpretieren, dass die Förderpolitik durch das EEG derzeit eine legitimierende Wirkung hat und die regionale Steuerung bzw. Planung dadurch beeinflusst wird.

Im Zuge erhöhter Ausschreibungsvolumina sollte deshalb zumindest die in Variante 1 dargestellte Erweiterung der Seitenrandstreifen entlang von Verkehrswegen auf 220 m samt Möglichkeiten zur Arrondierung im Bereich bis 500 m umgesetzt werden. Daneben wird die Streichung der Größendeckelung für Anlagen auf Konversionsflächen und damit die Gleichstellung mit den Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen vorgeschlagen, wenngleich dies keine Ausweitung der Potenziale darstellt,

jedoch eine bessere Ausnutzung vorbelasteter Flächen ermöglicht und damit einen Beitrag zur Kosteneffizienz leistet.

Tabelle 32: Raumverträgliche Flächenpotenziale in Hektar für mehrere Varianten unterschieden nach Flächenkategorien [105]

	Status quo	Variante 1	Variante 2	Variante 3	Variante 4
Korridore an Verkehrswegen	10.650 – 26.600 ^{1a}	38.700 – 58.050 ^{1b}	38.700 – 58.050	38.700 – 58.050	– ^{1c}
Konversionsflächen und sonstige bauliche Anlagen	37.500 – 57.500 ^{2a}	37.500 – 57.500	37.500 – 57.500	37.500 – 57.500	32.500 – 52.000 ^{2b}
Ackerflächen	9.300 – 18.600 ^{3a}	8.800 – 17.600 ^{3b}	25.850 – 51.700 ^{3c}	53.500 – 107.000 ^{3d}	35.000 – 112.000 ^{3e}
Grünlandflächen	5.280 – 10.560 ^{4a}	5.000 – 10.000 ^{4b}	11.100 – 22.200 ^{4b}	– ^{4c}	4.000 – 15.000 ^{4d}
BlmA-Flächen	3.400 – 6.800 ^{5a}	3.400 – 6.800	3.400 – 6.800	3.400 – 6.800	– ^{5b}
Summe	66.130 – 120.060	93.400 – 149.950	116.550 – 196.250	133.100 – 229.350	71.500 – 179.000⁶

- 1 Acker- und Grünlandflächen innerhalb a) 110m Korridoren an Bundesautobahnen und Schienenwegen b) 220m plus Flächenarrondierung bis max. 500m. Das raumverträgliche Flächenpotenzial beträgt jeweils zwischen 2-5 % aller Acker- und Grünlandflächen im Korridor. c) Flächenpotenziale sind unter Acker- und Grünland zusammengefasst.
- 2 Konversionsflächen aus unterschiedlichen Nutzungen (bspw. militärischer, verkehrlicher etc.) und sonstige bauliche Anlagen (bspw. Deponien, Abgrabungsflächen etc.). a) Das raumverträgliche Flächenpotenzial beträgt zwischen 15-25 %. b) Im Vergleich verringert sich das raumverträgliche Flächenpotenzial leicht und beträgt zwischen 13-23 % des technischen Potenzials.
- 3 Ackerflächen a) innerhalb benachteiligter Gebiete der Bundesländer Baden-Württemberg und Bayern. Ackerflächen innerhalb der 110m Korridore an Infrastrukturachsen sind hier nicht enthalten (Überlagerung von rechnerisch etwa 4 %). b) innerhalb benachteiligter Gebiete der Bundesländer Baden-Württemberg und Bayern. Ackerflächen innerhalb der 220m plus Flächenarrondierung bis max. 500m, Korridore an Infrastrukturachsen sind hier nicht enthalten (Überlagerung von rechnerisch etwa 9 %). c) innerhalb benachteiligter Gebiete der 13 Flächen-Bundesländer. Ackerflächen innerhalb der 220m plus Flächenarrondierung bis max. 500m, Korridore an Infrastrukturachsen sind hier nicht enthalten (Überlagerung von rechnerisch etwa 9 %). d) innerhalb aller Flächen-Bundesländer. Ackerflächen innerhalb der 220m plus Flächenarrondierung bis max. 500m, Korridore an Infrastrukturachsen sind hier nicht enthalten (Überlagerung von rechnerisch etwa 9 %). Das raumverträgliche Flächenpotenzial für a) bis d) beträgt zwischen 0,5-1 % aller Ackerflächen. e) Raumverträgliche Vorteile von Ackerflächen ggü. anderen Flächentypen setzen sich stärker durch.
- 4 Grünlandflächen innerhalb a) benachteiligter Gebiete der Bundesländer Baden-Württemberg und Bayern. Grünlandflächen innerhalb der 110m Korridore an Infrastrukturachsen sind nicht enthalten (Überlagerung von rechnerisch etwa 4 %). b) innerhalb benachteiligter Gebiete der 13 Flächen-Bundesländer. Grünlandflächen innerhalb der 110m plus Flächenarrondierung bis max. 500m, Korridore an Infrastrukturachsen sind nicht enthalten (Überlagerung von rechnerisch etwa 9 %). Das raumverträgliche Flächenpotenzial beträgt jeweils zwischen 0,5-1 % aller Grünlandflächen. c) In diesem Szenario werden die Ackerflächen mit unterdurchschnittlichem Ertragspotenzial freigegeben. Bedingung dafür ist, dass Grünlandflächen nicht für PV-FFA in Nutzung genommen werden. d) Vorteile von Ackerflächen ggü. anderen Flächentypen setzen sich stärker durch.
- 5 a) Liegenschaften der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben (BlmA-Flächen). Das raumverträgliche Flächenpotenzial beträgt zwischen 25-50% des Ergebnisses der Potenzialanalyse der BlmA. b) Die Anteile der BlmA-Flächen sind unter Konversionsflächen und sonstigen baulichen Anlagen integriert.

- 6 Unter ausschließlichem Wirken des Planungs- und Genehmigungsrechts betragen die raumverträglichen Flächenpotenzial zwischen 0,2-0,5% der Fläche Deutschlands. Auf der Grundlage von Annahmen zur planerischen Steuerung erfolgt die Aufteilung der Spanne nach Flächenkategorien.

5.3. Auswirkungen auf Ökologie, Natur und Landschaft

5.3.1. Übersicht zu Ergebnissen einschlägiger Forschungsvorhaben

Im Auftrag des Bundesamtes für Naturschutz und des Umweltbundesamtes wurden und werden einige Forschungsvorhaben durchgeführt, die sich mit bestimmten Fragestellungen zur Solarenergienutzung befassen. Nachfolgend eine kurze Zusammenfassung.

Das Forschungsinstitut für Bergbaufolgelandschaften e.V. führte gemeinsam mit der GFN Kiel und der GFN Umweltplanung München in den Jahren 2012 und 2013 das FE-Vorhaben „Langzeitwirkung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen auf Natur und Landschaft“ durch [147]. Die durchgeführten Untersuchungen zielten ab auf Erkenntnisse, inwieweit PV-Freiflächenanlagen eine Funktion haben können als mögliche Rückzugsräume oder Trittsteinbiotope für bestimmte ausgewählte Arten. Insbesondere ging es darum, die Flächenkonkurrenzen auf Konversionsflächen zwischen Naturschutz und Energiewende näher zu analysieren und Entscheidungsgrundlagen zu erarbeiten. Acht Solarparks wurden als Fallbeispiele auf ihre Lebensraumeignung und auf erkennbare Auswirkungen bzw. Lebensraumveränderungen bzgl. der Vegetationsentwicklung respektive Biotoptypen und der Artengruppen Laufkäfer, Spinnen, Heuschrecken, Tagfalter und Reptilien untersucht. Verhaltensuntersuchungen von Libellen und Wasserkäfern wurden im Hinblick auf Irritationen durch die Moduloberflächen betrachtet. Eine Veröffentlichung der Ergebnisse ist noch nicht erfolgt.

Im Auftrag des Bundesamtes für Naturschutz wird am Institut für Umweltplanung der Leibniz Universität Hannover zu PV-Freiflächenanlagen an Verkehrswegen und möglichen Effekten für den Biotopverbund geforscht [119]. Auf Basis von Orthophotos wurden sämtliche Photovoltaik-Freiflächenanlagen entlang von Verkehrswegen in Deutschland ermittelt und bezüglich ihrer Lage in den bundesweiten Lebensraumnetzen für Wald, Großsäuger sowie trockene und feuchte Offenlandlebensräume bewertet. Im Unterschied zur EEG-Flächenkategorie wurde ein Abstand von 500 m beidseitig der Schienenwege und Autobahnen als Suchraum definiert; es fanden sich dort 455 Freiflächenanlagen mit einem Ausbauschwerpunkt in Bayern, die hinsichtlich der räumlichen Verteilung, ihrer Strukturmaße und des landschaftlichen und schutzgebietsbezogenen Kontextes analysiert werden sollen. Bisher veröffentlicht wurde u.a., dass sich mehr als die Hälfte der Anlagen mindestens 50 m vom jeweiligen Trassenverlauf entfernt befindet und die durchschnittliche Flächengröße 6,85 ha beträgt, das entspricht etwa < 3 bis 4 MW Leistung. Ob tatsächlich Konflikte durch Barriereeffekte (Zäune) oder Flächenkonkurrenzen entstehen oder Störung von Vernetzungsbeziehungen auftreten können, soll im weiteren Forschungsverlauf bewertet werden. Es soll auch untersucht werden, im welchen Umfang die extensive Flächennutzung der Freiflächenanlagen positive Auswirkungen für die Verbundbeziehungen von Biotopen und Artengruppen besitzen können.

Ein Verbändevorhaben der Naturstiftung David, auf deren Datenbank zum Naturschutz auf Militärf lächen bereits im Kontext früherer Erfahrungsberichtgutachten zurückgegriffen werden konnte, befasste sich zwischen 2013 und 2015 mit Mitteln des BfN intensiv mit der Verbesserung der flächenbezogenen Datenlage auf naturschutzrelevanten Militärf lächen [148]. U.a. sollen mögliche Konflikte und Lösungsansätze für die EE-Nutzung aufgearbeitet werden, aber auch bestehende

Monitorings der EE-Nutzung von militärischen Konversionsflächen ausgewertet werden. Ein Web-Gis „Naturschutz und Militär“ mit 633 einzeln anzusteuernenden Militärflächen ist auf der Webseite der Stiftung zugänglich [149].

Im Auftrag des Umweltbundesamtes läuft seit 2015 bis Ende 2017 das Vorhaben "Ausgestaltung der Förderung von Photovoltaik-Freiflächenanlagen (PV-FFA) unter der Berücksichtigung von Flächenpotenzialen und -nutzungskonkurrenzen" (FKZ: 3714 83 1020). Das Projektkonsortium setzt sich aus dem Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme, dem Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Agri-Herp Consult sowie TU Dortmund, vertreten durch das Fachgebiet Raumbezogene Informationsverarbeitung und Modellbildung RIM, zusammen. Unter Einbeziehung von weiteren externen Experten werden ökologische und naturschutzrechtliche Bewertungen von möglichen PV-FFA-Flächen vorgenommen sowie deren geographische Verteilung untersucht. Die derzeit geltenden EEG-Kriterien sind dort nicht Gegenstand der Betrachtungen. In Mai und Juni 2017 fanden zwei Experten-Workshops unter Beteiligung von Bosch & Partner statt. Auf der Grundlage bundesweit verfügbarer Flächendaten, insbesondere des Landbedeckungsmodells LBM (Flächenraster in der Auflösung 100 x 100 m), aber auch Schutzgebietsdaten, Daten zum Biotopverbund etc. findet eine Ermittlung und Bewertung aller theoretisch geeigneten Flächen für PV-Freiflächenanlagen statt. Die Bewertungen beziehen sich auf die ökologische bzw. naturschutzfachliche Nutzungseignung, auf energetische, landwirtschaftliche, städtische und infrastrukturelle Nutzungskonkurrenzen sowie Synergieeffekte und mögliche Flächenaufwertungen durch PV-FFA. Die bisher diskutierten Aussagen zum Flächenpotenzial geben aufgrund der Herangehensweise nur marginale Antworten auf die EEG-spezifischen Flächenkategorien; zumindest ist der derzeitige Eindruck entsprechend. Ergebnisse liegen noch nicht vor.

Das Fraunhofer ISE führt unter Nutzung von Forschungsgeldern des Bundesforschungsministerium zusammen mit dem Karlsruher Institut für Technologie (KIT) und der Universität Hohenheim und weiteren Partnern Forschungen unter dem Titel „Agrophotovoltaik“ durch [150]. Das inzwischen auf 2,6 ha Ackerfläche eines Demeter-Hofes in Herdwangen-Schönach am Bodensee als Sonderbaufläche „Forschungsanlage Agrophotovoltaik“ ausgewiesene, in 2016 gebaute und damit in der praktischen Testphase befindliche Konzept zielt auf „ein Anbausystem zur Produktion von landwirtschaftlichen Gütern unterhalb von PV-Freiflächenanlagen, das die Erträge aus Photovoltaik und Photosynthese, also die gleichzeitige Ernte von Solarstrom und Lebensmitteln, optimiert.“ [151, 152] Als Standort für das Anlagenkonzept kommen vor allem landwirtschaftlich gut geeignete Standorte in Frage. Die Anlage ist derart konstruiert, dass auch große landwirtschaftliche Geräte unterhalb der Unterkonstruktion eingesetzt werden können. Unter den gegenwärtigen Marktbedingungen steht aufgrund der höheren Kosten dieses Anlagentyps allerdings die Marktfähigkeit in Frage. Daneben bleibt abzuwarten, ob ein Einsatz in größerem Maßstab mit der landwirtschaftlichen Bewirtschaftung der Flächen kompatibel ist.

5.3.2. Potenzielle Konflikte von Solarparks auf landwirtschaftlichen Flächen in benachteiligten Gebieten

Mit der EEG-Novellierung 2010 waren generell Anlagen auf vormaligen Ackerflächen aus der Förderung gefallen, um zu verhindern, dass Ackerböden zunehmend der landwirtschaftlichen Nutzung entzogen werden. Im Wettbewerb der Nutzungen von Ackerflächen wurde hiermit zu Gunsten der Nahrungs- und Futtermittelproduktion entschieden. Auch sollte den Anforderungen des Natur- und Landschaftsschutzes Rechnung getragen und im Einklang mit der Nachhaltigkeitsstrategie der Bun-

desregierung dem zusätzlichen Flächenverbrauch entgegengewirkt werden (s. Gesetzesbegründung EEG 2010).

In der Folgezeit erfolgten regelmäßig und weitgehend ausschließlich Inanspruchnahmen von Ackerflächen im Rahmen der EEG-Kategorie der Seitenrandflächen von Autobahnen und Schienenwegen, was auch die BNetzA bzw. das Thünen-Institut in den Berichten zur Flächeninanspruchnahme (2016, 2018) bestätigt [153]. Dieser Flächentyp wurde insbesondere in Bayern als Kompensation für den Verlust der Anlagenstandorte auf Ackerland vergleichsweise intensiv genutzt.

Mit der FFAV erfolgte erstmals die Definition der agrarpolitischen Förderkulisse der benachteiligten Gebiete als Ansatzpunkt für die Förderung von PV-Freiflächenanlagen auf landwirtschaftlichen Flächen. Der Umfang der potenziell in den Ausschreibungen zuschlagsfähigen Anlagen war gesetzlich begrenzt auf 10 Anlagen und 100 MW Leistung. Diese Marge wurde innerhalb einer einzigen Ausschreibungsrunde, nämlich der 4. Runde, erreicht.

Seit 2017 gilt eine erweiterte Flächentypdefinition: in den benachteiligten Gebieten wird sowohl Ackerland als auch Grünland als Standort für PV-Freiflächenanlagen akzeptiert. Auch verzichtet das EEG 2017 – abgesehen vom jährlichen Ausschreibungsvolumen – bzgl. dieser Flächenkategorie auf eine mengenmäßige Begrenzung, sondern gestattet mit der vom Land Bayern initiierten Länderöffnungsklausel des § 37c EEG 2017 den Bundesländern, das Maß der Nutzung dieser Kategorie selbst in einer eigenen Verordnung zu bestimmen.

Systematisch andere oder weniger relevante Konflikte bei der Nutzung von Ackerland in den benachteiligten Gebieten gegenüber denen in nicht-benachteiligten Gebieten sind nicht zu begründen. Es ist davon auszugehen, dass die Boden- und Standorteigenschaften im Durchschnitt ungünstiger sind für die Landwirtschaft, allerdings gibt es sowohl in Bayern als auch in Baden-Württemberg in rd. 25 % der benachteiligten Gebiete auch mindestens gute Bonitäten, die für die örtliche Landwirtschaft hinsichtlich Wirtschaftlichkeit und Nutzungsbedingungen durchaus relevant sein können. Dies ergab eine GIS-Analyse der als benachteiligtes Gebiet klassifizierten Ackerflächen beider Länder mit Hilfe räumlicher Daten des ackerbaulichen Ertragspotenzials (EP) des Bundesamtes für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), bewertet gemäß des Müncheberg Soil Quality Rating (SQR [154]; s. Tab.1). Zu über 30 % der Flächen in Bayern und über 40 % in Baden-Württemberg weisen die benachteiligten Gebiete aber auch ein geringes bis extrem geringes Ertragspotenzial auf. Diese Flächen sind für die Realisierung von PV-Freiflächenanlagen zumindest aus diesem Betrachtungswinkel vorzuziehen. Daten für die Bundesländer Hessen, Rheinland-Pfalz und Saarland, die in geringerem jährlichem Umfang eine Nutzung der benachteiligten Gebiete für PV-Freiflächenanlagen vorsehen, liegen derzeit nicht vor.

Tabelle 33: Ackerbauliches Ertragspotenzial der benachteiligten Gebiete in Bayern und Baden-Württemberg (eigene Berechnungen)

Kategorie	Bayern		Baden-Württemberg	
	ha	%	ha	%
Kein EP erhoben	233.797	40,6	79.362	30,8
Extrem geringes EP (≤ 20)	4,2	0,0	0,0	0,0
Sehr gering (>20 bis ≤ 40)	89.066	15,5	21.743	8,4
Gering (>40 bis ≤ 60)	107.001	18,6	85.678	33,2
Gut (>60 bis ≤ 80)	145.908	25,3	70.485	27,3
Sehr gut (> 80)	688	0,12	583	0,23
Summe	576.464	100	257.851	100

Für die Landwirtschaft in den benachteiligten Gebieten ist ebenfalls anzunehmen, dass die Bewirtschaftungsintensität geringer ist und damit denkbare agrarinterne Konflikte aufgrund von Nutzungskonflikten graduell geringer ausfallen können. Auch ist zu berücksichtigen, dass in allen Gebieten ein gewisser Rückgang der landwirtschaftlichen Nutzflächen konstatiert wird, der aber bei insgesamt regional sehr unterschiedlichen Verhältnissen in den benachteiligten Gebieten z.T. stärker ausgeprägt ist. Ähnlich divers, aber tendenziell häufiger vorkommend sind auch Betriebsaufgaben in benachteiligten Gebieten.

Naturschutzfachlich problematisch erscheint die Öffnung der landwirtschaftlichen Flächen infolge der Einbeziehung von Grünland ohne weitere qualitative Differenzierungen als Anlagenstandort in die Förderung. Zwar ist die Teilnahme von Anlagen auf Grünland in den Ausschreibungen noch gering, allerdings dürfte das auch darin begründet sein, dass insbesondere in Bayern viele Gebote für Anlagen auf Ackerland bereits aus der Zeit von 2010 fortgeschritten oder abgeschlossen vorgeplant waren. Das Grünland mit Mäh- und Streuwiesen sowie Weiden in intensiven artenärmeren und extensiven artenreichen Nutzungsformen hat insgesamt eine hohe Bedeutung für die Biodiversität, ebenso für den Boden- und Klimaschutz. Entsprechend ist ein wirksamer Schutz des Grünlandes wichtiger Bestandteil des Naturschutzes. Zwar steigt seit 2013 aufgrund von „Greening“-Auflagen der Dauergrünlandanteil an der landwirtschaftlichen Nutzungsfläche wieder, allerdings war seit Ende der 90er Jahre aufgrund von zunehmendem Nutzungswettbewerb innerhalb der Landwirtschaft, an dem auch der Energiepflanzenanbau beteiligt ist, der Grünlandverlust infolge Umbruch erheblich [155]. Aktuelle Untersuchungen weisen darauf hin, dass der langfristige Grünlandverlust regional mit teilweise erheblich über 20 % „besorgniserregend“ ist und dass die Ausgleichszulagen für die Grünlandbewirtschaftung in benachteiligten Gebieten diesen Rückgang nachweislich nicht zwingend verringern konnten [156]. Es ist davon auszugehen, dass die Errichtung einer PV-Freiflächenanlage faktisch nicht zum Grünlandverlust beitragen wird, allerdings sollten die in benachteiligten Gebieten, insbesondere den Berggebieten häufiger vorkommenden artenreiche extensiv genutzten Wiesen und Weiden von der Nutzung ausgenommen werden. Die Bauaktivitäten sowie die Teilverschattung verändern die ökologisch hochwertigen Ausgangs-Grünlandgesellschaften hin zu für die Biodiversität weniger bedeutenden Beständen, die zudem aufgrund der Einzäunung dem Lebensraum wild lebender Großsäuger entzogen werden.

5.3.3. Stofflich belastete Ackerflächen als Konversionsfläche

Seit Beginn der 2000er Jahre waren in Teilen von Baden-Württemberg mit per- und polyfluorierten Kohlenstoffverbindungen (PFC) versetzte Papierschlämme entweder direkt oder nach Untermi-

sung in Bioabfallkomposte auf mehrere 100 ha landwirtschaftliche Flächen ausgebracht worden. Mit dem zeitweilig in der Düngemittelverordnung rechtlich nicht eindeutig sanktionierbaren Auftrag des kontaminierten Materials sind diese Ackerflächen in unterschiedlichem Maße mit PFC belastet. Bei den besonders schwer mit PFC-belasteten Flächen wird davon ausgegangen, dass diese auf nicht absehbare Zeit nur noch sehr eingeschränkt landwirtschaftlich nutzbar sind. PFC kann über das Grundwasser in Lebens- und Futtermittel gelangen.

Der daraus resultierende Umweltskandal ist für die EEG-Politik deshalb von Relevanz, weil aus Baden-Württemberg vor der EEG-Clearingstelle ein öffentliches Hinweisverfahren angestrengt wurde zur Klärung der vergütungsrechtlichen Frage, ob und wenn ja unter welchen Voraussetzungen schwerwiegend mit PFC-belastete Ackerflächen als Konversionsflächen i. S. d. EEG in Frage kommen und damit (auch außerhalb der benachteiligten Gebiete) an den Ausschreibungen teilnehmen können [157]. Die Clearingstelle kommt in diesem Verfahren zu dem Ergebnis, dass das Zutreffen einer Konversionsfläche nicht generell auszuschließen ist. In diesen Fällen ist aber entsprechend der Empfehlungen 2010/2 [109] ein Konversionsgutachten vorzulegen. In diesem Gutachten ist die schwerwiegende Beeinträchtigung der betreffenden Fläche in Folge der wirtschaftlichen Vornutzung einer zeitlich begrenzten Untermischung von PFC-belasteten Abfällen aus der Papierproduktion (Papierschlämme) in Kompost und nachfolgende Ausbringung bzw. direkte Ausbringung von Papierschlämmen auf den Flächen nachzuweisen und auch darzustellen, dass die bisherige landwirtschaftliche Nutzung nicht mehr oder nur noch stark eingeschränkt möglich ist. Der Antragsteller hat mit den Unterlagen zur Ausschreibung das Zutreffen der wirtschaftlichen Vornutzung und auch deren Beendigung, die räumliche Ausdehnung der Konversionsfläche, die ökologische Beeinträchtigung, den ursächlichen Zusammenhang zwischen Vornutzung und Beeinträchtigung sowie die Aufgabe der landwirtschaftlichen Nutzung nachzuweisen.

In dem Verfahren setzt sich die Clearingstelle u.a. auch mit der interessanten Frage auseinander, ob es vergütungsrechtlich relevant sein kann, dass die wirtschaftliche Vornutzung möglicherweise nicht rechtmäßig zustande gekommen ist (ist es nicht!). Ob es in diesem Zusammenhang zu Beteiligungen am Ausschreibungsverfahren gekommen ist, ist nicht bekannt.

5.3.4. Zusammenfassung relevanter Umweltauswirkungen

In den bisherigen EEG-Erfahrungsberichtsgutachten seit 2007 wurden zahlreiche Aspekte zum Thema „PV-Freiflächenanlagen und Auswirkungen auf Ökologie, Natur und Landschaft“ vertiefend bearbeitet. Soweit darüber hinausgehend neue oder sich wesentlich verändernde Sachverhalte hinzutreten, werden diese nachfolgend dargestellt.

Potenziell störende Blendwirkungen von Solaranlagen infolge Spiegelung des Sonnenlichts sind inzwischen ein Sachverhalt, der regelmäßig insbesondere dann gutachterlich begleitet wird, wenn Verkehrswege oder bebaute Grundstücke beeinträchtigt werden können. Solaranlagen sind zwar immissionschutzrechtlich genehmigungsfrei, allerdings ist sicherzustellen, dass sie im Sinn der Vorsorge keine schädlichen Immissionswirkungen verursachen. Die Anlagenplanung ist grundsätzlich so zu optimieren, dass Blendeinwirkungen soweit minimiert werden, dass keine erheblichen Belästigungen im immissionsschutzrechtlichen Sinn verursacht werden. In technischer Hinsicht sind dabei Ausrichtung und Anstellwinkel zu optimieren sowie reflexionsarme und entblendete Oberflächen zu nutzen. In Blendgutachten, die situativ erstellt werden, wird der über das Jahr sich verändernde Tagesverlauf des Sonnenstandes für relevante Zeiteinheiten und Richtungen berechnet, auch unter

Berücksichtigung der örtlichen Strukturen, die als Blendschutz Wirkung zeigen können. Ggf. können auch Vorkehrungen zum Blendschutz bei der Anlagenplanung eigens eingeplant werden. Eine heute noch hilfreiche eingehende Übersicht zur Thematik einschließlich der geltenden Rechtsprechung wird von Bohren (2015) gegeben. [158]

Eine sehr wesentliche Gesetzesänderung in der Freiflächenanlagenförderung mit insgesamt positiven räumlichen und umweltfachlichen Auswirkungen war die Beschränkung des Leistungsumfangs einer PV-Freiflächenanlagen ebenso wie einer Solaranlage auf sonstigen baulichen Anlagen auf maximal 10 MW mit Flächengrößen zwischen 15 und 20 ha. Damit war der Wettbewerb um den Titel der „größten bisherigen“ Anlage zumindest in Deutschland beendet worden, und mögliche und tatsächliche größenbedingte negative Folgen für die betroffene Raumstruktur, die technische Überprägung großer Landschaftsteile, die Barrierewirkung vor allem durch die umgebenden Zaunanlagen, die großflächig möglichen Standortveränderungen aufgrund von Beschattung und erhöhten Temperaturen, aber auch durch umfangreiche Bautätigkeiten und Zuliefererverkehre sind damit deutlich weniger relevant geworden. Diese Konflikte dürften bei Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen, deren Maximalgröße EEG-seitig nicht begrenzt ist, weniger relevant sein, da die relevanten Strukturen bereits mehr oder weniger stark anthropogen geprägt bzw. vorbelastet sind. Zwischenzeitliche Vorschläge, die Größenbeschränkung maßvoll anzuheben, lassen sich aufgrund der in den letzten Jahren gesunkenen spezifischen Flächeninanspruchnahme dennoch auch aus umweltfachlicher Sicht rechtfertigen. So wäre eine 20 MW-Anlage unter aktuellen Effizienzbedingungen auf rd. 30 ha Fläche realisierbar.

Im Hinblick auf die Überlegungen des möglichen Weiterbetriebs von Anlagen über den 20-jährigen Förderzeitraum hinaus (vgl. Kapitel 5) wird an dieser Stelle der Stand der Rücknahme und Weiterverwendung von Modulen und ggf. auch von Energiespeichern erörtert.

2012 hat die EU die WEEE-Richtlinie 2012/19/EU über Elektro- und Elektronik-Altgeräte verabschiedet. Die nationale Umsetzung erfolgte im Oktober 2015 nach Veröffentlichung des Elektrogengesetzes (ElektroG [159]). Diese Regelungen schließen nach anfänglicher Diskussion nun auch Solarmodule ein. § 22 Elektrogengesetz schreibt für die Verwertung von Altgeräten der Elektro- und Elektronikgerätekategorie 4 – hierzu gehören die Photovoltaikmodule (vgl. § 2 Abs.1 ElektroG) – eine Verwertungsquote von mindestens 80 Gewichtsprozent und eine Recyclingquote von mindestens 70 Gewichtsprozent vor. Die vorgeschriebenen Recyclingquoten dürften bei PV-Modulen allein schon durch den hohen Glasanteil am Gesamtgewicht erfüllbar sein, allerdings sollten für die Wiederverwertung und geordnete Entsorgung vor allem die verarbeiteten Leitermaterialien und vor allem die in Dünnschichtmodulen verarbeiteten Schwermetalle relevant sein. Das Elektrogengesetz unterscheidet zwischen privaten Nutzern, die bis zu 20 Module bei öffentlichen Recyclinghöfen kostenlos entsorgen können, und gewerblichen Nutzern, die eine Eigenverantwortung für die Verwertung haben und sich an die Hersteller wenden müssen. Der Gesetzgeber gibt den Herstellern vor, gemäß § 20, 22 funktionsfähige Sammel- und Rücknahmesysteme auch für Photovoltaikmodule einzurichten.

Für aktuell bereits installierte PV-Module gilt das neue Elektrogengesetz übrigens nicht ohne Weiteres: es betrifft im engeren Sinne nur neue Produkte, die ab Inkrafttreten des Gesetzes in Deutschland erstmalig in Verkehr gebracht werden. Aktuell steigen vor allem die Rückläufe bereits im Markt befindlicher Altmodule deutlich an. Deshalb ist im Hinblick auf den ab 2024 voraussichtlich jährlich zunehmenden Rückbau von z.T. überaus großen Freiflächenanlagen weiterhin zu beobachten, wie die PV-Wirtschaft die Rücknahme und Wiederverwertung von Modulen vorbereiten und organisieren.

ren wird. Vor Geltung des Elektrogengesetzes gab es vor allem freiwillige Aktivitäten der Hersteller, die frühzeitig signalisiert hatten, eine eigene flächendeckende Rücknahme- und Recyclinglösung für alte PV-Module einzurichten. Von Bedeutung auch bis heute sind dabei insbesondere das Recycling von Dünnschichtmodulen der Fa. First Solar, das sowohl für Produktionsabfälle als auch Altmodule geeignet ist, sowie das Recycling aller Typen von PV-Modulen unter der Bezeichnung PV Cycle als EU-weiter Ansatz für ein flächendeckendes Rücknahme- und Entsorgungssystem der Industrie. Mit der Aufnahme der Module in die WEEE2-Richtlinie wurden auch Ansätze von Unternehmen aus der europäischen und nationalen Abfallbeseitigungsbranche weiterentwickelt; hierzu gehören ERP (<http://www.erp-recycling.de>), Landbell („Duales System“), take-e-way GmbH (<https://www.take-e-way.de>) oder Solar German Cells GmbH.

Seit 2007 besteht PV Cycle und wurde von Firmen der Solarindustrie gegründet, um ein flächendeckendes Rücknahme- und Recycling-System alter PV-Module zu installieren. Die eingesammelten Module werden im Auftrag seiner Mitgliedsfirmen entsorgt, das sind Hersteller und Importeure. Derzeit (2015) hat PV Cycle nach eigenen Angaben 100 Sammelstellen in Deutschland, bietet einen Direktabholservice an und hat bisher in Deutschland nach eigenen Angaben bisher 6.000 Tonnen Photovoltaik-Module entsorgt [160]. Für die Zukunft ist mit überaus großen Mengen an PV-Modulen und anderen Abfällen zu rechnen. Die weltweit erste Prognose zum Abfallaufkommen durch Photovoltaik-Module (PV-Module) bis 2050 wurde 2016 vorgelegt. Im Bericht "End-of-Life Management: Solar Photovoltaic Panels" der Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA) und des Photovoltaik-Programms der Internationalen Energieagentur (IEA-PVPS) [161] wird gezeigt, dass ein großer Bestand an Rohstoffen und wertvollen Komponenten durch das Recycling und die Wiederverwertung von ausgedienten PV-Modulen erschlossen werden kann. Bei einer durchschnittlich angesetzten Lebensdauer der Module von 30 Jahren gehen die Experten davon aus, dass bis 2050 schätzungsweise 78 Millionen Tonnen an Alt-Modulen verarbeitet werden müssen. Der Wert der daraus wiederzugewinnenden Materialien wird auf über 15 Milliarden US-Dollar geschätzt. Umgerechnet können damit rund zwei Milliarden neue Module mit einer Erzeugungskapazität von 630 Gigawatt produziert werden (Abbildung 55). Die Studie geht für Deutschland in 2050 von 110 GW installierter Leistung aus. Die Autoren prognostizieren ein kumuliertes Volumen von Altmodulabfällen in einer Größenordnung von 4,3 Mio. Tonnen (Abbildung 56). Aufgrund des frühen Starts der PV und der großen Kapazität an installierter Leistung prognostizieren die Autoren, dass Deutschland „will clearly be one of the first and largest markets for PV recycling technologies in coming years“ (S.59).

Potential value creation through PV end-of-life management

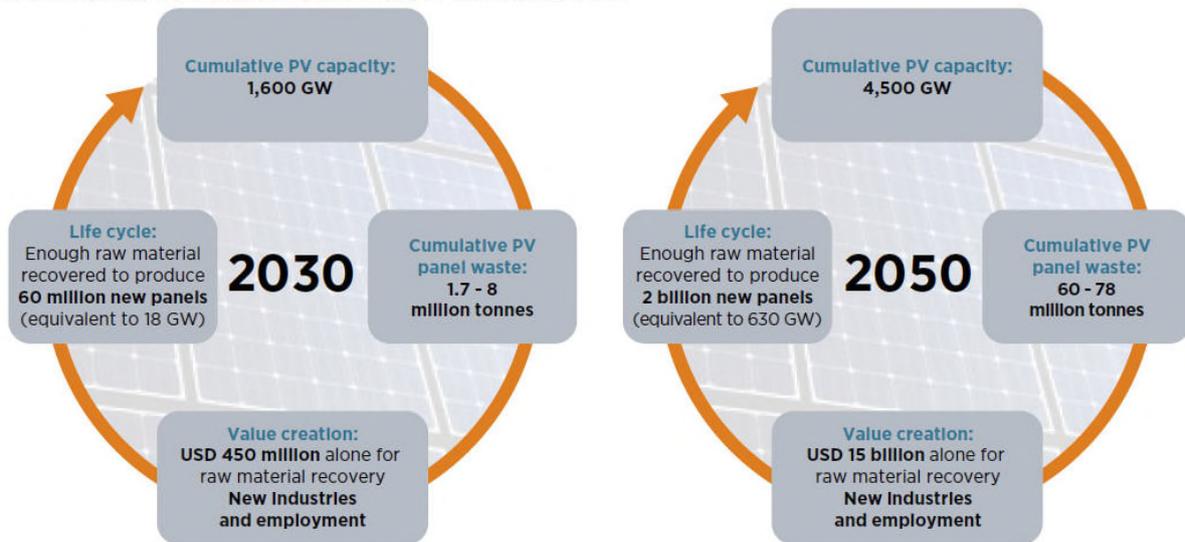


Abbildung 55: Prognose der Mengenströme im Lebenszyklus der PV-Industrie [161]

Figure 13 End-of-life PV panel waste volumes for Germany to 2050

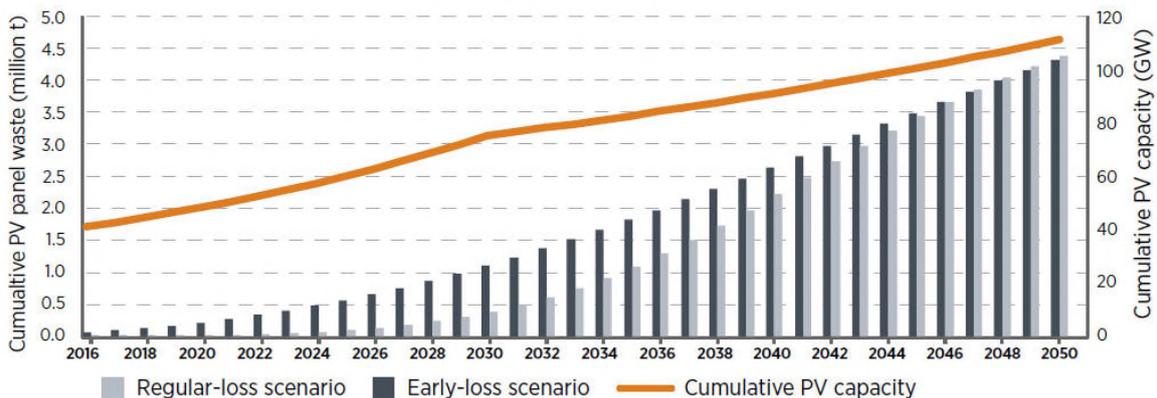


Abbildung 56: Prognose des End-of-life Altmodulabfalls in Deutschland bis 2050 [161]

5.4. Zwischenfazit

Der Flächenbedarf für die Installation von neuen PV-Freiflächenanlagen ist im Jahr 2018 leicht gestiegen, wenngleich aufgrund weiterer Steigerungen der Flächeneffizienz nicht im selben Ausmaß wie der Leistungszubau. Insgesamt befinden Freiflächenanlagen auf einer Gesamtfläche von rund 29.300 Hektar, davon entfallen rund 60 % auf Konversionsflächen (inkl. der mit erfassten ausgewiesenen Gewerbeflächen, versiegelten Flächen) sowie sonstige bauliche Anlagen. Rund 37 % entfallen auf landwirtschaftliche Flächen (einschließlich eines Großteils der Anlagen auf Seitenrandstreifen). Dabei ist bemerkenswert, dass die über den gesamten Zeitraum zu beobachtende Effizienzsteigerung weiterhin anhält und inzwischen mit einem Wert von durchschnittlich 1,34 ha je MW installierter Leistung eine Reduktion der spezifischen Flächeninanspruchnahme auf ein Drittel im Vergleich zu 2004 erreicht hat.

Mit den bestehenden Restriktionen beträgt das raumverträgliche Potenzial für PV-Freiflächenanlagen innerhalb der geltenden Flächenkulisse zwischen 66.000 und 120.000 Hektar.

Davon sind heute bereits rund 29.000 Hektar genutzt. Im Bereich der Seitenränder von Verkehrswegen sind 2 bis 4-fache Steigerungen durch eine Ausweitung des zulässigen Korridors auf 220 m (einschließlich der Freigabe zusammenhängender Flächen, die in diesen Bereich hineinragen bis 500 m), und auch durch Maßnahmen im Bereich der landwirtschaftlichen Flächen ist nahezu eine Verdoppelung erreichbar. Im Zuge erhöhter Ausschreibungsvolumina sollte eine Erweiterung der Seitenrandstreifen entlang von Verkehrswegen auf 220 m samt Möglichkeiten zur Arrondierung im Bereich bis 500 m umgesetzt werden. Daneben wird die Streichung der Größendeckelung für Anlagen auf Konversionsflächen und damit die Gleichstellung mit den Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen vorgeschlagen, wenngleich dies keine Ausweitung der Potenziale darstellt, jedoch eine bessere Ausnutzung vorbelasteter Flächen ermöglicht und damit einen Beitrag zur Kosteneffizienz leistet.

Angesichts der bundesweit starken Grünlandverluste infolge intensiver Landwirtschaft ist die Öffnung des Grünlandes als zulässige Flächenkategorie gerade in den benachteiligten Gebieten ein naturschutzpolitisches negatives Signal. Der Schutz und Erhalt des Grünlandes ist ein herausragendes naturschutzpolitisches Ziel, so dass die Überbauung und damit Veränderung von artenreichen und extensiv genutzten Grünländereien, wie sie gerade in den agrarstrukturell benachteiligten Berggebieten stark vertreten sind, verhindert werden sollte.

Die Beobachtungen zu den Umweltwirkungen von PV-Freiflächenanlagen haben keine wesentlichen neuen Aufgabenstellungen ergeben, es bleibt bei den in den Umweltberichten der einzelnen Vorhaben regelmäßig dargestellten Problemstellungen, die sich durch geeignete Kompensationsmaßnahmen regelmäßig ausgleichen lassen. Ein besonderes Augenmerk ist allerdings in den nächsten Jahren angesichts der stark zunehmenden Abfallvolumina aus den PV-Anlagen auf die Kapazitäten und die Funktionsfähigkeit der abfallrechtlich geforderten Sammel- und Verwertungssysteme der PV-Wirtschaft, das sind insbesondere die Hersteller und Importeure von PV-Modulen, zu legen. Den Rahmen setzt das in 2015 beschlossene Elektroggesetz, das die europäische Richtlinie WEEE2 von 2012 umsetzt und erstmals die Photovoltaikmodule in sein Regelungsregime einbezieht.

6. Erste Überlegungen zum Anlagenbestand ab dem Jahr 2020

Bereits in den 90er-Jahren wurden in Deutschland PV-Anlagen errichtet. So wurden im Rahmen des „1.000-Dächer-Programms“ zwischen 1990 und 1995 erstmals in nennenswerter Zahl insgesamt knapp 2.000 netzgekoppelte Kleinanlagen bis 5 kW gefördert und installiert [162]. Mit der Einführung des Stromeinspeisungsgesetzes ab 1991 sowie der zwischen 1999 und 2003 erfolgten Förderung von 300 MW über das „100.000-Dächer-Programm“ wurden auf niedrigem Niveau weitere Anlagen zugebaut. Mit dem EEG 2000 wurde schließlich eine kostendeckende Förderung eingeführt, die auch allen bestehenden Anlagen eine Vergütungsdauer von 20 Jahren gewährte. Zum Ende des Jahres 2020 endet demnach die EEG-Vergütungsdauer für die ersten PV-Anlagen. Im vorliegenden Kapitel werden zunächst die aus dem EEG ausscheidenden Anlagen quantifiziert. Anschließend wird die Lebensdauer von PV-Anlagen bzw. Anlagenkomponenten betrachtet, gefolgt von einer Analyse der planungs- und genehmigungsrechtlichen Anforderungen für PV-Freiflächenanlagen. Weiterhin wird abgeschätzt, mit welchen Kosten aus Sicht der Anlagenbetreiber für einen Weiterbetrieb der Anlagen zu rechnen ist.

6.1. Quantifizierung der aus dem EEG ausscheidenden Anlagen

Derzeit sind rund 18.300 PV-Anlagen mit insgesamt 72 MW in Betrieb, für die Ende 2020 die EEG-Vergütungsdauer ausläuft. Zu Beginn der Jahre 2022 bis 2024 fallen weitere 62.600 Anlagen mit insgesamt 360 MW aus dem EEG. Ab dem Jahr 2025 sind aufgrund der höheren Zubauraten im EEG 2004 deutlich mehr Anlagen bzw. Leistung betroffen (Abbildung 57).

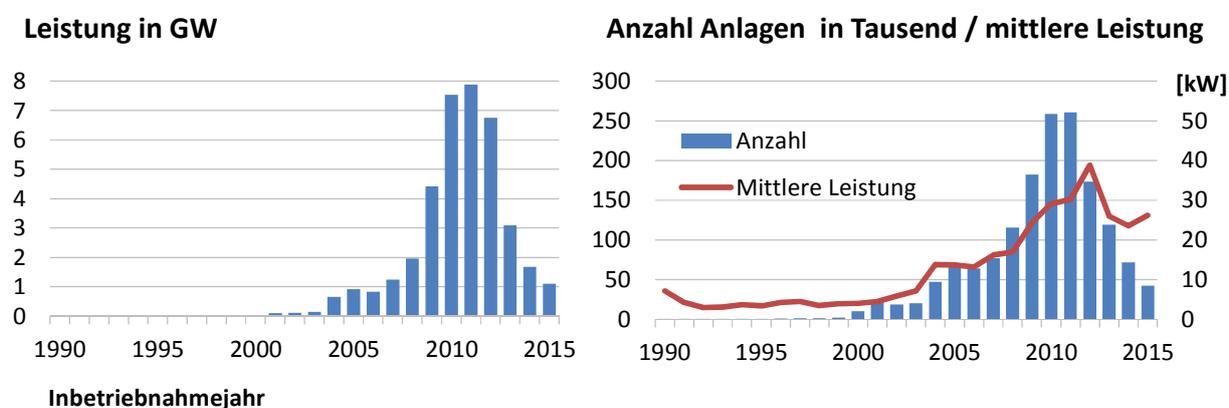


Abbildung 57: Leistung und Anzahl von PV-Anlagen nach Inbetriebnahmejahr

Die mittlere Leistung der Anlagen, die bis Ende 2003 errichtet wurden, liegt bei unter 10 kW. Mehr als 90 % der Anlagen bzw. rd. zwei Drittel der Leistung ist dem Anlagensegment bis 10 kW zuzurechnen. Mit dem EEG 2004 ist insbesondere der Anteil der Anlagen zwischen 10 und 30 kW gewachsen (rd. ein Drittel des Anlagenzubaus bzw. ca. 40 % der neu installierten Leistung). Ab 2009 wurden verstärkt Großanlagen und Freiflächenanlagen errichtet.

6.2. Technische Lebensdauer und Restriktionen

Die technische Lebensdauer einer PV-Anlage wird von der Lebensdauer der zentralen Anlagenkomponenten Module und Wechselrichter determiniert. Eine PV-Anlage stellt kein einheitliches, in sich

geschlossenes Produkt dar, sondern besteht aus vielen Einzelkomponenten mit unterschiedlichen Lebensdauern. Da die Module und der/die Wechselrichter die wichtigsten Einzelkomponenten einer PV-Anlage darstellen, konzentriert sich die vorliegende Betrachtung auf diese beiden Hauptkomponenten.

Erst mit dem EEG 2004 ist der PV-Zubau in Deutschland auf ein Installationsniveau von mehreren Hundert MW angestiegen, weswegen derzeit nur wenige Langzeiterfahrungen bzw. statistisch aussagekräftige Felduntersuchungen für Anlagen mit einer Betriebsdauer von 20 Jahren und mehr vorliegen. Tabelle 34 stellt auf Basis von Literaturangaben die geschätzte Lebensdauer wesentlicher Komponenten einer PV-Anlage gegenüber.

Tabelle 34: Überblick über die zu erwartende Lebensdauer wesentlicher Komponenten einer PV-Anlage

Komponente	Lebensdauer in Jahren (geschätzt)	Erläuterung
Module	> 30	Alterungsbedingte Degradation (Leistungsminderung) durch optische Fehler
Wechselrichter	10-15	Verschleiß von Kondensatoren, Transistoren, etc.; Verschaltung beeinflusst Lebensdauer
Montagesystem	> 30	In Einzelfällen Korrosion
Kabel	25	UV-Strahlung, Isolationsmängel, Korrosion

Quellen: [163, 164]

Im Hinblick auf die Module sind verschiedene Phasen und Einflussmöglichkeiten zu unterscheiden, die sich auf die technische Lebensdauer auswirken [165]. So treten Produktionsfehler oder Transportschäden relativ zeitnah im Zusammenhang mit der Inbetriebnahmephase auf. Während der Betriebsphase können weiterhin Planungs- und Installationsfehler zu Tage treten bzw. unvorhergesehene katastrophale Ereignisse eintreten (Blitzschlag, Hagel, Sturm, Feuer, etc.). Mit Blick auf die Betriebsphase nach 20 Jahren EEG-Vergütungsdauer steht jedoch die zu diesem Zeitpunkt verbleibende Leistungsfähigkeit der Module sowie deren weitere Leistungsabnahme im Fokus. Trotz des typischen Leistungsverlusts über die Betriebsdauer ist davon auszugehen, dass PV-Module nach 20 Jahren noch deutlich über 80 % ihrer ursprünglichen Nennleistung bereitstellen können. Diese Größenordnung verdeutlicht, dass ein „Repowering“ (im Sinne eines Austauschs der Module) trotz niedriger Modulpreise in den meisten Fällen ökonomisch nicht sinnvoll sein dürfte³⁸.

Wechselrichter weisen mit 10 bis 15 Jahren eine deutlich kürzere technische Nutzungsdauer als PV-Module auf [163]. Im Falle eines Weiterbetriebs über 20 Jahre hinaus muss ein weiterer Wechselrichtertausch angenommen werden.

³⁸ Ausnahmen davon mögen im Falle betriebswirtschaftlicher Optimierungsstrategien denkbar sein, wenn aufgrund der heute höheren Effizienz und des damit geringeren Dachflächenverbrauchs neuer Module deutlich höhere Eigenversorgungsanteile möglich sein sollten und die Zusatzerlöse die Kosten für neue Module decken.

6.3. Planungs- und genehmigungsrechtliche Anforderungen für PV-Freiflächenanlagen

6.3.1. Regelungen und Bestimmungen in Bebauungsplänen und Städtebaulichen Verträgen für den Rückbau der Anlage

PV-Freiflächenanlagen besitzen, so die entsprechenden EEG-Bestimmungen seit EEG 2004, für 20 Jahre nach Inbetriebnahme bei Erfüllung der besonderen gesetzlichen Voraussetzungen einen garantierten Vergütungsanspruch. Deshalb werden sie wirtschaftlich regelmäßig auf eine Mindestlaufzeit von 20 Jahren kalkuliert; die ersten Solarparks erreichen ab 2024/25 diesen Zeitpunkt.

Der Bebauungsplan für Solarparks wird i.d.R. als vorhabenbezogener Bebauungsplan aufgestellt. Die Festsetzungen der baulichen Nutzung und sonstigen Nutzungen werden mit Regelungen zur zeitlichen Geltungsdauer gemäß § 9 Abs. 2 BauGB verknüpft. Parallel zur Aufstellung des Bebauungsplanes erfolgt auch die Änderung des Flächennutzungsplans.

Im Bebauungsplan wird daher i.d.R. festgesetzt, dass die Nutzung eines Gebietes für eine PV-Freiflächenanlagen nur für eine bestimmte Zeit, i.d.R. zwischen 20 und 25 Jahre, oder bis zum Eintritt bestimmter Umstände zulässig ist, z.B. mit der Begründung, dass die Nutzung des bisherigen Freiraums zur Vermeidung einer dauerhaften Inanspruchnahme begrenzt werden soll. Die Rückbauverpflichtung betrifft die Solaranlage, die Fundamente der Anlage und etwaige Erschließungseinrichtungen innerhalb des ursprünglichen Solarfeldes. Erforderlich ist es auch, eine Folgenutzung festzusetzen.

Aus den befristeten Festsetzungen nach § 9 Abs. 2 BauGB folgt eine Rückbauverpflichtung jedoch nicht unmittelbar. Vielmehr bedarf es zur Durchsetzung einer gesonderten Anordnung nach § 179 Abs. 1 Ziff. 1 BauGB. In der Praxis erweist sich die hoheitliche Durchsetzung solcher Rückbaugesuche jedoch aufgrund der grundsätzlich gegebenen Rechtsschutzmöglichkeiten nicht immer problemlos. Daher wird die Rückbauverpflichtung mit den jeweiligen individuellen Vereinbarungen in einem begleitenden städtebaulichen Vertrag bzw. Durchführungsvertrag verankert.

Darüber hinaus kann die Baugenehmigungsbehörde zum Vollzug einer Rückbauverpflichtung entscheiden, ergänzend in die Baugenehmigung eine Nebenbestimmung aufzunehmen, die nochmals die Rückbauverpflichtung von einem bestimmten Ereignis (Zeitablauf oder andere geeignete Bedingung) abhängig macht. In jedem Fall bedarf es der Durchsetzung durch hoheitliche Anordnung einschließlich der in der Praxis damit gegebenen Vollzugsprobleme.

Rückbauverpflichtungen können in der Praxis jedoch nur dann wirksam und ohne finanzielle Belastung der öffentlichen Hand durchgesetzt werden, wenn der zum gegebenen Zeitpunkt vorhandene Anlagenbetreiber oder Grundstückseigentümer zum Rückbau auch wirtschaftlich in der Lage ist. Für den Fall, dass der Vorhabenträger nach angemessener Fristsetzung nicht zurückbaut, wird geregelt, dass der Rückbau auf Kosten des Vorhabenträgers durch die Gemeinde erfolgen kann. Für diesen Fall wird die Rückbauverpflichtung durch unbefristete Bankbürgschaften oder in vergleichbarer Weise zur Kostenerstattung abgesichert.

6.3.2. Überlegungen zu den planungs- und genehmigungsrechtlichen Erfordernissen und sonstigen Bedingungen für einen Weiterbetrieb

Die Fortsetzung der Stromerzeugung über die EEG-Vergütungsdauer hinaus ist angesichts der zunehmenden Lebensdauer der Photovoltaikmodule und sonstigen Anlagenkomponenten sowie der noch verbleibenden Anlagenleistung in vielen Fällen eine realistische Option (vgl. Abschnitt 6.2 und 6.4). Aus Sicht eines Betreibers wird der Weiterbetrieb einer PV-Freiflächenanlage primär danach entschieden werden, ob das Verhältnis zwischen Weiterbetriebskosten einerseits (vgl. Abschnitt 6.4) und den Erlösen aus der Stromeinspeisung andererseits wirtschaftlich tragfähig ist.

Für diesen Fall ist unter Berücksichtigung der Verfahrensdauer rechtzeitig ein Bebauungsplanverfahren anzustrengen mit der Zielsetzung, die Geltungsdauer zu verlängern sowie das darüber hinausgehende geschlossene vorhabenbezogene Vertragswerk einer Überprüfung und Anpassung zu unterziehen. Ob ggf. ein vereinfachtes Planänderungsverfahren gemäß § 13 BauGB ausreichend sein kann, weil durch eine z.B. Verlängerung der Geltungsdauer auf 30 Jahre die Grundzüge der Planung im Sinne des § 13 Abs. 1 BauGB möglicherweise nicht maßgeblich betroffen sind, muss an dieser Stelle offen bleiben.

Vielfach enthält das Vertragswerk eines Vorhabens bereits Optionen für eine mögliche Verlängerung. So wurden bspw. Pachtverträge mit den Grundstückseigentümern so aufgesetzt, dass sie bereits eine Verlängerungsoption auf 30 oder mehr Jahre enthalten.

Bisher wird über die Umsetzung zu Fristende in der Akteurswelt noch nicht kommuniziert, gleichwohl die Plan- und Genehmigungsdokumente die Frage der Geltungsdauer und des Rückbaus regeln.

6.4. Erste Abschätzung der Weiterbetriebskosten

Für die Abschätzung der Kosten des Weiterbetriebs nach Ablauf der Vergütungsdauer wird angenommen, dass die Anlagen für weitere 10 Jahre betrieben werden. Weiterhin wird angenommen, dass für den Weiterbetrieb ein neuer Wechselrichter installiert werden muss, der auf 10 Jahre mit einem kalkulatorischen Zinssatz von 4 % abgeschrieben wird.

Primär dürfte bei den zunächst hauptsächlich vom Ende der Vergütungsdauer betroffenen Kleinanlagen im Haushaltsbereich eine Umstellung auf Eigenversorgung durchgeführt werden. Zwar sind Bestandsanlagen, die vor dem Inkrafttreten des EEG 2014 in Betrieb gegangen sind, während der EEG-Vergütungsdauer von der Pflicht zur anteiligen EEG-Umlage im Falle von Eigenversorgung befreit. Nach dem Ende der Vergütungsdauer greift jedoch die Pflicht zur anteiligen Entrichtung der EEG-Umlage auf selbst verbrauchten Strom. Da alle der in den Neunziger Jahren bzw. Anfang des Jahrtausends in Betrieb gegangenen PV-Anlagen Volleinspeiseanlagen darstellen dürften, muss zunächst eine geeignete Zählerinfrastruktur hergestellt werden. Für die entsprechende Zählermiete fallen vergleichsweise geringe jährliche Beträge an, die in der Spannbreite der in Tabelle 35 angesetzten Betriebskosten enthalten sind.

Mit Blick auf die übrigen Komponenten (Unterkonstruktion, Verkabelung, Netzanschlusskomponenten, etc.) wird davon ausgegangen, dass keine zusätzlichen Kosten für den Weiterbetrieb über 20 Jahre hinaus anfallen.

Zur Bewertung des Stromerzeugungspotenzials von Altanlagen wurden die EEG-Bewegungsdaten der Betriebsjahre 2010 bis 2015 für Anlagen ausgewertet, die bis Ende 2000 in Betrieb gegangen sind. Im Mittel der betrachteten Betriebsjahre konnte eine Größenordnung von rund 750 Volllaststunden ermittelt werden. Diese Zahl spiegelt einerseits wider, dass die seit mindestens 15 Jahren in Betrieb befindlichen Anlagen einer Leistungsminderung unterliegen. Weiterhin muss berücksichtigt werden, dass die spezifischen Stromerträge von Altanlagen auch im Inbetriebnahmejahr deutlich niedriger lagen, als für heutige Anlagen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Altanlagen im Gegensatz zu heutigen Neuanlagen eine geringere sogenannte Performance Ratio aufweisen. Diese ist ein Maß für die Gesamteffizienz der Anlage unter Berücksichtigung von Ertragsminderungen durch Einflüsse wie bspw. die Modultemperatur, Wirkungsgradverluste des Wechselrichters oder Betriebsunterbrechungen.

Es wird davon ausgegangen, dass diejenigen PV-Anlagen, die ab dem Jahr 2021 aus dem EEG fallen, eine mittlere Leistungsminderung von 0,5 % pro Jahr aufweisen³⁹. Ausgehend von der mittleren Stromerzeugung von 750 kWh pro kW im Jahr 2015 kann unter Zugrundelegung einer weiteren Leistungsminderung die mittlere Stromerzeugung für die Weiterbetriebsphase ermittelt werden. Für die weitere Berechnung wird eine spezifische Stromerzeugung von 710 kWh pro kW als Mittelwert für die weitere Betriebsdekade unterstellt.

Tabelle 35 zeigt die Eingangsdaten zur Abschätzung der Weiterbetriebskosten für PV-Anlagen nach 2020. Für die spezifischen Investitionskosten des Wechselrichtertauschs und die Betriebskosten wurden jeweils Bandbreiten angesetzt. Die Annahmen für die Großanlagen mit 5.000 kW sind nachrichtlich dargestellt, da diese Größenklasse erst ab dem Inbetriebnahmejahr 2009 mit der zunehmenden Installation von Großanlagen und damit für Anlagen mit Förderende nach 2030 relevant ist.

Tabelle 35: Annahmen zur Quantifizierung der Weiterbetriebskosten nach 2020 (Angaben nominal und ohne MwSt.)

Anlagenleistung	kW	5	100	500	5000*
spezifische Investition Wechselrichter	€/kW	120	70	60	50
Betriebskosten MIN	€/kW p.a.	10	10	10	10
Betriebskosten MAX	€/kW p.a.	25	20	20	20
mittlere jährliche Stromerzeugung in 3. Betriebsdekade	kWh/kW	710	710	710	710

Quellen: [166, 167] und eigene Annahmen

* Großanlage mit 5 MW nachrichtlich, da erst relevant für Inbetriebnahmejahre ab 2009, d.h. Auslaufen der EEG-Vergütung nach 2030.

Daraus lassen sich spezifische Weiterbetriebskosten bezogen auf die mittlere Gesamtstromerzeugung der dritten Betriebsdekade ermitteln (Abbildung 58 und Tabelle 36). Erwartungsgemäß liegen die Weiterbetriebskosten mit 3,5 bis knapp 6 ct/kWh für Kleinanlagen mit 5 kW am höchsten. Für größere Dachanlagen mit 100 bzw. 500 kW sind spezifische Weiterbetriebskosten in der Größenordnung von rund 2,5 bis 4 ct/kWh ab 2020 zu erwarten.

³⁹ Es wurde eine leicht höhere Degradationsrate von 0,5 % p.a. gegenüber der für die aktuellen Wirtschaftlichkeitsberechnungen für Neuanlagen angesetzte Degradation von 0,4 % p.a. angesetzt (vgl. Erläuterungen in Kapitel 4.3.5), da davon ausgegangen wird, dass ältere Module der Inbetriebnahmejahre 2000 und früher eine höhere Leistungsminderung als heutige Anlagen aufweisen.

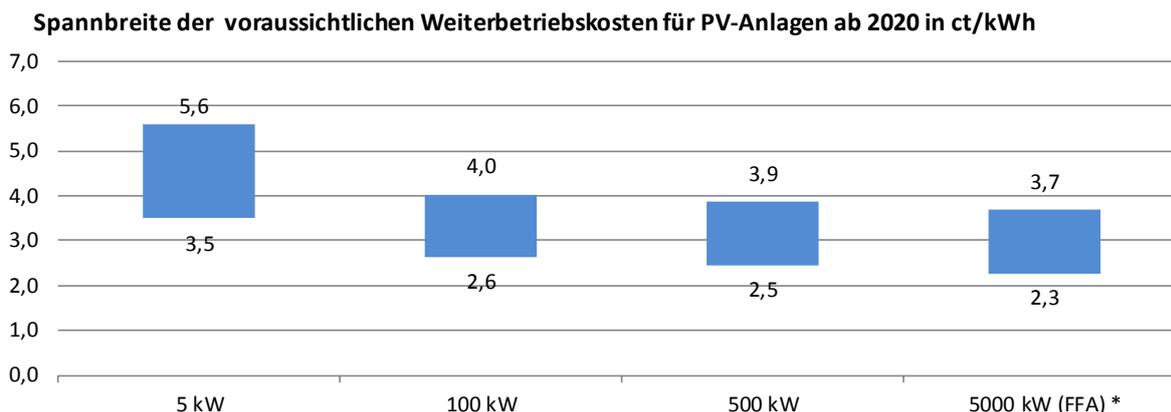


Abbildung 58: Abschätzung der Weiterbetriebskosten für PV-Anlagen nach 2020; ohne etwaige Vermarktungskosten (Angaben nominal und ohne MwSt.) * Großanlage nachrichtlich.

Tabelle 36: Zusammensetzung der ermittelten Spannbreite der Weiterbetriebskosten für PV-Anlagen nach 2020; ohne etwaige Vermarktungskosten (Angaben nominal und ohne MwSt.)

Anlagenleistung	kW	5	100	500	5000*
Wechselrichter Annuität	ct/kWh	2,1	1,2	1,0	0,9
Betriebskosten min	ct/kWh	1,4	1,4	1,4	1,4
Betriebskosten max	ct/kWh	3,5	2,8	2,8	2,8
Summe min	ct/kWh	3,5	2,6	2,5	2,3
Summe max	ct/kWh	5,6	4,0	3,9	3,7
Mittelwert	ct/kWh	4,6	3,3	3,2	3,0

* Großanlage nachrichtlich

Wie bereits beschrieben ist im Falle eines Weiterbetriebs von Dachanlagen der Wechsel in die Eigenversorgung nach dem Ablauf der EEG-Vergütungsdauer ein zu erwartendes Kalkül der Betreiber. Da die ab 2021 zuerst aus dem EEG fallenden Altanlagen aufgrund der sehr hohen Vergütungssätze (45,7 bis 57,4 ct/kWh für Dachanlagen der Inbetriebnahmejahre 2000 bis 2007) fast ausschließlich Volleinspeiseanlagen darstellen dürften, ist deren Eigenversorgungspotenzial nicht bekannt. Es wird deshalb anhand von groben Orientierungswerten eine Abschätzung vorgenommen. Grundsätzlich kann aufgrund des Einspeiseprofiles von PV-Anlagen und dem Verbrauchsprofil in Haushalten nur ein Teil des PV-Stroms direkt selbst verbraucht werden. Wenn für eine Kleinanlage im Haushaltsbereich von einem möglichen Selbstverbrauchsanteil von 35 %⁴⁰ ausgegangen wird und als Extremfall von einer Nullvergütung für die nicht selbst verbrauchte Menge bzw. einer Abregelung der Einspeisung, verteilen sich die oben angegebenen Weiterbetriebskosten von 3,5 bis 5,6 ct/kWh auf rd. ein Drittel der Strommenge. Zusätzlich werden 40 % der EEG-Umlage fällig. Wenn diese mit 7 bis 8 ct/kWh in der Zeitphase ab 2020 angesetzt wird, ergeben sich Weiterbetriebskosten von insgesamt 11 bis 18 ct/kWh bezogen auf den selbst verbrauchten Strom (9 bis 15 ct/kWh zzgl. 40 % EEG-Umlage). Ausgehend von heutigen Haushaltsstrompreisen von rd. 25 ct/kWh (ohne MwSt.) zeigt sich, dass kostendeckende Erlöse aus dem vermiedenen Strombezug realisiert werden können.

Im Zusammenhang mit dem Wechsel in die Eigenversorgung ist weiterhin zu erwarten, dass sich manche Anlagenbetreiber für die nachträgliche Installation eines Batteriespeichers entscheiden, um

⁴⁰ Es wird aufgrund des niedrigeren spezifischen Stromertrags und der geringen mittleren Leistung der betrachteten Bestandsanlagen ein höherer Selbstverbrauchsanteil als für Neuanlagen angesetzt.

mehr Strom selbst zu verbrauchen. Es stellt sich somit die Frage, welche zusätzlichen Kosten für die Speicherung nach 2020 anfallen. Nachfolgend wird überschlägig ermittelt, wie sich die Weiterbetriebskosten für eine Kleinanlage im Haushaltssektor mit einer nachträglichen Nachrüstung eines Speichers darstellen.

Für eine 5 kW-Anlage im Haushaltssektor wird angenommen, dass mittels eines Batteriespeichers mit einer nutzbaren Kapazität von 5 kWh über den „natürlichen“ Selbstverbrauch hinaus weitere 35 % der PV-Strommenge⁴¹ selbst verbraucht werden können (bezogen auf die in den Speicher eingespeicherte Strommenge). Wenn für den Speicher⁴² kalkulatorische Zinsen in der Spannbreite von 1 % bis 4 % angesetzt werden, resultieren spezifische Kosten für die Speicherung von 22 bis 28 ct/kWh (bezogen auf die aus dem Speicher entnommene Strommenge).

Werden die Gesamtkosten (Weiterbetriebskosten, Kosten der Speicher, 40 % EEG-Umlage) auf die selbst genutzte PV-Strommenge umgelegt, ergeben sich insgesamt Kosten in der Spannbreite von 18 bis 24 ct/kWh. Auch mit einem Speicher zeigt sich, dass ausgehend von heutigen Haushaltststrompreisen von rd. 25 ct/kWh (ohne MwSt.) voraussichtlich kostendeckende Erlöse aus dem vermiedenen Strombezug realisiert werden können.

Auch für Anlagen, für die keine Eigenversorgung möglich ist, bieten sich Möglichkeiten zum Weiterbetrieb nach dem Auslaufen des 20-jährigen EEG-Zahlungsanspruchs. Die obigen Zahlen zeigen, dass die erwarteten Weiterbetriebskosten in der Größenordnung bzw. bereits unter den heutigen Marktwerten (Stand Ende 2018) für PV-Strom liegen. Über die Vermarktungsform „sonstige Direktvermarktung“ steht für Anlagenbetreiber grundsätzlich die Möglichkeit offen, ihren Strom am Strommarkt zu vermarkten. Die Vermarktung erfolgt i.d.R. über einen Dienstleister (Direktvermarkter). Diese vermarkten heute jedoch regelmäßig nur Strom für PV-Anlagen mit über 100 kW im Rahmen der verpflichtenden Direktvermarktung. Grundsätzlich ist dies auch für kleinere Anlagen möglich, wobei die Vermarktungskosten aufgrund der geringen Strommengen bezogen auf diese vergleichsweise hoch ausfallen können. Denkbar wäre eine Durchleitung des Marktwerts, d.h. die Stromeinspeisung würde mit dem jeweiligen Marktwert des PV-Stroms vergütet werden. Eine ähnliche Regelung besteht derzeit im KWKG für geförderte und nicht der Direktvermarktung unterliegende KWK-Anlagen bis 100 kW, denen für den kaufmännisch abgenommenen Strom der so genannte „übliche Preis“ (durchschnittlicher Preis für Grundlaststrom an der Strombörse European Energy Exchange (EEX) in Leipzig im jeweils vorangegangenen Quartal) entrichtet wird. Im Zusammenhang mit einer etwaigen Durchleitung des Marktwerts für Anlagen sollte geprüft werden, ob mit Blick auf 2021 sinkende Direktvermarktungspreise für Kleinanlagen erwartet werden können. Bei zumutbaren Direktvermarktungsentgelten könnte auf eine Durchleitung des Marktwerts verzichtet werden. Sind entsprechende Angebote im Markt nicht zu erwarten, sollte zur Schaffung von Planungssicherheit rechtzeitig eine Regelung zur Durchleitung des Marktwertes getroffen werden. Dabei ist zu diskutieren, ob die Durchleitung des Marktwertes kostenfrei erfolgen soll, ähnlich wie dies bei KWK-Anlagen bis 100 kW bzw. bei Überschreitung der Höchstdauer der Ausfallvergütung bereits heute der Fall ist, oder die anfallenden Strukturierungskosten der Übertragungsnetzbetreiber ggf. durch einen (noch zu definierenden) Abschlag auf den Marktwert getragen werden. Mit den

⁴¹ vgl. Fußnote 40

⁴² Annahmen: 5 kWh nutzbare Kapazität, 700 Euro pro nutzbare kWh, 1,5 % Betriebskosten bezogen auf Investition, 35 % eingespeicherte Strommenge bezogen auf eine mittlere Stromerzeugung von 710 kWh pro kW, Systemwirkungsgrad 90 %.

mittels des Abschlags erzielten Erlösen auf dem EEG-Konto könnten die Kosten für die Anlagen im Vermarktungspool gedeckt werden.

6.5. Zwischenfazit

Aus technischer Sicht eignen sich PV-Anlagen für einen Betrieb über 20 Jahre hinaus. Die langlebigste Komponente stellen die Module dar, die jedoch aufgrund von Degradation nicht mehr die volle Nennleistung bereitstellen. Für einen Weiterbetrieb ist von einem Wechselrichtertausch auszugehen. Sofern die übrigen Komponenten nicht durch Korrosion oder UV-Strahlung beeinträchtigt sind, kann aus technischer Sicht von einem Weiterbetrieb von Bestandsanlagen ausgegangen werden.

Ab dem Jahr 2021 endet in zunehmendem Maße, jedoch zunächst auf vergleichsweise niedrigem Niveau, die EEG-Vergütungsdauer für PV-Anlagen. Zu erwarten ist, dass im Jahr 2021 rund 18.000 PV-Anlagen mit insgesamt gut 70 MW aus der Vergütung fallen (Durchschnitt pro Anlage: 3,9 kW). Bis zum Jahr 2025 werden insgesamt 128.000 Kleinanlagen mit insgesamt 1 GW betroffen sein (im Mittel 8,5 kW pro Anlage). Erst ab dem Jahr 2030, d.h. mit dem Ende der Vergütungsdauer für Inbetriebnahmen des Jahres 2009, ist leistungsbezogen mit einem stärkeren Aufwuchs zu rechnen.

Da Freiflächenanlagen vor 2004 nur sehr vereinzelt und im Leistungsbereich unter 1 MW errichtet wurden, sind zunächst fast ausschließlich kleine Dachanlagen vom Ende der EEG-Vergütungsdauer betroffen. Im Bereich der Freiflächenanlagen bestehen in planungs- und genehmigungsrechtlicher Hinsicht keine grundsätzlichen Hemmnisse für einen Weiterbetrieb. Vielfach sind sogar Verlängerungsoptionen im jeweiligen Vertragswerk vorgesehen. Sofern vorhabensbezogene Bebauungspläne und Baugenehmigungen eine befristete Geltungsdauer vorsehen, können diese im B-Planverfahren bzw. durch eine Änderung der Baugenehmigung grundsätzlich verlängert werden. Weiterhin muss im Einzelfall mit dem Flächeneigentümer über die Weiternutzung der Fläche und die dafür zu entrichtende Pacht verhandelt werden.

Auf Basis von Preisannahmen für den Tausch des Wechselrichters, Annahmen zu Betriebskosten sowie Abschätzungen zum spezifischen Stromertrag unter Berücksichtigung von Degradationseffekten können Weiterbetriebskosten für Kleinanlagen in der Größenordnung von 3 bis 5 ct/kWh ermittelt werden. Für mittlere und größere Anlagen im Bereich von 100 bis 500 kW liegen diese in der Spanne von gut 2 bis knapp 4 ct/kWh.

Obwohl zunächst wenig PV-Leistung aus der Vergütung fällt, ist in den Jahren 2021 bis 2024 jährlich eine Größenordnung von 20.000 Kleinanlagen betroffen. Ab 2025 ab steigt aufgrund des erhöhten Zubaus im Rahmen des EEG 2004 die jährlich betroffene Anlagenzahl auf knapp 50.000 und ab 2029 bis 2034 auf bis zu 260.000 Anlagen pro Jahr. In den Jahren 2021 bis 2024 sind hauptsächlich Kleinanlagen betroffen, für die Anreize zum teilweisen Selbstverbrauch des PV-Stroms bestehen. Trotz der geringen betroffenen Leistung sollte rechtlich klargestellt werden, welche Ansprüche aus der Einspeisung von Überschüssen resultieren. Denkbar ist zumindest für Anlagen bis 100 kW die Weitergabe des Marktwerts (ggf. mit einem Abschlag für die anfallenden Kosten der durch die ÜNB gepoolten Vermarktung), da bei geringen Anlagenleistungen im Zusammenhang mit anteiligem Selbstverbrauch relativ hohe Direktvermarktungskosten bezogen auf die vermarkteten Strommengen anfallen. Für Anlagen über 100 kW können im Rahmen der „sonstigen Direktvermarktung“ Überschüsse veräußert werden.

7. Zusammenfassung

Marktentwicklung

- Der Photovoltaik-Zubau in Deutschland lag im Jahr 2018 bei rund 2,9 GW, davon 0,77 GW Freiflächenanlagen. Der Zubau übertrifft damit erstmals nach 2013 das Zubauziel von 2,5 GW pro Jahr. Der Zubau 2018 ist außerhalb der Ausschreibungen insbesondere im Leistungssegment über 200 kW stark gewachsen.
- Der weltweite PV-Zubau hat sich 2018 mit rd. 104 GW gegenüber 2017 nochmals leicht gesteigert. Trotz eines Zubaurückgangs dominiert China mit rd. 44 GW (42 %) weiter den Weltmarkt. Die wichtigsten weiteren Märkte sind die USA knapp 11,7 GW, Indien mit 9,3 GW sowie Japan mit 6,7 GW.
- Neben dem Zubau dominiert China auch die Wertschöpfungskette bei der Herstellung von Photovoltaikprodukten und ist bei Polysilizium, Wafern, Zellen und Modulen zum Teil mit deutlichem Abstand Marktführer. Als Folge davon ergeben sich aus der Entwicklung der chinesischen Binnennachfrage, die stark von politischen Entscheidungen beeinflusst wird, deutliche Rückwirkungen auf den Weltmarkt, sowohl in Bezug auf die Preisentwicklung als auch auf technologische Entwicklungen.
- Ausgehend von einer Meta-Analyse verschiedener Potenzialstudien ist für das Gesamtpotenzial von Photovoltaik-Dachanlagen in Deutschland von einer Leistung zwischen 150 GW und 300 GW auszugehen, für das Potenzial an Fassaden von ca. 50 GW. Einzelne Studien weisen deutlich höhere Werte aus. Im Abgleich mit dem bisherigen Bestand an PV-Anlagen auf und an Gebäuden von rund 30 GW wird deutlich, dass künftig ein hohes nutzbares Potenzial für den weiteren Ausbau von PV-Dachanlagen verbleibt. In der Praxis ergeben sich jedoch Hemmnisse, die zu Einschränkungen bei der Nutzung der Dachflächen führen.

Preisentwicklung

- Die Preise für PV-Module sind im Jahresverlauf 2018 erheblich gesunken. Dies ist auf die schrittweise Absenkung der Mindestimportpreise bzw. deren Ende und die Beendigung der Strafzölle auf Module aus China zurückzuführen. Anfang 2019 notieren die Preise auf dem EU-Markt absolut betrachtet mit knapp 0,3 €/W auf sehr niedrigem Niveau. Anfang 2009 lag das Preisniveau noch jenseits von 2 €/W.
- Die Systempreise für PV-Anlagen sind im Jahresverlauf 2018 gesunken. Die Modulpreissenkungen wurden jedoch durch Preissteigerungen mancher Systembestandteile (insb. Handwerkerleistungen) überlagert. Weiterhin profitieren Kleinanlagen aufgrund höherer Fixkosten weniger stark von Modulpreissenkungen.

Wirtschaftlichkeit von Neuanlagen

- Durch die in Kraft getretene Vergütungsabsenkung in der Leistungsstufe über 40 kW und die seit Herbst 2018 stagnierenden Modulpreise hat sich die Wirtschaftlichkeit von neuen Dachanlagen im Vergleich zum Jahr 2018 verschlechtert. Für neu in Betrieb gehende Volleinspeiseanlagen außerhalb des Haushaltssegments sind mit den Vergütungssätzen von April 2019

Projekttrenditen (interne Verzinsung vor Steuern) in der Größenordnung von 3 bis 4 % möglich.

- Da die Strombezugspreise i.d.R. höher sind als die Vergütungssätze (ausgenommen Großverbraucher bzw. privilegierte Verbraucher), können die Erlöse durch Selbstverbrauch gesteigert werden. Dabei ist erwartungsgemäß festzustellen, dass mit steigenden Eigenversorgungsanteilen höhere interne Verzinsungen erreicht werden können.
- Bereits seit längerer Zeit bestehen Hemmnisse, die meist nicht-monetärer Art sind. Zu nennen sind insbesondere: unzureichende Amortisationszeit von Anlagen in Industrie/Gewerbe trotz attraktiver Rendite, Belastung der Eigenversorgung, verpflichtende Direktvermarktung, Unsicherheiten im Zusammenhang mit der Eigenversorgung, vergleichsweise häufige Änderungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen, Konsolidierung der Marktstrukturen, zunehmende Komplexität, Meldepflichten und daraus resultierende Unsicherheiten.

Eigenversorgung und Selbstverbrauch

- Trotz der wirtschaftlichen Attraktivität der Eigenversorgung und dem Anstieg der selbst verbrauchten PV-Strommengen ist kein unkontrolliertes Marktwachstum von PV-Anlagen mit Selbstverbrauch zu verzeichnen.
- Im Jahr 2018 wurden insgesamt rd. 3,1 TWh PV-Strom selbst verbraucht. Dies entspricht einem Anteil von knapp 7 % an der gesamten PV-Strombereitstellung. Bezogen auf den gesamten Selbstverbrauch in Deutschland (KWK-Anlagen, Industrie, etc.) von ca. 66 TWh spielt PV-Eigenverbrauch eine untergeordnete Rolle.
- Im Kleinanlagensegment bis 10 kW muss davon ausgegangen werden, dass praktisch alle neu zugebauten Anlagen einen Teil des PV-Stroms selbst verbrauchen. Hier wird mittlerweile rund die Hälfte der Anlagen (Jahr 2017) ab Inbetriebnahme mit einem Batteriespeicher ausgerüstet.
- Die Auswertung der Daten für Anlagen oberhalb von 10 kW zeigt, dass im mittleren Segment zwischen 10 und 250 kW mehr als 60 % der Dachanlagen (leistungsbezogen, Inbetriebnahmen August 2014 bis Dezember 2017) Eigenversorgungsanlagen sind. Dabei steigen die Eigenversorgungsanteile im Mittel mit steigender Leistung. Bei Dachanlagen zwischen 250 und 500 kW bzw. über 500 kW sind leistungsbezogen nur 39 % bzw. 13 % Eigenversorgungsanlagen vorzufinden.
- Insgesamt stehen Kleinanlagen bis 30 kW für rund 56 % des gesamten PV-Selbstverbrauchs. Weitere rund 19 % sind der Leistungsklasse zwischen 30 und 100 kW zuzurechnen, die restlichen rund 25 % entfallen auf Anlagen über 100 kW.

Direktvermarktung

- Die Absenkung der Grenze zur verpflichtenden Direktvermarktung von 500 kW auf 100 kW hat 2016 zu einem deutlichen Rückgang beim Zubau im betroffenen Leistungssegment geführt, der aufgrund der (auch mit zusätzlichen Direktvermarktungskosten) überwiegend gegebenen Wirtschaftlichkeit entsprechender Anlagen, nicht rein monetär zu erklären war. Der Zubau des Anlagensegments hat sich 2017 wieder erholt und 2018 das ursprüngliche Niveau wieder erreicht.

- Neben der im Jahr 2017 und 2018 zunehmenden Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen liegt ein Grund für die Erholung auch im teilweisen Abbau von Hemmnissen bei Anlagenbetreibern und Direktvermarktern, sowie attraktiveren Direktvermarktungsangeboten für kleinere PV-Anlagen.
- Einige Anlagen umgehen die Direktvermarktungspflicht durch eine Aufsplittung in 100 kW - Tranchen, die im Jahresabstand zugebaut werden. Eine andere Möglichkeit zur Umgehung besteht durch eine Kombination aus Eigenverbrauch und Ausfallvergütung, wobei bei Überschreitung der Höchstdauer der Ausfallvergütung der Strom zum Marktwert eingespeist wird. Der Umfang der Nutzung beider Umgehungsoptionen lässt sich aufgrund der Datenlage derzeit nicht genau beziffern, der Anteil entsprechender Anlagen scheint aktuell jedoch eher gering zu sein. Es wird empfohlen die Entwicklung weiter zu beobachten.

Batteriespeicher

- Generell zeigt sich bei der Betrachtung von Batteriespeichern: eine PV-Anlage ist ohne Batteriespeicher heute immer wirtschaftlicher im Hinblick auf die interne Verzinsung als mit Batteriespeicher.
- Trotzdem herrscht im Kleinanlagensegment in Haushalten weiterhin eine relativ große Nachfrage nach Batteriespeichern vor, die zu einem großen Teil auf Autarkiebestrebungen und eine ideelle Motivation zurückzuführen ist.

52 GW-Deckel

- Schreibt man das Zubauniveau von 2,9 GW aus dem Jahr 2018 fort und berücksichtigt, dass es angesichts des nahenden Förderendes zu Vorzieheffekten und einer Beschleunigung des Zubaus kommen wird, könnte die Fördergrenze für Neuanlagen schon im Jahr 2020 erreicht werden. Damit würde sich die Förderung für Neuanlagen außerhalb des Ausschreibungssystems auf null verringern.
- Die im Rahmen des Vorhabens „Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien“ angestellten Szenariobetrachtungen zeigen, dass in diesem Fall – selbst mit einem erweiterten Eigenversorgungsbegriff einschließlich Direktversorgung – mit einem Zubauvolumen in der Größenordnung von lediglich 1 GW außerhalb der Ausschreibungen zu rechnen ist. Angesichts des zur Erreichung des 65 %-Ziels notwendigen höheren PV-Zubaus ist neben einem verstärkten, höheren jährlichen Ausschreibungsvolumen ein erheblicher weiterer Zubau außerhalb der Ausschreibungen notwendig. Ohne eine Förderung des Dachanlagensegments, die über die Eigenverbrauchsprivilegien hinausgeht, wird dieser mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht erreicht.

Flächeninanspruchnahme von Freiflächenanlagen

- Hochgerechnet beläuft sich die von Freiflächenanlagen bzw. Solarparks zum Jahresende 2018 in Deutschland in Anspruch genommene Fläche auf rund 29.300 ha.
- Davon entfallen rund 60 % auf Konversionsflächen (inkl. der mit erfassten ausgewiesenen Gewerbeflächen, versiegelten Flächen) sowie sonstige bauliche Anlagen. Rund 37 % entfallen auf landwirtschaftliche Flächen (einschließlich eines Großteils der Anlagen auf Seitenrandstreifen).

- Die flächenbezogene Effizienzsteigerung hält weiterhin an und erreicht einen Wert von 1,34 ha je MW installierter Leistung. Seit 2004 ist somit die spezifische Flächeninanspruchnahme von Neuanlagen auf ein Drittel gesunken.
- Mit den bestehenden Restriktionen beträgt das raumverträgliche Potenzial für PV-Freiflächenanlagen innerhalb der geltenden Flächenkulisse zwischen 66.000 und 120.000 Hektar. Davon sind heute bereits rund 29.000 Hektar genutzt
- Im Bereich der Seitenränder von Verkehrswegen sind 2 bis 4-fache Steigerungen des dortigen raumverträglichen Potenzials möglich, und auch durch Maßnahmen im Bereich der landwirtschaftlichen Flächen ist nahezu eine Verdoppelung erreichbar.

Ausschreibungen

- Zum Berichtszeitpunkt liegen – aufgrund der Realisierungsfrist von bis zu 24 Monaten – Angaben über die Anlagenrealisierung der Ausschreibungen nach FFAV vor (Runde 1 bis 6, Jahre 2015 und 2016). Zudem wurden Auswertungen der Gebote und Zuschläge aus den bisherigen Ausschreibungsrunden (1-12)⁴³ vorgenommen und eine Befragung der Ausschreibungsteilnehmer durchgeführt.
- Der mittlere Zuschlagspreis ist seit der ersten Ausschreibungsrunde von 9,17 ct/kWh um rund 53 % auf 4,33 ct/kWh in der Ausschreibungsrunde vom Februar 2018 gefallen und bis zur Ausschreibung im Februar 2019 leicht angestiegen auf 4,8 ct/kWh. Wesentliche Gründe für das stark gesunkene Preisniveau dürften in der hohen Überzeichnung und dem damit einhergehenden Wettbewerb, der Nutzung von Flächen in benachteiligten Gebieten, Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen und der Erwartung sinkender Modulpreise liegen.
- Die mittlere Anlagengröße der bezuschlagten Anlagen ist, von kleineren Schwankungen abgesehen, gleichbleibend im Bereich zwischen 5,2 MW und 7,4 MW, wenn man von Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen absieht, für die die Größenbeschränkung von 10 MW nicht gilt. Bei Berücksichtigung dieser Anlagen liegen die mittleren Anlagengrößen in den Auktionen von Oktober 2017 und Februar 2018 bei 11,1 MW bzw. 8,4 MW.
- Rund die Hälfte der Anlagenleistung der bisherigen Zuschläge bezieht sich auf Anlagen mit rund 10 MW oder mehr (sonstige bauliche Anlagen). Die bezuschlagte Leistung über alle Ausschreibungsrunden hinweg ist dabei vergleichsweise homogen auf die einzelnen Flächenarten verteilt (Konversionsflächen: rd.30 %, 110 Meter Seitenrandstreifen: 28 %, sonstige bauliche Anlagen 20 %, landwirtschaftliche Flächen in benachteiligten Gebieten: 20 %). Fast 80 % der zugeschlagenen Leistung entfällt dabei auf die vier Bundesländer Bayern, Brandenburg, Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt. Zuschläge in den genannten ostdeutschen Bundesländern beziehen sich überwiegend auf Konversionsflächen und sonstige bauliche Anlagen, während Zuschläge in Bayern seit 2017 überwiegend für Anlagen in benachteiligten Gebieten erzielt werden konnten.
- Die durchschnittliche Realisierungsrate (leistungsgewichtet) der Ausschreibungsrunden nach FFAV liegt bei 96 %. Vieles deutet darauf hin, dass neben Modulpreissenkungen auch die Möglichkeit zur Übertragung von Zuschlägen auf andere Flächen dazu beigetragen hat.

⁴³ Die im vorliegenden Bericht im Detail ausgewerteten Einzeldaten haben den Datenstand Dezember 2018.

Davon abgesehen bestehen derzeit keine Anhaltspunkte, dass die finanziellen und materiellen Qualifikationsanforderungen sich negativ auf die Realisierungsrate ausgewirkt haben.

- Die Möglichkeit zur Übertragung von Zuschlägen auf andere Flächen unter Inkaufnahme eines Abschlags von 0,3 ct/kWh wurde in den FFAV-Ausschreibungsrunden hinweg für 32 % der bezuschlagten Leistung genutzt. Es wird als wahrscheinlich angesehen, dass – neben sinkenden Modulpreisen – die Möglichkeit zur Übertragung von Zuschlägen zur hohen Realisierungsrate der ersten sechs Ausschreibungsrunden beigetragen hat. Dies wird auch durch die Ergebnisse der Bieterbefragung bestätigt: mehr als 70 % der Befragten messen der Übertragbarkeit von Zuschlägen einen starken oder sehr starken Einfluss auf eine hohe Realisierungsrate bei.
- Die Ergebnisse der Bieterbefragung zeigen, dass die Teilnehmer für das sinkende Preisniveau der Zuschläge des Jahres 2017 von sinkenden Realisierungsraten ausgehen. Vor diesem Hintergrund kommt denjenigen Mechanismen im Ausschreibungsverfahren eine hohe Bedeutung zu, mit denen ernsthafte Gebote angereizt und Spekulationen minimiert werden.
- Da Dachanlagen kostenseitig nicht mit Freiflächenanlagen konkurrieren können, wurden in den bisherigen Ausschreibungen keine Gebote für Dachanlagen über 750 kW bezuschlagt. Ohne Bietvorteile (Quoten oder Bonus) oder ein eigenes Ausschreibungssystem für Dachanlagen wird dies voraussichtlich so bleiben.
- Zu berücksichtigen ist, dass seit dem 01.01.2019 in den Bundesländern eine neue agrarpolitische Förderkulisse der benachteiligten Gebiete für die Ausgleichsabgabe zur Anwendung kommt. Davon unberührt ist der statische Verweis im EEG auf die bisherige Abgrenzung der benachteiligten Gebiete. Allerdings dürfte es aktuell vor Ort nicht vermittelbar sein, wenn ein Gebot für die Ausschreibung in einem Bundesland nicht der zum jeweiligen Zeitpunkt geltenden Förderkulisse für die Ausgleichszahlung entspräche, so dass eine entsprechend angepasste Formulierung mit angemessener Übergangsfrist in das EEG aufzunehmen wäre.
- Da Bürgerbeteiligungen in nahezu allen Rechtsformen möglich sind, kann anhand der vorliegenden Daten zur Rechtsform der Ausschreibungsteilnehmer keine Einschätzung zur Akteursstruktur in den bisherigen Ausschreibungsrunden vorgenommen werden. Diejenigen Fragen, die die Akteursstruktur und Bürgerenergieprojekte betreffen, wurden im Rahmen der Bieterbefragung nur in sehr wenigen Fällen beantwortet, so dass sich daraus keine zusätzlichen Erkenntnisse ableiten lassen.

Umweltwirkungen

- Die Beobachtungen zu den Umweltwirkungen von PV-Freiflächenanlagen haben keine wesentlich neuen Aufgabenstellungen ergeben, es bleibt bei den in den Umweltberichten der einzelnen Vorhaben regelmäßig dargestellten und lösbaren Problemstellungen.
- Angesichts der bundesweit starken Grünlandverluste infolge intensiver Landwirtschaft ist die Öffnung des Grünlandes als zulässige Flächenkategorie gerade in den benachteiligten Gebieten ein naturschutzpolitisch negatives Signal. Der Schutz und Erhalt des Grünlandes ist ein herausragendes naturschutzpolitisches Ziel, so dass die Überbauung und damit Veränderung von artenreichen und extensiv genutzten Grünländereien, wie sie gerade in den agrarstrukturell benachteiligten Berggebieten stark vertreten sind, verhindert werden sollte.

- Ein besonderes Augenmerk sollte angesichts der künftig stark zunehmenden Abfallvolumina aus den PV-Anlagen den Kapazitäten und der Funktionsfähigkeit der abfallrechtlich geforderten Sammel- und Verwertungssysteme der PV-Wirtschaft gelten, das sind insbesondere die Hersteller und Importeure von PV-Modulen. Wichtiger Teilaspekt ist dabei vor allem der Umgang mit den Leiterelementen und den Schwermetallen aus den Dünnschichtmodulen.

8. Handlungsempfehlungen

Vergütungssätze und atmender Deckel

- Aufgrund der Ende 2018 durchgeführten und von Februar bis April 2019 schrittweise greifenden Absenkung der Vergütung für Dachanlagen in der Leistungsstufe über 40 kW besteht derzeit kein Handlungsbedarf.

52 GW-Deckel

- Unter Fortschreibung des Zubauniveaus aus dem Jahr 2018 sowie wahrscheinlichen Vorzieheffekten angesichts des drohenden Förderendes dürfte der 52 GW-Deckel noch im Jahr 2020 erreicht werden. Szenariobetrachtungen deuten darauf hin, dass bei Erreichen des 52 GW-Deckels – selbst mit einem erweiterten Eigenversorgungsbegriff einschließlich Direktversorgung – mit einem Zubauvolumen in der Größenordnung von lediglich 1 GW außerhalb der Ausschreibungen zu rechnen ist.
- Angesichts des Ziels, bis zum Jahr 2030 65 % Strom aus erneuerbaren Energien bereitzustellen und dem zur Umsetzung dieses Ziels notwendigen höheren PV-Zubaus ist neben einem verfestigten, höheren jährlichen Ausschreibungsvolumen ein erheblicher weiterer Zubau außerhalb der Ausschreibungen notwendig. Ohne eine Förderung des Dachanlagensegments, die über die Eigenverbrauchsprivilegien hinausgeht, wird dieser mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht erreicht.
- Darüber hinaus sind die Kosten für PV-Anlagen in den letzten Jahren weiter gesunken, worauf mit einer Absenkung der Fördersätze für die Leistungsstufen über 40 kW reagiert wurde.
- Vor diesem Hintergrund wird dringend empfohlen, den 52 GW-Deckel zu streichen.
- Bezüglich der weiteren Instrumentendiskussion zur Förderung von Anlagen bis 750 kW wird auf das parallel laufende Vorhaben „Zukünftige Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen in Deutschland“ verwiesen.

Direktvermarktungspflicht für Anlagen ab 100 kW

- Die sukzessive Installation/Inbetriebnahme von 100 kW-Abschnitten erleichtert die vollständige Belegung auch größerer Dachflächen für den Fall, dass Anlagenbetreiber den eingespeisten Strom nicht direkt vermarkten wollen. Aus Sicht des Gesetzgebers ist abzuwägen, ob der Marktintegration von PV-Strom Vorrang einzuräumen ist und die Regelung zur Anlagenzusammenfassung schärfer gefasst wird. Eine mögliche Folge einer Verschärfung könnte jedoch sein, dass in diesem Fall die 100 kW-Schwelle wesentlich stärker markthemmend wirkt, weil viele Anlagen nur auf maximal 100 kW ausgelegt werden, selbst wenn die Dachfläche eine größere Anlage erlauben würde. Dem gegenüber steht eine Tolerierung der bisherigen Praxis, womit im Hinblick auf die Ausschöpfung von Dachflächen ein insgesamt höherer PV-Zubau zu erwarten ist.

- Die Inanspruchnahme der Ausfallvergütung zur Umgehung der Direktvermarktungspflicht scheint derzeit eher gering zu sein, lässt sich jedoch nicht exakt beziffern. Die Entwicklung sollte weiter beobachtet werden.

Ausschreibungen

- Die zweijährige Realisierungsfrist erlaubt derzeit lediglich erste Aussagen und Empfehlungen. Eine kontinuierliche Analyse der realisierten Anlagen nach Ablauf der Realisierungsfrist ist deshalb unerlässlich.
- Für die ersten sechs Ausschreibungsrunden ist eine hohe Realisierungsrate von insgesamt 96 % (leistungsgewichtet) zu verzeichnen. Vieles deutet darauf hin, dass neben Modulpreissenkungen auch die Möglichkeit zur Übertragung von Zuschlägen auf andere Flächen dazu beigetragen hat. Davon abgesehen bestehen derzeit keine Anhaltspunkte, dass die finanziellen und materiellen Qualifikationsanforderungen sich negativ auf die Realisierungsrate ausgewirkt haben. Es wird deshalb empfohlen, die finanziellen und materiellen Qualifikationsanforderungen unverändert fortzuführen und die Realisierungsraten weiterhin zeitnah zu analysieren.
- Um im Rahmen erhöhter PV-Beiträge mit Blick auf das 65 % EE-Stromziel im Jahr 2030 einen höheren Ausbau von PV auf Freiflächen kosteneffizient zu gestalten und dabei die Gefahr einer Unterzeichnung der Ausschreibungen zu verringern, sollten im Zuge einer Erhöhung der Ausschreibungsvolumina Restriktionen abgebaut werden. Als ökologisch verträgliche Maßnahmen bietet sich eine Ausweitung der 110m-Seitenrandstreifen auf 220 m samt Möglichkeiten zur Arrondierung im Bereich bis 500 m ebenso an wie die Streichung der 10 MW-Obergrenze für Anlagen auf Konversionsflächen (und damit die Gleichstellung mit Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen). Weitere erhebliche Potenziale könnten über eine bundesweite Freigabe von Flächen in benachteiligten Gebieten oder die Nutzungsmöglichkeit von landwirtschaftlichen Flächen, die im jeweiligen Bundesland als unterdurchschnittlich eingestuft werden, erschlossen werden.
- Weiterhin sollte angesichts der bisherigen und auch weiterhin zu erwartenden Fortschritte bei der Flächeneffizienz, den geringen Kosten sowie ambitionierter EE-Ausbauziele auf die Anrechnung der ausschreibungsfreien Freiflächenanlagen auf die Ausschreibungsvolumina verzichtet werden.
- Um angesichts erhöhter Ausbauziele auch die Potenziale im Dachanlagensegment über 750 kW zu mobilisieren, bietet sich ein eigenes Ausschreibungssystem für die betroffenen Anlagen an. Aufgrund der unsicheren Wettbewerbssituation im Dachanlagensegment kommt im Falle einer Einführung eines separaten Ausschreibungssystems für Dachanlagen über 750 kW die Möglichkeit einer Trennung in Eigenversorgungsausschreibungen und Volleinspeiseausschreibungen in Betracht.
- Zum 01.01.2019 gilt in den Bundesländern eine neue agrarpolitische Förderkulisse der benachteiligten Gebiete für die Ausgleichsabgabe. Hierzu sollte eine Auffangbestimmung in das EEG aufgenommen werden. Vorzugsweise kann dem Bundesland, das über eine Verordnung die Nutzung der Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten öffnet, auch in diesem Rahmen überlassen werden, „seine“ neue Gebietskulisse zu Grunde zu legen. So würde das EEG selbst aus der unmittelbaren Regelungspflicht entlassen.

Umweltwirkungen

- Angesichts der starken Grünlandverluste infolge intensiver Landwirtschaft ist die Öffnung des Grünlandes als zulässiges Flächenkriterium gerade in den benachteiligten Gebieten ein naturschutzpolitisch negatives Signal. Der Schutz und Erhalt des Grünlandes ist ein herausragendes naturschutzpolitisches Ziel, so dass die Bebauung und damit Veränderung von artenreichen und extensiv genutzten Grünländereien, wie sie gerade in den agrarstrukturell benachteiligten Berggebieten stark vertreten sind, verhindert werden sollte. Bislang wurde diese Flächenkategorie im Rahmen der Ausschreibungen mit insgesamt 6 Zuschlägen und einer Leistung von rd. 40 MW (von 15 zugelassenen Geboten mit 74 MW) im Vergleich zu den Ackerflächen noch nicht übermäßig stark in Anspruch genommen. Die weiteren Ausschreibungsrunden sollten jedoch diesbezüglich aufmerksam verfolgt werden. Angesichts der großen Flächenkapazitäten auf Ackerland sollte das Grünland aus dem Kanon der Flächenkategorien des § 37 Abs. 1 gestrichen werden.

9. Literaturverzeichnis

1. BMWI. *EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2019 - Stand: 15. Oktober 2018* [online]. 2018. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-in-zahlen-pdf.pdf?__blob=publicationFile
2. 50 HERTZ TRANSMISSION, AMPRION, TRANSNET BW und TENNET TSO. *EEG Jahresabrechnungen 2009 bis 2017*. [online]. [Zugriff am: 26. Juni 2017]. Verfügbar unter: <https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen>
3. AG ENERGIEBILANZEN. *Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern* [online]. 2018. Verfügbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/28-0-Zusatzinformationen.html>
4. BUNDESNETZAGENTUR. *Photovoltaikanlagen - Datenmeldungen und Vergütungssätze* [online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Photovoltaik/DatenMeldgn_EEG-VergSaetze/DatenMeldgn_EEG_VergSaetze.html;jsessionid=6675864F2D95008B6FF66E7BCEE4B39A?nn=414658#doc405794bodyText2
5. BUNDESNETZAGENTUR. *Veröffentlichung der PV-Mieterstrom-Meldezahlen - 07/2017 bis 12/2018* [online]. 2018. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/VOeFF_Registerdaten/2018_12_Mieterstrom.xlsx?__blob=publicationFile&v=2
6. KALTSCHMITT, Martin. *Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. 5., erweiterte Auflage. Berlin, Heidelberg, 2013.
7. QUASCHNING, Volker. *Systemtechnik einer klimaverträglichen Elektrizitätsversorgung in Deutschland für das 21. Jahrhundert*. Düsseldorf, 2000.
8. FRAUNHOFER INSTITUT FÜR WINDENERGIE UND ENERGIESYSTEMTECHNIK (IWES). *Vorstudie zur Integration großer Anteile Photovoltaik in die elektrische Energieversorgung – Studie im Auftrag des BSW - Bundesverband Solarwirtschaft e.V. – ergänzte Fassung vom 29.05.2012* [online]. 2012. [Zugriff am: 11. Juli 2016]. Verfügbar unter: https://www.solarwirtschaft.de/fileadmin/media/pdf/IWES_Netzintegration_lang.pdf
9. FORSCHUNGSSTELLE FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT E. V. (FFE). *Regionalisierung der dezentralen Stromerzeugung im Netzentwicklungsplan 2025 - Methodik und Ergebnisse* [online]. 2015. [Zugriff am: 21. Juli 2017]. Verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/regionalisierungsmethodik_nep_2025.pdf
10. BMVI (Hrsg.). *Räumlich differenzierte Flächenpotenziale für erneuerbare Energien in Deutschland* [online]. 2015. [Zugriff am: 11. Januar 2018]. Verfügbar unter: http://www.bbsr.bund.de/BBSR/DE/Veroeffentlichungen/BMVI/BMVIOnline/2015/DL_BMVI_Online_o8_15.pdf?__blob=publicationFile&v=2

11. FATH, Karoline. *Technical and economic potential for photovoltaic systems on buildings* [online]. 2018. Verfügbar unter: <http://dx.doi.org/10.5445/KSP/1000081498>
12. DEUTSCHES ZENTRUM FÜR LUFT- UND RAUMFAHRT (DLR), INSTITUT FÜR ENERGIE- UND UMWELTFORSCHUNG (IFEU) und WUPPERTAL INSTITUT FÜR KLIMA, UMWELT UND ENERGIE. *Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland – Langfassung* [online]. 2004. [Zugriff am: 11. Juli 2016]. Verfügbar unter: http://www.dlr.de/tt/Portaldata/41/Resourcen/dokumente/institut/system/publications/OekologiscO_optimierter_Ausbau_Langfassung.pdf
13. ENQUETE-KOMMISSION. „*Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung*“ [online]. 2002. [Zugriff am: 12. Juli 2016]. Verfügbar unter: <http://dipbt.bundestag.de/doc/btd/14/094/14.094.00.pdf>
14. FORSCHUNGSSTELLE FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT E.V. CO₂-Verminderungspotenzial bei Ausbau der Photovoltaik. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* [online]. 2009. Jg. 59, Nr. 4. [Zugriff am: 12. Juli 2016]. Verfügbar unter: https://www.ffe.de/download/Veroeffentlichungen/2009_et_beer_corradini_vogler.pdf
15. TU MÜNCHEN und SIEMENS AG. *Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland* [online]. 2010. Verfügbar unter: <https://mediatum.ub.tum.de/doc/969497/969497.pdf>
16. WOUTERS, Frank. Potentiale passiver und aktiver Solarenergienutzung in den Stadtraumtypen. *Solarer Städtebau. Vom Pilotprojekt zum planerischen Leitbild*. 2007.
17. IRENA. Renewable Capacity Statistics. Ausgaben 2016 bis 2018. [online]. Verfügbar unter: <https://www.irena.org/publications/2018/Jul/Renewable-Energy-Statistics-2018>
18. SOLAR POWER EUROPE. *Global Market Outlook for Solar Power 2018 - 2022* [online]. 2018. Verfügbar unter: <http://www.solarpowereurope.org/wp-content/uploads/2018/09/Global-Market-Outlook-2018-2022.pdf>
19. PV MAGAZINE GLOBAL EDITION. Diverse Meldungen der Jahre 2017 bis 2019. [online]. 2019. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.com/news/>
20. JÄGER-WALDAU, Arnulf. Snapshot of Photovoltaics – February 2019. *Energies – Open Access Journal* [online]. 2019. Jg. 12, Nr. 5. DOI 10.3390/en12050769. Verfügbar unter: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/5/769>
21. SOLARBRANCHE.DE. *Trendwende auf dem globalen Solarmarkt 2019 erwartet* [online]. 2019. Verfügbar unter: <https://www.solarbranche.de/news/nachrichten/artikel-35739-trendwende-auf-dem-globalen-solarmarkt-2019-erwartet>
22. PV MAGAZINE GLOBAL EDITION. Netherlands: PV projects totaling 3.7 GW submitted for autumn round of 2018 SDE+ program. [online]. 2018. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.com/2018/11/19/netherlands-pv-projects-totaling-3-7-gw-submitted-for-autumn-round-of-2018-sde-program/>
23. FINERGREEN. *Overview of the 2017 French Tender Results - Photovoltaic solar calls for tender in Metropolitan France and Non Interconnected Zones (NIZ)* [online]. 2018. Verfügbar unter: <http://www.finergreen.com/wp-content/uploads/2017/04/18-03-08-Overview-of-the-2017-French-Tenders.pdf>

24. FINERGREEN. Mehrere Analysen zu den französischen Ausschreibungen im Jahr 2018. [online]. 2018. Verfügbar unter: <http://www.finergreen.com/analyses/>
25. PV MAGAZINE DEUTSCHLAND. Frankreich schreibt 17,2 Gigawatt Photovoltaik bis 2025 aus. [online]. 2019. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2019/01/28/frankreich-schreibt-172-gigawatt-photovoltaik-bis-2025-aus/>
26. PV MAGAZINE DEUTSCHLAND. Siemens will Kaco kaufen. [online]. 2019. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2019/03/01/siemens-will-kaco-kaufen/>
27. PV MAGAZINE DEUTSCHLAND. *Diverse Meldungen der Jahre 2017 bis 2019* [online]. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/nachrichten/>
28. APERE. *Puissance installée - Fin 2018, la puissance photovoltaïque a atteint 4 255 MWC, soit 374 Wc par habitant* [online]. 2019. Verfügbar unter: <https://www.apere.org/fr/observatoire-photovoltaïque>
29. REPORT AT. »Für die Klimaziele wird das nicht reichen« [online]. 2019. Verfügbar unter: <http://www.report.at/index.php/energie/wirtschaft-a-politik/item/93317-fuer-die-klimaziele-wird-das-nicht-reichen>
30. UK GOVERNMENT DEPARTMENT FOR BUSINESS, ENERGY & INDUSTRIAL STRATEGY. National Statistics - Solar photovoltaics deployment. [online]. 2019. Verfügbar unter: <https://www.gov.uk/government/statistics/solar-photovoltaics-deployment>
31. PV MAGAZINE DEUTSCHLAND. China: Photovoltaik-Zubau könnte 2018 um ein Drittel sinken. [online]. 2018. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2018/06/04/china-photovoltaik-zubau-koennte-2018-um-ein-drittel-sinken/>
32. PV MAGAZINE DEUTSCHLAND. Dena-Studie: Neue Finanzierungsmodelle für Chinas Erneuerbaren-Förderung gesucht. [online]. 2018. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2018/12/13/dena-studie-neue-finanzierungsmodelle-fuer-china-gesucht/>
33. PV MAGAZINE DEUTSCHLAND. China bereitet planbareren Ansatz für Photovoltaik-Ausbau vor. [online]. 2018. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2018/12/03/china-bereitet-planbareren-ansatz-fuer-photovoltaik-ausbau-vor/>
34. FORBES. New Chinese Solar Plant Undercuts Cost Of Coal Power. [online]. 2018. Verfügbar unter: <https://www.forbes.com/sites/johnparnell/2018/12/30/new-chinese-solar-plant-undercuts-cost-of-coal-power/#65e84aaf1182>
35. PV MAGAZINE DEUTSCHLAND. China will förderfreie Photovoltaik-Projekte entfesseln. [online]. 2019. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2019/01/10/china-will-foerderfreie-photovoltaik-projekte-entfesseln/>
36. ECOREPORTER - MAGAZIN FÜR NACHHALTIGE GELDANLAGEN. China: Massiver Solarzubau trotz Förderstopp? [online]. 2018. Verfügbar unter: <https://www.ecoreporter.de/artikel/china-massiver-solarzubau-trotz-forderstopp/>
37. PV MAGAZINE DEUTSCHLAND. China strebt 80 bis 160 Gigawatt Photovoltaik-Zubau pro Jahr von 2021 bis 2030 an. [online]. 2018. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2018/12/14/china-strebt-80-bis-160-gigawatt-photovoltaik-zubau-pro-jahr-von-2021-bis-2030-an/>

38. PV MAGAZINE USA. 2018 solar power year in review (part 1). [online]. 2018. Verfügbar unter: <https://pv-magazine-usa.com/2018/12/20/2018-solar-power-year-in-review-part-1/>
39. PV MAGAZINE USA. 2018 solar power year in review (part 2). [online]. 2018. Verfügbar unter: <https://pv-magazine-usa.com/2018/12/21/2018-solar-power-year-in-review-part-2/>
40. PV MAGAZINE DEUTSCHLAND. IHS Markit erwartet Photovoltaik-Weltmarkt bei 123 Gigawatt 2019. [online]. 2018. Verfügbar unter: https://www.pv-magazine.de/2018/12/19/ihs-markit-erwartet-photovoltaik-weltmarkt-bei-123-gigawatt-2019/?utm_source=Biblio
41. GERMANY TRADE & INVEST. *Indien – Schutzmaßnahme für Solarzellen und Solarmodule* [online]. 2018. Verfügbar unter: <https://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/Recht-Zoll/Zoll/zoll-aktuell,t=indien--schutzmassnahme-fuer-solarzellen-und-solarmodule,did=1963434.html?view=renderPdf>
42. GERMANY TRADE & INVEST. *Branche kompakt: Schutzzölle gefährden den Boom der Solarenergie in Indien* [online]. 2018. Verfügbar unter: <https://www.gtai.de/GTAI/Navigation/DE/Trade/Maerkte/Branchen/Branche-kompakt/branche-kompakt-erneuerbare-energien,t=branche-kompakt-schutzzoelle-gefaehrden-den-boom-der-solarenergie-in-indien,did=1940882.html>
43. PV MAGAZINE GLOBAL EDITION. India will tender 500 GW renewable capacity by 2028. [online]. 2019. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.com/2019/01/08/india-will-tender-500-gw-renewable-capacity-by-2028/>
44. PV TECH. Indian renewable energy deployment to grow sharply this year after 'forgettable' 2018. [online]. 2019. Verfügbar unter: <https://www.pv-tech.org/news/indian-renewable-energy-deployment-to-grow-sharply-this-year-after-forgetta>
45. POWER TECHNOLOGY. *Japan to slash solar subsidies as feed-in tariff costs mount* [online]. 2019. Verfügbar unter: <https://www.power-technology.com/comment/japan-solar-pv-subsidies/>
46. PV MAGAZINE GLOBAL EDITION. Japan proposes 22% commercial solar FIT cut in latest move to trim costs. [online]. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.com/2019/02/20/japan-proposes-22-commercial-solar-fit-cut-in-latest-move-to-trim-costs/>
47. PV MAGAZINE DEUTSCHLAND. 2018: Modulpreise runter und Weltmarkt rauf. *pv magazine Deutschland* [online]. 2017. [Zugriff am: 12. Januar 2018]. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2017/12/30/2018-modulpreise-runter-und-weltmarkt-rauf/>
48. PV TECH. *Wacker's polysilicon division sales plummeted 27% in 2018* [online]. 2019. Verfügbar unter: <https://www.pv-tech.org/news/wackers-polysilicon-division-sales-plummeted-27-in-2018>
49. JÄGER-WALDAU. *PV Status Report 2017* [online]. 2017. [Zugriff am: 12. Januar 2018]. Verfügbar unter: <http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC108105/kjna28817enn.pdf>
50. JÄGER-WALDAU. *PV Status Report 2018* [online]. 2018. Verfügbar unter: http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC113626/pv_status_report_2018_online.pdf

51. PV MAGAZINE DEUTSCHLAND. Trotz Kürzung der Solarförderung baut China 43,6 Gigawatt Photovoltaik 2018 zu. [online]. 2019. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2019/01/17/trotz-kuerzung-der-solarfoerderung-baut-china-426-gigawatt-photovoltaik-2018-zu/>
52. IEA INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Trends in PV-Applications 2018* [online]. 2018. Verfügbar unter: http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/2018_iea-pvps_report_2018.pdf
53. CHEMANAGER ONLINE. Wacker ist neuer Polysilizium-Weltmarktführer. [online]. 2017. [Zugriff am: 6. Juli 2017]. Verfügbar unter: <http://www.chemanager-online.com/printpdf/37960>
54. WACKER CHEMIE AG. *Factbook 2018* [online]. 2018. Verfügbar unter: https://www.wacker.com/cms/media/documents/investor-relations/factbook_2018.pdf
55. WACKER CHEMIE AG. *Annual Report 2017* [online]. 2018. Verfügbar unter: <https://reports.wacker.com/2017/annual-report/servicepages/filelibrary/files/collection.php>
56. PV MAGAZINE DEUTSCHLAND. Polysilizium-Sparte von Wacker Chemie mit weniger Umsatz und Gewinn. [online]. 2019. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2019/01/18/polysilizium-sparte-von-wacker-chemie-mit-weniger-umsatz-und-gewinn/>
57. IEA INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Trends in PV-Applications 2017* [online]. 2017. Verfügbar unter: http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/statistics/IEA-PVPS_Trends_2017_in_Photovoltaic_Applications.pdf
58. VDMA. *International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV) - Results 2018* [online]. 2019. Verfügbar unter: <https://itrpv.vdma.org/documents/27094228/29066965/ITRPV%302019.pdf/78cb7c8c-e91d-6f41-f228-635c3a8abf71>
59. IEA INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. *Trends in PV-Applications 2010 bis 2018* [online]. [Zugriff am: 3. Juli 2017]. Verfügbar unter: http://www.iea-pvps.org/fileadmin/dam/public/report/national/Trends_2016_-_mr.pdf
60. PV MAGAZINE DEUTSCHLAND. Investorensuche für Solarworld gescheitert – Modulfabrik wird versteigert. [online]. 2019. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2019/02/11/investorensuche-fuer-solarworld-gescheitert-modulfabrik-wird-versteigert/>
61. VDMA. Hersteller von Solarequipment verbuchen kräftiges Umsatzplus. [online]. 2018. Verfügbar unter: <https://www.vdma.org/v2viewer/-/v2article/render/27601805>
62. GTM RESEARCH. *Solar inverter consolidation will continue: 'Prices show no sign of stabilizing'* [online]. 2017. Verfügbar unter: <http://www.digitalmicrogrid.com/pdfs/solar-inverter-consolidation-will-continue-prices-show.pdf>
63. SMA SOLAR TECHNOLOGY AG. SMA Solar Technology AG Meets Sales and Earnings Guidance for 2018 – Managing Board Expects Growth in Sales and Earnings for 2019. [online]. 2019. Verfügbar unter: <https://www.sma.de/en/newsroom/current-news/news-details/news/3716-sma-solar-technology-ag-meets-sales-and-earnings-guidance-for-2018-managing-board-expects-gro.html>

64. PV MAGAZINE GLOBAL EDITION. Price pressure and delivery bottlenecks lead SMA to significant loss in 2018. [online]. 2019. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.com/2019/01/24/price-pressure-and-delivery-bottlenecks-lead-sma-to-significant-loss-in-2018/>
65. ASSION, Anja und GÖTZE, Roman. Zum Bebauungsplanerfordernis nach § 32 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2009 bei PV-Freiflächenanlagen. [online]. Nr. REE 04-2015. [Zugriff am: 28. Juli 2017]. Verfügbar unter: http://www.goetze.net/files/ree_15-04_aufsatz_assion_goetze.pdf
66. REICHMUTH, Matthias, ERFURT, Ilka, LORENZ, Christian, SCHIFFLER, Alexander, KELM, Tobias, SCHMIDT, Maike, SCHOTT, Benjamin, BRAUN, Martin, BÜDENBENDER, Kathrin, BARTH, Heike, STRAUß, Philipp, GÜNNEWIG, Dieter, PÜSCHEL, Michael, DE BEER, Helke, GEHRKE, Mathias und PUHE, Henry. *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG. Vorhaben IIc: Solare Strahlungsenergie* [online]. Leipziger Institut für Energie GmbH, 2011. Verfügbar unter: http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/EEG/eeg_eb_2011_solare_strahlung_bf.pdf?__blob=publicationFile&v=5
67. LANDTAG DES SAARLANDES. *Ausbau von Photovoltaik und Solarthermie. Antwort zu der Frage des Abgeordneten Ralf Georgi (DIE LINKE.)* [online]. 3. Dezember 2018. Verfügbar unter: https://www.landtag-saar.de/file.ashx?FileName=Aw16_0662.pdf
68. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG. *Hinweise zum Ausbau von Photovoltaik-Freiflächenanlagen* [online]. 16. Februar 2018. Verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/mum/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Erneuerbare_Energien/Sonnenenergie/Hinweise-zum-Ausbau-von-Photovoltaik-Freiflaechenanlagen.pdf
69. REGIERUNGSPRÄSIDIUM GIEßEN. Teilregionalplan Energie Mittelhessen, genehmigte Fassung. *Regierungspräsidium Gießen* [online]. 2017. Verfügbar unter: <https://rp-giessen.hessen.de/planung/regionalplanung/teilregionalplan-energie-mittelhessen/genehmigte-fassung-2017>
70. TORNS, Fabian. Regionalplanung, Energiewende und Ausbau der Solarenergie. *Solarbranchentag Baden-Württemberg* [online]. Stuttgart. 20. November 2017. Verfügbar unter: https://solarcluster-bw.de/fileadmin/user_upload/PDF/Solarbranchentag/2017/2017.11_Solarbranchentag_Torns-RVSO2.pdf
71. BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND. *Nationaler Aktionsplan für erneuerbare Energie gemäß der Richtlinie 2009/28/EG zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen*. 4. August 2010.
72. NITSCH, Joachim, PREGGER, Thomas, SCHOLZ, Yvonne, NAEGLER, Tobias, STERNER, Michael, GERHARDT, Norman, VON OEHSEN, Amany, PAPE, Carsten, SAINT-DRENAN, Yves-Marie und WENZEL, Bernd. *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. „Leitstudie 2010“* [online]. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt, 2010. Verfügbar unter: <http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/documents/leitstudie2010.pdf>
73. WINKLER, Jenny, OEHLER, Philipp, KLINGLER, Anna-Lena, SENSFUß, Frank, HÖFLING, Holger, RAGWITZ, Mario, TERSTEEGEN, Bernd, MAURER, Christoph, LINKE, Christian, SEE-

- GER, Nick, LADERMANN, Alexander, GREINACHER, Dominik, GÜNTHER, Reinald, JACHMANN, Henning und MUSIOL, Frank. Zukunftswerkstatt Erneuerbare Energien – Eigenversorgung mit Strom. Analyse der Wirkungen und Szenarien für die zukünftige Entwicklung. [online]. November 2016. [Zugriff am: 7. Juni 2017]. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/zukunftswerkstatt-erneuerbare-energien.pdf?__blob=publicationFile&v=8
74. 50 HERZ TRANSMISSION, AMPRION, TRANSNET BW und TENNET TSO. *Informationen zur Direktvermarktung* [online]. 2018. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Direktvermarktung-Uebersicht_Dezember2018_inkl_AV.xlsx
75. BUNDESNETZAGENTUR (BNETZA). EEG-Re-gis-ter-da-ten und EEG-För-der-sät-ze. [online]. 2018. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutio-nen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EEG_Registerdaten/EEG_Registerdat-en_node.html
76. 50 HERZ TRANSMISSION, AMPRION, TRANSNET BW und TENNET TSO. *EEG-Vergütungskategorien* [online]. 2019. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/EEG-Verguetungskategorien_EEG_2019_20190131.xls
77. NEXT KRAFTWERKE. Allgemeine Vermarktungsbedingungen für Photovoltaik - Anlagen unter 800 kW. [online]. 10. November 2016. [Zugriff am: 7. März 2017]. Verfügbar unter: <https://www.next-kraftwerke.de/wp-content/uploads/Vermarktungsbedingungen-Direktvermarktung-PV-Next-Kraftwerke.pdf>
78. MARK-E AKTIENGESELLSCHAFT. Direktvermarktung bis 750 kW. *Direktvermarktung bis 750 kW - Dienstleistungspauschalen für die EEG- und KWKG-Direktvermarktung* [online]. 2018. Verfügbar unter: <https://www.mark-e.de/geschaeftskunden/dienstleistungen/virtuelles-kraftwerk/direktvermarktung-bis-750-kw/>
79. INTERCONNECTOR GMBH. Interconnector - virtuelles Kraftwerk powered by EnBW - Erlösrechner. [online]. 2017. [Zugriff am: 11. Dezember 2017]. Verfügbar unter: <https://www.interconnector.de/>
80. ENBW. PV Magazine Webinar vom 17.10.2017 – Direktvermarktung lohnt sich und ermöglicht neue Geschäftsmodelle. . 2017.
81. ENERGATE MESSENGER. MVV und SMA kooperieren bei Direktvermarktung. [online]. 2018. [Zugriff am: 11. Dezember 2018]. Verfügbar unter: <https://www.energatemessenger.de/news/184031/mvv-und-sma-kooperieren-bei-direktvermarktung>
82. FRAUNHOFER ISI. *Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromabgabe an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2019 bis 2023 - Studie im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber* [online]. 2018. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202019/20181005_Abschlussbericht%20Fraunhofer%20ISI.pdf
83. PVinsights. *Solar Photovoltaic (Polysilicon wafer cell and panel) Prices and Research Reports* [online]. Verfügbar unter: <http://pvinsights.com/>

84. pvXchange Preisindex. [online]. Juni 2017. Verfügbar unter: <http://www.pvxchange.com/priceindex/default.aspx?langTag=de-DE>
85. KELM, Tobias, SCHMIDT, Maïke, TAUMANN, Michael, PÜTTNER, Andreas, JACHMANN, Henning, CAPOTA, Michael, DASENBROCK, Johannes, BARTH, Heike, SPIEKERMANN, Raphael, BRAUN, Martin, BOFINGER, Stefan, GÜNNEWIG, Dieter, PÜSCHEL, Michael, FETT, Sheila und SPORER, Katja. *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben IIc Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie* [online]. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, 2014. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2c,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
86. Online-Tools | pvspeicher.htw-berlin.de. [online]. [Zugriff am: 29. Juni 2017]. Verfügbar unter: <http://pvspeicher.htw-berlin.de/onlinetools/>
87. INSTITUT FÜR STROMRICHTERTECHNIK UND ELEKTRISCHE ANTRIEBE DER RWTH AACHEN. *Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0 - Jahresbericht 2017* [online]. 2017. [Zugriff am: 8. Januar 2018]. Verfügbar unter: http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2017_ISEA_RWTH_Aachen.pdf
88. WENIGER, Johannes, BERGNER, Joseph, TJADEN, Tjarko und QUASCHNING, Volker. *Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende* [online]. Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, 2015. Verfügbar unter: <http://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2015/05/HTW-Berlin-Solarspeicherstudie.pdf>
89. KASCHUB, Thomas. Batteriespeicher in Haushalten unter Berücksichtigung von Photovoltaik, Elektrofahrzeugen und Nachfragesteuerung. [online]. 2017. DOI 10.5445/IR/1000071612. Verfügbar unter: <https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000071612>
90. GRAULICH, K., BAUKNECHT, D., HEINEMANN, C., HILBERT, I., VOGEL, M., SEIFRIED, D. und ALBERT-SEIFRIED, S. *Einsatz und Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Batteriespeichern in Kombination mit Stromsparen* [online]. 2018. Verfügbar unter: <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/PV-Batteriespeicher-Endbericht.pdf>
91. BUNDESVERBAND SOLARWIRTSCHAFT E.V. (BSW-SOLAR). Solarstromspeicher: Nachfrage wächst rasant. [online]. Verfügbar unter: <https://www.solarwirtschaft.de/presse/pressemeldungen/pressemeldungen-im-detail/news/solarstromspeicher-nachfrage-waechst-rasant.html>
92. JORDAN, Dirk C., KURTZ, Sarah R., VANSANT, Kaitlyn und NEWMILLER, Jeff. Compendium of photovoltaic degradation rates: Photovoltaic degradation rates. *Progress in Photovoltaics: Research and Applications*. Juli 2016. Jg. 24, Nr. 7, S. 978–989. DOI 10.1002/pip.2744.
93. ITRPV und VDMA. *International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV)* [online]. 2017. Verfügbar unter: <http://itrpv.net/Reports/Downloads/>
94. KIEFER, K., DIRNBERGER, D., MÜLLER, B., HEYDENREICH, W. und KRÖGER-VODDE, A. A Degradation Analysis of PV Power Plants. [online]. 2010. [Zugriff am: 12. April 2017]. DOI 10.4229/25thEUPVSEC2010-5BV.4.26. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.4229/25thEUPVSEC2010-5BV.4.26>

95. KELM, Tobias, SCHMIDT, Maik, TAUMANN, Michael, PÜTTNER, Andreas, JACHMANN, Henning, CAPOTA, Michael, DASENBROCK, Johannes, BARTH, Heike, SPIEKERMANN, Raphael, BRAUN, Martin, BOFINGER, Stefan, GÜNNEWIG, Dieter, PÜSCHEL, Michael, FETT, Sheila und SPORER, Katja. *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben IIc Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie* [online]. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, 2014. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2c,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
96. HARALD WILL, ZUBER, Fabian und ET AL. *Geschäftsmodelle mit PV-Mieterstrom* [online]. Juni 2017. Verfügbar unter: http://www.pv-financing.eu/wp-content/uploads/2016/11/D4.1_Germany.pdf
97. PUDLIK, Martin, SENSFUß, Frank und WINKLER, Jenny. *Welche Faktoren beeinflussen die Entwicklung des Marktwerts der Erneuerbaren Energien? Leiststudie Strommarkt, Arbeitspaket 4* [online]. Juli 2015. Verfügbar unter: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/leiststudie-strommarkt-arbeitspaket-4-literaturueberblick.pdf?__blob=publicationFile&v=1
98. NEUHOFF, Karsten, MAY, Nils, RICHSTEIN, Joern, RAGWITZ, Mario, KLOBASA, Marian und TIEDEMANN, Silvana. *Von der einseitigen zur symmetrischen gleitenden Marktprämie?* [online]. 2018. Verfügbar unter: <https://www.econstor.eu/handle/10419/175752>
99. EnBW verstärkt Engagement im Bereich Solarenergie | EnBW. *EnBW verstärkt Engagement im Bereich Solarenergie* [online]. 6. Februar 2019. Verfügbar unter: https://www.enbw.com/unternehmen/presse/pressemitteilungen/presse-detailseite_203328.html
100. BAYWA R.E. *Energieerzeugung in den Kohlerevieren fortsetzen*. [online]. 25. Januar 2019. Verfügbar unter: <https://www.baywa-re.com/de/news/details/energieerzeugung-in-den-kohlerevieren-fortsetzen/>
101. ENEREGATE MESSENGER. *EnBW schließt ersten PPA mit deutschem Solarpark*. [online]. 14. Februar 2019. Verfügbar unter: <https://www.energate-messenger.de/news/189524/enbw-schliesst-ersten-ppa-mit-deutschem-solarpark>
102. KLESSMANN, Corinna, WIGAND, Fabian, GEPHART, Malte, MAURER, Christoph, TERSTEEGEN, Bernd, RAGWITZ, Mario, HÖFLING, Holger, WINKLER, Jenny, KELM, Tobias, JACHMANN, Henning, EHRHART, Karl-Martin, HAUFE, Marie-Christin, KOHLS, Malte, MEITZ, Christoph, TIEDEMANN, Silvana, LINNEMEYER, Malte, RIESE, Christoph und NEBEL, Julian Asmus. *Ausschreibungen für erneuerbare Energien. Wissenschaftliche Empfehlungen* [online]. Ecofys Germany GmbH, 2015. Verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/ausschreibungen-ee,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
103. ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER. *Netzentwicklungsplan Strom 2030, Version 2019. Erster Entwurf* [online]. 4. Februar 2019. Verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019>
104. AGORA ENERGIEWENDE. *Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030. Zwölf Maßnahmen für den synchronen Ausbau von Netzen und Erneuerbaren Energien* [online]. Juli 2018. Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/stromnetze-fuer-65-prozent-erneuerbare-bis-2030/>

105. KELM, Tobias, METZGER, Jochen, FUCHS, Anna-Lena, SCHICKETANZ, Sven, GÜNNEWIG, Dieter und THYLMANN, Miron. *Untersuchung zur Wirkung veränderter Flächenrestriktionen für PV-Freiflächenanlagen – Kurzstudie im Auftrag der innogy SE* [online]. 2019. Verfügbar unter: https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_upload/PDFs/Aktuelles/2019/politischer-dialog-pv-freiflaechenanlagen-studie-333788.pdf
106. CLEARINGSTELLE EEG. Schiedsspruch 2016/20 - PV-Freiflächenanlage auf baulicher Anlage (II). [online]. 28. Juni 2016. Verfügbar unter: <https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/schiedsrv/2016/20>
107. CLEARINGSTELLE EEG. Votum 2013/26 v. 13.2.2014. [online]. 2014. [Zugriff am: 19. Juli 2017]. Verfügbar unter: https://www.clearingstelle-eeg.de/files/Votum_2013_62.pdf
108. BUNDESNETZAGENTUR. Flächeninanspruchnahme für Freiflächenanlagen nach § 36 Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV) Stand: Dezember 2016. [online]. 2016. [Zugriff am: 19. Juli 2017]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/PV-Freiflaechenanlagen/Bericht_Flaecheninanspruchnahme_2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2
109. CLEARINGSTELLE EEG. *Empfehlung 2010/2* [online]. 1. Juli 2010. Verfügbar unter: http://www.clearingstelle-eeg.de/files/2010-2_Empfehlung.pdf
110. NATURSTIFTUNG DAVID. *Naturschutzrelevante Militärfächen und PV-Freiflächenanlagen. Vortrag auf dem Workshop „Flächenpotenziale für Photovoltaik-Freiflächenanlagen nach FFAV und Referentenentwurf EEG“, BMWi 23.02.2016.* 2016.
111. KOMMISSION „WACHSTUM, STRUKTURWANDEL UND BESCHÄFTIGUNG“. Abschlussbericht. [online]. Januar 2019. Verfügbar unter: https://www.kommission-wsb.de/WSB/Redaktion/DE/Downloads/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=5
112. IFOK ET AL. *Erneuerbare Energien-Vorhaben in den Tagebauregionen* [online]. 2018. Verfügbar unter: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/erneuerbare-energien-vorhaben-in-den-tagebauregionen.html>
113. NATURSTIFTUNG DAVID. *Naturschutzrelevante Militärfächen in Deutschland.* [online]. 2016. Verfügbar unter: <http://www.naturstiftung-david.de/index.php?pageid=66>
114. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMA UND ENERGIEWIRTSCHAFT BADEN-WÜRTTEMBERG (HRSG.). *Erneuerbare Energien in Baden-Württemberg 2014 - Erste Abschätzung, Stand April 2015.* [online]. 2015. Verfügbar unter: <http://www4.lubw.baden-wuerttemberg.de/servlet/is/224620/>
115. [HTTPS://WWW.LANUV.NRW.DE/FILEADMIN/LANUVPUBL/3_FACHBERICHTE/30040B.PDF](https://www.lanuv.nrw.de/fileadmin/lanuvpubl/3_fachberichte/30040B.pdf). Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW Teil 2 – Solarenergie. LANUV-Fachbericht 40. [online]. 2013. [Zugriff am: 14. Februar 2018]. Verfügbar unter: <http://www.energieatlas.nrw.de/site/strom>

116. MINISTERIUM FÜR KLIMASCHUTZ, UMWELT, LANDWIRTSCHAFT, NATUR- UND VERBRAUCHERSCHUTZ NRW (HRSG.). *Photovoltaikanlagen auf Deponien – technische und rechtliche Grundlagen* [online]. 2014. Verfügbar unter: <https://www.land.nrw/de/pressemitteilung/umweltministerium-veroeffentlicht-neue-broschuere-photovoltaik-auf-deponien>
117. PÖYRY DEUTSCHLAND GMBH. *Potenzialuntersuchung und Ausbauproggnose erneuerbarer Energien in Schleswig-Holstein. Im Auftrag des Ministeriums für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume. Kurzbericht.* [online]. 2014. Verfügbar unter: http://www.windcomm.de/Downloads/2014/20140521MELUR_Potenzial_Ausbau_EE.pdf
118. REGIONALE PLANUNGSGEMEINSCHAFT SÜDWESTTHÜRINGEN und REGIONALE PLANUNGSSTELLE SÜDWESTTHÜRINGEN. *Methodik zur Ermittlung von Potentialflächen als Grundlage für die Ausweisung von Vorrang- / Vorbehaltsgebieten großflächige Photovoltaikanlagen in den Regionalplänen. Arbeitshilfe.* [online]. 2014. Verfügbar unter: http://www.regionalplanung.thueringen.de/imperia/md/content/rpg/suedwest/sw-pdf-arbhilfe_phvolt.pdf
119. NIEMANN, Katharina, RÜTER, Stefan, BREDEMEIER, Birte, DIEKMANN, Lara, REICH, Michael und BÖTTCHER, Marita. *Photovoltaik-Freiflächenanlagen an Verkehrswegen in Deutschland. Ausbauzustand und mögliche Folgen für den Biotopverbund.* . 2017. S. 119–128.
120. BIMA (BUNDESANSTALT FÜR IMMOBILIENAUFGABEN). *Schriftliche Beantwortung eines Fragenkatalogs hinsichtlich Flächenpotenzialen für PV-Freiflächenanlagen auf BImA-Flächen.* 2017. Übermittelt durch Tobias Ptok, Bundesanstalt für Immobilienaufgaben, Portfoliomanagement, am 16.05.2017.
121. BIMA (BUNDESANSTALT FÜR IMMOBILIENAUFGABEN). *Potenziale für Erneuerbare Energien – Forschungsprojekt zur Eignung von Flächen für Windkraft- und Photovoltaik-Freiflächenanlagen.* [online]. 2016. [Zugriff am: 2. Juni 2017]. Verfügbar unter: www.dgs.de/fileadmin/newsletter/2016/Potenziale_fuer_EE_BImA-Broschuere_Versand.pdf
122. BIMA (BUNDESANSTALT FÜR IMMOBILIENAUFGABEN). *Weitere BImA-Flächen im Nationalen Naturerbe.* [online]. 2017. [Zugriff am: 14. Juni 2017]. Verfügbar unter: https://www.bundesimmobilien.de/8002434/NationalesNaturerbe_aktuell
123. CLEARINGSTELLE EEG. *Was sind »benachteiligte Gebiete« i.S.d. EEG und wo finde ich eine Übersicht der benachteiligten Gebiete Deutschlands?* [online]. 2017. [Zugriff am: 26. Juni 2017]. Verfügbar unter: <https://www.clearingstelle-eeg.de/beitrag/2750>
124. DEUTSCH-RUSSISCHER AGRARPOLITISCHER DIALOG. *Neuabgrenzung benachteiligter Gebiete in Deutschland und EU.* In : [online]. 2016. [Zugriff am: 26. Juni 2017]. Verfügbar unter: http://de.agrardialog.ru/files/prints/neuabgrenzung_benachteiligter_gebiete_in_deutschland_und_eu.pdfKooperationsprojekt des Bundesministeriums für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz der Bundesrepublik Deutschland.
125. PASCHER, Peter. *Weiterhin unbegreiflich. Widerstand gegen Neuabgrenzung benachteiligter Gebiete hält an.* . 2012. S. 26–27.
126. LANDESAMT FÜR VERMESSUNG, GEOINFORMATION UND LANDENTWICKLUNG (LVGL). *Photovoltaik auf Agrarflächen.* [online]. Verfügbar unter: <http://geoportal.saarland.de/portal/de/fachanwendungen/pv-auf-agrarflaechen.html>

127. LÜDTKE, Tim. Umstrittene Ernte auf dem Solaracker. *biss energy - Das Wirtschaftsmagazin für die Energiezukunft* [online]. 2017. [Zugriff am: 20. Juli 2017]. Verfügbar unter: http://bizzenergytoday.com/umstrittene_ernte_auf_dem_solaracker
128. SCHLESWIG-HOLSTEINISCHER LANDTAG. *Kleine Anfrage der Abgeordneten Petra Nicolaisen (CDU) und Antwort der Landesregierung - Minister für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume. Nutzung von Acker- und Grünflächen in bestimmten Gebieten für den Ausbau von Photovoltaik; Drucksache 18/4636* [online]. Wahlperiode -09-23 2016. [Zugriff am: 19. Juli 2017]. Verfügbar unter: <https://kleineanfragen.de/schleswig-holstein/18/4636-nutzung-von-acker-und-gruenflaechen-in-bestimmten-gebieten-fuer-den-ausbau-von-photovoltaik.txt>
129. LANDTAG MECKLENBURG-VORPOMMERN. *Ausbau von Solarthermie und Photovoltaik in Mecklenburg-Vorpommern. Kleine Anfrage der Abgeordneten Dr. Mignon Schwenke, Fraktion DIE LINKE und Antwort der Landesregierung* [online]. 27. August 2018. Verfügbar unter: http://www.dokumentation.landtag-mv.de/parldok/dokument/41549/ausbau_von_solarthermie_und_photovoltaik_in_mecklenburg_vorpommern.pdf
130. LANDTAG NORDRHEIN-WESTFALEN. *Freiflächen-Photovoltaik ausbauen: land-und energie-wirtschaftliche Nutzung sind kein Widerspruch. Antrag der Fraktion SPD* [online]. 5. Juni 2018. Verfügbar unter: <https://www.landtag.nrw.de/portal/WWW/dokumentenarchiv/Dokument/MMD17-2754.pdf>
131. BAYERISCHE STAATSREGIERUNG. Verordnung über Gebote für Freiflächenanlagen vom 7. März 2017. *GVBl Nr. 4/2017*. 2017. S. 25.
132. LANDESREGIERUNG BADEN-WÜRTTEMBERG. Verordnung der Landesregierung zur Öffnung der Ausschreibung für Photovoltaik-Freiflächenanlagen für Gebote auf Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten (Freiflächenöffnungsverordnung – FFÖ-VO). *BW GBl Nr. 6/2017*. 7. März 2017. S. 129.
133. GESETZ- UND VERORDNUNGSBLATT FÜR DAS LAND HESSEN. *Verordnung über Gebote für Freiflächensolaranlagen (Freiflächensolaranlagenverordnung – FSV)*. [online]. 30. November 2018. Verfügbar unter: <http://starweb.hessen.de/cache/GVBL/2018/00025.pdf>
134. LANDESREGIERUNG RHEINLAND-PFALZ. Landesverordnung über Gebote für Solaranlagen auf Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten. Gesetz- und Verordnungsblatt für das Land Rheinland-Pfalz. [online]. 30. November 2018. Verfügbar unter: https://mueef.rlp.de/fileadmin/mulewf/Themen/Energie_und_Strahlenschutz/Energie/20181130_GVBl_Nr._16_S_384_LVO_Solaranlagen_auf_Gruenlandflaechen.pdf
135. MINISTERIUM FÜR UMWELT, ENERGIE, ERNÄHRUNG UND FORSTEN DES LANDES RHEINLAND-PFALZ. *Vollzugshinweise zur "Landesverordnung über Gebote für Solaranlagen auf Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten"* [online]. [Zugriff am: 14. März 2019]. Verfügbar unter: https://mueef.rlp.de/fileadmin/mulewf/Themen/Energie_und_Strahlenschutz/Energie/Vollzugshinweise_Landesverordnung_Solaranlagen_auf_Gruenflaechen_05.11.18.pdf
136. LANDESREGIERUNG SAARLAND. *Verordnung zur Errichtung von Photovoltaik (PV) auf Agrarflächen – VOEPV* [online]. 27. November 2018. Verfügbar unter: http://geoportal.saarland.de/portal/images/Verordnung_PV_auf_Agrarflaechen_Amtsblatt.pdf

137. BAYERISCHES STAATSMINISTERIUM FÜR ERNÄHRUNG, LANDWIRTSCHAFT UND FORSTEN. Benachteiligte Gebiete in Bayern. [online]. Verfügbar unter: <http://www.stmelf.bayern.de/agrarpolitik/foerderung/211365/index.php>
138. *Verordnung (EU) Nr. 1305/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. Dezember 2013 über die Förderung der ländlichen Entwicklung durch den Europäischen Landwirtschaftsfonds für die Entwicklung des ländlichen Raums (ELER) und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1698/2005* [online]. 20. Dezember 2013. 32013R1305. Verfügbar unter: <http://data.europa.eu/eli/reg/2013/1305/oj/deu>
139. *Antrag der Abg. Dr. Friedrich Bullinger u. a. FDP/DVP und Stellungnahme des Ministeriums für Ländlichen Raum und Verbraucherschutz zur Änderung der Ausgleichszulage Landwirtschaft und Neuabgrenzung der benachteiligten Gebiete* [online]. 7. August 2017. Verfügbar unter: https://www.landtag-bw.de/files/live/sites/LTBW/files/dokumente/WP16/Drucksachen/2000/16_2492_D.pdf
140. BWAGRAR ONLINE. Gewinner und Verlierer im Land. [online]. 15. November 2017. Verfügbar unter: <https://www.bwagrar.de/Aktuelles/Gewinner-und-Verlierer-im-Land,QUIEPTU1OTc3NzkmTUIEPTUxNjQo.html>
141. ENERGIE-ATLAS BAYERN. Benachteiligte Gebiete - Förderung - Photovoltaik - Sonne - Energie-Atlas Bayern. [online]. Verfügbar unter: https://www.energieatlas.bayern.de/thema_sonne/photovoltaik/foerderung/benachteiligte_gebiete.html
142. MINISTERIUM FÜR UMWELT UND VERBRAUCHERSCHUTZ SAARLAND. Ausgleichszulage für benachteiligte Gebiete. [online]. Verfügbar unter: <https://www.saarland.de/222893.htm>
143. REGIONALVERBAND SAARBRÜCKEN. Informationsvorlage zum Entwurf einer Verordnung zur Errichtung von Photovoltaik (PV) auf Agrarflächen (VOEPV). [online]. 13. September 2018. Verfügbar unter: http://snet.websvc.rvsbr.de/bi/v00050.php?__kvonr=3689&voselect=659
144. MINISTERIUM FÜR UMWELT UND VERBRAUCHERSCHUTZ SAARLAND. Auflistung der Gemeinden im Benachteiligten Gebiet des Saarlandes nach Art. 32 der VO (EU) Nr. 1305/2013 ab 2017. [online]. Verfügbar unter: https://www.saarland.de/dokumente/res_umwelt/Benachteiligte_Gebiete_Saarland_2016.pdf
145. BG UMWELT. Identifikation und Berechnung der benachteiligten Gebiete in Rheinland-Pfalz. [online]. 27. November 2017. Verfügbar unter: <http://www.eler-eul-rlp.de/Internet/global/themen.nsf/b81d6f06b181d7e7c1256e920051ac19/f19f5250b4ecef6ec125824200402c8c?OpenDocument>
146. MINISTERIUM FÜR UMWELT, KLIMASCHUTZ, LANDWIRTSCHAFT UND VERBRAUCHERSCHUTZ HESSEN. Ausgleichszulage (AGZ). [online]. Verfügbar unter: <https://umwelt.hessen.de/landwirtschaft/foerderangebote/foerdermassnahmen/ausgleichszulage>
147. BUNDESAMT FÜR NATURSCHUTZ. Langzeitwirkungen von Photovoltaik-Freiflächenanlagen auf Natur und Landschaft. [online]. Verfügbar unter: <https://www.bfn.de/themen/erneuerbare-energien/abgeschlossene->

- projekte/lanzeitwirkungen-von-photovoltaik-freiflaechenanlagen-auf-natur-und-landschaft.html Angaben zum Forschungsnehmer, zur Projektlaufzeit und zu den Zielen
148. NATURSTIFTUNG DAVID. Naturschutz & Militär. [online]. Verfügbar unter: <http://www.naturstiftung-david.de/index.php?pageid=29>
 149. NATURSTIFTUNG DAVID. Datenbank Naturschutz und Militär. [online]. Verfügbar unter: http://s521173732.online.de/osteuropa_aktuell/start.php?reg_nr=26
 150. FRAUNHOFER ISE. APV Resola. APV Resola [online]. Verfügbar unter: <http://www.agrophotovoltaik.de/>
 151. FRAUNHOFER ISE. Agrophotovoltaik – nachhaltige Landnutzung für Energie und Nahrung – Pilotprojekt am Bodensee. [online]. 25. März 2015. [Zugriff am: 28. Juli 2017]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2015/agrophotovoltaik-nachhaltige-landnutzung-fuer-energie-und-nahrung.html>
 152. HANDELSBLATT. Pilotprojekt Agrophotovoltaik: Oben Energie, unten Kartoffeln. [online]. 2. Mai 2017. [Zugriff am: 28. Juli 2017]. Verfügbar unter: <http://www.handelsblatt.com/technik/energie-umwelt/pilotprojekt-agrophotovoltaik-oben-energie-unten-kartoffeln/19741270.html>
 153. TIETZ, Andreas. Inanspruchnahme von Landwirtschaftsfläche durch Freiflächen-Photovoltaik-Anlagen im Jahr 2017. [online]. April 2018. Verfügbar unter: https://literatur.thuenen.de/digbib_extern/dno59800.pdf
 154. MÜLLER, L. u. a. *The Muencheberg Soil Quality Rating (SQR)* [online]. 2007. Verfügbar unter: http://www.zalf.de/de/forschung_lehre/publikationen/Documents/Publikation_Mueller_L/fiel_d_mueller.pdf
 155. UMWELTBUNDESAMT. Grünlandumbruch. [online]. 18. Mai 2017. [Zugriff am: 28. Juli 2017]. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/landforstwirtschaft/landwirtschaft/gruenlandumbruch#textpart-1>
 156. DICKEL, Regina und PLANKL, Reiner. *Agrarstrukturelle Unterschiede und Veränderungen in benachteiligten und nicht-benachteiligten Gebieten von Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Hessen und Mecklenburg-Vorpommern: Eine Analyse von Landkreis- und Gemeindedaten*. Thünen Working Paper, 2016.
 157. CLEARINGSTELLE EEG. Hinweis 2017/21 - PFC-belastete (Acker-)Flächen als Konversionsflächen i.S.d. EEG. [online]. 20. September 2017. Verfügbar unter: <https://www.clearingstelle-ee-g-kwkg.de/hinwv/2017/21>
 158. BOHREN, Andreas. Blendung von Solaranlagen. Übersicht zur aktuellen Rechtslage. In : 25. OTTI Symposium Thermische Solarenergie, 6. - 8. Mai 2015, Kloster Banz, Bad Staffelstein [online]. Mai 2015. Verfügbar unter: <http://docplayer.org/25839878-Blendung-von-solaranlagen-uebersicht-zur-aktuellen-rechtslage.html>
 159. Elektro- und Elektronikgerätegesetz vom 20. Oktober 2015 (BGBl. I S. 1739), zuletzt geändert durch Artikel 16 des Gesetzes vom 27. Juni 2017 (BGBl. I S. 1966). [online]. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/elektrog_2015/ElektroG.pdf

160. Wer für Recycling zahlen muss und wer nicht – pv magazine Deutschland. [online]. [Zugriff am: 28. Juli 2017]. Verfügbar unter: <https://www.pv-magazine.de/2015/04/28/wer-fr-recycling-zahlen-muss-und-wer-nicht/>
161. IRENA ANDIEA PVPS. *End-of-Life Management: Solar Photovoltaic Panels* [online]. Juni 2016. [Zugriff am: 28. Juli 2017]. Verfügbar unter: https://www.researchgate.net/publication/305331245_IRENA_andIEA_PVPS_2016_-_End-of-Life_Management_Solar_Photovoltaic_Panels
162. HOFFMANN, Volker. Damals war's. *Sonnenenergie* [online]. Nr. November-Dezember 2008. [Zugriff am: 6. Juni 2017]. Verfügbar unter: http://www.dgs.de/fileadmin/sonnenenergie/SE-2008-06/SE-2008-06-538-Damals_wars.pdf
163. JÄGER, Sönke. Welche Lebensdauer haben PV-Anlagen nach heutigen Erfahrungen tatsächlich? *Forum Neue Energiewelt*. 11. November 2016.
164. ENERGIEAGENTUR RHEINLAND-PFALZ GMBH und BET – BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH. *Attraktive Geschäftsmodelle mit PV-Anlagen* [online]. Mai 2017. [Zugriff am: 6. Juni 2017]. Verfügbar unter: https://www.energieagentur.rlp.de/fileadmin/user_upload/pdf/Broschueren_zum_Download/Solarinitiative_Brosch_170526.pdf
165. KOEHL, Michael. Welche Faktoren bestimmen die Lebensdauer einer Anlage und welche Perspektiven ergeben sich daraus für Solaranlagen. . 25. Oktober 2016.
166. BERND RECH, ANDREAS BETT, BRUNO BURGER, CHRISTOPH BRABEC, ROLF BRENDEL, OLIVER FÜHRER, UDO MÖHRSTEDT, HOLGER NEUHAUS, MICHAEL POWALLA, BERND UTZ, FLORIAN WESSENDORF, STEPHAN WIEDER, JANN BINDER, BERNHARD DIMMLER, HANS-JOACHIM EGELHAAF, DIETER GEYER, TILMANN E. KUHN, PETER LECHNER, LUCA LUCERA, FLORIAN MACHUI, JOHANNES MAYER, PHEDON PALINGINIS, SIMON PHILIPPS, WILTRAUD WISCHMANN, ROBERT WITTECK, BENEDIKT LUNZ, MATTHIAS MERZKIRCH und BERIT ERLACH. *Photovoltaik - Technologiesteckbrief zur Analyse „Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050“* [online]. 2016. [Zugriff am: 12. April 2017]. Verfügbar unter: <https://doi.org/10.13140/RG.2.1.2291.2885>
167. FRAUNHOFER ISE. *Current and Future Cost of Photovoltaics* [online]. Februar 2015. Verfügbar unter: <http://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-current-and-future-cost-of-photovoltaics-long-term-scenarios-for-market-development-system-prices-and-lcoe-of-utility-scale-pv-systems.html>