



Wissenschaftlicher Bericht

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

Teilvorhaben solare Strahlungsenergie

Zwischenbericht

Juni 2023

Erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz



Erstellt durch:

Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg Meitnerstraße 1 70563 Stuttgart Bosch & Partner GmbH Lortzingstr. 1 30177 Hannover

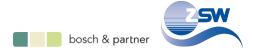
Projektleitung:

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

Bearbeiter: Tobias Kelm

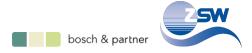
Henning Jachmann Stefan Fidaschek Laura Liebhart Dr. Dieter Günnewig Esther Johannwerner

30.06.2023



Inhaltsverzeichnis

1.	ZUSAMMENFASSUNG / SUMMARY	3
SUMM	ARY	8
2.	EINLEITUNG	13
3.	Marktentwicklung	14
3.1.	Deutschland	14
3.2.	International	16
4.	Instrumente zur Marktsteuerung	20
4.1.	Ausschreibungen	20
4.1.1.	Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen (ab 2015; 2017–2020 einschl. PV-	
	Aufdachanlagen) gemäß FFAV, EEG, GemAV und InnAusV	24
4.1.2.	Ausschreibungen für PV-Aufdachanlagen (ab 2021) gemäß EEG	
4.2.	EEG-geförderte Mieterstromanlagen	34
4.3.	Räumliche Wirkungen des EEG und weiterer Steuerungsinstrumente	
4.3.1.	Räumliche Steuerung im EEG	37
4.3.2.	Räumliche Steuerung von PV-Freiflächenanlagen: Bedarf und Steuerungsansätze	41
5.	ÖKONOMISCHE ASPEKTE	43
5.1.	Vermarktungsmöglichkeiten und Marktintegration	43
5.1.1.	Vermarktungswege	
5.1.2.	Selbstverbrauch und Eigenversorgung	44
5.2.	Anlagenkosten und Betriebsparameter	52
5.3.	Ermittlung der Stromgestehungskosten und Projektverzinsung für Volleinspeisean	lagen 55
5.4.	Wirtschaftlichkeit von Eigenversorgungsanlagen	57
5.5.	Fazit und Anpassungsbedarf der finanziellen EEG-Förderung	59
6.	ÖKOLOGISCHE ASPEKTE	61
6.1.	Analysen zur heutigen und zukünftigen Flächeninanspruchnahme	61
6.1.1.	Entwicklung der Flächeninanspruchnahme	61
6.1.2.	Entwicklung der zukünftigen Flächeninanspruchnahme	65
6.1.3.	Entwicklung der Anlagengrößen im Bestand	68
6.1.4.	Regionalisierung der Flächeninanspruchnahme	70
6.1.5.	Zielkonflikt mit dem Nachhaltigkeitsziel der Verringerung des Flächenverbrauchs	72
6.1.6.	Zwischenfazit	
6.2.	Flächenkategorien und Potenziale	75
6.2.1.	Landwirtschaftliche Flächen	
6.2.2.	Sonstige bauliche Anlagen	
623	Versiggelte Flächen	82



6.2.4.	Konversionsflächen – Bergbau, Braunkohle	82
6.2.5.	Randflächen von Autobahnen und Schienenwegen	83
6.2.6.	Gewässer	84
6.2.7.	Zwischenfazit	85
6.3.	Umweltrelevanz konzeptioneller Alternativen im Anlagenbau	86
6.3.1.	Agri-Photovoltaik	86
6.3.2.	Anlagen auf organischen Böden (Moorböden)	89
6.3.3.	Biodiversitäts-PV	91
6.4.	Entwicklungen in der Umweltfolgenbewältigung	93
7.	HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN	94
8.	LITERATURVERZEICHNIS	97



1. Zusammenfassung / Summary

Die zentralen Ergebnisse des vorliegenden Berichts sind nachfolgend angeführt. Die daraus abgeleiteten Empfehlungen sind in Kapitel 7 zusammengestellt.

Marktentwicklung

- Die Neuinstallationen von PV-Anlagen sind in den vergangenen Jahren kontinuierlich gestiegen. Nach 5,2 GW bzw. 5,7 GW Zubau in den Jahren 2020/2021 waren 2022 rund 7,4 GW Neuanlagen zu verzeichnen.
- Bis 2020 war das Marktwachstum hauptsächlich von Dachanlagen getrieben, seit 2021 nehmen Freiflächenanlagen einen zunehmend größeren Anteil am Zubau ein. Von den im Jahr 2022 neu installierten 7,4 GW entfallen 2,8 GW und damit 38 % auf Freiflächenanlagen.
- Die Bedeutung von so genannten "PPA-Anlagen", also Anlagen, die ohne finanzielle Förderung errichtet und betrieben werden, stieg in den vergangenen Jahren zunehmend. Nach 0,3 GW im Jahr 2020 und 0,7 GW 2021 schwächte sich das Wachstum 2022 mit knapp 0,9 GW leicht ab.
- Die hohen Endverbraucherpreise für Strom verstärkten die Nachfrage nach Eigenversorgungsanlagen (Teileinspeiseanlagen), insbesondere im Bereich der Kleinanlagen bis 30 kW.
- Zum Jahresende 2022 waren bundesweit gut 67 GW PV-Leistung installiert. Davon entfallen rund 20 GW auf Freiflächenanlagen.
- EEG-geförderte PV-Mieterstromanlagen spielen mit einer insgesamt installierten Leistung von gut 110 MW Ende 2022 nach wie vor eine sehr untergeordnete Rolle. Der Zubau 2022 lag bei 27 MW und damit bei 0,4 % des gesamten PV-Zubaus bzw. 0,6 % des Dachanlagenzubaus.
- Auch der internationale PV-Markt befindet sich auf starkem Wachstumskurs. Nach 175 GW
 Zubau 2021 wurden 2022 weltweit PV-Anlagen mit einer Leistung von insgesamt 240 GW neu
 installiert. Mit mehr als 100 GW Zubau war China mit Abstand führend, gefolgt von den USA
 mit knapp 19 GW. Europaweit wurden gut 40 GW neu installiert.

Preisentwicklung und Wirtschaftlichkeit von Neuanlagen

- Die Preise für PV-Module und -Systeme haben sich in den vergangenen Monaten kontinuierlich verändert. Bis Herbst 2022 sind sie weiter gestiegen, um anschließend deutlich zu sinken. Insbesondere im Kleinanlagensegment bis 30 kW sind die Preise stark gestiegen und im Vergleich zu den anderen Leistungsklassen anschließend weniger stark gesunken. Dies ist primär auf die sehr hohe Nachfrage nach Anlagen im kleineren Leistungsbereich zurückzuführen.
- Parallel zu den gestiegenen Anlagenpreisen haben sich auch die Finanzierungskosten für PV-Anlagen erhöht. Zum Stand Ende März 2023 lagen die Fremdkapitalzinsen in der Größenordnung von 4,5 %.
- Die Stromgestehungskosten von Neuanlagen liegen (Datenstand März 2023) zwischen rund 15 ct/kWh für Kleinanlagen, die 2023 in Betrieb gehen, und gut 7 ct/kWh für große Solarparks, die 2024 in Betrieb genommen werden.
- Die hohen Strompreise für Endverbraucher setzen entsprechend hohe Anreize zur Eigenversorgung. Trotz bis Herbst 2022 gestiegener, seither jedoch wieder gesunkener Anlagenpreise ist für die meisten betrachteten Fälle trotz hoher Zinsen ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb möglich.



- Der Zubau von Volleinspeiseanlagen im Dachanlagebereich bewegt sich im Vergleich zum Teileinspeisesegment trotz erhöhter Volleinspeisevergütung weiterhin auf relativ niedrigem Niveau. Die hohen Strombezugspreise sind ein starker Anreiz zur Installation einer Eigenversorgungsanlage statt einer Volleinspeiseanlage. Hinzu kommt, dass bei Dachanlagen ab 100 kW und bei Freiflächenanlagen unterhalb der Ausschreibungsgrenze die Stromgestehungskosten ca. 2 ct/kWh oberhalb der Volleinspeisetarife liegen, bei kleineren Anlagen ca. 3 ct/kWh.
- Die Höchstwerte und die Wirtschaftlichkeit von Projekten der Ausschreibungen des ersten und zweiten Segments sind für Standard-Dachanlagen und Standard-Freiflächenanlagen so gesetzt, dass im Mittel ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb möglich ist.
- Aufgrund ihrer höheren Kosten und der unzureichenden Höhe der Boni haben die sogenannten "besonderen Solaranlagen" nur geringe Wettbewerbschancen gegen Standard-PV-Freiflächenanlagen in den Ausschreibungen des ersten Segments.

Eigenversorgung und Selbstverbrauch

- Die selbst verbrauchte PV-Strommenge ist im Jahr 2022 nach ersten Berechnungen deutlich gestiegen. Nach 3,2 TWh 2020 und 3,8 TWh im Jahr 2021 waren 2022 rund 5,7 TWh PV-Selbstverbrauch zu verzeichnen. Bezogen auf die gesamte Strommenge aus Photovoltaikanlagen entspricht dies einem Anteil von 9,4 %.
- Die jeweiligen Selbstverbrauchsanteile der einzelnen Anlagen sind sehr unterschiedlich und weder gleich- noch normalverteilt. Die Auswertung bezieht sich aus Gründen der Datenverfügbarkeit auf Inbetriebnahmen im Jahr 2020, womit die Aussagekraft eingeschränkt ist (zum Zeitpunkt der Berichterstellung liegen die Bewegungsdaten zur EEG-Jahresabrechnung der vier Übertragungsnetzbetreiber für das Betriebsjahr 2021 vor). Aufgrund des saisonalen Erzeugungsprofils von PV-Anlagen können für die Auswertung der Selbstverbrauchsanteile nur vollständige Betriebsjahre ausgewertet werden, weshalb auf das Inbetriebnahmejahr 2020 zurückgegriffen werden musste.

Ausschreibungen

- Die Bundesnetzagentur hat im Jahr 2022 drei Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen ("Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments") durchgeführt und dabei eine Leistung von 3,1 GW (2021: 1,6 GW) nachgefragt. Während in der ersten Runde die nachgefragte Leistung nur knapp verfehlt wurde, waren die zweite und dritte Runde deutlich unterzeichnet. Das Verhältnis aus dem um Ausschlüsse bereinigten Gebotsvolumen und Ausschreibungsvolumen sank auf Werte von 0,6 und 0,7. Die gewichteten mittleren Zuschlagswert legten 2022 von 5,19 ct/kWh (SOL2022-1) auf 5,80 ct/kWh (SOL22-3) zu und entfernten sich damit spürbar vom stabilen Vorjahresniveau (5,0 ct/kWh). Die erste Ausschreibung des Jahres 2023 war trotz einer deutlichen Anhebung des Ausschreibungsvolumens auf 1,95 GW überzeichnet. Der gewichtete, mittlere Zuschlagswert stieg dagegen weiter auf 7,03 ct/kWh.
- Für große Aufdachanlagen fanden im Jahr 2022 drei separate Ausschreibungen statt ("Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments). Gemäß § 28a EEG 2021 hätte das Ausschreibungsvolumen 2,3 GW betragen sollen, davon 2,0 GW als Sonderausschreibungen (2021: 0,3 GW). Infolge der geringen Beteiligung in den ersten beiden Runden wurde das Volumen der dritten Runde jedoch nachträglich um 564 MW gekürzt. Die gewichteten, mittleren



Zuschlagswerte bewegten sich zwischen 8,53 und 8,84 ct/kWh und lagen damit spürbar über denen des Vorjahres (6,88 und 7,43 ct/kWh). Die erste Gebotsrunde des Jahres 2023 war mit einem bereinigten Gebotsvolumen von 195 MW und einem Ausschreibungsvolumen von 217 MW erneut leicht unterzeichnet. Der gewichtete mittlere Zuschlagswerte legte auf 10,87 ct/kWh zu.

• Zusätzlich zu den technologiespezifischen Ausschreibungen führt die Bundesnetzagentur seit dem Jahr 2020 Innovationsausschreibungen durch, mit denen vor allem der Bau von Anlagenkombinationen angereizt werden soll. Bislang dominierten dabei PV-Anlagen bzw. PV/Speicher-Kombination. Während die erste Gebotsrunde des Jahres 2022 noch leicht überzeichnet war, verzeichnete die Bundesnetzagentur für die zweite Runde lediglich ein einziges Gebot. Das Zuschlagsniveau lag im April 2022 (Inn22-1) bei 5,42 ct/kWh und wurde für den Gebotstermin im Dezember infolge der geringen Beteiligung nicht bekanntgegeben. Seit Dezember 2022 bieten die Teilnehmer auf eine Förderung in Form einer gleitenden Marktprämie. In den Jahren davor war testweise eine fixe Marktprämie zur Anwendung gekommen.

Flächeninanspruchnahme von PV-Freiflächenanlagen

- Zum Jahresende 2022 waren damit knapp 20 GW PV-FFA installiert. Von diesen Anlagen wird eine Fläche von insgesamt rund 34.700 Hektar belegt. In Relation zur gesamten Fläche des Bundesgebiets stehen PV-Freiflächenanlagen für einen Anteil von 0,1 %. Bezogen auf die gesamte landwirtschaftlich genutzte Fläche (LF) in Deutschland nehmen PV-Freiflächenanlagen einen Anteil von 0,2 % ein.
- Mit rund 11.700 Hektar (36 %) entfällt der größte Teil auf Konversionsflächen. Durch die zunehmenden Neuinstallationen auf Ackerflächen folgt diese Flächenkategorie mit mittlerweile 10.900 Hektar bzw. 31 %.
- Der Flächenbedarf neuer Freiflächenanlagen hat sich in den vergangenen Jahren im Verhältnis zur installierten Leistung sehr stark reduziert. Während in den Jahren bis 2008 pro MW noch 3,5 Hektar und mehr erforderlich waren, ist der Wert bis zum Jahr 2022 auf knapp 1 Hektar pro MW gesunken.
- Erfolgt der Ausbau von PV-Freiflächenanlagen gemäß den Zielsetzungen des EEG 2023 und mit einem Anteil von 50 % am PV-Zubau, steigt der Umfang der in Anspruch genommenen Fläche auf eine Größenordnung von bis zu 110.000 Hektar im Jahr 2030 bzw. knapp 150.000 (im Falle von flächeneffizienten Standard-PV-Freiflächenanlagen) bis 195.000 Hektar (höherer Anteil von mehrfachgenutzten Anlagen mit höherem Flächenbedarf) im Jahr 2040. Dies entspricht langfristig bis zu 0,5 % der Bundesfläche. Der höhere Wert für das Jahr 2040 berücksichtigt, dass in zunehmendem Maße Anlagenkonzepte der Agri-PV mit höherem Flächenbedarf installiert werden.
- Anlagenkonzepte im Bereich der Mehrfachnutzung von PV-Anlagenflächen benötigen zur sachgerechten Erfüllung der jeweiligen Funktionen in der Regel für den vergleichbaren Stromertrag größere Anlagenflächen. Hierzu gehören Vorhaben der Agri-PV, insbesondere in der Form senkrecht aufgestellter Modulflächen, aber auch sonstige bodennahe Anlagenkonzepte. Auch Formen der Moor-PV oder der noch nicht abschließend definierten Biodiv-PV gehören zu integrierten Freiflächenkonzepten mit Mehrfachnutzungen oder -funktionen. Die Flächenbedarfe übersteigen in der Regel die Schwelle von 1 Hektar pro MW je nach Anlagenund Nutzungskonzept deutlich bis um das Dreifache.

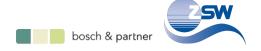


Potenziale und Flächenkulisse für PV-Freiflächenanlagen

- Die Anforderungen an die Flächenbereitstellung von PV-Freiflächenanlagen sind deutlich gestiegen. In den kommenden Jahren bis 2030 ist die aktuelle genutzte Fläche von rd. 35.000 ha zu verdreifachen auf rd. 110.000 ha, um den im EEG 2023 angelegten Ausbaupfad für PV-Freiflächenanlangen umzusetzen.
- Die erforderlichen Flächen sind in ausreichendem Umfang vorhanden und vor allem aus den landwirtschaftlichen Flächen, die auch die nutzbaren Flächen an den auf 500 m erweiterten Korridoren längs der Autobahnen und Schienenwege bestimmen, und aus dem großen Potenzial der Konversionsflächen, u.a. aus ehemaligen Bergbaugebieten, zu gewinnen.
- Da das geeignete Flächenangebot bundesweit nicht gleich verteilt ist, kommt es regional und örtlich zu Raumnutzungskonflikten. Die Aktivitäten vor allem im Bereich der Raumordnung auf Ebene der Länder, Regionen und Kommunen zeigen, dass das Problem längst erkannt ist. Die Initiativen auf kommunaler und auch regionaler Ebene zur Effektivierung einer räumlichen Steuerung haben deutlich zugenommen.
- Die im EEG angelegte Steuerungsfunktion auf landwirtschaftlichen Flächen ist durch die unterschiedlichen qualifizierenden Bestimmungen für spezifische Anlagenkonzepte nicht mehr konsistent und berücksichtigt insbesondere den Schutz hochwertiger artenreicher Grünlandbiotope uneinheitlich und damit insgesamt unzureichend. Entsprechende Nachweispflichten, wie sie nur für die besonderen Solaranlagen bei gleichzeitiger landwirtschaftlicher Nutzung gelten, fehlen bei den Anlagen in der Kulisse der benachteiligten Gebiete, in denen von insgesamt höheren naturschutzfachlich relevanten Biotopanteilen auszugehen ist.

Umweltwirkungen

- Die Umweltwirkungen von Bau und Betrieb einer PV-Freiflächenanlage betreffen im Wesentlichen den Standort der Anlage, die Kabeltrasse sowie ggf. weitere notwendige Begleitinfrastrukturen.
- Für die Beurteilung der Umweltauswirkungen inklusive derer von integrierten Anlagekonzepten wie der Agri-PV sind vor allem die Folgen der baulichen Anlage von Bedeutung. Schädliche Umweltauswirkungen sind zu vermeiden, nicht vermeidbare Auswirkungen sind entsprechend der bisher geltenden Bestimmungen auszugleichen. Die Art und Weise der jeweiligen Landnutzung, insbesondere solcher mit naturschutzfachlich aufwertender Zielsetzung, werden insbesondere im Zusammenhang mit der Kompensationswirkung von Maßnahmen in die Beurteilung und Entscheidungsfindung eingebracht.
- Die Bewertung relevanter umwelt- und naturschutzfachlicher Auswirkungen ggf. auch positiver Art sind an der jeweiligen Ausgangssituation zu messen. Eine Ausgangssituation mit geringem Biotopwert, z. B. jeder intensiv genutzte Acker, kann durch relativ wenig aufwändige Maßnahmen aufgewertet und verbessert werden, insbesondere durch Umwandlung zu Grünland.
- Die Umweltauswirkungen des Vorhabentyps sind üblicherweise lokal begrenzt, können aber vor allem über die das Landschaftsbild betreffende Wirkungen auch weitreichender sein. Besonderer Regelungsbedarf entsteht bei der Inanspruchnahme höherwertiger Biotop- und Landschaftsstrukturen, da die Verluste und Beeinträchtigungen nicht allein durch das Potenzial einer Anlage zur spezifischen Solarbiotopentwicklung kompensiert werden können.



- In Einzelfällen erreichen die Dimensionen einzelner Anlagen bzw. Anlagenkomplexe Größenordnungen, die als landschaftsüberprägend gekennzeichnet sind. Die Strukturen der jeweiligen landschaftlichen Ausgangssituation bestimmen, inwieweit die vorgegebenen Maßstäbe
 eingehalten werden oder technisch überprägt werden. Anlagengrößen von 50 Hektar Flächengröße und mehr markieren auch raumordnerisch eine relevante Dimension und sind entsprechend aufmerksamer zu planen und in die jeweilige Umgebung zu integrieren.
- Für die Beurteilung der Auswirkungen von PV-Freiflächenanlagen ist vor allem das Wirkspektrum der technischen Anlagen entscheidend. Der Aspekt der Mehrfachnutzung durch eine ordnungsgemäße Landwirtschaft bei der Agri-PV oder durch die Bereitstellung von Flächen für die Biotopentwicklung bei einer Biodiv-PV kann dabei berücksichtigt werden. Dazu sind im üblichen Verfahren der naturschutzrechtlichen Eingriffsregelung Berücksichtigungsmöglichkeiten zur Anwendung vorgesehen. Maßnahmen zur Kompensation können so in aller Regel auf den Bereich des jeweiligen Plangebietes begrenzt werden.
- Im Falle von Konflikten mit dem besonderen Artenschutz kommt es auf die jeweiligen Habitatbedingungen der betroffenen Fläche und deren Umgebung an. Die potenziellen Konflikte sind artenschutzrechtlich zu ermitteln und zu bestimmen. Es ist nicht immer auszuschließen, dass zusätzliche Flächen für spezielle vorzeitige Artenschutzmaßnahmen (CEF-Maßnahmen) vorzusehen sind, um eine rechtliches Verbot zu vermeiden. Typisch für PV-Freiflächenanlagen auf Ackerflächen ist dabei die Verdrängung von Lebensräumen der Vogelarten des Offenlandes, für die dann in der Umgebung Maßnahmen vorzusehen sind, häufig auch in Form von partiellen Nutzungsänderungen auf benachbarten Flächen (Nutzungsextensivierung, Entwicklung von Randstreifen u.a.).
- Mit der Aufnahme des überragenden öffentlichen Interesses an der Errichtung und dem Betrieb der Anlagen für erneuerbare Energien gemäß § 2 EEG ist eine der maßgeblichen Bedingungen für die Anwendung der Ausnahmebestimmungen des besonderen Artenschutzes (§ 45 Absatz 7 BNatSchG) erfüllt. In diesen Fällen besteht dennoch weiterhin die Notwendigkeit, das Fehlen zumutbarer Alternativen nachzuweisen.



Summary

Market development

- New installations of PV systems have risen continuously in recent years. After 5.2 GW and 5.7 GW of new installations in 2020/2021, there were around 7.4 GW of new installations in 2022.
- Until 2020, market growth was mainly driven by rooftop systems; since 2021, ground-mounted systems have accounted for an increasingly large share of new installations. Of the 7.4 GW newly installed in 2022, 2.8 GW, or 38 %, is accounted for by ground-mounted systems.
- The importance of so-called "PPA plants", i.e. plants that are built and operated without financial support, has been increasing in recent years. After 0.3 GW in 2020 and 0.7 GW in 2021, growth weakened slightly in 2022 to just under 0.9 GW.
- The high end consumer prices for electricity increased the demand for self-supply plants (partial feed-in plants), especially in the area of small plants up to 30 kW.
- At the end of 2022, a good 67 GW of PV capacity was installed nationwide. Of this, around 20 GW is accounted for by ground-mounted systems.
- With a total installed capacity of just over 110 MW at the end of 2022, EEG-subsidised PV landlord-to-tenant electricity systems still play a very minor role. The addition in 2022 was 27 MW and thus 0.4 % of the total PV addition or 0.6 % of the roof system addition.
- The international PV market is also on a strong growth path. After 175 GW were added in 2021, PV systems with a total capacity of 240 GW were newly installed worldwide in 2022. With more than 100 GW of new installations, China was by far the leader, followed by the USA with just under 19 GW. Across Europe, a good 40 GW was newly installed.

Price development and economic efficiency of new plants

- Prices for PV modules and systems have changed continuously in recent months. They continued to rise until autumn 2022 and then fell significantly. Especially in the small system segment up to 30 kW, prices have risen sharply and then fallen less sharply compared to the other power classes. This is primarily due to the very high demand for plants in the smaller output range.
- Parallel to the increased system prices, the financing costs for PV systems have also increased. As of the end of March 2023, interest on borrowed capital was in the order of 4.5 %.
- The LCOE of new installations (as of March 2023) ranges from around 15 ct/kWh for small installations commissioned in 2023 to a good 7 ct/kWh for large solar parks commissioned in 2024.
- The high electricity prices for end consumers provide correspondingly high incentives for selfsupply. Despite the fact that plant prices rose until autumn 2022, but have since fallen again, economic plant operation is possible for most of the cases considered, despite high interest rates.
- The construction of full feed-in systems in the rooftop sector remains at a relatively low level compared to the partial feed-in segment, despite the increased full feed-in tariff. The high electricity purchase prices are a strong incentive to install a self-supply system instead of a full feed-in system. In addition, for rooftop systems of 100 kW or more and for ground-mounted



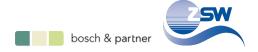
- systems below the tender limit, the LCOE is about 2 ct/kWh above the full feed-in tariff, and about 3 ct/kWh for smaller systems.
- The maximum values and the economic viability of projects in the first and second segment tenders are set for standard rooftop systems and standard ground-mounted systems in such a way that, on average, economic system operation is possible.
- Due to their higher costs and the insufficient amount of bonuses, the so-called "besondere Solaranlagen" ("special solar plants") have only little chance of competing against standard PV ground-mounted plants in the tenders of the first segment.

Self-supply and self-consumption

- The amount of self-consumed PV electricity increased significantly in 2022 according to initial calculations. After 3.2 TWh in 2020 and 3.8 TWh in 2021, there was around 5.7 TWh of PV self-consumption in 2022. In relation to the total amount of electricity from photovoltaic systems, this corresponds to a share of 9.4 %.
- The respective self-consumption shares of the individual plants are very different and neither equally nor normally distributed. For reasons of data availability, the evaluation refers to commissioning in 2020, which limits the informative value (at the time of reporting, the transaction data for the EEG annual accounts of the four transmission system operators are available for the operating year 2021). Due to the seasonal generation profile of PV systems, only complete operating years can be evaluated for the evaluation of self-consumption shares, which is why the commissioning year 2020 had to be used.

Tenders

- In 2022, the Federal Network Agency conducted three tenders for ground-mounted PV systems ("tenders for first-segment solar systems"), requesting a capacity of 3.1 GW (2021: 1.6 GW). While in the first round the demanded capacity was only just missed, the second and third rounds were clearly undersubscribed. The ratio of bid volume adjusted for exclusions and tender volume fell to values of 0.6 and 0.7. The weighted average surcharge value increased in 2022 from 5.19 ct/kWh (SOL2022-1) to 5.80 ct/kWh (SOL22-3), thus moving noticeably away from the stable level of the previous year (5.0 ct/kWh). The first tender of 2023 was oversubscribed despite a significant increase in the tender volume to 1.95 GW. In contrast, the weighted average award value rose further to 7.03 ct/kWh.
- For large rooftop installations, three separate tenders took place in 2022 ("tenders for second segment solar installations). According to § 28a EEG 2021, the tender volume should have been 2.3 GW, of which 2.0 GW as special tenders (2021: 0.3 GW). However, due to the low participation in the first two rounds, the volume of the third round was subsequently reduced by 564 MW. The weighted average award values ranged between 8.53 and 8.84 ct/kWh and were thus noticeably higher than those of the previous year (6.88 and 7.43 ct/kWh). The first bidding round of 2023 was again slightly undersubscribed with an adjusted bid volume of 195 MW and a tender volume of 217 MW. The weighted average award value increased to 10.87 ct/kWh.
- In addition to the technology-specific tenders, the Federal Network Agency has been conducting innovation tenders since 2020, which are primarily intended to stimulate the con-



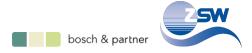
struction of plant combinations. So far, PV systems and PV/storage combinations have dominated. While the first bidding round in 2022 was still slightly oversubscribed, the Federal Network Agency recorded only one bid for the second round. The surcharge level was 5.42 ct/kWh in April 2022 (Inn22-1) and was not announced for the bidding date in December due to low participation. Since December 2022, participants have been bidding for support in the form of a sliding market premium. In the years before, a fixed market premium was applied on a trial basis.

Land consumption of PV ground-mounted systems

- By the end of 2022, almost 20 GW of PV FFA had been installed. These systems cover a total area of around 34,700 hectares. In relation to the total area of the federal territory, PV ground-mounted systems account for a share of 0.1 %. In relation to the total agricultural area (UAA) in Germany, ground-mounted PV systems account for a share of 0.2 %.
- With around 11,700 hectares (36 %), the largest share is accounted for by conversion areas. Due to the increasing new installations on arable land, this land category now follows with 10,900 hectares or 31 %.
- The amount of land required for new ground-mounted systems has fallen very sharply in recent years in relation to the installed capacity. While 3.5 hectares and more were still required per MW in the years up to 2008, the value has fallen to just under 1 hectare per MW by 2022.
- If the expansion of ground-mounted PV systems takes place in accordance with the objectives of the Renewable Energy Sources Act 2023 and with a share of 50 % of new PV construction, the amount of land taken up will increase to an order of magnitude of up to 110,000 hectares in 2030 or just under 150,000 (in the case of land-efficient standard ground-mounted PV systems) to 195,000 hectares (higher share of multiple-use systems with higher land requirements) in 2040. In the long term, this corresponds to up to 0.5 % of the federal territory. The higher value for 2040 takes into account the fact that agri-PV system concepts with higher land requirements are increasingly being installed.
- Plant concepts in the area of multiple use of PV plant areas generally require larger plant areas for the comparable electricity yield in order to properly fulfil the respective functions. These include agricultural PV projects, especially in the form of vertically installed module surfaces, but also other ground-based system concepts. Forms of moorland PV or biodiv PV, which have not yet been conclusively defined, also belong to integrated open space concepts with multiple uses or functions. The land requirements usually exceed the threshold of 1 hectare per MW by a considerable margin or even three times, depending on the plant and utilisation concept.

Potentials and areas for ground-mounted PV systems

- The requirements for the provision of land for ground-mounted PV systems have increased significantly. In the coming years up to 2030, the currently used area of around 35,000 ha must be tripled to around 110,000 ha in order to implement the expansion path for ground-mounted PV systems set out in the EEG 2023.
- The necessary land is available in sufficient quantities and can be obtained primarily from agricultural land, which also determines the usable areas along the corridors extended to 500 m



- along the motorways and railways, and from the large potential of conversion areas, including former mining areas.
- Since the suitable land supply is not equally distributed nationwide, regional and local land
 use conflicts arise. The activities above all in the field of spatial planning at the level of the
 federal states, regions and municipalities show that the problem has long been recognised.
 Initiatives at municipal and also regional level to make spatial management more effective
 have increased significantly.
- The control function on agricultural land laid down in the EEG is no longer consistent due to the different qualifying provisions for specific installation concepts and, in particular, takes the protection of high-quality species-rich grassland biotopes into account inconsistently and thus insufficiently overall. Corresponding obligations to provide evidence, as they only apply to the special solar installations with simultaneous agricultural use, are lacking for installations in the setting of the less-favoured areas, in which higher biotope proportions relevant to nature conservation can be assumed overall.

Environmental impacts

- The environmental impacts of the construction and operation of a ground-mounted PV system mainly concern the location of the system, the cable route and any other necessary accompanying infrastructure.
- For the assessment of environmental impacts, including those of integrated facility concepts such as the Agri-PV, the consequences of the built facility are of primary importance. Harmful environmental impacts are to be avoided, unavoidable impacts are to be compensated for in accordance with the previously applicable provisions. The type and manner of the respective land use, in particular those with nature conservation enhancing objectives, are brought into the assessment and decision-making process especially in connection with the compensatory effect of measures.
- The assessment of relevant environmental and nature conservation impacts, possibly also of
 a positive nature, must be measured against the respective initial situation. An initial situation
 with low biotope value, e.g. any intensively used field, can be upgraded and improved by relatively low-input measures, especially by conversion to grassland.
- The environmental impacts of the project type are usually locally limited, but can also be more
 far-reaching, especially through the effects on the landscape. There is a particular need for
 regulation when higher-value biotope and landscape structures are used, as the losses and
 impairments cannot be compensated solely by the potential of a plant for specific solar biotope development.
- In individual cases, the dimensions of individual plants or plant complexes reach dimensions that are marked as dominating the landscape. The structures of the respective initial landscape situation determine the extent to which the specified standards are met or are technically overdeveloped. Plant sizes of 50 hectares and more also mark a relevant dimension in terms of spatial planning and must be planned with corresponding attention and integrated into the respective surroundings.
- For the assessment of the impacts of open space PV systems, the impact spectrum of the technical systems is decisive above all. The aspect of multiple use through proper agriculture in the case of agri-PV or through the provision of areas for biotope development in the case of biodiv-PV can be taken into account. For this purpose, possibilities for consideration are



provided for in the usual procedure of the impact regulation under nature conservation law. As a rule, compensation measures can be limited to the area of the respective plan area.

- In the case of conflicts with special species protection, the respective habitat conditions of the affected area and its surroundings are important. The potential conflicts must be identified and determined in terms of species protection law. It cannot always be ruled out that additional areas for special early species protection measures (CEF measures) must be provided in order to avoid a legal prohibition. Typical for PV ground-mounted systems on arable land is the displacement of habitats of bird species of the open countryside, for which measures must then be provided in the surrounding area, often also in the form of partial changes of use on neighbouring land (extensification of use, development of marginal strips, etc.).
- With the inclusion of the overriding public interest in the construction and operation of renewable energy installations pursuant to § 2 EEG, one of the decisive conditions for the application of the exemption provisions of the special protection of species (§ 45 para. 7 BNatSchG) is fulfilled. In these cases, however, there is still a need to prove the absence of reasonable alternatives.



2. Einleitung

Die gesetzlichen Rahmenbedingungen zur Förderung der Photovoltaik im EEG wurden seit Frühjahr 2022 ("Oster-Novelle" des EEG) in mehreren Schritten geändert. Zu nennen ist insbesondere die Anhebung der Vergütungssätze, die Schaffung einer eigenen Vergütungskategorie mit höheren Tarifen für Volleinspeiseanlagen, die Übernahme der EEG-Differenzkosten in den Bundeshaushalt (und damit die Abschaffung der EEG-Umlage auf Strombezug für Endverbraucher), die Abschaffung des atmenden Deckels und die Erhöhung der Leistungsgrenze zur Ausschreibungsteilnahme. Daneben wurden die Ausschreibungsvolumina erhöht, die Flächenkulisse erweitert (benachteiligte Gebiete) und Bonusregelungen für Agri-PV- und Moor-PV-Anlagen eingeführt.

Mit dem vorliegenden Bericht wird ein Sachstand zu aktuellen Themen der Photovoltaik im EEG-Kontext vorgelegt. Zunächst wird die Marktentwicklung in Deutschland und international dargestellt, anschließend erfolgt eine kompakte Auswertung der bisherigen Ausschreibungsrunden für PV-Anlagen. Die Analyse der Vermarktungswege fokussiert auf die selbst verbrauchten Strommengen, da in diesem Bereich ein relativ starkes Wachstum zu verzeichnen war. Darauf folgt die Analyse der Stromgestehungskosten und der Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen. Das Kapitel zu den ökologischen Aspekten behandelt zunächst die Entwicklung der Flächeninanspruchnahme von PV-Freiflächen nach Flächenkategorien. Darauf aufbauend wird abgeschätzt, wie sich im Zuge der neuen EEG-Zielsetzungen die Flächeninanspruchnahme für PV-Freiflächenanlagen entwickeln könnte und es erfolgt eine Einordnung. Zu den EEG-Flächenkategorien, insbesondere zu den neueren Kategorien, erfolgt eine erste Einordnung. Abschließend sind die Handlungsempfehlungen in kompakter Form zusammengefasst.

Eine wesentliche Datengrundlage für die vorliegenden Auswertungen stellt das Marktstammdatenregister dar. In vielen Fällen sind die von den Anlagenbetreibern gemeldeten Daten jedoch nicht plausibel. Da im Rahmen des Vorhabens sehr häufig leistungsbezogene Auswertungen durchgeführt werden, erfolgt deshalb eine Plausibilisierung und gegebenenfalls Korrektur der Bruttoleistung (sofern dies z.B. anhand der Modulanzahl zweifelsfrei möglich ist). Die Marktstammdatenregisterdaten werden in den meisten Fällen für Auswertungen ab 2019 oder 2020 benutzt, da für diese Jahre von einer weitgehenden Vollständigkeit der Daten auszugehen ist. Daneben werden die EEG-Stamm- und Bewegungsdaten genutzt, die den gesamten PV-Anlagenbestand abbilden und auch Auswertungen zu Strommengen (und selbst verbrauchten Mengen) erlauben. Als weitere wichtige Datenquellen werden die öffentlich verfügbaren Daten der Bundesnetzagentur zu den Ausschreibungen genutzt.



3. Marktentwicklung

3.1. Deutschland

Der Zubau von PV-Anlagen in Deutschland ist in den vergangenen Jahren sehr unterschiedlich verlaufen. Im Zuge des 2009 einsetzenden Preisverfalls stieg der Bruttozubau bis auf rund 8 GW im Jahr 2011 an. Die Größenbegrenzung von Freiflächenanlagen auf 10 MW ab 2013 und die stark abgesenkten Vergütungssätze für Dachanlagen führten zu einem jährlichen Zubau von unter 2 GW in den Jahren 2014 bis 2018. Der Zubau hat sich zunächst langsam, ab 2018 deutlich erholt und stieg kontinuierlich auf zuletzt 7,4 GW im Jahr 2021 an (Abbildung 1).

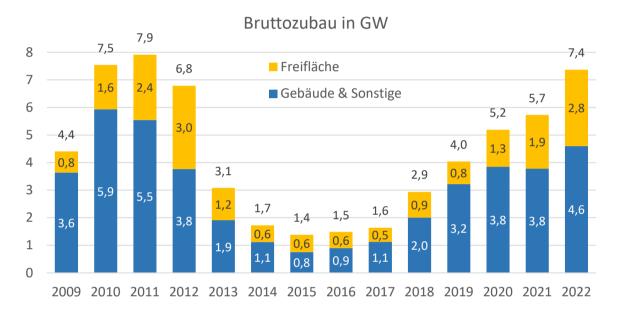
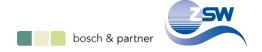


Abbildung 1: Jährlicher Bruttozubau von PV-Anlagen seit 2009. Eigene Auswertungen der EEG-Stammund Bewegungsdaten 2021 (Zubau bis 2018) und des Marktstammdatenregisters (ab 2019), Datenstand Ende April 2023

Zum Jahresende 2022 waren bundesweit insgesamt gut 67 GW PV-Anlagen installiert, davon knapp 20 GW Freiflächenanlagen. Vom Gesamtanlagenbestand von 67 GW entfallen rund 65 GW auf Anlagen, die eine finanzielle Förderung nach dem EEG erhalten. Der Zubau von so genannten "PPA-Anlagen" begann ab 2019 auf einem niedrigen Niveau und ist in den Folgejahren deutlich gewachsen. 2020 wurden rund 0,3 GW, 2021 knapp 0,7 GW und 2022 knapp 0,9 GW ungeförderte PV-Anlagen installiert, davon mit 88 % zum großen Teil Freiflächenanlagen¹.

Beim Blick auf den Zubau nach Leistungsklassen werden im Zeitverlauf einige Entwicklungen deutlich (Abbildung 2). Bei den Kleinanlagen bis 10 kW bzw. bis 30 kW zeigt sich insgesamt mit einer Verdreifachung seit 2019 ein sehr hohes Wachstum. Dies ist insbesondere der Nachfrage nach Eigenversorgungsanlagen zuzurechnen (vgl. dazu auch Kapitel 5.1.2). Anlagen bis 30 kW standen damit 2022 mit einem Anteil von rund 60 % für einen großen Teil des Dachanlagenzubaus. Im Bereich zwischen 30 und 100 kW war der Zubau tendenziell leicht rückläufig. Anlagen dieser Leistungsklasse werden beispielsweise auf Mehrfamilienhäusern errichtet. In diesem Segment bestehen spezifische Hemmnisse,

¹ Im Marktstammdatenregister ist der Förderstatus nicht enthalten. Als ungeförderte Anlagen werden hier Anlagen ohne Zuschlag in den Ausschreibungen und einer Leistung über 750 kW gewertet.



u. a. ist in der Regel keine Eigenversorgung möglich (sondern die komplexere Belieferung Dritter, zu der auch Mieterstromprojekte gehören, vgl. dazu Kapitel 4.2). Im Bereich oberhalb von 100 kW werden häufig die Verpflichtung zur Direktvermarktung und das Anlagenzertifikat B (ab 135 kW) als Hemmnis genannt. Bei den Anlagen zwischen 300 und 750 kW war ab 2021 ein Markteinbruch zu verzeichnen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass mit dem EEG 2021 eine Sonderregelung für Anlagen zwischen 300 und 750 kW eingeführt wurde, gemäß der Neuanlagen ab April 2021 maximal für 50 % der Jahresstrommenge eine Vergütung erhalten (optional war eine Ausschreibungsteilnahme möglich). Für Neuanlagen ab 2023 ist diese Regelung wieder entfallen.

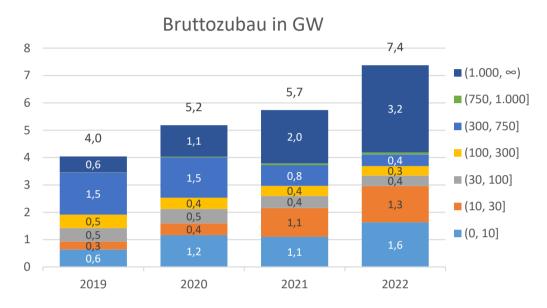


Abbildung 2: Monatlicher Bruttozubau von PV-Anlagen seit Januar 2019 nach Leistungsklassen (Leistungsklassen in kW). Eigene Auswertungen des Marktstammdatenregisters, Datenstand Anfang April 2023

Deutlich gewachsen ist im betrachteten Zeitraum das Großanlagensegment, das zu einem großen Teil aus Freiflächenanlagen besteht. Ausgehend von rund 0,8 GW im Jahr 2019 stieg der Zubau auf 2,8 GW im Jahr 2022 (Abbildung 3). Nachdem im Vorjahr das Segment der ungeförderten Anlagen sowohl relativ, als auch absolut stark gewachsen ist, war 2022 nur ein geringfügiges Zubauwachstum zu verzeichnen. Dies dürfte im Wesentlichen zwei Faktoren zuzurechnen sein: zum einen den Unsicherheiten und der Diskussion im Vorfeld der Einführung der "Strompreisbremse" und zum anderen der 2022 bereits angekündigten und für 2023 geltenden Erhöhung der maximalen Gebotsgröße in den Ausschreibungen auf 100 MW. Das geförderte Segment im Rahmen der administrierten Förderung (Anlagen bis 750 kW) ist aufgrund des relativ niedrigen anzulegenden Werts im Zusammenspiel mit Kostensteigerungen stark unter Druck geraten und war 2022 weiter rückläufig.



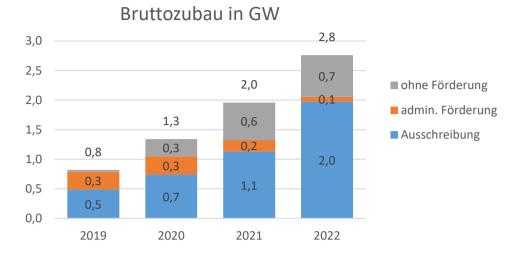


Abbildung 3: Bruttozubau von PV-Freiflächenanlagen nach Fördersystem. Eigene Auswertungen des Marktstammdatenregisters, Datenstand Anfang April 2023

Die Marktentwicklung im Freiflächensegment wird in Kapitel 6.1 näher analysiert. Dort wird insbesondere auf die Flächeninanspruchnahme eingegangen. Darüber hinaus werden neue Anlagenkonzepte wie z. B. Agri-PV näher beleuchtet.

3.2. International

Weltweiter Markt

Im Jahr 2022 lag der weltweite Zubau von PV-Anlagen bei rund 240 GW. Damit hat sich der Zubau gegenüber 175 GW im Jahr 2021 deutlich erhöht (Tabelle 1). Die global installierte PV-Leistung liegt mittlerweile deutlich über einem Terawatt (rund 1.200 GW). Chinas Dominanz auf dem Weltmarkt ist weiter gewachsen. Mit Blick auf einzelne Länder folgen an zweiter Stelle die USA mit einem Anteil von rund 8 % (18,1 GW), knapp gefolgt von Indien mit 7,5 % (18,1 GW). Die weiteren Länder mit einem Zubau von mindestens zwei Gigawatt sind Brasilien (9,9 GW), Spanien (8,1 GW), Deutschland (7,4 GW), Japan (6,5 GW), Polen (4,9 GW), Niederlande (3,9 GW), Australien (3,9 GW), Südkorea (3,6 GW), Frankreich (2,9 GW), Italien (2,5 GW) und Taiwan (2 GW). Noch über einem Gigawatt Zubauleistung liegen die Länder Vietnam und Chile (je 1,8 GW), Dänemark (1,6 GW), Türkei (1,6 GW), Griechenland (1,4 GW) und Schweden sowie Österreich (je 1 GW).

Tabelle 1: Jährlicher PV-Zubau ab 2012 für weltweit wichtige Märkte (Stand April 2023)

[GW/a]	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
China	3,6	12,1	9,5	15,2	34,5	53,0	44,2	30,1	48,2	54,9	106
Japan	1,7	7,0	9,7	11,0	8,6	7,5	6,7	7,0	8,2	6,5	6,5
Indien	0,7	1,0	0,8	2,0	4,5	8,3	9,2	9,9	4,4	13,0	18,1
übriges Asien	0,7	1,3	2,0	1,9	3,6	2,7	2,2	5,7	1,0	1,0	1,6
USA	2,2	4,8	6,2	7,3	14,8	8,3	8,2	13,3	19,2	26,9	18,6
Europa	17,9	11,1	7,5	8,5	6,4	6,2	9,4	21,3	21,2	24,0	40,5
Rest der Welt	1,7	1,8	2,9	3,6	3,7	7,1	18,6	26,1	34,1	45	48,7
Summe	28,4	39,1	38,5	49,5	76,1	93,2	98,5	115	139	175	240

Quellen:[1]–[9], Zubau Deutschland vgl. Kapitel 3.1. Ab 2019 auf Basis der Daten von IEA-PVPS. Die Zahlen für das Jahr 2022 sind vorläufige Werte.



Der PV-Zubau in China ist im Vergleich zu 2020 (48,2 GW) und 2021 (54,9 GW) nochmals deutlich auf 106 GW angestiegen. Die installierte Gesamtleistung liegt damit bei rund 390 GW. Auffallend ist, dass der Zubau stark in Richtung privater und gewerblicher Anlagen geht, was durch das im August 2021 eingeführte Pilotprogramm für dezentrale Anlagen auch entsprechend gefördert wird [10]. Daneben gibt es in einigen Provinzen und Bezirken mittlerweile auch eine PV-Pflicht beim Neubau öffentlicher Gebäude und Fabriken [11]. Trotz dieses beeindruckenden PV-Booms hat China das Mitte 2022 gesteckte Ziel von 121 GW Zubauleistung und auch das angepasste Ziel von 108 GW knapp verfehlt [12].

Die USA erreichten nach einem Rekordzubau im Vorjahr nicht mehr ganz dasselbe Niveau. Während im Jahr 2021 noch ein PV-Zubau von fast 27 GW realisiert werden konnte, sank der Zubau im Jahr 2022 auf 18,6 GW (-30 %). Im Jahr 2022 konnte der Inflation Reduction Act, welcher eigentlich einen deutlich Push auslösen sollte, seine Wirkung demnach noch nicht entfalten. Gründe für den rückläufigen Zubau im Jahr 2022 sind Einschränkungen in der Lieferkette, pandemiebedingte Herausforderungen und Handelsbarrieren [13]. Für das Jahr 2023 planen die US-Behörden mit einem Rekordzubau von rund 29 GW. Voraussetzung dafür ist aber auch, dass Handelsbeschränkungen (z. B. Zölle) die den Ausbau im Jahr 2022 gehemmt haben, überwunden werden können [14].

Indien belegt nach 2021 weiterhin den dritten Platz und setzte den ansteigenden Zubautrend aus dem Jahr 2021 (13 GW) mit einem Zubau im Jahr 2022 von 18,1 GW weiter fort und ist damit sehr nahe an die USA herangerückt. Die gesamte installierte Leistung beträgt knapp 80 GW. Das selbst gesteckte ursprüngliche Ziel, Ende 2022 100 GW installierte Sonnenenergie zu erreichen, konnte aber nicht erfüllt werden. Auch Indien verfolgt ambitionierte Ziele beim Ausbau der erneuerbaren Energien. So sollen die erneuerbaren Energien bis 2030 50 % des Energiebedarfs decken (bzw. 450 GW Leistung installiert sein) [15].

Der PV-Boom in Brasilien geht nach einem deutlichen Zubaufortschritt im Jahr 2021 (5,9 GW) auch im Jahr 2022 weiter und hat sogar nochmals deutlich zugelegt, so dass der Zubau im Jahr 2022 bei knapp 10 GW lag. Damit rangiert Brasilien im Ranking des PV-Zubaus nun auf Rang 4. Brasilien befindet sich bei der installierten Leistung der erneuerbaren Energien seit Jahren sogar auf Platz drei, hinter China und den USA, wofür jedoch hauptsächlich Wasserkraft verantwortlich ist [16]. Die Gesamtleistung der PV beträgt derzeit knapp 24 GW. Es kann davon ausgegangen werden, dass der Zubau auch 2023 weiter ansteigen wird, da es derzeit noch besondere Investitionsanreize für Verbraucher gibt [17].

Europäischer Markt

Der europäische PV-Markt ist 2022 gegenüber dem Vorjahr deutlich um rund 14 GW auf gut 40 GW Zubau gewachsen. Beim Anteil Europas am weltweiten PV-Zubau setzt sich der ansteigende Trend aus dem Vorjahr fort und beträgt nun 16,9 % (2021: 15 %). Spanien liegt mit rund 8,1 GW Zubau erstmalig an der europäischen Spitze und verdrängt damit Deutschland, mit 7,4 GW Zubau, auf Rang 2. Niederlande und Polen konnten jeweils knapp 4 GW Zubau realisieren. Nachdem 2021 nur fünf Länder einen Zubau von über einem Gigawatt erzielen konnten, hat sich im Jahr 2022 eine größere Zubaudynamik eingestellt. Mittlerweile liegen neun europäische Länder bei einem Zubau von einem Gigawatt oder mehr. Die nachfolgenden Plätze werden von Frankreich und Italien mit einem Zubau von 2,9 GW bzw. 2,5 GW, belegt.[16] Generell ist länderübergreifend eine höhere Zubaudynamik erkennbar.



Tabelle 2: Jährlicher PV-Zubau in Europa ab 2012 (Stand April 2023)

[GW/a]	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019¹	2020	2021	2022
Deutschland	7,6	3,3	1,9	1,5	1,5	1,7	2,9	4,0	5,2	5,7	7,4
Italien	3,6	2,0	0,2	0,3	0,4	0,4	0,4	0,6	0,8	0,9	2,5
Großbritannien	0,8	1,1	2,6	4,2	2,2	0,8	0,3	0,2	0,5	0,3	0,6
Frankreich	1,2	0,7	1,0	0,9	0,6	0,9	1,1	0,9	0,9	3,4	2,9
Spanien	0,3	0,1	0,002	0,1	0,1	0,01	0,04	4,4	2,8	4,9	8,1
Belgien	1,2	0,3	0,1	0,2	0,2	0,3	0,4	0,5	1,0	0,9	0,9*
Niederlande	0,2	0,4	0,3	0,4	0,5	0,8	1,7	2,4	3,0	3,3	3,9
Schweiz	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,2	0,1	0,3	0,5	0,5	1,0
Österreich	0,05	0,3	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,4	0,7	1,0
Polen		0,001	0,03	0,04	0,03	0,1	0,3	0,8	2,6	3,3	3,9
Übriges Europa	2,7	2,6	0,9	0,5	0,5	0,8	2,0	6,3	4,4	3,8	6,5
Summe	17,9	11,1	7,5	8,5	6,4	6,2	9,4	21,0	22,2	26,8	40,5

Quellen:[1]–[9], Zubau Deutschland vgl. Kapitel 3.1. Die Zahlen für das Jahr 2022 sind vorläufige Werte.

Nachdem der Zubau in Spanien im Jahr 2021 noch bei lediglich 4,9 GW lag, hat sich dieser im Jahr 2022 um rund zwei Drittel erhöht und lag bei 8,1 GW. Generell stammen zwei Drittel der installierten Leistung aus großen PV-Anlagen im industriellen Maßstab. Im Jahr 2022 hat jedoch auch das Segment der PV-Aufdachanlagen deutlich zugelegt und trägt einen großen Teil zum Zubau bei. Spanien bietet zum einen als großes Flächenland und zum anderen mit sehr guten Strahlungsbedingungen ideale Voraussetzungen für Photovoltaik und hat daher auch einen großen Wettbewerbsvorteil.

In Polen hat das Segment der PV-Aufdachanlagen ebenfalls einen großen Teil zum Zubau beigetragen. Zuletzt kam es jedoch zu einem deutlichen Zubaurückgang bei Kleinanlagen, da die Förderung im Frühjahr 2022 von Net-Metering auf Net-Billing umgestellt wurde [18]. Grundsätzlich sind sich Net-Metering und Net-Billing in ihrer Funktionsweise sehr ähnlich. Der Unterschied liegt jedoch darin, dass sich die Ausgleichszahlung beim Net-Metering am Einzelhandelspreis für Strom orientiert, wohingegen die Gutschrift beim Net-Billing (bzw. der Nettoabrechnung) dem Großhandelspreis entspricht [19].

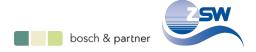
Obwohl die Niederlande flächenmäßig gesehen ein sehr kleines EU-Land ist und der PV-Zubau erst seit 2018 über einem Gigawatt liegt, sind hier sehr große Fortschritte zu verzeichnen und der jährliche Zubau steigt seit 2018 kontinuierlich und deutlich an. Investitionen in PV-Anlagen für Eigenheimbesitzer waren in den letzten Jahren aufgrund der Net-Metering-Politik sehr interessant [20]. Nachdem das Net-Metering Anfang 2023 jedoch vorzeitig abgeschafft wurde bleibt abzuwarten, wie sich dieses Segment weiterentwickelt [21].

Das Wachstum des europäischen Markts zeigt die zunehmende Wettbewerbsfähigkeit von Photovoltaik deutlich und lässt auf einen weiteren Anstieg in den kommenden Jahren schließen. Dies zeigt sich auch darin, dass immer mehr europäische Länder ihren Zubau deutlich erhöhen können und die Anzahl von EU-Ländern mit einem Zuwachs von über einem Gigawatt demnach jährlich ansteigt. Es ist davon auszugehen, dass es auch in den kommenden Jahren zu einem deutlichen Zubauanstieg kommen wird. Deutschland hat zwar 2022 0,7 GW weniger zugebaut als Spanien aber wird, wenn die Zielsetzungen des EEG 2023 umgesetzt werden können, den Zubau noch erheblich steigern. Generell ist jedoch bei einer Vielzahl von Ländern von steigenden Zubauzahlen auszugehen. Die Gründe für die

^{*} Zubau aus IRENA: Renewable Capacity Statistics 2023 [16]



steigenden Zubauzahlen und die gute Perspektive sind zum einen die Ausschreibungen für PV-Anlagen als wichtigster Treiber für den Ausbau, aber auch die aktuell hohen Strompreise [9]. Die pandemiebedingten Einschränkungen in den Lieferketten sind mittlerweile kaum mehr zu spüren und der EU-Plan REPowerEU forciert den Ausbau an PV-Kapazitäten ebenfalls [20]. Neben dem Zubautreiber der Ausschreibungen nimmt auch die Zahl an PPA -finanzierten Anlagen stetig zu.



4. Instrumente zur Marktsteuerung

4.1. Ausschreibungen

Seit der Einführung von Ausschreibungen zur Ermittlung der finanziellen Förderung von PV-Anlagen im Jahr 2015 wurden im Rahmen verschiedener Formate zahlreiche Ausschreibungen durchgeführt. In den folgenden beiden Abschnitten werden die Ergebnisse der Ausschreibungen dargestellt und bewertet. Abschnitt 4.1.1 beleuchtet dabei jene Ausschreibungen, mit denen fast ausschließlich Freiflächenanlagen gefördert wurden. Abschnitt 4.1.2 ist den Ausschreibungen für Aufdachanlagen (Solaranlagen des zweiten Segments) gewidmet.

In den nachstehenden Tabellen sind die wesentlichen Ausgestaltungselemente der verschiedenen Ausschreibungsformate gegenübergestellt. Weil in den Auswertungen auch die Ergebnisse der außer Kraft getretenen Ausschreibungsformate enthalten sind, werden diese ebenfalls berücksichtigt. Folgende Ausschreibungsverfahren werden behandelt:

- Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV, außer Kraft) für Freiflächenanlagen,
- Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017 für Solaranlagen,
- Erneuerbare-Energien-Gesetz 2021/2023 für Solaranlagen des ersten Segments,
- Erneuerbare-Energien-Gesetz 2021/2023 für Solaranlagen des zweiten Segments,
- Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen (GemAV, außer Kraft),
- Verordnung zu den Innovationsausschreibungen (InnAusV).

Tabelle 3: Ausschreibungsverfahren gemäß Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV, außer Kraft)

Anlagentyp	Freiflächenanlagen				
Gebotsgröße > 100 kW und ≤ 10 MW					
Flächenkulisse	Versiegelte Flächen, Konversionsflächen, Seitenrandstreifen (110 m), BImA-Flächen ² (2016/2017), Ackerflächen in benachteiligten Gebieten (2016/2017, max. 10 Anlagen)				
Finanzielle Erstsicherheit 4 €/kW (Aufstellungsbeschluss), sonst 2 €/kW; Sicherheiten Zweitsicherheit 50 €/kW (Aufstellungs- oder Offenlegungsbeschluss), so 25 €/kW					
Ausschreibungs- volumen	2015: 500 MW 2016: 400 MW 2017: 300 MW (hinfällig, s. EEG 2017)				
Höchstwert Orientiert an der Vergütung für Dachanlagen, Änderung gemäß atme Deckel					

_

² Flächen der Bundesanstalt für Immobilienaufgaben.



Tabelle 4: Ausschreibungsverfahren gemäß EEG 2017

Anlagentyp	Dach- und Freiflächenanlagen, Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen
Gebotsgröße	> 750 kW und ≤ 10 MW ³
Flächenkulisse	Sonstige bauliche Anlagen, versiegelte Flächen, Konversionsflächen, Seitenrandstreifen (110 m), alter Bebauungsplan, altes Gewerbe-/Industriegebiet, Flächen mit Planfeststellungsverfahren, BImA-Flächen, Acker- oder Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten
Finanzielle	Erstsicherheit 5 €/kW
Sicherheiten	Zweitsicherheit 45 €/kW (Aufstellungs- oder Offenlegungsbeschluss), sonst 20 €/kW
Ausschreibungs-	2017–2018: 600 MW p. a.
volumen	2019: 475 MW + 1.000 MW Sonderausschreibungen
	2020: 400 MW + 1.400 MW Sonderausschreibungen
	2021: 350 MW + 1.600 MW Sonderausschreibungen (hinfällig, s. EEG 2021)
Höchstwert	8,91 ct/kWh, Änderung gemäß atmendem Deckel (EEG 2017 Urfassung) 8,91 ct/kWh (EEG 2017 i. d. F. vom 17.12.2018 mit Wirkung zum Gebotstermin am 01.02.2019) 7,50 ct/kWh (EEG 2017 i. d. F. vom 13.05.2019 mit Wirkung zum Gebotstermin an 01.06.2019)

Tabelle 5: Ausschreibungsverfahren gemäß Verordnung zu den gemeinsamen Ausschreibungen (GemAV, außer Kraft)

Anlagentyp	Windenergieanlagen, Dach- und Freiflächenanlagen, Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen
Gebotsgröße	> 750 kW bis 10 MW ⁴
Flächenkulisse	siehe EEG 2017; Für Anlagen in, an und auf Gebäuden oder sonstigen baulichen Anlagen keine Einschränkungen
Finanzielle	Windenergie: 30 €/kW;
Sicherheiten	Photovoltaik: s. EEG 2017
Ausschreibungs- volumen	2018–2021: 400 MW p. a.
Höchstwert	Wie technologiespezifische PV-Ausschreibungen. Ab 2019 differenzierte Höchstwerte für Windenergieanlagen.

³ Die 10 MW-Grenze galt nicht für Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen.

⁴ Für Anlagen in "Regionen mit besonderem Flächenpotenzial" (Braunkohleregionen) galt davon abweichend eine maximale Anlagengröße von 20 MW.



Tabelle 6: Ausschreibungsverfahren für Solaranlagen des ersten Segments gemäß EEG 2021 (Stand v. 08.10.2022)

Freiflächenanlagen und Solaranlagen auf, an oder in baulichen Anlagen, die weder Gebäude noch Lärmschutzwände sind
> 750 kW und ≤ 20 MW
Sonstige bauliche Anlagen, versiegelte Flächen, Konversionsflächen, Seitenrandstreifen (200 m), alter Bebauungsplan, altes Gewerbe-/Industriegebiet, Flächen mit Planfeststellungsverfahren, BImA-Flächen, Acker- oder Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten
50 €/kW
25 €/kW bei Nachweis eines beschlossenen Bebauungsplans oder Nachweis über ein Verfahren im Sinne des § 38 BauGB
2021: 1.850 MW
2022: 3.600 MW (davon 2.000 MW Sonderausschreibungen)
2023–2025: 1.650 MW (hinfällig, s. EEG 2023)
2026–2028: 1.550 MW (hinfällig, s. EEG 2023)
5,9 ct/kWh.
Der Höchstwert ergibt sich ab dem 1. Januar 2022 aus dem um 8 % erhöhten
Durchschnitt der Gebotswerte des jeweils höchsten noch bezuschlagten Ge-
bots der letzten drei Gebotstermine. Maximal 5,9 ct/kWh.

Tabelle 7: Ausschreibungsverfahren für Solaranlagen des ersten Segments gemäß EEG 2023 (Stand v. 04.01.2023)

Anlagentyp	Freiflächenanlagen und Solaranlagen auf, an oder in baulichen Anlagen, die
	weder Gebäude noch Lärmschutzwände sind
Gebotsgröße	> 1 MW und ≤ 20 MW
Flächenkulisse	Sonstige bauliche Anlagen, versiegelte Flächen, Konversionsflächen, Seitenrandstreifen (500 m), alter Bebauungsplan, altes Gewerbe-/Industriegebiet, Flächen mit Planfeststellungsverfahren, BIMA-Flächen, Acker- oder Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten, Gewässer. Besondere Solaranlagen: Ackerflächen, Dauerkulturen, Grünland, Parkplatz oder Moorböden.
Cinemaielle	
Finanzielle	50 €/kW
Sicherheiten	25 €/kW bei Nachweis eines beschlossenen Bebauungsplans oder Nachweis für die Durchführung eines Verfahrens gemäß § 37 (1) Nr. 2 f EEG 2023
Ausschreibungs-	2023: 5.850 MW
volumen	2024: 8.100 MW
	2025–2029: 9.900 MW
	Verringerung des Ausschreibungsvolumens bei drohender Unterzeichnung
	(ab dem Gebotstermin am 1. März 2024).
Höchstwert	Der Höchstwert ergibt sich aus dem um 8 % erhöhten Durchschnitt der Gebotswerte des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der letzten drei Gebotstermine. Maximal 5,9 ct/kWh.
	Davon abweichend hat die BNetzA für die Gebotstermine im Jahr 2023 einen Wert von 7,37 ct/kWh festgelegt [22].



Sonstiges	Besondere Solaranlagen mit einer lichten Höhe von mind. 2,1 m auf Acker-
	flächen, Dauerkulturen oder Grünland erhalten einen Bonus auf den Zu-
	schlagswert in Höhe von 1,2 ct/kWh (2023), 1,0 ct/kWh (2024), 0,7 ct/kWh
	(2025) bzw. 0,5 ct/kWh (2026–2028). Bei besonderen Solaranlagen auf
	Moorböden erhöht sich der Bonus zusätzlich um 0,5 ct/kWh.

Tabelle 8: Ausschreibungsverfahren für Solaranlagen des zweiten Segments gemäß EEG 2021 (Stand v. 08.10.2022)

Anlagentyp	Solaranlagen auf, an oder in Gebäuden oder Lärmschutzwänden
Gebotsgröße	> 300 kW und ≤ 20 MW
	(Teilnahme bis 750 kW optional)
Finanzielle	35 €/kW
Sicherheiten	
Ausschreibungs-	2021: 300 MW
volumen	2022: 2.300 MW (davon 2.000 MW Sonderaus-schreibungen)
	2023–2024: 350 MW (hinfällig, s. EEG 2023)
	ab 2025: 400 MW (hinfällig, s. EEG 2023)
Höchstwert	9 ct/kWh, ab 2022 Degression um 1 % pro Kalenderjahr
Sonstiges	Anlagen über 300 kW bis 750 kW können optional an den Ausschreibungen
	teilnehmen. Alternativ besteht die Möglichkeit zur Inanspruchnahme der ge-
	setzlich festgelegten Förderung, jedoch gemäß § 48 Abs. 5 EEG für maximal
	50 % der Jahresstromerzeugung.

Tabelle 9: Ausschreibungsverfahren für Solaranlagen des zweiten Segments gemäß EEG 2023 (Stand v. 04.01.2023)

Anlagentyp	Solaranlagen auf, an oder in Gebäuden oder Lärmschutzwänden
Gebotsgröße	> 1 MW und ≤ 20 MW
Finanzielle	35 €/kW
Sicherheiten	
Ausschreibungs-	2023: 650 MW
volumen	2024: 900 MW
	2025–2028: 1.100 MW
	Verringerung des Ausschreibungsvolumens bei drohender Unterzeichnung
	(ab dem Gebotstermin am 1. Februar 2024).
Höchstwert	9 ct/kWh in 2023, ab 2024 Degression um 1 % pro Kalenderjahr
	Davon abweichend hat die BNetzA für die Gebotstermine im Jahr 2023 einen
	Wert von 11,25 ct/kWh festgelegt[23]



Tabelle 10: Ausschreibungsverfahren gemäß Verordnung zu den Innovationsausschreibungen (InnAusV) i. V. m. EEG 2017–2023

Anlagentyp	2020: Windenergieanlagen an Land, Solaranlagen, Biomasseanlagen, sowie Anlagenkombinationen ab 2021: Anlagenkombinationen Anlagenkombinationen: Zusammenschluss mehrerer Anlagen verschiedener erneuerbare Energien mit einem Speicher (mindestens eine PV- und Windenergieanlage).
Gebotsgröße	> 750 kW und ≤ 20 MW (EEG 2021) > 1 MW und ≤ 20 MW (EEG 2023) besondere Solaranlagen 100 kW bis 2 MW
Flächenkulisse	siehe EEG in der jeweils gültigen Fassung (beachte Sonstiges)
Finanzielle Sicherheiten	6o €/kW
Ausschreibungs- volumen	EEG 2021: 2021: 500 MW 2022: 700 MW (davon 150 MW besondere Solaranlagen) 2023–2028: ausgehend von 600 MW Anstieg um 50 MW p. a. (hinfällig, s. u.) EEG 2023: 2023–2028: ausgehend von 800 MW Anstieg um 50 MW pro Jahr
Höchstwert	Vor 1.12.2022: 7,5 ct/kWh fixe Marktprämie (Anlagenkombination) 3,0 ct/kWh fixe Marktprämie (keine Anlagenkombination) Ab 1.12.2022 7,5 ct/kWh (anzulegender Wert, gleitende Marktprämie) Ab 2022 Degression um 1 % pro Kalenderjahr. Davon abweichend hat die BNetzA für die Gebotstermine im Jahr 2023 einen Wert von 9,18 ct/kWh festgelegt[24]
Sonstiges	Fixe (statt gleitender) Marktprämie vor Dezember 2022; Einmalige Ausschreibungsrunde 04/2022 für besondere Solaranlagen (auf Gewässer, Agri-PV, Parkplatz-PV); Verringerung des Ausschreibungsvolumens bei drohender Unterzeichnung

4.1.1. Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen (ab 2015; 2017–2020 einschl. PV-Aufdachanlagen) gemäß FFAV, EEG, GemAV und InnAusV

In den Jahren 2015 bis 2022 hat die Bundesnetzagentur über die verschiedenen Ausschreibungsformate hinweg (FFAV, EEG 2017, EEG 2017/2021 erstes Segment, GemAV und InnAusV) in 40 Ausschreibungsrunden eine Leistung von insgesamt 12,8 GW nachgefragt (siehe Abbildung 4). Für das laufende Jahr 2023 sind fünf Gebotstermine für PV-Freiflächenanlagen mit einem tatsächlichen Ausschreibungsvolumen von knapp 6,0 GW angesetzt, davon 5,2 GW im Rahmen der Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments und 0,8 GW im Zuge der Innovationsausschreibungen.

Das jährliche Ausschreibungsvolumen ist seit den ersten Pilot-Ausschreibungen deutlich gestiegen. So war das Volumen der FFAV-Ausschreibungen der Jahre 2015 und 2016 mit 0,5 und 0,4 GW noch



stark begrenzt. Mit der Aufnahme der Regelungen ins EEG 2017 und der damit verbundenen Ausweitung auf große PV-Aufdachanlagen wurde das Ausschreibungsvolumen in den Jahren 2017 und 2018 auf rund 0,6 GW pro Jahr erhöht. Durch Sonderausschreibungen – eingeführt mit dem Energiesammelgesetz (EnSaG) – folgte in den Jahren 2019 bis 2021 eine erneute Ausweitung der EEG-Ausschreibungen auf Volumina von 1,3 bis 1,6 GW. Mit den gemeinsamen Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen kamen 2018 bis 2020 weitere 0,4 GW pro Jahr hinzu.⁵ Die gemeinsamen Ausschreibungen werden hier den PV-Ausschreibungen zugerechnet, da ausschließlich PV-Anlagen Zuschläge erlangten. Ähnliches gilt für die ab 2020 durchgeführten Innovationsausschreibungen, in denen bisher fast ausnahmslos PV-Anlagen bzw. PV-Anlagen in Kombination mit einem Speicher Zuschläge erhielten. Das Volumen der Innovationsausschreibungen betrug in den Jahren 2020 bis 2022 zwischen 0,5 und 0,8 GW pro Jahr.

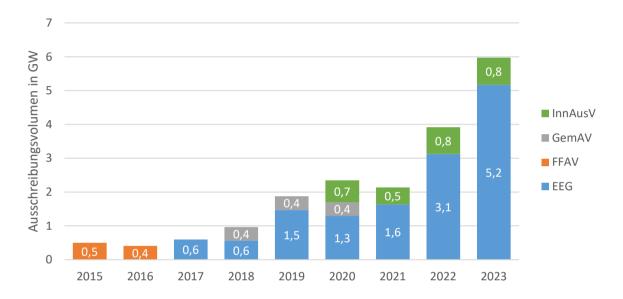
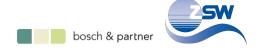


Abbildung 4: Tatsächliches, jährliches Ausschreibungsvolumen für PV-Freiflächenanlagen (ab 2015; 2017-2020 einschl. PV-Aufdachanlagen) gemäß FFAV, EEG, GemAV und InnAusV. Quelle Eigene Darstellung auf Basis von [25]–[27].

Die Ausschreibungen waren in den ersten Jahren deutlich überzeichnet. Das Verhältnis der Gebotsmenge zum Ausschreibungsvolumen schwankte 2015 bis 2020 zwischen 1,6 und 4,9 (siehe Abbildung 5). In den Ausschreibungen der Jahre 2021 und 2022 zeigte sich dann ein deutlicher Abwärtstrend. Während im Jahr 2021 zunächst nur die Innovationsausschreibung knapp unterzeichnet war, traf es im Jahr 2022 auch die EEG-Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments. Bei den Gebotsterminen im Juni (SOL22-2) und November 2022 (SOL22-3) deckten die Gebote weniger als 80 % des ausgeschriebenen Volumens. Bei der Innovationsausschreibung im Dezember 2022 wurde schließlich nur ein einziges Gebot eingereicht. Infolge der Preissteigerungen von PV-Anlagen und der wiederholten Unterzeichnungen hat die Bundesnetzagentur den Höchstwert für Solaranlagen des ersten Segments für die Ausschreibungen des Jahres 2023 um 25 % auf 7,37 ct/kWh angehoben. Die Bundesbehörde schöpfte damit den ihr eingeräumten Handlungsspielraum nach § 85a Absatz 1 und 2 EEG 2023

⁵ Gemäß 28 Abs. 2a EEG 2017 hat die Bundesnetzagentur das Ausschreibungsvolumen des Jahres 2020 gegenüber den Planwerten verringert. So wurde u. a. die Hälfte der in den gemeinsamen Ausschreibungen des Vorjahres bezuschlagten Leistung abgezogen.

⁶ Aus Darstellungsgründen sind die Jahre 2015 und 2016 nicht abgebildet.



vollständig aus. Die Anhebung zeigte Wirkung: Für die erste Ausschreibungsrunde des Jahres 2023 (SOL23-1) verkündete die Bundesnetzagentur eine Rekordbeteiligung. So stand dem deutlich angehobenen Ausschreibungsvolumen von 1,95 GW ein Gebotsvolumen von rund 2,9 GW gegenüber. Hierbei ist jedoch zu berücksichtigen, dass in den Ausschreibungsrunden des Jahres 2023 eine auf 100 MW angehobene maximale Anlagenleistung gilt. So ist denkbar, dass auch für geplante Anlagen zwischen 20 und 100 MW geboten wurde, um sich aufgrund geänderter Marktbedingungen über das EEG abzusichern. Darüber hinaus bietet die deutliche Erhöhung des Höchstwerts Anreize, für bestehende Zuschläge erneut zu bieten.

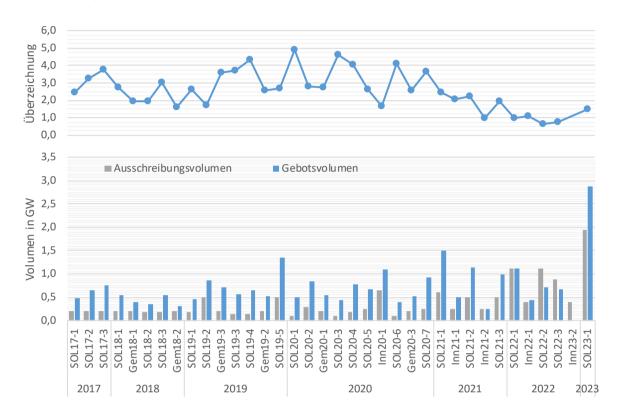


Abbildung 5: Überzeichnung der Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen (ab 2017; 2017-2020 einschl. PV-Aufdachanlagen) gemäß EEG, GemAV und InnAusV. Überzeichnung als Verhältnis aus dem Gebotsvolumen und dem Ausschreibungsvolumen. Quelle: Eigene Darstellung basierend auf [25]–[27].

Die von der Bundesnetzagentur ausgeschlossene Gebotsmenge belief sich im Mittel auf rund 38 MW (Median) bzw. 56 MW (arithmetisches Mittel). In der Spitze schloss die Bundesbehörde Gebote mit einer Leistung von 196 MW aus (SOL20-7).

Die gewichteten mittleren Zuschlagswerte haben sich in den ersten drei Jahren nach der Einführung der Ausschreibungen mehr als halbiert. Ausgehend von 9,17 ct/kWh im April 2015 (FFA15-1) erreichten sie im Februar 2018 (SOL18-1) ein Allzeittief in Höhe von 4,33 ct/kWh. Es folgten eine Phase der Erholung sowie ein sprunghafter Anstieg auf 6,59 ct/kWh in der ersten Sonderausschreibung des Jahres 2019 (SOL19-2). In den Jahren 2020 und 2021 stabilisierten sich die gewichteten mittleren Zuschlagswerte auf einem Niveau von 5,0 bis 5,3 ct/kWh. Seit 2022 sind die Zuschlagswerte Runde für Runde gestiegen und überschritten im April 2023 (SOL23-1, 7,03 ct/kWh) erstmals wieder seit 2016



die Marke von 7 ct/kWh (siehe Abbildung 6). Die steigenden Anlagenpreise (vgl. Kapitel 5.2) spiegeln sich demnach auch in den Ausschreibungsergebnissen wider.

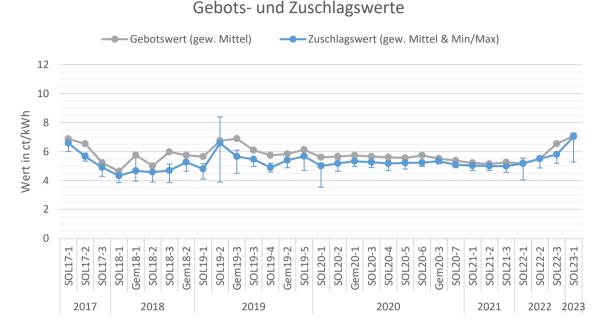


Abbildung 6: Gebots- und Zuschlagswerte in den Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen (ab 2017; 2017-2020 einschl. PV-Aufdachanlagen) gemäß GemAV und EEG. Eigene Darstellung auf Basis von Daten aus [25], [26].

Im Rahmen der Innovationsausschreibung wurde die Förderung vor Dezember 2022 nicht wie bei den übrigen Ausschreibungen in Form einer gleitenden, sondern in Form einer fixen Marktprämie gewährt.⁷ Die Entwicklung der gewichteten mittleren Zuschlagswerte ist daher nicht mit denen der übrigen Ausschreibungen vergleichbar und wird daher separat in Abbildung 7 dargestellt.

27

⁷ Während sich die gleitende Marktprämie aus dem anzulegenden Wert abzüglich des energieträgerspezifischen Monatsmarktwert berechnet, wird die fixe Marktprämie unabhängig von Marktwert in gleichbleibende Höhe gewährt.



Gebots- und Zuschlagswerte

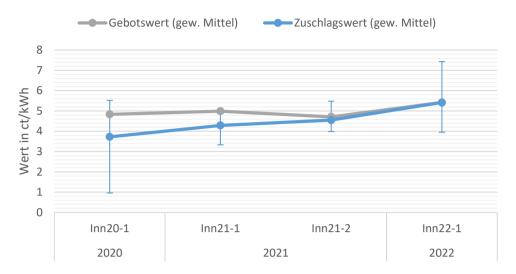


Abbildung 7: Gebots- und Zuschlagswerte in den Innovationsausschreibungen gemäß InnAusV. Eigene Darstellung auf Basis von [28].

Die Zuschlagswerte legten ausgehend von 3,73 ct/kWh im September 2020 (Inn20-1) kontinuierlich zu und erreichten im April 2022 (Inn22-1) ein Niveau von 5,42 ct/kWh. Für die Ausschreibung im Dezember 2022 hat die Bundesnetzagentur aufgrund der geringen Beteiligung (s. o.) keine Angaben zum Zuschlagswert veröffentlicht. Ein Teil des beobachteten Anstiegs ist auf die Änderung der Teilnahmevoraussetzungen zwischen Inn20-1 und Inn21-1 zurückzuführen. So lag der gewichtete mittlere Zuschlagswert für Einzelanlagen, die nur in der ersten Runde der Innovationsausschreibungen teilnahmeberechtigt waren, im September 2020 bei 2,65 ct/kWh und der für Anlagenkombinationen bei 4,5 ct/kWh. Die Steigerung der Zuschlagswerte in 2022 ist – wie bei den übrigen Ausschreibungen – auf stark gestiegene Material- und Kapitalkosten zurückzuführen.

Im Ländervergleich sticht Bayern mit einem kumulierten Zuschlagsvolumen von rund 5,4 GW (40 %) deutlich hervor (siehe Abbildung 8). Dahinter folgen Brandenburg und Mecklenburg-Vorpommern mit jeweils rund 1,4 GW. Schlusslichter unter den Flächenländern sind das Saarland (0,22 GW), Niedersachen (0,27 GW) und Nordrhein-Westfalen (0,28 GW). Der hohe Anteil bayrischer Projekte ist unter anderem auf die dortige großzügige Öffnung der Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten zurückzuführen (s.u.), während in den ostdeutschen Bundesländern verstärkt Konversionsflächen und sonstige bauliche Anlagen genutzt werden und dort auch verstärkt große PPA-Anlagen ohne finanzielle EEG-Förderung gebaut wurden.



Zuschlagsvolumen je Bundesland

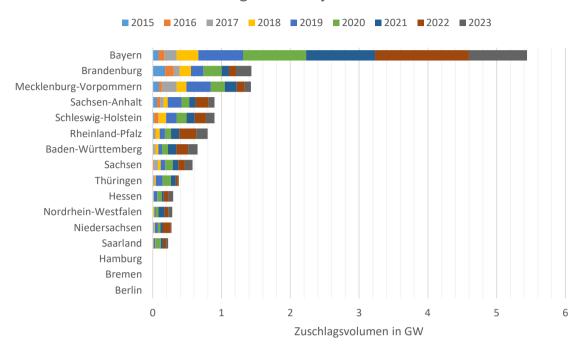
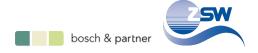


Abbildung 8: Zuschlagsvolumen je Bundesland in den Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen (ab 2015; 2017-2020 einschl. PV-Aufdachanlagen) gemäß FFAV, GemAV und EEG. Eigene Darstellung auf Basis von [25], [26], [28].

Abbildung 9 zeigt die Verteilung der jährlichen Zuschlagsvolumina nach Flächenkategorien. Mit 4,8 und 3,8 GW gehören das Ackerland in benachteiligten Gebieten und die Randstreifen entlang von Autobahnen und Schienenwegen zu den volumenträchtigsten Kategorien. Auf den Rängen drei und vier folgen PV-Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen (1,8 GW) und Konversionsflächen (1,8 GW). PV-Aufdachanlagen konnten sich dagegen nur sehr vereinzelt durchsetzen. Mit insgesamt 43,7 MW lag ihr Anteil am Zuschlagsvolumen der Jahre 2017 bis 2020 bei weniger als einem Prozent (in Abbildung 9 summiert unter "Sonstige").



Zuschlagsvolumen je Flächenkategorie

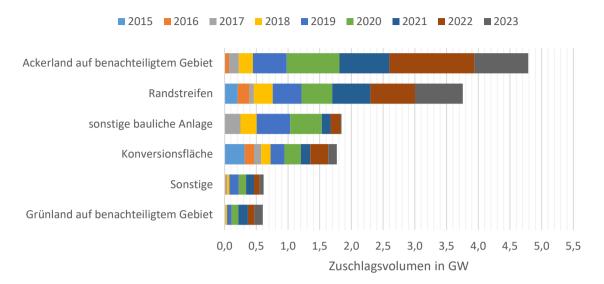


Abbildung 9: Zuschlagsvolumen je Flächenkategorie in den Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen (ab 2015; 2017-2020 einschl. PV-Aufdachanlagen) gemäß FFAV, GemAV, InnAusV und EEG. Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von [25], [26], [28].

Projekte auf Acker- oder Grünland in benachteiligten Gebieten sind seit dem EEG 2017 nur dann förderfähig, sofern die jeweilige Landesregierung die Nutzung durch Rechtsverordnung gestattet. Von der entsprechenden Länderöffnungsklausel im EEG haben bislang neun Bundesländer Gebrauch gemacht: Baden-Württemberg, Bayern, Hessen, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Sachsen und Sachsen-Anhalt. Mit einer kumulierten Leistung von rund 5,4 GW entfällt 40 % der bezuschlagten Leistung auf ebenjene Gebiete. Während für sieben der neun genannten Bundesländer Zuschläge in benachteiligten Gebieten verzeichnet sind, dominiert Bayern mit 3,9 GW bzw. 73 % die Nutzung der Flächenkategorie deutlich. Rheinland-Pfalz (0,53 GW) und Baden-Württemberg (0,49 GW) folgen mit erheblichem Abstand auf den Rängen zwei und drei. Die Zuschläge im Jahr 2016 in Brandenburg erfolgten nicht im Rahmen einer Länderverordnung, sondern im Zuge einer Sonderregelung der FFAV, wonach in den Jahren 2016/2017 maximal 10 Anlagen in benachteiligten Gebieten einen Zuschlag erhalten konnten.

Die Flächeninanspruchnahme von PV-Freiflächenanlagen wird in Kapitel 6 im Detail analysiert und eingeordnet. Dabei wird auch auf Potenziale eingegangen und es werden neuere Anlagenkonzepte (u.a. Agri-PV, Floating-PV) diskutiert.



Zuschlagsvolumen in benachteiligten Gebieten je Bundesland

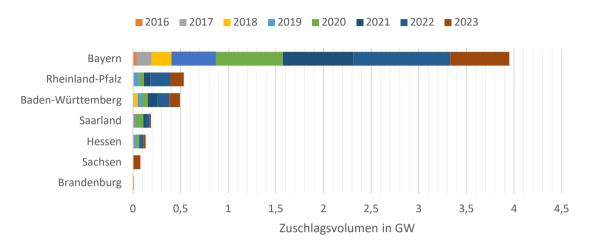


Abbildung 10: Zuschlagsvolumen in benachteiligten Gebieten je Bundesland in den Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen (ab 2015) und PV-Aufdachanlagen (2017-2020) gemäß FFAV, GemAV InnAusV und EEG. Quelle Eigene Darstellung auf Basis von [25], [26], [28].

Für die Gebotstermine, bei denen die Realisierungsfrist bzw. die Frist zur Antragstellung von Zahlungsberechtigungen verstrichen ist, gibt Abbildung 11 eine Übersicht zu den Realisierungsraten. Mit Werten zwischen 90 und 100 % liegen die Raten für die Ausschreibungen der Jahre 2015 bis 2017 – mit Ausnahme von SOL17-3 – auf einem konstant hohen Niveau. Für die Ausschreibungen des Jahres 2018, einschließlich SOL17-3, fällt die Bilanz mit Realisierungsraten zwischen 35 und 83 % dagegen durchwachsen aus. Ab 2019 kehren die Raten schließlich zu einem hohen Niveau zwischen 77 und 94 % zurück.

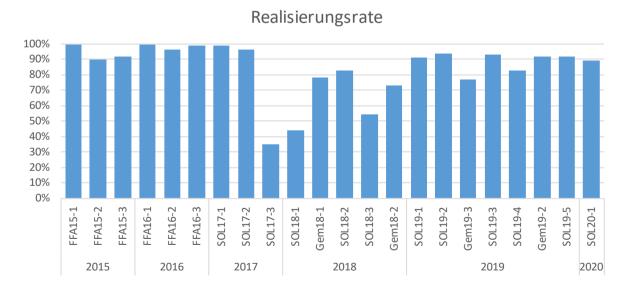


Abbildung 11: Realisierungsrate in den Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen (ab 2015; 2017-2020 einschl. PV-Aufdachanlagen) gemäß GemAV und EEG. Eigene Darstellung basierend auf [29]



Die niedrige Realisierungsquote in der letzten Ausschreibung des Jahres 2017 ist der Nichtrealisierung zweier Großprojekte mit zusammen gut 130 MW zuzurechnen⁸. Beide Großprojekte wurden jedoch in späteren Ausschreibungsrunden erneut bezuschlagt und anschließend auch realisiert. [30] Die relativ niedrigen Realisierungsraten der Ausschreibungsrunden des Jahres 2018 dürften den vergleichsweise niedrigen Zuschlagswerten zuzurechnen sein (vgl. Abbildung 6). In den Ausschreibungsrunden im Jahr 2019, einschließlich der gemeinsamen Ausschreibungen mit Windenergieanlagen, konnten höhere Zuschläge erzielt werden. Daran dürften sich auch einige Bieter der vorangegangenen Runden erneut und unter Inkaufnahme der Pönale beteiligt haben. Ohne eine Detailanalyse der nicht öffentlichen Gebotsdaten und Daten zu realisierten Anlagen können an dieser Stelle jedoch keine vertieften Aussagen getroffen werden.

Insgesamt sind die bisherigen Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen als sehr erfolgreich einzustufen. Nach einer kurzzeitigen Unterzeichnung einiger Ausschreibungsrunden ab Ende 2021 konnte dieser Trend im Jahr 2023 trotz höherem Ausschreibungsvolumen durch die Anhebung der Höchstwerte wieder gebrochen werden. Ob sich diese positive Entwicklung überzeichneter Ausschreibungen fortsetzt, bleibt angesichts von Sondereffekten (erneutes Bieten für bestehende Zuschläge; temporär auf 100 MW erhöhte Leistungsgrenze) abzuwarten.

4.1.2. Ausschreibungen für PV-Aufdachanlagen (ab 2021) gemäß EEG

Mit dem EEG 2021 wurde der direkte Wettbewerb zwischen Freiflächen- und Aufdachanlagen aufgehoben. So schreibt die Bundesnetzagentur die Förderung für große Aufdachanlagen⁹ nunmehr in separaten Ausschreibungsrunden aus ("Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments"). In den Jahren 2021 und 2022 belief sich das tatsächliche Ausschreibungsvolumen auf 0,3 und 1,7 GW (2022 einschließlich Sonderausschreibungen). Für das laufende Jahr 2023 ist ein Volumen von rund 0,6 GW angesetzt.

Die Gebotstermine des Jahres 2021 waren leicht überzeichnet. Das Verhältnis von Gebotsvolumen zu Ausschreibungsvolumen betrug 1,4 bzw. 1,6. Die deutliche Ausweitung des Ausschreibungsvolumens in 2022 lief dagegen weitgehend ins Leere. Von den nachgefragten 1,7 GW konnte die Bundesnetzagentur lediglich 0,5 GW bezuschlagen. Auch die erste Ausschreibung des Jahres 2023 war mit einer Gebotsmenge von etwas mehr als 0,2 GW erneut leicht unterzeichnet. Die Ausschlussmengen bewegten sich über alle Runden hinweg zwischen 8 und 49 MW – Median und Mittelwert lagen bei 19 bzw. 22 MW.

⁸ Zu diesem Zeitpunkt galt für Freiflächenanlagen eine Größenbegrenzung auf 10 MW, die jedoch nicht für Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen galt, zu denen die zwei nicht realisierten Anlagen zuzurechnen waren.

⁹ Gemäß § 3 Nr. 41b umfasst dies PV-Anlagen auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand.



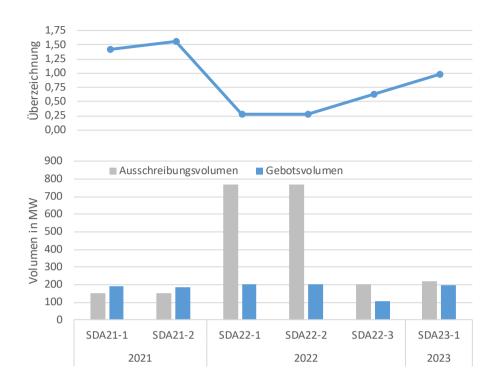


Abbildung 12: Überzeichnung der Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments (PV-Aufdachanlagen) gemäß EEG 2021/2023. Überzeichnung als Verhältnis aus dem Gebotsvolumen und dem Ausschreibungsvolumen. Quelle: Eigene Darstellung basierend auf [31].

Die gewichteten mittleren Zuschlagswerte legten in den ersten drei Ausschreibungen (SDA21-1 bis SDA22-1) von 6,88 auf 8,53 ct/kWh zu, stabilisierten sich 2022 mit Werten zwischen 8,5 und 8,7 ct/kWh leicht unterhalb des zulässigen Höchstwerts (8,91 ct/kWh) und stiegen – nach Anhebung des Höchstwerts auf 11,25 ct/kWh – in der ersten Ausschreibung des laufenden Jahres 2023 (SDA23-1) weiter auf 10,87 ct/kWh (vgl. Abbildung 13).

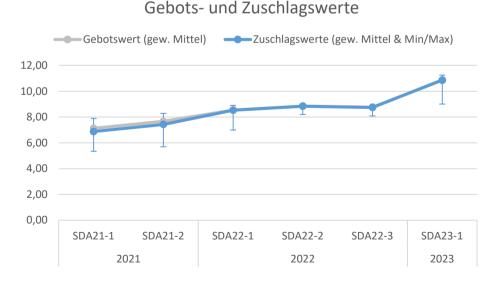


Abbildung 13: Gebots- und Zuschlagswerte in den Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments (PV-Aufdachanlagen) gemäß EEG 2021/2023. Eigene Darstellung basierend auf [31].



Es bleibt abzuwarten, wie sich die Preis- und Wettbewerbssituation in den Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments weiterentwickeln. Mit dem höheren Höchstwert wurde den Preissteigerungen Rechnung getragen, womit die Voraussetzungen dafür gegeben sind, dass im Zuge wachsender Ausschreibungsvolumina Anreize zur Gebotsabgabe bestehen.

4.2. EEG-geförderte Mieterstromanlagen

Seit Mitte 2017 werden mit dem EEG-Mieterstromzuschlag PV-Mieterstromprojekte gefördert, sofern bestimmte Voraussetzungen erfüllt sind (im Wesentlichen: maximale Anlagengröße 100 kW (ab 2023 sind auch größere Anlagen möglich), Pflicht zur Reststrombelieferung, Begrenzung des Strompreises auf 90 % des in dem jeweiligen Netzgebiet geltenden Grundversorgungstarif).

Die Inanspruchnahme des Mieterstromzuschlags war bislang gering. Zum Datenstand Ende März 2023 wurden seit Beginn der Mieterstromförderung Mitte 2017 bis Ende 2022 lediglich rund 114 MW EEG-geförderte PV-Mieterstromanlagen in Betrieb genommen. Der jährliche Zubau ist seit 2017 sukzessive angestiegen und lag nach jeweils rund 20 MW in den Jahren 2019 und 2020 in den Jahren 2021 und 2022 bei jeweils knapp 30 MW (Tabelle 11).

Tabelle 11: Leistungsbestand von EEG-geförderten PV-Mieterstromanlagen Ende 2022 nach dem Jahr der Inbetriebnahme in MW (Datenstand Ende März 2023)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Summe
Baden-Württemberg	1,0	2,5	3,2	3,3	5,1	4,8	19,9
Bayern	0,7	2,6	3,8	3,6	5,3	4,6	20,6
Berlin	0,2	0,6	1,7	0,7	2,1	1,6	6,9
Brandenburg	0,0	0,4	0,6	1,6	1,4	1,0	5,1
Bremen	0,1	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,2
Hamburg	0,1	1,0	0,4	0,8	0,3	0,2	2,8
Hessen	0,3	1,9	2,3	3,5	3,2	2,7	13,9
Mecklenburg-Vorpommern	0,1	0,2	0,1	0,1	0,4	0,3	1,2
Niedersachsen	0,3	0,7	1,3	1,4	2,6	2,4	8,7
Nordrhein-Westfalen	0,4	1,9	3,0	2,8	5,0	4,7	17,8
Rheinland-Pfalz	0,1	0,5	0,9	0,5	0,8	1,5	4,2
Saarland	0,1	0,2	0,3	0,2	0,3	0,2	1,2
Sachsen	0,1	0,2	0,4	0,3	0,5	0,6	2,1
Sachsen-Anhalt	0,1	0,4	0,8	0,5	1,1	1,0	3,9
Schleswig-Holstein	0,0	0,4	0,7	0,5	0,6	1,5	3,6
Thüringen	0,1	0,1	0,2	0,3	0,3	0,4	1,4
Deutschland	3,8	13,5	19,6	20,3	29,1	27,4	113,7

Insgesamt waren damit rund 5.500 EEG-geförderte PV-Mieterstromanlagen installiert (Tabelle 12). Das Niveau der Neuinstallationen lag zuletzt in der Größenordnung von knapp 1.500 Anlagen pro Jahr.



Tabelle 12: Anlagenbestand (Anlagenzahl) von EEG-geförderten PV-Mieterstromanlagen Ende 2022 nach dem Jahr der Inbetriebnahme (Datenstand Ende März 2023)

	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Summe
Baden-Württemberg	43	130	137	170	222	210	912
Bayern	52	124	192	162	211	210	951
Berlin	9	21	50	30	44	38	192
Brandenburg	5	17	50	40	47	67	226
Bremen	1	3		1	3	3	11
Hamburg	5	66	22	39	11	11	154
Hessen	21	85	95	185	157	186	729
Mecklenburg-Vorpommern	3	6	4	9	13	19	54
Niedersachsen	13	54	71	78	120	149	485
Nordrhein-Westfalen	25	88	148	156	247	278	942
Rheinland-Pfalz	10	24	38	25	42	85	224
Saarland	6	11	17	10	11	14	69
Sachsen	5	18	14	24	17	34	112
Sachsen-Anhalt	6	17	27	22	38	51	161
Schleswig-Holstein	5	24	33	38	34	84	218
Thüringen	5	6	15	12	9	21	68
Deutschland	214	694	913	1.001	1.226	1.460	5.508

Es wird deutlich, dass bei der regionalen Verteilung deutliche Unterschiede bestehen. Zur Einordung sind in Tabelle 13 verschiedene Kennwerte für die Bundesländer angeführt. Die meisten Anlagen sind in den Flächenländern Bayern, Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen installiert. Auf diese drei Bundesländer entfällt rund die Hälfte der installierten Leistung bzw. Anlagenzahl.

Mit Blick auf die mittlere Anlagenleistung zeigt sich, dass EEG-geförderte Mieterstromanlagen in Berlin rund 75 % größer sind als im Bundesmittel. Die mittlere Anlagenleistung in den anderen Stadtstaaten liegt deutlich niedriger als in Berlin. Beim Bezug der Anlagenleistung bzw. der Anlagenzahl auf die Einwohnerzahlen sticht einerseits Hessen mit hohen Werten hervor, während anderseits Bremen als Stadtstaat im Vergleich zu Berlin und Hamburg eine relativ niedrige Durchdringung mit PV-Mieterstromanlagen aufweist.



Tabelle 13: Kennzahlen zu EEG-geförderten PV-Mieterstromanlagen, Anlagenbestand Ende 2022 (Datenstand Ende März 2023)

	mittlere Anlagen- leistung [kW]	Watt pro Einwohner	Anlagenzahl pro 100.000 EW
Baden-Württemberg	22	1,8	8,2
Bayern	22	1,6	7,2
Berlin	36	1,9	5,2
Brandenburg	23	2,0	8,9
Bremen	22	0,4	1,6
Hamburg	18	1,5	8,3
Hessen	19	2,2	11,6
Mecklenburg-Vorpommern	22	0,7	3,4
Niedersachsen	18	1,1	6,0
Nordrhein-Westfalen	19	1,0	5,3
Rheinland-Pfalz	19	1,0	5,5
Saarland	18	1,2	7,0
Sachsen	18	0,5	2,8
Sachsen-Anhalt	25	1,8	7,4
Schleswig-Holstein	17	1,2	7,5
Thüringen	21	0,7	3,2
Deutschland	21	1,4	6,6

Die statistische Verteilung der Anlagenleistungen der PV-Anlagen mit Mieterstromzuschlag ist in Abbildung 14 in Form von Boxplots dargestellt. Die horizontale Linie innerhalb der Boxen kennzeichnet den Median, das heißt, dass die eine Hälfte der Anlagen eine größere oder gleich große Leistung aufweist und die andere Hälfte eine kleinere oder gleichgroße Leistung. Die oberen und unteren Enden der Boxen stellen die zweiten und dritten Quartile dar, innerhalb derer mindestens 50 % der Anlagenliegen. Die jeweiligen Mittelwerte sind als "x" gekennzeichnet.

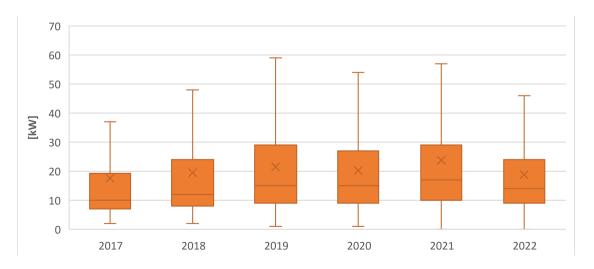


Abbildung 14: Boxplots der auf ganze kW gerundeten Leistung von PV-Anlagen mit Mieterstromzuschlag nach dem Jahr der Inbetriebnahme, Datenstand Ende März 2023



Für alle Inbetriebnahmejahre wird deutlich, dass die Mittelwerte z. T. deutlich oberhalb der Mediane liegen. Dies ist auf einige größere Anlagen im Leistungsbereich zwischen 90 und 100 kW zurückzuführen, wie die Verteilung der Anlagen nach Leistungsklassen in Abbildung 15 zeigt.

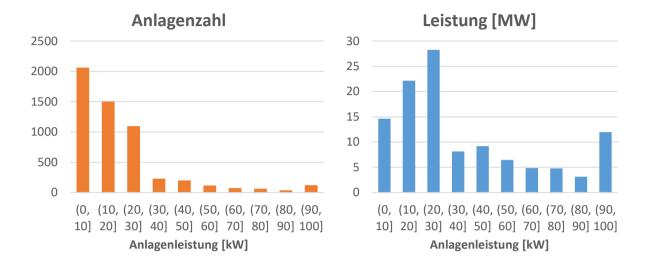


Abbildung 15: Verteilung der Anlagenleistungen (Anlagenzahl links, Leistung rechts) nach Leistungsklassen, Anlagenbestand Ende 2022, Datenstand Ende März 2023

Die relativ geringen Anlagenleistungen rühren daher, dass die Anlagen pro Hausanschluss eine einzelne Anlage darstellen und entsprechend im Marktstammdatenregister gemeldet sind. Die von den Anlagenbetreibern im MaStR gewählten Anlagenbezeichnungen deuten hierauf in vielen Fällen hin (Anlagen in derselben Straße mit Hausnummern in Zweier-Inkrementen). Da im Marktstammdatenregister die Standortangaben für Anlagen bis 30 kW nicht veröffentlicht werden, ist eine systematische Analyse der Frage, ob sich diese Anlagen auf demselben Dach befinden, jedoch nicht möglich.

4.3. Räumliche Wirkungen des EEG und weiterer Steuerungsinstrumente

4.3.1. Räumliche Steuerung im EEG

Der Gesetzgeber hat mit dem EEG und den bisherigen Fassungen (aktuell § 37 Abs. 1 EEG 2023) in unterschiedlicher Weise eine räumliche Vorsteuerung installiert mit dem Ziel, den Ausbau der PV-Freiflächenpotenziale auf eine Flächenkulisse zu lenken, deren Standorte ökologisch weniger sensibel sind und vielfach auch umweltseitig vorbelastet gelten können. Damit wurden und werden auch die Aufgaben der Raumordnung und Bauleitplanung gestützt, die natürlich die übergeordneten Flächenvorgaben auf EEG-Ebene vor Ort im Einzelfall auf räumlich-örtliche Zielbezogenheit und Zulässigkeit im Hinblick auf geltendes Recht zu präzisieren. Damit wird auch eine möglichst große Akzeptanz in der Bevölkerung vor Ort erreicht. Entsprechend wurde auch ein Bebauungsplanbeschluss als grundsätzliche Vergütungsbedingung eingeführt. Im Laufe der EEG-Generationen und der Notwendigkeit, gleichzeitig auch die Anreizwirkungen einzuschätzen und zielbezogen zu dosieren, ist das System der Flächenvorgaben und Bedingungen zunehmend vielschichtiger und kleinteiliger geworden, so dass der "Rote Faden" der übergeordneten Zielsetzung nicht immer klar erkennbar geblieben ist.



Am Beispiel der Flächennutzungsklasse der landwirtschaftlichen Flächen, die heute im eindeutigen Hauptinteresse der PV-Wirtschaft steht, wird die Entwicklung auch im Hinblick auf den Nutzungstyp des Dauergrünlandes überblicksartig nachvollzogen.¹⁰

Zu Beginn stand mit dem EEG 2004 die uneingeschränkte finanzielle Förderung von PV-Freiflächenanlagen auf Ackerflächen unter der Bedingung, sie zu Grünflächen umzuwandeln. Eine Leistungsbegrenzung der Anlagen bestand seinerzeit noch nicht. Die Umwidmung von intensiv genutzten Ackerflächen in Grünland hat in der Regel einen Gewinn für den Naturhaushalt und die Biodiversität zur
Folge. Beispielhaft sind der reduzierte oder gänzlich ausbleibende Einsatz von Düngemitteln und damit verbunden die verringerte Belastung der umliegenden Oberflächengewässer beziehungsweise
des Grundwassers, die flächige und dauerhafte Bodenbedeckung (Erosionsschutz, Veränderung des
Mikroklimas), die Ansiedlung von Wildkräutern und Insekten sowie die Schaffung von Rückzugsorten
für Arten der Agrarlandschaft.

Mit dem EEG 2011 wurde die Förderung von neuen Freiflächenanlagen auf ehemaligen Ackerflächen nach kontroverser Debatte beendet. Ein Großteil des Zubaus erfolgte zwischen 2008 und 2011 unter Inanspruchnahme von Ackerflächen bei gleichzeitig sehr hohen Wachstumsraten (vgl. auch Kapitel 6.1.1). Zunehmende Nutzungskonkurrenzen zwischen Land- und Solarwirtschaft, der in den betroffenen Regionen stark steigende Flächenverbrauch der Anlagen zu Lasten des Anbaus von Nutzpflanzen bzw. Lebensmitteln und die zumeist fehlende räumliche Steuerung vor Ort bei zunehmender Größe der projektierten Anlagen – die Schwelle zur dreistelligen Hektargröße wird in dieser Zeit erreicht und vereinzelt auch deutlich überwunden - dominierten die Diskussion. Letztendlich machten auch ökonomische bedenkliche Entwicklungen wie dynamisch steigende Bodenpreise, die das Niveau der Pachtraten für die ackerbauliche Nutzung deutlich überstiegen, sowie Tendenzen der Überförderung diese Entscheidung nachvollziehbar. Die aktuell durch eine "entfesselnde" Politik der Erneuerbaren Energien initiierte dynamische Entwicklung des Freiflächenmarktes zeigt zwar ähnliche Symptome insbesondere in den Hochaktivitätszentren Süd- und Ostdeutschlands, wobei die Aktivitäten in zunehmender Größenordnung im ungeförderten Bereich stattfinden und damit für Steuerungsleistungen des EEG nicht erreichbar sind.

Mit dem EEG 2011 wurden zwar Neuanlagen auf landwirtschaftlichen Flächen ausgeschlossen, dennoch erfolgten indirekt auf der neu geschaffenen und Schritt für Schritt von 110 m auf inzwischen 500 m erweiterten Kategorie der Seitenrandflächen von Autobahnen und Schienenwegen oder auch auf bereits bauleitplanerische ausgewiesenen Erwartungsflächen von Industrie und Gewerbe weitere Inanspruchnahmen von landwirtschaftlichen Flächen. Landwirtschaftlich rekultivierte ehemaliger Abbauflächen finden sich in der Kategorie der Konversionsflächen. Exakte Zahlen hierzu sind allerdings nicht erfasst. Auf den bebauten Anlagenflächen befinden sich in aller Regel niedrig gehaltene Vegetationsbestände zumeist in Form von Grünland.

Mit dem Beginn der Ausschreibungen, die zunächst mit der Freiflächenausschreibungsverordnung (FFAV 2015) eingeführt und später dann in das EEG 2017 integriert wurden, wurden landwirtschaftliche Flächen schrittweise wieder für die PV geöffnet: zunächst die Ackerflächen, später aber auch erstmals das landwirtschaftliche Grünland. Voraussetzung war und ist, dass die Flächen in benachteilig-

¹⁰ Ausführlicher bei Günnewig et al (2022): Umweltverträgliche Standortsteuerung von Solar-Freiflächenanlagen. Abschlussbericht. [32]



ten Gebieten liegen. Der Zubau in der Agrarförderkulisse der benachteiligten Gebiete erfolgte zunächst begrenzt auf ein kleines Kontingent von 10 Anlagen pro Jahr, wurde dann mit dem EEG 2017 als heute noch geltende Opt-In-Angebot verankert, das an die Voraussetzung einer Öffnungsverordnung durch die Bundesländer anknüpft. Diese Verordnungen bestimmen letztendlich, in welchem quantitativen und ggf. standortseitig eingeschränkten Umfang landwirtschaftliche Flächen für die Freiflächen-PV zugelassen werden. Die Spanne reicht derzeit von jährlich 200 Anlagen im Jahr entsprechend der jeweils geltenden maximalen Anlagengröße¹¹ in Bayern (seit Juli 2020), was einem theoretischen Jahreszubau bis zu 4 GW entspricht, bis hin zu einer jährlich begrenzten Leistungsdimension von zunächst 100, jetzt 350 MW im kleinen Saarland (seit April 2021). Das Saarland ist gleichzeitig das Beispiel dafür, dass die Flächenkulisse der benachteiligten Gebiete im Rahmen der Öffnungsverordnung auch qualitativ angepasst und eingeschränkt werden kann dadurch, dass bestimmte Schutzgebietstypen, Standort- und Biotopqualitäten der Verfügbarkeit entzogen werden. Mit Stand 2022 ist mit den in 9 Bundesländern – zuletzt sind Sachsen-Anhalt und Nordrhein-Westfalen hinzugetreten - geltenden Bestimmungen ein Zubau von mindestens 5 GW pro Jahr auf Acker- und Grünlandflächen in den benachteiligten Gebieten verfügbar, ohne dass das EEG selbst weitergehende qualitative oder restriktive Anforderungen an die Flächenkulisse formuliert. 12 Der Vollständigkeit halber ist allerdings aufzuführen, dass inzwischen ausdrücklich Anlagen in Naturschutzgebieten und Nationalparken keine Zahlungsberechtigung erhalten dürfen (§ 38a Abs. 1 Nr. 5b EEG 2023).

Mit den Entwicklungen, die bereits im EEG 2021 angelegt wurden und inzwischen zum EEG 2023 weitergeführt werden, gestaltet sich das Geschehen auf landwirtschaftlichen Flächen vielfältiger, weil es in der Förderung sowohl zu einer stärkeren Differenzierung von Anlagenkonzepten als auch zu einer stärkeren Differenzierung landwirtschaftlicher Standorte gekommen ist. Es gelten bezogen auf Ackerflächen als auch insbesondere auf Grünland als potenzielle Anlagenstandorte im EEG unterschiedliche Vergütungsbedingungen, die zumindest dort angeglichen werden sollten, wo sie die Meidung ökologisch bedeutsamer Standorte und Strukturen als Zielsetzung erkennen lassen:

- Grundsätzlich gilt einheitlich für neue Anlagen des ersten Segments, dass sie nur dann auf entwässerten, landwirtschaftlich genutzten Moorböden eine Vergütung beanspruchen dürfen, wenn mit der Errichtung der Anlage gemäß § 37 Absatz 1 Nr. 3c EEG 2023 der Standort wiedervernässt wird.
- Gebote für Anlagen des ersten Segments, die nicht der Gruppe der besonderen Solaranlagen zugehören, können sowohl für Ackerland (§ 37 Abs. 1 Nr. 2h EEG) als auch für genutztes Grünland (Nr. 2i) abgegeben werden unter der Bedingung, dass sie als benachteiligtes Gebiet ausgewiesen sind. Obwohl davon auszugehen ist, dass die Grünlandnutzung in benachteiligten Gebieten insbesondere in den Berggebieten häufig auf landwirtschaftlichen Grenzertragsstandorten stattfindet, in der Regel dann auch in extensiver Form, und deshalb das Vorkommen von Grünlandgesellschaften mit erhöhter naturschutzfachlicher Bedeutung überdurchschnittlich ist, existiert in den Vergütungsbestimmungen des EEG keine in diese Richtung weisende und mit den besonderen Solaranlagen der Agri-PV vergleichbare ausschließende Differenzierung aufgrund ihrer Naturschutzrelevanz. Die Umsetzung der Opt-In-Bestimmung, dass die Bundesländer ausdrücklich die benachteiligten Gebiete über eine Verordnung öffnen

¹¹ seit dem EEG 2021 gilt 20 MW als obere Leistungsgrenze

¹² Eine ausführliche Übersicht zur Chronologie der EEG-Förderkategorien s. Günnewig et al. (2022),S. 43ff [32]



müssen, zeigt allerdings, dass hier Differenzierungsbedarf besteht hinsichtlich der unterschiedlichen insbesondere naturschutzfachlichen Wertsetzungen der Flächen.

- Gebote für besondere Solaranlagen sind nicht auf die benachteiligten Gebiete beschränkt, können also auf theoretisch doppelt so großer landwirtschaftlich genutzter Fläche errichtet werden. Anlagen auf Ackerflächen mit gleichzeitigem Nutzpflanzenanbau auf selber Fläche sind allerdings an die Bedingung bzw. den Nachweis geknüpft, dass es sich beim Anlagenstandort nicht um eine naturschutzrelevante Ackerfläche handelt (§ 37 Abs. 2 Nr. 3). Diese Bedingung ist wiederum konkretisiert in den Begriffsbestimmungen des § 3 Nr. 34b. Demnach sind Ackerflächen naturschutzrelevant, wenn sie "mindestens einen hohen Biotopwert im Sinn des § 5 Absatz 2 Nummer 4 der Bundeskompensationsverordnung aufweisen."
- Anlagen auf Grünland bei gleichzeitiger landwirtschaftlicher Nutzung als Dauergrünland dürfen nicht Bestandteil eines Natura 2000-Gebietes sein, d.h. weder in einem FFH-Gebiet noch in einem Vogelschutzgebiet liegen. Das Grünland darf aber auch kein Lebensraumtyp (LRT) sein, der in Anhang I der FFH-Richtlinie gelistet ist und zu dessen Schutz FFH-Gebiete ausgewiesen werden können. Damit spricht der Gesetzgeber LRT-Vorkommen an, die außerhalb der Kulisse der Natura 2000-Schutzgebiete vorkommen und gemäß § 19 BNatSchG vor Schädigung zu bewahren sind. Ein Verweis vergleichbar der Inbezugnahme der Biotopwertsetzungen der Bundeskompensationsverordnung zur Bestimmung der "naturschutzrelevanten Ackerfläche" fehlt hier allerdings. Alternativ könnten hier auch gemäß § 30 BNatSchG gesetzlich geschützte Biotope aufgeführt werden.

Es wird empfohlen, die im EEG angelegte Steuerungsfunktion transparenter und einheitlicher im Sinne des Schutzes artenreicher Grünlandbiotope anzulegen. Eine Unterscheidung bei der Sicherung wertvoller Grünlandstandorte zwischen "klassischen Anlagenkonzepten" und Konzepten der besonderen Solaranlagen insbesondere der Agri-PV kann und soll aus naturschutzfachlicher Sicht aufgelöst werden dahingehend, dass hochwertiges Grünland einheitlich geschützt wird dadurch, dass eine Förderung nicht erfolgt für Anlagen, die auf Grünlandflächen errichtet werden, die

- als Biotope mit besonderer Bedeutung gemäß § 30 BNatSchG geschützt sind oder
- als Lebensraumtypen des Anhang I der FFH-Richtlinie im Sinne des § 19 BNatSchG und des Umweltschadensgesetzes besonders zu berücksichtigen sind oder
- mindestens einen hohen Biotopwert im Sinn des § 5 Absatz 2 Nummer 4 der Bundeskompensationsverordnung aufweisen.

Eine flächenhafte Größenordnung der genannten Kategorien in Deutschland ist nicht veröffentlicht, flächendeckende Kartierergebnisse liegen nicht vor. Annäherungsweise werden deshalb die nationalen Erkenntnisse zur Biodiversität der Agrarlandschaft und zum einschlägigen Erfolg von Maßnahmen der Agrarförderung aus dem seit 2009 laufenden Monitoring-Programm eingespielt, das aufgrund von Berichtspflichten im Rahmen von ELER etabliert wurde. Als "Landwirtschaftsflächen mit hohem Naturwert" (high nature value farmland; HNV-Farmland) werden artenreiches Magergrünland, extensiv bewirtschaftete Äcker oder Weinberge sowie Brachen zusammengefasst. HNV-Farmland verfügt nach Angaben des das Monitoring koordinierenden Bundesamtes für Naturschutz in der Regel nicht nur über eine höhere Artenvielfalt, sondern beherbergt auch seltene und spezialisierte Tier- und Pflanzenarten, welche in der intensiv genutzten Agrarlandschaft keine Überlebenschancen mehr haben. Dieser auf EU-Ebene eingeführte Indikator der Biodiversitätsstrategie unterscheidet die HNV-Lebensräume in die Qualitätsstufen HNV I "äußerst hoher Naturwert", HNV II "sehr hoher Naturwert"



und HNV III "mäßig hoher Naturwert" zugeordnet. Die o.g. höherwertige Grünlandbiotope sind dabei den HNV-Klassen I und II zuzuordnen.

Die Veränderungen der biologischen Vielfalt wurden im überregionalen Maßstab über eine Zeitreihe von inzwischen 12 Jahren qualitativ und quantitativ mit der Kartierung von repräsentativen Stichproben erfasst (s. Hünig & Benzler 2017) [33], [34]. Mit Stand von Januar 2022 liegen Datenreihen von bis zu 1.700 Stichprobenflächen zwischen 2009 und 2021 vor. Zusammengefasst ergibt sich daraus die Hochrechnung, dass der Anteil HNV-Farmland der drei Qualitätsstufen an der Landwirtschaftsfläche im Jahr 2021 bei 13,4 % lag. Seit 2009, ausgehend von seinerzeit 13,9 %, über einen zwischenzeitlichen Tiefpunkt hinweg mit 12,4 % in den Jahren 2013/14, scheint sich der Wert nun über inzwischen 4 Jahre auf dieser Größenordnung zu stabilisieren. Die daraus resultierende Flächengröße beträgt rd. 2,6 Mio. ha. Diese Größenordnung kann natürlich nicht einfach auf die Grünlandbiotope übertragen werden, aber sie geben zumindest Anlass zur Annahme, dass es sich um Flächenanteile im Bereich von 10 bis max. 15 % handeln dürfte, mit regional großen Unterschieden. Im Zusammenhang mit der Überlappung mit FFH-Lebensraumtypen und dem nationalen Schutzstatus werden folgende Textpassagen unverändert aus der Originalarbeit wiedergegeben: "Die Bewertung der für die Agrarlandschaft typischen FFH-Lebensraumtypen und gesetzlich geschützten Biotope erfolgt darüber hinaus in der Weise gutachterlich, dass gut und überdurchschnittlich ausgeprägte Biotope bzw. FFH-Lebensraumtypen mit HNV I, durchschnittlich ausgeprägte mit HNV II und degenerierte oder stark gestörte Ausprägungen mit HNV III bewertet werden." [33].

4.3.2. Räumliche Steuerung von PV-Freiflächenanlagen: Bedarf und Steuerungsansätze

Die erzielbare Steuerungswirkung des EEG geht momentan umso mehr verloren, wie PV-Freiflächenanlagen aufgrund der inzwischen erreichten Wettbewerbsfähigkeit des Solarstroms am Markt nicht mehr auf eine finanzielle EEG-Förderung angewiesen sind.

Insoweit verstärkt dies den Druck auf den planungsrechtlichen Rahmen der etablierten raumordnenden Instrumente auf Landesebene, auf regionaler und kommunaler Ebene, mit den etablierten und ggf. auch neuen Instrumenten eine den jeweiligen räumlichen Erfordernissen entsprechend differenzierte und effiziente Steuerungsleistung zu erreichen. Ebenso sind die in den Prozessen, die letztendlich zur Baugenehmigung führen, zu beteiligenden Fachbehörden zunehmend gefordert, ihre Belange bezogen auf die Besonderheiten der PV-Freiflächenanlagen zu schärfen und qualifiziert einzubringen.

Der Umfang an Ausarbeitungen und Empfehlungen sowie Handlungsanleitungen zur Steuerung der Flächeninanspruchnahmen sowohl quantitativ als auch qualitativ hat inzwischen deutlich zugenommen. Der Schwerpunkt der Aufgaben ist derzeit, auch aus der obligatorischen Bebauungsplanpflicht des EEG heraus, auf kommunaler Ebene zu bewältigen. Viele Kommunen entwickeln eigene Konzepte für die Standortfindung, oft allerdings auch getrieben durch den Umfang der Aktivitäten und Anträge vor Ort.

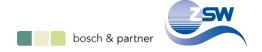
Die überörtliche Raumordnung hat die Handlungsnotwendigkeiten längst erkannt und ihre Aktivitäten und Erfordernisse aktuell zusammengefasst dahingehend, dass die zunehmenden Raumansprüche der erneuerbaren Energien, auch der Freiflächen-Photovoltaik, zu Flächennutzungskonkurrenzen und -konflikten führen, die aktiv im Zusammenspiel von regionaler und kommunaler Ebene zu steu-



ern sind. Für das Gelingen der Energiewende auf der Grundlage eines Masterplans für den PV-Ausbaubedarf und mit Blick auf Großanlagen wird die die überörtliche regionale Planungsebene adressiert. Die Aufgabe soll stärker positiv-planerisch durch Gebietsfestlegungen für PV-Freiflächen auf der Basis eines schlüssigen Gesamtkonzeptes wahrgenommen werden. Auch der Einsatz des Raumordnungsverfahrens mit den entsprechenden Prüfschritten zur Raum- und Umweltverträglichkeit ist fallweise sinnvoll. Verstärkt kommt es zur Zeit darauf an, die informellen Steuerungsansätze weiterzuentwickeln, um die Auseinandersetzung mit den tatsächlichen Geschehnissen vor Ort, die vor allem auf kommunaler Ebene unter Druck, zeitnah und dennoch angemessen zu bewältigen sind, effizient zu unterstützen. Dabei geht es um die interkommunale Zusammenarbeit ebenso wie die Entwicklung örtlicher Standortkonzepte, die Ausarbeitung von Planungshilfen wie Leitfäden, die derweil in allen Bundesländern vorliegen, und nicht zuletzt die Aktivitäten im Rahmen von Organisationen zur Beförderung des regionalen Energie-und Klimaschutzes [35].

Der Stand der raumordnenden Aktivitäten auf den Ebenen der Länder, der Regionalplanung und der Kommunen ist verschiedentlich aufgearbeitet und zu Vorschlägen für den weiteren Umgang zusammengefasst und publiziert worden. Es geht dabei vielfach um ein Kriterienset zur Ermittlung geeigneter, auch umweltverträglicher Anlagenstandorte in ihrem Zuschnitt auf die Besonderheiten des Vorhabenstyps. Dazu gehört insbesondere die Neuorientierung der planerischen Zielsetzungen in Bezug auf die Inanspruchnahme von landwirtschaftlichen Flächen durch Freiflächen-PV. Grundsätzlich war lange Zeit die restriktive Grundhaltung der Raumordnung bestimmend, insbesondere wertvolle Böden für die landwirtschaftliche Nutzung sicherzustellen. Inzwischen ist der Flächendruck enorm gestiegen, die landwirtschaftlichen Flächen sind auch seitens der Landwirtschaft attraktive Standorte zur Stützung der z.T. schon klimawandelbedingt in Bedrängnis kommenden Betriebe. Aber auch die Diskussionen um die Agri-PV, bei der landwirtschaftliche Nutzflächen ja weiterhin solche bleiben, als auch die Biodiversitäts-PV mit ihrem vor allem auf einen erhöhten Artenreichtum und das Lebensraumangebot für Insekten positiven Potenzialen auch für den umgebenden, z.T. intensiv genutzten und oft ökologisch verarmten Agrarlandschaftsraum führen dazu, dass eine differenzierte Zielfindung im regionalen und örtlichen Kontext erforderlich wird [36], [32].

Die Gestaltungsmöglichkeiten insbesondere der Bauleitplanung werden aktuell durch die Außenbereichsprivilegierung entlang von Autobahnen und bestimmten zweigleisigen Schienenwegen bis 200 m Abstand in § 35 Absatz 1 Nummer 8 b BauGB eingeschränkt. Damit reagiert der Gesetzgeber auf häufig fehlende standortvorbereitende Planungen der Kommunen, die den Ausbau verzögern, verzichtet aber hier auch auf das Verfahren der Bauleitplanung. Die Bevorzugung verkehrswegbegleitender Flächenbänder erfolgt nun ergänzend zum Förderrecht, das gemäß § 37 Absatz 1 Nr. 2 c EEG 2023 bereits einen Korridor bis 500 m Entfernung goutiert. Raumbezogene planerische Konzepte müssen berücksichtigen, dass das bauplanungsrechtlich privilegierte Flächenpotenzial bis 200 m vom Rand des Verkehrsweges unabhängig vom Willen der Kommune bebaut werden kann. Die möglicherweise beschleunigende Wirkung der Außenbereichsprivilegierung muss sich allerdings noch bewähren, insbesondere auch im Hinblick auf die Akzeptanz vor Ort. Das nun obligatorische Bauantragsverfahren wird nicht in der kommunalen Zuständigkeit durchgeführt und kennt keine mit dem Bebauungsplanverfahren vergleichbare Öffentlichkeitsbeteiligung.



5. Ökonomische Aspekte

Im vorliegenden Kapitel wird zunächst ein Überblick über die Vermarktungswege der PV-Strommengen gegeben. Eine Detailbetrachtung zu den im Rahmen des Marktprämienmodells vermarkteten Mengen erfolgt an dieser Stelle nicht, da dies Teil des Vorhabens "Direktvermarktung und weitere Vermarktungsmodelle für Erneuerbare Energien" ist. Eine detaillierte Betrachtung erfolgt jedoch zu den Selbstverbrauchsmengen, da diese in den vergangenen Jahren deutlich gestiegen sind. Anschließend erfolgt die Analyse der derzeitigen Anlagen- und Stromgestehungskosten sowie die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Neuanlagen. Darauf aufbauend werden Empfehlungen zur Weiterentwicklung des EEG abgeleitet.

5.1. Vermarktungsmöglichkeiten und Marktintegration

In diesem Kapitel wird zunächst ein Überblick zu den Vermarktungswegen für PV-Strom gegeben. Daran schließt sich eine vertiefte Analyse des PV-Selbstverbrauchs an.

5.1.1. Vermarktungswege

Im Wesentlichen lassen sich drei Vermarktungswege von PV-Strom identifizieren: die Einspeisung im Rahmen der Festvergütung (Einspeisevergütung), die Direktvermarktung (Marktprämienmodell und sonstige Direktvermarktung) sowie der Selbstverbrauch. Zusammen mit dem Eigenverbrauch der Anlage (d.h. dem Verbrauch von Wechselrichter etc., zu unterscheiden vom Selbstverbrauch) repräsentieren diese Strommengen in Summe die Bruttostromerzeugung¹³ aus PV-Anlagen (Abbildung 16).

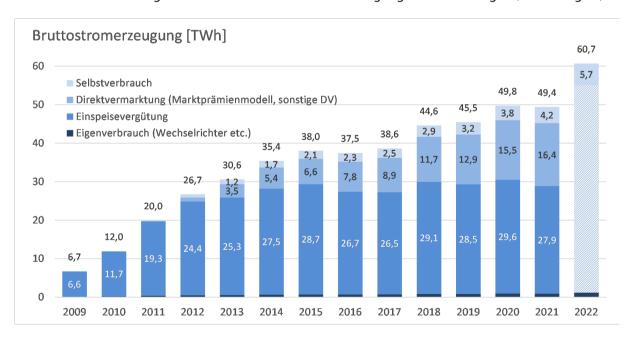
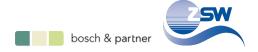


Abbildung 16: Bruttostromerzeugung von PV-Anlagen nach Vermarktungsweg (einschl. technischem Eigenverbrauch). 2022: Strommengen in der Direktvermarktung und Einspeisevergütung errechnet als Restgröße. Quelle: eigene Berechnungen zum Selbstverbrauch (vgl. Kapitel 5.1.2) sowie [37], [38]

¹³ Die Werte zum PV-Selbstverbrauch sind das Ergebnis eigener Berechnungen (vgl. Kapitel 5.1.2), weshalb es bei der Bruttostromerzeugung zu geringen Abweichungen zu den Zahlen der AGEE-Stat kommt.



Den Großteil der PV-Bruttostromerzeugung macht im Jahr 2021 mit 56 % bzw. knapp 28 TWh nach wie vor die Festvergütung aus, die direkt vermarktete Strommenge lag einschließlich der "sonstigen Direktvermarktung" bei 16,4 TWh. In Summe sind die eingespeisten Strommengen (Direktvermarktung und Festvergütung) im Jahr 2022 aufgrund des gestiegenen Zubaus, aber auch des besseren Strahlungsjahrs deutlich gewachsen. Da die EEG-Jahresabrechnung 2022 zum Zeitpunkt der Berichterstellung noch nicht vorlag, ist für dieses Jahr die Summe der Einspeisung als Restgröße von Bruttostromerzeugung abzüglich des Eigenverbrauchs der Anlage und des geschätzten Selbstverbrauchs ausgewiesen.

Die Mengen in der "sonstigen Direktvermarktung", d.h. ohne finanzielle EEG-Förderung lagen im Jahr 2021 sechsmal so hoch wie im Vorjahr und belaufen sich mittlerweile auf 0,66 TWh und werden im Jahr 2022 voraussichtlich weiterwachsen. Zum Jahresende 2021 waren auf Basis der Angaben im Marktstammdatenregister PV-Freiflächenanlagen mit knapp 1 GW als ungeförderte Anlagen registriert, im Jahr 2022 kamen weitere 0,7 GW hinzu.

Die eigenerzeugten und selbst verbrauchten Strommengen beliefen sich 2021 auf 4,2 TWh bzw. 8,5 % der PV-Bruttostromerzeugung. Nach ersten Schätzungen (vgl. Kapitel 5.1.2) ist der PV-Selbstverbrauch im Jahr 2022 insbesondere aufgrund des wachsenden Zubaus im Segment der Kleinanlagen deutlich auf 5,7 TWh und damit 9,4 % der Bruttostromerzeugung gewachsen. Im folgenden Kapitel wird das Selbstverbrauchsegment näher beleuchtet.

5.1.2. Selbstverbrauch und Eigenversorgung

Mit dem so genannten "Eigenverbrauchsbonus" wurde ab dem Jahr 2009 ein Anreiz zur anteiligen Eigennutzung von Strom gesetzt. Der Bonus galt zunächst für Dachanlagen bis 30 kW, ab Mitte 2010 konnte er auch für Neuanlagen bis 500 kW in Anspruch genommen werden. Zum April 2012 wurde der Bonus für Neuanlagen abgeschafft, da Netzparität erreicht war. Das heißt, die Stromgestehungskosten neuer Anlagen unterschritten den Strombezugspreis. In den Folgejahren wurden zunächst weniger Eigenversorgungsanlagen zugebaut, u. a. aufgrund der ab April 2012 greifenden Absenkung der Fördersätze für Neuanlagen. Im Zuge rückläufiger Anlagenpreise und ab 2020 aufgrund sinkender Vergütungen für die Überschusseinspeisung bei steigenden Endverbraucherstrompreisen wurden verstärkt Eigenversorgungsanlagen errichtet. Abbildung 17 zeigt den zeitlichen Verlauf des Dachanlagenzubaus nach Art der Einspeisung. Die im Marktstammdatenregister als "Teileinspeiseanlagen" registrierten Anlagen entsprechen der hier verwendeten Begrifflichkeit Eigenversorgungsanlagen.

Im Jahr 2022 wurde nicht nur in absoluten Zahlen, sondern auch mit einem leistungsbezogenen Anteil von rund 90 % am Dachanlagenzubau der bisherige höchste Zubau von Eigenversorgungsanlagen realisiert. Dies spiegelt sich auch in der Entwicklung der selbst verbrauchten Strommengen, wie in den folgenden Ausführungen gezeigt wird.



PV-Dachanlagen nach Inbetriebnahmejahr und Einspeiseart

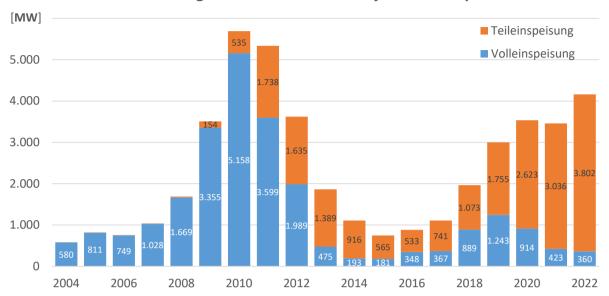


Abbildung 17: Anlagenbestand Ende 2022 von PV-Dachanlagen nach Zubaujahren und Einspeiseart. Eigene Berechnungen, Datenquelle: MaStR, Datenstand 07.03.2023

Von den Ende 2022 installierten rund 45 GW Dachanlagen sind rund 20,6 GW bzw. 45 % Teileinspeiseanlagen. Hinzu kommt mit 1,6 GW ein relativ geringer Beitrag von PV-FFA und sonstigen Anlagen, die als Teileinspeiseanlagen registriert sind. Bezogen auf den registrierten PV-Anlagenbestand zum Jahresende 2022 von 67,5 GW sind damit rund 22 GW bzw. ein Drittel Teileinspeiseanlagen und 44,5 GW bzw. zwei Drittel Volleinspeiseanlagen (für knapp 1 GW ist keine Einspeiseart im MaStR vermerkt, vgl. Abbildung 18).

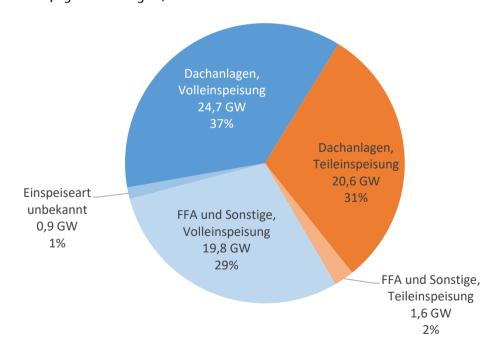
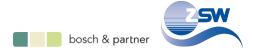


Abbildung 18: Anlagenbestand von PV-Anlagen Ende 2022 nach Anlagentyp und Einspeiseart. Eigene Berechnungen, Datenquelle: MaStR, Datenstand 07.03.2023



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.¹⁴

Bei den Anlagen des ungeförderten Selbstverbrauchs musste vor dem Betriebsjahr 2021 zwischen Dachanlagen bis bzw. über 10 kW bzw. 10 MWh/a Selbstverbrauch und Freiflächenanlagen unterschieden werden. Anlagen unter 10 kW verfügen häufig über keine Messung des Selbstverbrauchs, weshalb der Selbstverbrauch auf Basis von Annahmen errechnet werden muss. Seit dem Betriebsjahr 2021 entfällt die Pflicht zur Zahlung der EEG-Umlage auf selbstverbrauchten Strom auch für Anlagen zwischen 10 kW und 30 kW bzw. unter 30 MWh/a und somit auch die Pflicht den selbst verbrauchten Strom mit einer Messeinrichtung zu erfassen. Ein Teil des Dachanlagenbestands zwischen 10 kW und 1 MW im ungeförderten Selbstverbrauch fällt unter das Marktintegrationsmodell (MIM)¹⁵, wodurch ab dem Betriebsjahr 2014 nur 90 % der Jahreserzeugung mit dem vollen Vergütungssatz der jeweiligen Anlage vergütet werden. 16 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 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. 8 % im Betriebsjahr 2021) weder Strommengen in der Kategorie Selbstverbrauch noch in den weiteren möglichen Veräußerungsformen aufweist. Es wird davon ausgegangen, dass bei diesen Anlagen

¹⁴ 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 bestand.

¹⁵ 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.

¹⁶ 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 Strombezugspreise im Vergleich zu Haushalten.



der Selbstverbrauch nicht erfasst wird. 17 Basierend auf den Selbstverbrauchsanteilen und Volllaststunden der Anlagen mit erfasstem Selbstverbrauch, werden die fehlenden Mengen geschätzt und zu den erfassten Mengen hinzuaddiert. Die Erfassung des Selbstverbrauchs von Freiflächenanlagen des ungeförderten 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 bzw. der Selbstverbrauch 10 kW oder 10 MWh/a (bis einschl. Betriebsjahr 2020) bzw. 30 kW oder 30 MWh/a (ab Betriebsjahr 2021) übersteigt. Der Selbstverbrauch wird hier im Rahmen der EEG-Umlagedaten erfasst und kann somit je Anlage ausgewertet werden. Anlagen unter 30 kW (und unter 30 MWh/a Selbstverbrauch) sind seit dem Betriebsjahr 2021 von der Umlagepflicht befreit und somit dem ungeförderten Selbstverbrauch zuzurechnen. Aufgrund häufig nicht vorhandener 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 sowie Umlagedaten für das Jahr 2021 vor. Die nachfolgenden Analysen basieren auf diesen Datensätzen. Belastbare Zahlen für das Jahr 2022 können erst im Herbst 2023 mit dem Vorliegen der dann aktuellen EEG-Bewegungsdaten ermittelt werden.

Im Jahr 2021 wurden rund 830 GWh Strom im Rahmen des "Eigenverbrauchsbonus" **gefördert**, davon entfallen rund 40 % auf Anlagen zwischen 10 und 30 kW, sowie 30 % auf Anlagen bis 10 kW (Abbildung 19). Gegenüber dem Jahr 2020 gibt es einen Rückgang um ca. 50 GWh bzw. knapp 6 %. Hierfür dürfte hauptsächlich die Abnahme der Globalstrahlung (ca. -6,5 %) ursächlich sein. Rund 10 GWh des Rückgangs ist auf Anlagen bis 10 kW zurückzuführen, 16 GWh auf Anlagen zwischen 10 und 30 kW und weitere 14 GWh auf Anlagen zwischen 30 und 100 kW. In den Leistungsklassen zwischen 100 und 250 kW sowie 250 bis 500 kW ist der Eigenverbrauch in Summe um rund 9 GWh zurückgegangen.

¹⁷ Vereinzelte 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.



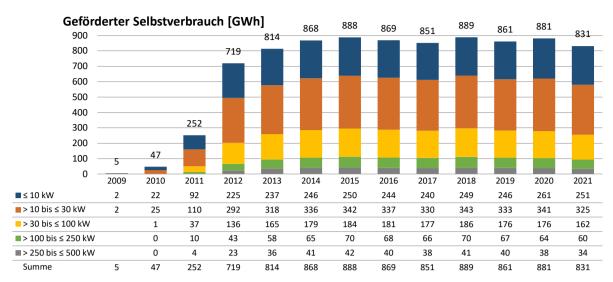


Abbildung 19: Geförderter Selbstverbrauch nach Leistungsklassen und Betriebsjahren. Quelle: Eigene Auswertung und Berechnungen basierend auf EEG-Bewegungsdaten

Der **ungeförderte Selbstverbrauch** lag im Betriebsjahr 2021 bei rund 2.214 GWh und ist damit gegenüber 2020 um rund 460 GWh angestiegen (Abbildung 20), was zu großen Teilen der Erhöhung der erwähnten "Bagatellgrenze" auf 30 kW bzw. 30 MWh und damit einem "Wechsel" der Anlagen vom umlagebelasteten in den ungeförderten Selbstverbrauch zuzuschreiben ist. Kleine Dachanlagen bis 30 kW dominieren daher mit einem noch größeren Anteil als in den Vorjahren von rd. 75 %, während Dachanlagen über 30 kW insgesamt nur mit ca. 20 % zum gesamten ungeförderten Selbstverbrauch beitragen. Freiflächenanlagen weisen einen Anteil von rund 3,3 % auf.

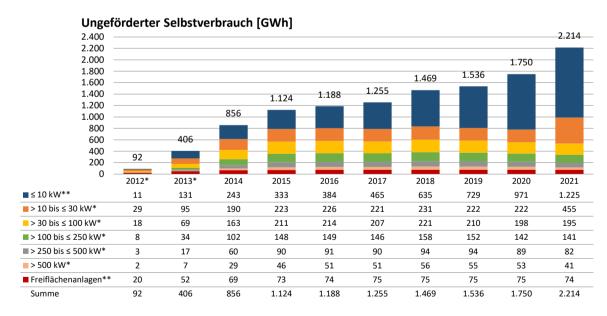


Abbildung 20: Ungeförderter Selbstverbrauch nach Leistungsklassen und Betriebsjahren . *enthält u.a. Schätzwerte, ** Schätzung. Quelle: Eigene Auswertung und Berechnungen basierend auf EEG-Bewegungsdaten

Der Anstieg beim ungeförderten Selbstverbrauch fand ausschließlich bei den Anlagen bis 30 kW statt, die ehemals gemäß EEG 2014/2017 bis 10 kW bzw. gemäß EEG 2021 bis 30 kW von der EEG-Umlage befreit waren, womit nur in diesem Leistungssegment neue Anlagen umlagefrei installiert werden



konnten.¹⁸ Neben dem Anstieg durch den Zubau im Betrachtungsjahr findet eine Steigerung der Selbstverbrauchsmengen in diesem Segment durch die Anlagen statt, die im Vorjahr zugebaut wurden und bei denen im Folgejahr erstmals ein vollständiges Betriebsjahr in die erfassten Daten eingeht. Bei den Anlagen über 30 kW gab es dagegen, analog zum geförderten Selbstverbrauch, einen leichten strahlungsbedingten Rückgang der selbst verbrauchten Strommengen (in Summe 24 GWh).

Der umlagepflichtige Selbstverbrauch umfasst im Betriebsjahr 2021 rund 1.150 GWh und wird zu über 60 % von Anlagen zwischen 30 und 250 kW ausgemacht (Abbildung 21). Der insgesamt nur sehr geringe Anstieg der Gesamtsumme gegenüber dem Jahr 2020 resultiert überwiegend aus der Änderung der Umlagepflicht für Anlagen <30 kW und <30 MWh Selbstverbrauch, sowie der gesunkenen Globalstrahlung. So reduzierte sich der umlagepflichtige Selbstverbrauch um rund 200 GWh durch den "Wechsel" eines Großteils19 der Anlagen bis 30 kW in den ungeförderten Selbstverbrauch. Dämpfend wirkte weiterhin das schwache Strahlungsjahr. Dem gegenüber stand ein Aufwuchs durch Neuanlagenzubau sowie durch den Effekt des ersten vollständigen Betriebsjahrs des Zubaus 2020.

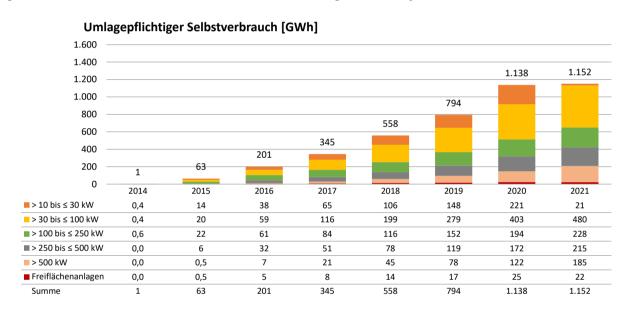


Abbildung 21: Umlagepflichtiger Selbstverbrauch nach Leistungsklassen und Betriebsjahren. Quelle: Eigene Auswertung und Berechnungen basierend auf EEG-Bewegungsdaten

Insgesamt summieren sich die PV-Selbstverbrauchsmengen über alle Bereiche hinweg auf rund 4,2 TWh im Jahr 2021 (Abbildung 22). Dabei wird deutlich, dass Anlagen bis einschließlich 30 kW für insgesamt rund 54 % des gesamten PV-Selbstverbrauchs stehen; weitere ca. 20 % entfallen auf das Leistungssegment zwischen 30 und 100 kW. Nach ersten Berechnungen/Schätzungen ist der PV-Selbstverbrauch im Jahr 2022 auf 5,7 TWh gestiegen, da vermehrt Eigenversorgungsanlagen zugebaut wurden.

¹⁹ Die verbleibenden umlagepflichtigen Strommengen von Anlagen bis 30 kW entfallen auf weiterhin umlagepflichtige Anlagen mit mindestens 30 MWh Selbstverbrauch im Jahr 2021.

¹⁸ Seit dem Jahr 2021 sind Neu- und Bestandsanlagen bis 30 kW (bzw. bei einem Selbstverbrauch bis 30 MWh) von der EEG-Umlage befreit, sodass es auch in diesem Segment einen Zuwachs des ungeförderten Selbstverbrauchs gibt.



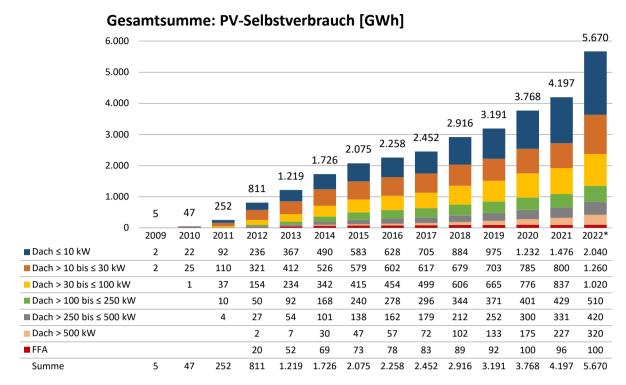


Abbildung 22: PV-Selbstverbrauch gesamt nach Leistungsklassen und Betriebsjahren. * 2022: erste Schätzung, gerundete Werte. Quelle: Eigene Auswertung und Berechnungen basierend auf EEG-Bewegungsdaten.

Abbildung 23 zeigt die Gesamtübersicht des Selbstverbrauchs von PV-Anlagen in der Zusammensetzung nach Selbstverbrauchskategorien. Dieser verteilt sich im Jahr 2021 auf den geförderten Selbstverbrauch mit rund 20 %, den ungeförderten Selbstverbrauch mit 53 % und den umlagebelasteten Selbstverbrauch mit 27 %.

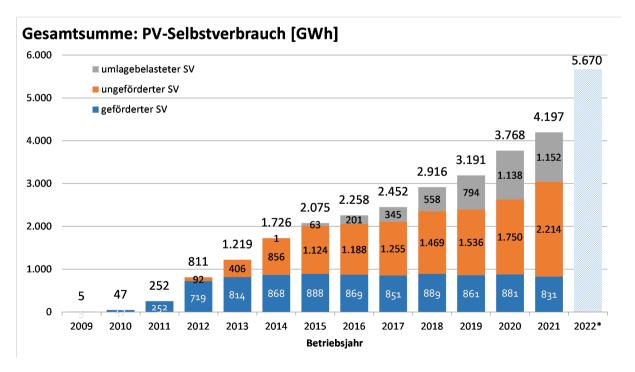


Abbildung 23: Selbstverbrauch nach Kategorien und Betriebsjahren * 2022: Schätzung. Quelle: Eigene Auswertung und Berechnungen basierend auf EEG-Bewegungsdaten



Die gesamte Stromerzeugung von PV-Anlagen ist gegenüber 2022 durch das bessere Strahlungsjahr und den hohen Zubau deutlich gestiegen. Im Vergleich mit der Gesamtstromerzeugung von PV-Anlagen ist der PV-Selbstverbrauch stärker gewachsen, womit der Anteil des Selbstverbrauchs nun 9,4 % (2021: 8,5 %) beträgt (vgl. Abbildung 16, Seite 43).

Gemessen am Selbstverbrauch aller Stromerzeuger (KWK, Industriekraftwerke etc.) von ca. 50 TWh im Jahr 2021 [39] wird deutlich, dass der Anteil des Photovoltaik-Selbstverbrauchs mit rund 11 % weiterhin 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 EEG-Umlagedaten möglich ist.

Beim Vergleich des durchschnittlichen Selbstverbrauchsanteils (Tabelle 14) je Anlage haben sich die durchschnittlichen Anteile über alle Jahrgänge hinweg zwischen ungefördertem und umlagepflichtigem Selbstverbrauch in den letzten Jahren angeglichen. Allgemein gesprochen sind in den letzten Jahren immer mehr Anlagen mit tendenziell niedrigeren Selbstverbrauchsanteilen in Betrieb gegangen. Im Betriebsjahr 2021 hingegen stiegen die umlagepflichtigen Selbstverbrauchsanteile größtenteils an.

Tabelle 14: Durchschnittlicher Selbstverbrauchsanteil je Anlage nach Leistungsklassen und Selbstverbrauchskategorie (Dachanlagen, Betriebsjahr 2021)

Ø SV-Anteil je Anlage nach Inbetriebnahmephasen
und letztes volles IBN-Jahr

	2009 - 03/2012	04/2012 - 07/2014	ab 08/2014	IBN 2020
Leistung [kW]	(gefördert)	(ungefördert)	(umlagepflichtig)	(umlagepflichtig)
≤ 10	27%	-	-	-
> 10 bis ≤ 30	23%	28% - 31%	40%	-
> 30 bis ≤ 100	35%	41% - 45%	46%	42%
> 100 bis ≤ 250	36%	44% - 51%	50%	44%
> 250 bis ≤ 500	40%	43% - 53%	43%	40%
> 500	_	42% - 54%	39%	34%
Mittelwert	27%	36% - 41%	45%	40%

Quelle: Eigene Auswertung basierend auf EEG-Bewegungsdaten

Abbildung 24 zeigt die Verteilung der Dachanlagenleistung des Inbetriebnahmejahres 2020 nach Selbstverbrauchsanteilen für verschiedene Größenklassen im Betriebsjahr 2021. Zu berücksichtigen ist dabei, dass nur Eigenversorgungsanlagen dargestellt sind. Anlagen mit Volleinspeisung sind nicht enthalten. Die Größenklasse ab 10 kW bis 30 kW ist aus den bereits genannten Gründen nicht mehr ausgewiesen. Insgesamt wird deutlich, dass die Selbstverbrauchsanteile sehr unterschiedlich sind und weder gleich- noch normalverteilt.

Die Auswertung bezieht sich aus Gründen der Datenverfügbarkeit auf Inbetriebnahmen im Jahr 2020, womit die Aussagekraft eingeschränkt ist (zum Zeitpunkt der Berichterstellung liegen die Bewegungsdaten zur EEG-Jahresabrechnung der vier Übertragungsnetzbetreiber für das Betriebsjahr 2021



vor). Aufgrund des saisonalen Erzeugungsprofils von PV-Anlagen können für die Auswertung der Selbstverbrauchsanteile nur vollständige Betriebsjahre ausgewertet werden, weshalb auf das Inbetriebnahmejahr 2020 zurückgegriffen werden musste.

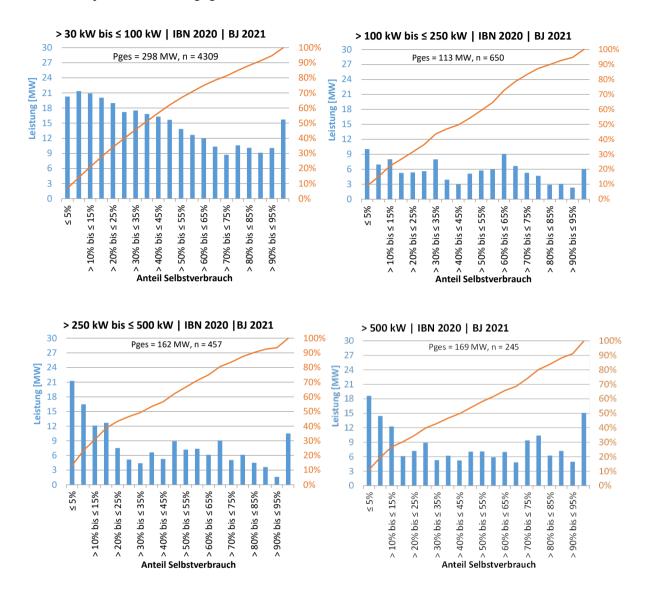
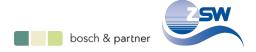


Abbildung 24: Verteilung der Anlagenleistung von PV-Eigenversorgungsanlagen im Inbetriebnahmejahr 2020 nach Selbstverbrauchsanteilen für verschiedene Größenklassen (Dachanlagen, Betriebsjahr 2021, ohne Volleinspeiseanlagen) (Quelle: Eigene Auswertung basierend auf EEG-Bewegungsdaten)

5.2. Anlagenkosten und Betriebsparameter

Mit den gesetzlichen Änderungen im Laufe des Jahres 2022 wurden einige Verbesserungen am EEG-Förderrahmen für PV-Anlagen umgesetzt. So wurden aufgrund gestiegener Kosten von Modulen und Anlagen mit dem Osterpaket die Vergütungssätze für Teileinspeiseanlagen ab Sommer 2022 erhöht. Daneben wurde für Volleinspeiseanlagen eine höhere Vergütung eingeführt. Für den Sonderfall, dass auf einem Wohngebäude die Installation einer PV-Anlage nicht möglich ist, wurden Regelungen für sogenannte "Garten-PV-Anlagen" geschaffen. Entsprechende Anlagen bis zu einer Leistung von 20 kW können die administrierte Vergütung für Freiflächenanlagen in Anspruch nehmen. Außerdem wurde für Neuanlagen oberhalb von 300 kW, die die administrierte Vergütung in Anspruch nehmen, ab 2023 die Regelung abgeschafft, dass nur ein Teil der Jahresstromerzeugung vergütet wird und im



Umkehrschluss ein Teil anderweitig genutzt oder verkauft werden muss. Des Weiteren ist für Neuanlagen in der administrierten Förderung die Degression bis Anfang 2024 ausgesetzt. Schließlich wurden im Rahmen der Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur die Höchstwerte für die Ausschreibungen des ersten und zweiten Segments sowie der Innovationsausschreibungen um 25 % erhöht.

Die für die nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen angesetzten Referenzanlagen haben den Anspruch, die Breite des Anwendungsbereichs von PV-Anlagen abzubilden, von der Kleinanlage im Einfamilienhaus bis hin zum großen Solarpark oder den besonderen Solaranlagen, wie bspw. Floating-PV oder Agri-PV. Aufgrund der hohen Heterogenität des Marktes und der jeweiligen individuellen technischen und finanziellen Randbedingungen einzelner Projekte können in der Praxis z. T. deutliche Abweichungen zu den nachfolgend angeführten Annahmen und Ergebnissen bestehen.

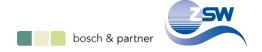
Die Preise für PV-Module und -Systeme haben sich in den vergangenen Monaten kontinuierlich verändert. Bis Herbst 2022 sind sie weiter gestiegen, um anschließend deutlich zu sinken. Insbesondere im Kleinanlagensegment bis 30 kW sind die Preise stark gestiegen und im Vergleich zu den anderen Leistungsklassen anschließend weniger stark gesunken. Dies ist primär auf die sehr hohe Nachfrage nach Anlagen im kleineren Leistungsbereich zurückzuführen (vgl. Kapitel 3.1).

Die für die Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen angesetzten Preise für verschiedene Anlagengrößen und -typen sind in Tabelle 15 angeführt. Die Preise wurden am Ende des ersten Quartals 2023 ermittelt und spiegeln den für das jeweilige Inbetriebnahmejahr angesetzten Anlagenpreis. Für Anlagen in der Festvergütung wird von einer Inbetriebnahme im Jahr 2023 ausgegangen. Dagegen wird für Anlagen, deren anzulegenden Werte im Rahmen der EEG-Ausschreibungen ermittelt werden, von einer Inbetriebnahme im Jahr 2024 ausgegangen.

Der PV-Markt weist eine Dynamik auf, sowohl nachfrageseitig (vgl. bspw. den Zubau im Segment bis 30 kW oder das Gebotsvolumen in den Ausschreibungen des ersten Segments vom 1.3.2023), als auch angebotsseitig (globale Ausweitung der Modulproduktionskapazitäten). Es ist deshalb nicht auszuschließen, dass sich die Preise für die Anlagen mit angenommenem Inbetriebnahmejahr 2024 im weiteren Zeitverlauf in der Realität anders entwickeln werden, als unten dargestellt.

Je nach Anlagengröße und -typ wird nach Voll- und Teileinspeiseanlagen unterschieden. Dabei wird jeweils berücksichtigt, welche Art der Einspeisung in der Praxis relevant ist. Kleine und mittlere Dachanlagen sind in der Regel Teileinspeiseanlagen: im Segment bis 10 kW ist seit 2021 leistungsbezogen 98 bis 99 % der Zubauleistung von Dachanlagen als Teileinspeiseanlage im MaStR gemeldet, für Dachanlagen von 10 bis 30 kW liegt der Teileinspeiseanteil im Frühjahr 2023 bei 97 %. Bei den größeren Dachanlagen zwischen 100 und 750 kW liegt der Anteil der Volleinspeiseanlagen leistungsbezogen in Q1 2023 mit rund 30 % tendenziell höher. Bei den Großanlagen in den Ausschreibungen wird dagegen einheitlich von Volleinspeisung ausgegangen.²⁰

²⁰ Wenngleich das Eigenversorgungsverbot (vgl. § 27a EEG 2021) für Anlagen, deren anzulegender Wert durch Ausschreibungen ermittelt worden ist, mit dem EEG 2023 aufgehoben wurde. Die tatsächliche Inanspruchnahme kann jedoch erst mit erheblicher Verzögerung ausgewertet werden, da erstens ein Zeitverzug von der Gebotsabgabe bis zur Anlagenrealisierung besteht. Zweitens liegen die zur Ermittlung der Selbstverbrauchsmengen erforderlichen Bewegungsdaten erst im auf das Betriebsjahr folgenden Herbst vor.

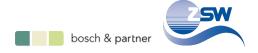


Die gewählten Referenzanlagen sollen das breite Spektrum der PV-Anwendungsfälle abbilden. Im Dachanlagenbereich sind anhand der Zubauzahlen große Häufungen bei 10, 30 und 100 kW vorzufinden. Die Dach- bzw. Freiflächenanlage mit 1.000 kW stellt den jeweiligen Fall direkt unterhalb der Ausschreibungsgrenze dar. Die Referenzanlagen für die Innovationsausschreibungen und die Ausschreibungen des zweiten Segments (große Dachanlagen) wurden anhand der Ausschreibungsergebnisse ermittelt. Im ersten Segment wird mit Anlagengrößen von 10 bis 80 MW und unterschiedlichen Anlagenkonzepten das breite und große Ausschreibungssegment der Freiflächenanlagen abgebildet.

Für die betrachteten Referenzanlagen wurden spezifische jährliche Stromerträge von 900 bis 950 kWh/kW angesetzt (Tabelle 15). Unterschieden wird dabei zwischen Anlagen, die eher flach aufgeständert sind und damit geringere Jahreserträge aufweisen (mittlere/große Dachanlagen) und Freiflächenanlagen mit höheren Jahreserträgen. Die altersbedingte Leistungsminderung der Module (Degradation) wird mit 0,25 % p.a. angesetzt [40].

Tabelle 15: Rahmendaten der Referenzanlagen (Stand: März 2023)

Referenz- anlage	Тур	Einspeisung	Investition (netto) [€/kW]	Stromertrag [kWh/kW]	Inbetrieb- nahmejahr
10 kW	Dachanlage (ggf. mit 8,5 kWh-Speicher), Festvergü- tung	Teileinspeisung	1.500 (+Speicher 1.100 €/kWh)	930	2023
30 kW	Dachanlage, Festvergütung	Teileinspei- sung, Vollein- speisung	1.300	900	2023
100 kW	Dachanlage, Festvergütung	Teileinspei- sung, Vollein- speisung	1.100	900	2023
500 kW	Dachanlage, Marktprämie	Teileinspei- sung, Vollein- speisung	910	900	2023
1.000 kW	Dachanlage, Marktprämie	Teileinspei- sung, Vollein- speisung	850	900	2023
2.200 kW	Dachanlage, Ausschreibungen	Volleinspeisung	780	900	2024
10 kW	FFA klein ("Garten-PV"), Fest- vergütung	Teileinspeisung	1.350	950	2023
1.000 kW	FFA, Marktprämie	Volleinspeisung	730	950	2023
7.000 kW	FFA+ 4,8 MWh Speicher, Innovationsausschreibungen	Volleinspeisung	670 (+ Speicher 300 €/kWh)	950	2024
10.000 kW	Agri-PV hochaufgeständert, Ausschreibungen (Bonus)	Volleinspeisung	1.050	950	2024
10.000 kW	Agri-PV bodennah, Ausschreibungen	Volleinspeisung	800	950	2024
10.000 kW	Floating-PV, niedrige Schnee- last, Ausschreibungen	Volleinspeisung	780	950	2024
10.000 kW	Floating-PV, hohe Schneelast, Ausschreibungen	Volleinspeisung	860	950	2024
10.000 kW	Moor-PV, Ausschreibungen (Bonus)	Volleinspeisung	830	950	2024
20.000 kW	FFA, Ausschreibungen	Volleinspeisung	650	950	2024
80.000 kW	FFA, Ausschreibungen	Volleinspeisung	610	950	2024



Datenquellen: Branchenangaben, Fortschreibung der vorangegangenen Preisbestimmungen, Angebotsauswertung Photovoltaikforum.com, pvXchange, Regressionsanalysen

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.) der 2023 in Betrieb gehenden Anlagen unterhalb von 1.000 kW werden mit jährlich 19 €/kW angesetzt. Für die Anlagen mit 1.000 bis 2.200 kW wird von Betriebskosten in Höhe von 17 €/kW und Jahr ausgegangen, für größere Anlagen von 13 €/kW. Für Moor-PV-Anlagen wird wegen des erhöhten Aufwands für Wartung und Grünpflege ein Aufschlag von 1 €/kW angesetzt. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass die Betriebskosten aller Anlagen über die betrachtete Betriebsdauer um 2,0 % p.a. ab 2025 steigen (EZB-Inflationsziel). Für die Jahre 2023 und 2024 wird von 6 % bzw. 2,8 % ausgegangen.

Für die betrachteten Anlagen in der Direktvermarktung wird von den in Tabelle 16 angeführten nominal konstanten Direktvermarktungsentgelten pro Jahr ausgegangen. Die Kosten wurden berechnet auf der Basis von Angaben von interconnector.de. Sie wurden für Anlagen oberhalb von 750 kW extrapoliert und anhand des Marktwertszenarios (vgl. Kapitel 5.4, Tabelle 19) ein mittlerer Wert über die Betrachtungsdauer von 20 Jahren gebildet.

Tabelle 16: Angesetzte Direktvermarktungskosten für die Referenzanlagen (eigene Berechnungen)

Referenzanlage	€/kW p.a.
500 kW	3,9
1.000 kW	3,7
>1.000 kW	3,5

Die Annahmen zu den Finanzierungskonditionen (Anteile Eigen- und Fremdkapital, Eigen- und Fremdkapitalverzinsung) wurden den aktuellen Konditionen (März 2023) auf Basis des KfW-Programms 270 angepasst (Tabelle 17). Insgesamt liegen die kalkulatorischen Mischzinsen für alle Anlagen in einer Größenordnung von 4,8 bis 5,4 %.

Tabelle 17: Annahmen zu Eigen- und Fremdkapitalanteilen sowie Zinssätzen für die Referenzanlagen (Stand: März 2023)

	10 kW	30 kW	ab 100 kW
Eigenkapitalanteil	50 %	35 %	25 %
Eigenkapitalverzinsung	5,0 %	7,0 %	8,0 %
Fremdkapitalanteil	50 %	65 %	75 %
Fremdkapitalverzinsung	4,5%	4,5 %	4,5 %
Kalkulatorischer Mischzins	4,8%	5,4%	5,4%

5.3. Ermittlung der Stromgestehungskosten und Projektverzinsung für Volleinspeiseanlagen

Die mit den obenstehenden Angaben ermittelten Stromgestehungskosten sind in Tabelle 18 dargestellt. Für die Anlagen oberhalb von 100 kW im Marktprämienmodell, deren Strom direktvermarktet wird, sind die Direktvermarktungskosten in den Stromgestehungskosten enthalten.

Die Stromgestehungskosten sind den jeweiligen EEG-Vergütungssätzen (Festvergütung für Anlagen bis 100 kW bzw. anzulegende Werte für Anlagen oberhalb von 100 kW) gegenübergestellt. Für die



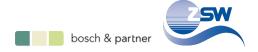
Freiflächenanlagen in den Ausschreibungen des ersten Segments (20 und 80 MW FFA, Agri-PV, Floating-PV, Moor-PV) für die eine Inbetriebnahme im Jahr 2024 angenommen wurde, ist der Zuschlagswert der Ausschreibungsrunde vom 1. März 2023 in Höhe von 7,03 ct/kWh zuzüglich etwaiger Boni (Agri-PV, Moor-PV) angesetzt, ebenso für die Referenzanlage des zweiten Segments (Dachanlage mit 2,2 MW, mittlerer Zuschlagswert von 10,87 ct/kWh in der Runde vom Februar 2023). Für die Referenzanlage in der Innovationsausschreibung wird der geltende Höchstwert angesetzt.

Tabelle 18: Stromgestehungskosten und Projektverzinsung für Volleinspeiseanlagen (interner Zinsfuß vor Steuern, Stand: März 2023)

Referenz- anlage	Тур	Stromgestehungs- kosten [ct/kWh]	EEG-Vergütung [ct/kWh]	Projektverzinsung (interner Zinsfuß)*
10 kW	Dachanlage, Festvergütung	15,4	13,00	3,2 %
30 kW	Dachanlage, Festvergütung	14,7	11,60	2,0 %
100 kW	Dachanlage, Festvergütung	12,8	11,11	3,2 %
500 kW	Dachanlage, Marktprämie	11,5	9,56	3,0 %
1.000 kW	Dachanlage, Marktprämie	10,7	8,83	3,3 %
2.200 kW	Dachanlage, Ausschreibungen	10,0	10,87	6,9 %
10 kW	FFA klein ("Garten-PV"), Festvergütung	13,8	6,60	-
1.000 kW	FFA, Marktprämie	9,0	7,00	3,3 %
7.000 kW	FFA+Speicher, Innovations- ausschreibungen	10,2	9,18	3,9 %
10.000 kW	Agri-PV hochaufgeständert, Ausschreibungen (Bonus)	9,1	7,03	2,6 %
10.000 kW	Agri-PV bodennah, Aus- schreibungen	11,3	8,23	1,3 %
10.000 kW	Floating-PV, niedrige Schneelast, Ausschreibungen	8,9	7,03	2,9 %
10.000 kW	Floating-PV, hohe Schnee- last, Ausschreibungen	9,7	7,03	1,7 %
10.000 kW	Moor-PV, Ausschreibungen (Bonus)	9,5	7,53	2,7 %
20.000 kW	FFA, Ausschreibungen	7,8	7,03	5,3 %
80.000 kW	FFA, Ausschreibungen	7,4	7,03	6,2 %

^{*} berücksichtigt für Anlagen > 100 kW Marktwerterlöse, wenn die Jahresmarktwerte oberhalb der anzulegenden Werte liegen

Der obige Vergleich von Stromgestehungskosten und Vergütungssätzen ist jedoch nur ein erster Anhaltspunkt dafür, ob eine Anlage wirtschaftlich betrieben werden kann. Relevant ist die Betrachtung aller Kosten und Erlöse, die über die Kalkulationsdauer von 20 Jahren anfallen. Für Volleinspeiseanlagen in der Direktvermarktung sind Markterlöse zu berücksichtigen, wenn die Jahresmarktwerte höher als die anzulegenden Werte sind. Das berücksichtigte Marktwertszenario ist in Kapitel 5.4 in Tabelle 19 angeführt. Diese etwaigen Zusatzerlöse fließen in die Berechnung der Projektverzinsung (interner Zinsfuß) ein. Wenn dieser Wert mindestens dem angesetzten kalkulatorischen Mischzins in der Größenordnung gut 5 % entspricht (vgl. Tabelle 17, Kapitel 5.2), liegt ein Kapitalwert von Null oder größer vor, und eine Investition ist als wirtschaftlich durchführbar einzustufen. Der Fall ist dies für die Dachanlagen in den Ausschreibungen des ersten Segments sowie für die Standard-PV-Freiflächenanlangen (20 bzw. 80 MW) in den Ausschreibungen des zweiten Segments.



Für einige der oben angeführten Anlagen ist mit den getroffenen Annahmen der Betrieb als Volleinspeiseanlage nicht wirtschaftlich möglich. Dies ist der Fall für Dach- und Freiflächenanlagen unterhalb der Ausschreibungsgrenze und die besonderen Solaranlagen im ersten Ausschreibungssegment. Für diese Anlagen wird in Kapitel o der Anpassungsbedarf an der finanziellen Förderung dargelegt. Zu berücksichtigen ist, dass insbesondere im Kleinanlagenbereich, bis hinein in den mittleren Leistungsbereich, hauptsächlich Teileinspeiseanlagen (Eigenversorgungsanlagen) gebaut werden. Wie im folgenden Kapitel gezeigt wird, ist die Wirtschaftlichkeit kleiner Volleinspeiseanlagen leicht höher, als für Eigenversorgungsanlagen. Jedenfalls scheint die Motivation zur Investition in Eigenversorgungsanlagen angesichts des Niveaus der Strompreise und den seit 2022 zu verzeichnenden Preissteigerungen noch weiter gewachsen zu sein, wie die Marktentwicklung zeigt (vgl. Kapitel 3.1). Die Wirtschaftlichkeit von Eigenversorgungsanlagen unter Berücksichtigung der vermiedenen Strombezugskosten wird im folgenden Kapitel analysiert. Anschließend wird ein Gesamtfazit zur Wirtschaftlichkeit neuer PV-Anlagen gezogen.

5.4. Wirtschaftlichkeit von Eigenversorgungsanlagen

Die Rentabilität von Eigenversorgungsanlagen hängt entscheidend vom Anteil des selbst verbrauchten Stroms und der Höhe der vermiedenen Strombezugskosten ab. Je höher diese beiden Komponenten ausfallen, desto höher ist die Rendite, die die Anlagenbetreiber erwirtschaften können. Mit steigendem Selbstverbrauchsanteil sinkt zudem die Abhängigkeit von der EEG-Vergütung stark ab.

Im Bereich der Freiflächenanlagen spielt das Thema Eigenversorgung nur eine sehr untergeordnete Rolle. Vor diesem Hintergrund erfolgt hier keine Bewertung der Wirtschaftlichkeitssituation von Eigenversorgungsanlagen im Freiflächenbereich. Nachfolgend sind die Ergebnisse für den Dachanlagenbereich dargestellt.

Ein wesentlicher Einflussfaktor auf die Wirtschaftlichkeit von PV-Eigenversorgungsanlagen hat deshalb das Niveau und die weitere Entwicklung der vermiedenen Strombezugskosten. Die in Tabelle 19 dargestellten Strompreise entsprechen den Setzungen, die vom koordinierenden EEG-Vorhaben zur Verfügung gestellt wurden. Auffällig bei den Strompreisen ist das hohe Preisniveau im Jahr 2023, das auf die hohen Börsenstrompreise zurückgeht. Ausgehend von diesem hohen Niveau ist für Gewerbeund Industriestrompreise in den nachfolgenden Jahren zunächst ein Preisrückgang bis 2030 zu verzeichnen. Für den Haushaltsstrompreis fällt der Rückgang deutlich geringer aus und die anschließende Preissteigerung nach 2030 höher.

Für die Anlagen über 100 kW, d. h. Anlagen in der Direktvermarktung, wurde geprüft, ob der angenommene Marktwert oberhalb des jeweiligen anzulegenden Werts liegt. Ist dies Fall, geht in dem betreffenden Jahr der Marktwert und nicht der anzulegende Wert in die Berechnung ein.



Tabelle 19: Angesetzte Endverbraucherstrompreis- bzw. EEG-Marktwertpfade (Angaben nominal und ohne MwSt., Stand: März 2023)

[ct/kWh]	2023	2025	2030	2035	2040	2045
Haushalte	32 , 7	32,9	31,4	33,5	36,8	42,4
Gewerbe	33,4	26,4	24,9	26,2	28,6	33,2
Industrie	27,6	21,1	18,7	19,2	20,7	24,1
Marktwert von PV-Strom	12,6	10,5	5,6	4,8	4,0	5,4

Datenquelle: Endverbraucherstrompreise: Prognos; Marktwert: Energy Brainpool

Tabelle 20 zeigt die jeweils auf Basis nominaler Eingangswerte berechnete interne Verzinsung (IRR) der Referenzanlagen vor Steuern für drei unterschiedlich hohe Selbstverbrauchsanteile. Entspricht die interne Verzinsung mindestens den in Kapitel 5.2 angesetzten kalkulatorischen Mischzinsen in der Größenordnung von 4,8 % (Kleinanlagen im Haushalt) bzw. 5,4 % ist die Investition unter den gegebenen Annahmen (vgl. u. a. Kostenannahmen und Strompreisentwicklung) wirtschaftlich. Jegliche nachgelagerten steuerlichen Aspekte werden in der vorliegenden Betrachtung nicht berücksichtigt, da diese in der Praxis stark einzelfallabhängig sind.

Für Kleinanlagen in Haushalten sind aufgrund des relativ geringen Stromverbrauchs von Ein-/Zweifamilienhäusern hohe Selbstverbrauchsanteile nur mit relativ kleinen Anlagen möglich, jedoch nicht mit einer 10 kW-Anlage. Aus diesem Grund sind für diese Anlagen keine Projektverzinsungen für sehr hohe Selbstverbrauchsanteile angegeben. Im Gewerbe- oder Industriebereich ist dies durchaus möglich (vgl. auch Kapitel 5.1.2), in diesem Fall sind auch zweistellige Projektrenditen erzielbar.

Der Vergleich mit der Volleinspeisung (o % Selbstverbrauchsanteil) zeigt, dass im Falle der 10 kW-Aufdachanlage sogar eine leicht höhere Projektrendite möglich ist, als mit 20 % Selbstverbrauch. In diesem Leistungssegment wurden in den vergangenen Monaten und werden weiterhin fast ausschließlich Teileinspeiseanlagen errichtet. Die Erzeugung und eigene betriebswirtschaftliche²¹ Nutzung des eigenerzeugten PV-Stroms und die Absicherung vor hohen Strompreisen scheinen weiterhin die Treiber in diesem Anlagensegment zu sein. Bei größeren Dachanlagen ist es jedoch i. d. R. finanziell attraktiver, den Strom anteilig selbst zu verbrauchen.

Tabelle 20: Projektverzinsung (interner Zinsfuß vor Steuern) neuer PV-Anlagen für verschiedene Selbstverbrauchsanteile. Inbetriebnahme 2023 (Stand: März 2023)

		Selbstverbrauchsanteil				
		o %*	25 %**	50 %*	75 %	
Haushalt*	10 kW Aufdach	3,2 %	2,7%	0,6 %	k.A.	
	10 kW "Garten-PV"	-	2,7%	0,8%	k.A.	
Gewerbe	30 kW	2,0 %	2,7%	7,6 %	11,8 %	
	100 kW	3,2 %	3,7 %	9,4%	14,5%	
Industrie	500 kW	3,0 %	4,2 %	9,0 %	13,1 %	
	1.000 kW	3,3 %	5,6 %	10,5 %	14,8%	

mit Volleinspeisevergütung gerechnet (außer Garten-PV, da das EEG für diese Anlagen keine Vergütungsdifferenzierung vorsieht)

^{**} für die 10 kW-Referenzanlagen gelten folgende SV-Anteile: 20 % ohne Speicher, 45 % mit Speicher

²¹ Physikalisch wird auch bei einer Volleinspeiseanlage zunächst der Bedarf des Gebäudes gedeckt, da der Strom den Weg des geringsten Widerstands nimmt.



Bei Anlagen mit hohen Selbstverbrauchsanteilen sind vergleichsweise hohe Renditen möglich. Gegenüber Volleinspeiseanlagen sind jedoch auch die Erlösrisiken deutlich höher. Während Volleinspeiseanlagen über 20 Jahre mit gesicherten Festvergütungen bzw. anzulegende Werten rechnen können, ist dies bei Eigenversorgungsanlagen nicht der Fall. Die renditebestimmende Höhe der vermiedenen Strompreise ist jedenfalls stark von regulatorischen Einflüssen bestimmt und abhängig von den Strompreisen auf dem Großhandelsmarkt.

Ergänzend zur Projektverzinsung sind in Tabelle 21 die auf ganze Jahre aufgerundeten Amortisationsdauern angegeben. Kleine PV-Anlagen ohne Speicher in Haushalten amortisieren sich nach 16 Jahren. Für größere Anlagen in Gewerbe und Industrie liegen die Amortisationszeiten z.T. deutlich niedriger und unterschreiten bei größeren Anlagen bzw. Selbstverbrauchsanteilen ab 50 % die Schwelle von zehn Jahren.

Tabelle 21: Auf ganze Jahre aufgerundete Amortisationsdauer neuer PV-Dachanlagen für verschiedene Selbstverbrauchsanteile. Inbetriebnahme 2023 (Stand: März 2023)

		Selbstverbrauchsanteil				
		o %* 25 %** 50 %* 75				
Haushalt*	10 kW Aufdach	16	16	19	k.A.	
	10 kW "Garten-PV"	-	16	19	k.A.	
Gewerbe	30 kW	17	16	11	8	
	100 kW	15	15	9	7	
Industrie	500 kW	15	13	9	7	
	1.000 kW	15	12	8	7	

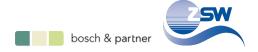
^{*} mit Volleinspeisevergütung gerechnet (außer Garten-PV, da das EEG für diese Anlagen keine Vergütungsdifferenzierung vorsieht)

5.5. Fazit und Anpassungsbedarf der finanziellen EEG-Förderung

Die hohen Strompreise für Endverbraucher setzen entsprechend hohe Anreize zur Eigenversorgung. Der Zubau von Teileinspeiseanlagen im Bereich der PV-Dachanlagen ist deshalb in den vergangenen Jahren kontinuierlich gewachsen (vgl. Kapitel 3.1 und 5.1.2). Trotz bis Herbst 2022 gestiegener, seither jedoch wieder gesunkener Anlagenpreise ist für die meisten betrachteten Fälle trotz hoher Zinsen ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb möglich.

Der Zubau von Volleinspeiseanlagen im Dachanlagebereich bewegt sich im Vergleich zum Teileinspeisesegment trotz erhöhter Volleinspeisevergütung weiterhin auf relativ niedrigem Niveau. Dafür sind im Wesentlichen zwei Erklärungsansätze denkbar. Zum einen sind die hohen Strombezugspreise und die eingangs beschriebene hohe Attraktivität der Eigenerzeugung von Strom starke Anreize zur Installation einer Eigenversorgungsanlage statt einer Volleinspeiseanlage. Zum anderen liegen bei Dachanlagen ab 100 kW und bei Freiflächenanlagen unterhalb der Ausschreibungen die Stromgestehungskosten ca. 2 ct/kWh oberhalb der Volleinspeisetarife, bei kleineren Anlagen ca. 3 ct/kWh. Wie sich dieses Verhältnis in den nächsten Monaten entwickelt, ist sehr unsicher. Dementsprechend ist eine Neuparametrierung relativ schwierig. Zum einen betrifft dies die zukünftige Entwicklung der Zinsen, zum anderen die der Anlagenpreise. Wie zu Beginn des Kapitels 5.2 beschrieben wurde, sind die Preise insbesondere für Anlagen im kleinere Leistungssegment stärker gestiegen und anschließend

^{**} für die 10 kW-Referenzanlagen gelten folgende SV-Anteile: 20 % ohne Speicher, 45 % mit Speicher



weniger stark gesunken. Der Effekt hoher Nachfrage auf die Preise wirkt deshalb auch auf den Vergütungsbedarf von Volleinspeiseanlagen im Kleinanlagenbereich. Ob und inwieweit sich die Preise im Kleinanlagensegment absehbar wieder normalisieren, kann nicht abgeschätzt werden. Für Anlagen über 100 kW bestehen weiterhin Unsicherheiten, wie sich die Preise für die Direktvermarktung entwickeln werden. Diese sind im Zuge der massiv gestiegenen Börsenstrompreise auch sehr stark gestiegen. Darüber hinaus müssten etwaige Änderungen an der Zertifizierungspflicht (Anlagenzertifikat B) für Anlagen über 135 kW berücksichtigt werden. Die Spannbreite der Kosten für die Zertifizierung ist hoch [41]. Eine Anhebung der Volleinspeisevergütung wäre angesichts der gestiegenen Kosten und Zinsen sachgerecht, weil im Gegensatz zu Teileinspeiseanlagen kein teurer Strombezug substituiert wird. Dabei kann jedoch innerhalb der beilhilferechtlichen Grenze keine ähnlich gute finanzielle Anreizsituation wie bei Anlagen mit hohen Selbstverbrauchsanteilen geschaffen werden. Es ist deshalb unsicher, ob und inwieweit sich eine Erhöhung der Volleinspeisevergütung in einem höheren Zubau niederschlagen würde.

Alternativ oder komplementär könnten mit Bundesmitteln die Fremdkapitalzinsen für PV-Anlagen reduziert werden, analog zur Förderung von Maßnahmen im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG). Da die EEG-Differenzkosten aus dem Bundeshaushalt finanziert werden, wäre eine Bezuschussung in Form reduzierter Fremdkapitalzinsen aus Haushaltssicht sehr ähnlich.

Die Höchstwerte und die Wirtschaftlichkeit von Projekten der Ausschreibungen des ersten und zweiten Segments sind für Standard-Dachanlagen und Standard-Freiflächenanlagen so gesetzt, dass im Mittel ein wirtschaftlicher Anlagenbetrieb möglich ist. Die Höchstwerte für die Ausschreibungen des zweiten Segments (Dachanlagen) sind relativ attraktiv und dürften damit einen hohen Anreiz zur Teilnahme bieten. Im Idealfall sind die Dachanlagenausschreibungen damit überzeichnet, womit sich ein wettbewerblicher Preis unterhalb des Höchstwertes ergeben sollte.

Aufgrund ihrer höheren Kosten und der unzureichenden Höhe der Boni haben die sogenannten "besonderen Solaranlagen" nur geringe Wettbewerbschancen gegen Standard-PV-Freiflächenanlagen. Alternativ zu einer individuellen Anpassung von Boni legen die oben ermittelten Stromgestehungskosten nahe, die besonderen Anlagen in die Innovationsausschreibungen zu überführen, allerdings ohne das Erfordernis zur Kombination mit anderen EE-Anlagen oder einem Speicher. Der im Frühjahr 2023 auf rund 9,2 ct/kWh erhöhte Höchstwert würde sich jedenfalls für die meisten der besonderen Solaranlagen größenordnungsmäßig gut eignen. Ein etwaiger zusätzlicher Bonus in der Größenordnung von rund 2 ct/kWh wäre jedoch erforderlich für diejenigen höher aufgeständerten Agri-PV-Anlagen, für die im EEG 2023 bereits ein Bonus vorgesehen ist. Die Integration in die Innovationsausschreibungen hätte mehrerer Vorteile. Neben den beschriebenen relativ ähnlichen Kosten ist die Aufnahme dieser neueren Anlagentypen in die Innovationsausschreibungen auf sachlich gut begründbar. Darüber hinaus könnte ein Beitrag geleistet werden, die zuletzt stark unterzeichnete Innovationsausschreibungen mit zusätzlichem Gebotsvolumen zu füllen.



6. Ökologische Aspekte

6.1. Analysen zur heutigen und zukünftigen Flächeninanspruchnahme

6.1.1. Entwicklung der Flächeninanspruchnahme

Die Daten zur Flächeninanspruchnahme in den vorangegangenen Berichten basierten auf Daten aus den Ausschreibungsverfahren (Flächenkategorien) in Kombination mit dem Anlagenregister (Flächeninanspruchnahme) und Datenrecherchen zu Einzelanlagen (vor dem Beginn der EEG-Ausschreibungen). Mit dem Marktstammdatenregister liegt mittlerweile eine Datenbasis vor, die eine konsistente und belastbare Neuermittlung der Flächeninanspruchnahme ermöglicht. Die Daten sind zum derzeitigen Stand jedoch noch in Teilen lückenhaft (bspw. ist keine Hektarangabe enthalten), oder die Flächenangabe ist unplausibel hoch oder niedrig. Deshalb ist zunächst eine Plausibilisierung und Korrektur fehlerhafter Angaben bzw. eine Hochrechnung für Datensätze ohne Flächenangabe erforderlich.

Die Grundlage für die Hochrechnung bilden die EEG-Stamm- und Bewegungsdaten 2020, aus denen der Zubau von Freiflächenanlagen bis zum Jahr 2019 ermittelt wurde²². Ab dem Zubaujahr 2020 wurden die Neuinstallationen aus dem Marktstammdatenregister herangezogen. Anhand der aus den Marktstammdatenregisterdaten ermittelten Verteilung der pro Jahr neu installierten Leistung nach Flächenkategorien wurde die Zubauleistung pro Jahr und Flächenkategorien ermittelt. Diese wiederum wurde mit jahres- und flächenkategorienscharfen Werten der spezifischen Flächeninanspruchnahme verrechnet, um die gesamte Flächeninanspruchnahme zu ermitteln. Die jahres- und flächenkategorienscharfe spezifische Flächeninanspruchnahme von Neuanlagen (in Hektar pro MW) wurden zunächst plausibilisiert. Dazu wurden die im Vorgängervorhaben ermittelten Werte genutzt. Als unplausibel eingestuft wurden Datensätze mit weniger als der Hälfte des Mittelwerts oder mehr als dem doppelten (starre Anlagen) bzw. dreifachen (nachgeführte Anlagen) des Mittelwerts.

Die im Marktstammdatenregister enthaltenen Flächenkategorien bilden die EEG-Historie der Flächenkategorien nicht im Einzelnen ab, sondern sind eher generisch angelegt. So wird beispielsweise nicht nach Ackerflächen allgemein und Ackerflächen in benachteiligten Gebieten unterschieden. Darüber hinaus besteht im Einzelfall die Möglichkeit, dass für den Anlagenbetreiber, der die Registrierung der Anlage im MaStR vorzunehmen hat, die Zuordnung nicht eindeutig möglich ist. So besteht beispielsweise bei einer Anlage auf einem Seitenrandstreifen entlang von Autobahnen oder Schienenwegen die Möglichkeit, dass der Betreiber diese als Anlage auf Ackerland registriert, da dies der ursprünglichen Nutzung der Fläche entspricht. Dies dürfte die Begründung dafür sein, dass z. B. in den Jahren 2011 und 2012 neu in Betrieb genommene Anlagen auf Ackerland registriert wurden, obwohl in diesen Jahren keine Vergütungsfähigkeit für Neuanlagen auf Ackerland gegeben war und zum damaligen Zeitpunkt noch nicht von einer Realisierung als PPA-Anlage außerhalb der finanziellen EEG-Förderung auszugehen war. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass für Anlagen auf sonstigen baulichen Anlagen im Marktstammdatenregister keine Erfassung der Flächeninanspruchnahme erfolgt.

²² Da das jeweils aktuelle Zubaujahr erfahrungsgemäß noch nicht vollständig in den EEG-Daten enthalten ist, wurden aus den EEG-Daten 2020 nur die Inbetriebnahmen bis 2019 ausgewertet. Bei Inbetriebnahmen Ende 2020 liegt teilweise kein Bewegungsdatensatz vor, weil in 2020 noch kein Strom erzeugt wurde. Aufgrund des dann fehlenden Bewegungsdatensatzes ist keine Zuordnung zum Dach- oder Freiflächensegment möglich.



Weiterhin ist die Zuordnung zu den sonstigen baulichen Anlagen offenbar in vielen Fällen unzutreffend, weil aus der jeweiligen Anlagenbezeichnung in vielen Fällen hervorgeht, dass es sich um Gebäudeanlagen handelt. Eine korrekte Zuordnung ist jedoch nicht möglich, da die Bezeichnung in vielen Fällen keinen Rückschluss darauf zulässt, ob es sich um eine Gebäudeanlage oder eine ebenerdige Anlage handelt. Sofern die Anlagen in den EEG-Daten jedoch als Freiflächenanlagen geführt sind, sind sie bis 2019 in den untenstehenden Auswertungen enthalten (vgl. auch Fußnote 22).

Der Zubau von PV-Freiflächenanlagen war in den Jahren bis 2012 stark gestiegen bis hin zum bisherigen Maximum von rund 3 GW Neuinstallationen im Jahr 2012 (Abbildung 25). Bis 2010 erfolgte der Zubau zu großen Teilen auf Ackerland, ab 2011 verlagerte sich der Zubau auf Konversionsflächen, da Neuanlagen auf Ackerland im EEG nicht mehr förderfähig waren (vgl. dazu die obigen Ausführungen; eine Zuordnung im MaStR zu "Ackerland" ist möglich bei gleichzeitig anderer EEG-Flächenkategorie). Im Jahr 2013 ist der Zubau zunächst stark eingebrochen, weil mit dem EEG eine Größenbegrenzung auf 10 MW pro Anlage eingeführt wurde. In den jüngst vergangenen Jahren ist der Zubau von Freiflächenanlagen deutlich gestiegen. Nach rund 2 GW im Jahr 2021 wurden 2022 rund 2,8 GW neu installiert. Zum Jahresende 2022 waren damit insgesamt knapp 20 GW PV-FFA installiert.

Leistung nach Inbetriebnahmejahren und Flächenkategorien (hochgerechnet)

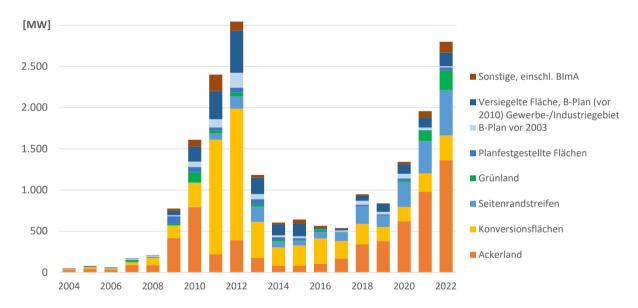


Abbildung 25: Zubau von PV-Freiflächenanlagen nach Flächenkategorien und Inbetriebnahmejahr. Eigene Auswertungen und Hochrechnungen auf Basis des Marktstammdatenregisters und der EEG-Daten 2020.

Die Flächeninanspruchnahme der neu installierten Anlagen ist zunächst im Zuge des bis 2012 steigenden Zubaus auf bis zu 6.000 Hektar pro Jahr gestiegen und lag in den Jahren 2013 bis 2021 in der Größenordnung von 1.000 bis 2.000 Hektar pro Jahr und 2022 bei rund 2.700 Hektar (Abbildung 26). Durch einen im Zeitverlauf sinkenden spezifischen Flächenbedarf bezogen auf die installierte Leistung (s. unten) ist die Flächeninanspruchnahme von Neuanlagen weniger stark gestiegen als die Leistung zugebauter Anlagen. Anlagen, die bis Ende 2012 installiert wurden, stehen für 42 % der insgesamt installierten Freiflächenleistung, aber für 59 % der insgesamt durch Freiflächenanlagen belegten Fläche.



Flächeninanspruchnahme nach IBN-Jahren und Flächenkategorien (hochgerechnet)

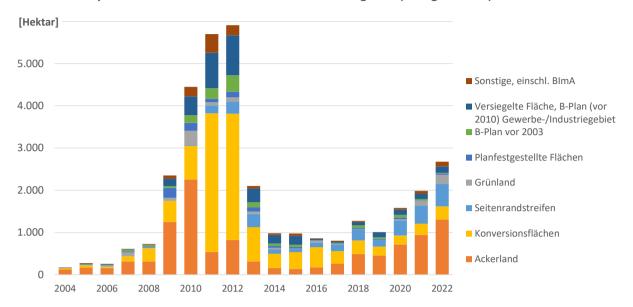


Abbildung 26: Flächeninanspruchnahme neu installierter Freiflächenanlagen nach Flächenkategorien und Inbetriebnahmejahr. Eigene Auswertungen und Hochrechnungen auf Basis des Marktstammdatenregisters und der EEG-Daten 2020.

Insgesamt beträgt die Flächeninanspruchnahme aller bis Ende 2022 installierten PV-Freiflächenanlagen in Deutschland rund 34.700 Hektar. Mit 11.700 Hektar (36 %) entfällt der größte Teil auf Konversionsflächen. Durch die zunehmenden Neuinstallationen auf Ackerflächen folgt diese Flächenkategorie mit mittlerweile 10.900 Hektar bzw. 31 % (Abbildung 27). Unterstellt man, dass Anlagen im Randstreifen von Verkehrswegen und solche auf Grünland tatsächlich überwiegend landwirtschaftlich genutzt wurden, entfallen derzeit mindestens 15.200 Hektar bzw. 44 % auf Flächen der Landwirtschaft.



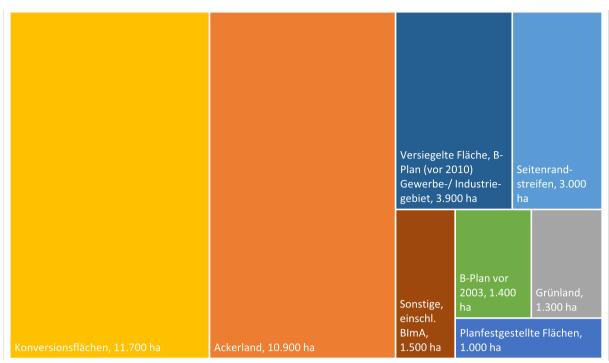


Abbildung 27: Verteilung der Flächeninanspruchnahme des Freiflächenbestands Ende 2022. Eigene Auswertungen und Hochrechnungen auf Basis des Marktstammdatenregisters und der EEG-Daten 2020.

In Relation zur gesamten Fläche des Bundesgebiets stehen PV-Freiflächenanlagen für einen Anteil von 0,1 %. Bezogen auf die gesamte landwirtschaftlich genutzte Fläche (LF) in Deutschland von 16,6 Mio. Hektar [42] würde der Bestand theoretisch einen Anteil von 0,2 % einnehmen. Werden die Anlagen auf ehemaligem Ackerland auf die gesamte Ackerfläche von rund 11,7 Mio. Hektar bezogen [43], liegt der tatsächliche Anteil derzeit bei knapp 0,1 %.

Der Flächenbedarf neuer Freiflächenanlagen hat sich in den vergangenen Jahren im Verhältnis zur installierten Leistung insgesamt sehr stark reduziert. Während in den Jahren bis 2008 pro MW noch 3,5 Hektar und mehr erforderlich waren, ist der Wert bis zum Jahr 2022 auf knapp 1 Hektar pro MW gesunken (Abbildung 28). Diese Entwicklung ist den im Zeitverlauf gestiegenen Modulwirkungsgraden, geringeren Modulreihenabständen und dem Einfluss größerer Anlagen zuzurechnen.

Die Entwicklungen im Zusammenhang mit besonderen Anforderungen an bestimmte Anlagenkonzepte, die auf die Mehrfachnutzung der Anlagenflächen ausgerichtet sind, beeinflussen die Statistik bereits, allerdings noch in einem eher geringen Umfang. Insbesondere die Entwicklungen der Agri-PV mit einer Vielfalt technischer Lösungen als auch die Konsequenzen der Biodiversitäts-PV werden die ohnehin sich abflachende Entwicklung zu immer weniger Flächeninanspruchnahme derzeit nicht umkehren, aber doch insgesamt noch stärker abflachen. Beide genannten Anlagenutzungskonzepte führen dazu, dass die für die Anlage vorgesehene Bebauung mehr Raum geben muss z. B. dadurch, dass die Reihenabstände der Modultische erweitert werden, oder dass vertikal installierte bifaziale Modultechnik mit Reihenabständen von 10 Metern und mehr eingesetzt wird. Der Durchschnittswert von 1 Hektar pro MW berücksichtigt vor diesem Hintergrund ganz unmittelbar, dass in der Praxis auch Anlagenkonzepte der Agri-PV mit einer lichten Höhe unterhalb von 2 Metern und vertikaler Modultechnik ("Solarzäune") realisiert werden. Diese Anlagen ermöglichen die weitere landwirtschaftliche Nutzung, erfordern allerdings je MW die Technisierung einer bis zu 3,5fach größeren Flächeneinheit [44].



Spezifische Flächeninanspruchnahme in Hektar pro MW

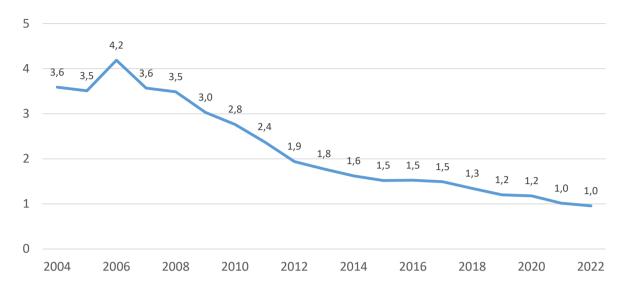


Abbildung 28: spezifische Flächeninanspruchnahme von PV-Freiflächenanlagen nach Inbetriebnahmejahr. Eigene Auswertungen und Hochrechnungen auf Basis des Marktstammdatenregisters

6.1.2. Entwicklung der zukünftigen Flächeninanspruchnahme

Das EEG 2023 sieht vor, dass die installierte Leistung von PV-Anlagen auf 215 GW im Jahr 2030 und 400 GW im Jahr 2040 erhöht werden soll. Zum Jahresende 2022 waren 67 GW installiert, womit in den acht Jahren bis Ende 2030 insgesamt 148 GW Nettozubau umzusetzen sind (im Jahresschnitt 18,5 GW). Der Bruttozubau soll, ausgehend von rund 7,4 GW 2022, bis 2026 deutlich steigen und dann konstant 22 GW pro Jahr betragen. Dabei wird von einem hälftigen Zubau auf Dach- bzw. Freiflächen ausgegangen (vgl. Begründung zum Gesetzentwurf zum EEG 2023 [45]). Für den Freiflächenzubau bedeutet dies ab 2026 einen jährlichen Bruttozubau von 11 GW. Im Jahr 2022 wurden auf Basis des MaStR rund 2,8 GW PV-FFA neu installiert. Mit diesen Annahmen und unter Zugrundlegung einer Nutzungsdauer von 25 Jahren würde der Anlagenbestand von PV-FFA ausgehend von 20 GW (Ende 2022) bis zum Jahr 2030 auf 95 GW und bis 2040 auf rund 194 GW wachsen (vgl. Abbildung 29).



Anlagenbestand von PV-FFA in GW

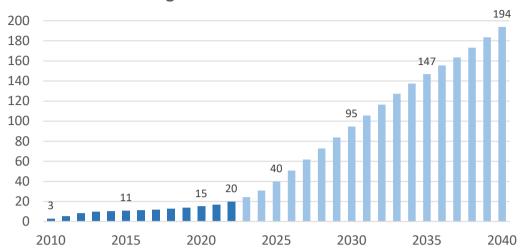
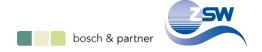


Abbildung 29: Bisheriger Anlagenbestand von PV-Freiflächenanlagen bis 2022 und Ausbauszenario gemäß EEG 2023 bis 2040

Neben der Entwicklung des Zubaus sind für die mittel- bis langfristige Flächeninanspruchnahme die technische Weiterentwicklung (insb. Modulwirkungsgrad) und die Anlagenkonzepte und deren perspektivische Marktentwicklung relevant. Ausgehend von Modulwirkungsgraden von rund 21% im Jahr 2021 wurde unterstellt, dass diese bis 2032 auf 24% steigen [46]. Bis 2040 wurde eine weitere Steigerung um zwei Prozentpunkte angenommen. Dies äußert sich in einem Rückgang der erforderlichen Modulfläche von 4,8 m²/kW (2021) auf rund 4,2 m²/kW (2032) bzw. 3,8 m²/kW. Mit einem angenommenen weiteren Rückgang des Neigungswinkels²³ von 25% auf 20% (relevant für die Ermittlung der profizierten Fläche auf die Horizontale) und einer weiteren Erhöhung des Überbauungsgrads (Grundflächenzahl 2021 rückgerechnet rund 0,43 und Annahme einer Steigerung um ein Drittel bis 2040 auf rund 0,57) reduziert sich die spezifische Flächeninanspruchnahme von Neuanlagen auf 0,75 ha/MW (2030) bzw. 0,65 ha/MW (2040).

Diese Entwicklung stellt einen "Effizienzpfad" dar, da er die bisherigen energietechnischen Entwicklungen fortschreibt und keine neuen Anlagenkonzepte berücksichtigt. Es ist, nicht zuletzt aufgrund der erhöhten Förderung im EEG und der geplanten Außenbereichsprivilegierung hofnaher Anlagen, davon auszugehen, dass in zunehmendem Maße Agri-PV-Anlagen und auch Anlagen, die eine ökologische Aufwertung der Anlagenfläche anstreben im Sinne einer Biodiversitäts-PV, errichtet werden. Aufgrund der Mehrfachnutzung der Flächen ist pro installierter Leistung von einem höheren Flächenbedarf auszugehen, der unterschiedlich hoch ausfallen kann: Vertikal aufgeständerte Agri-PV-Anlagen benötigen derzeit 3,5 bis 4 Hektar Fläche pro MW, hoch aufgeständerte mit horizontal angelegter Modulebene benötigen derzeit bei 1,2 bis 2 Hektar pro MW [32]. Vor diesem Hintergrund wird ein weiterer Pfad zur Entwicklung der spezifischen Flächeninanspruchnahme angesetzt und davon ausgegangen, dass der Wert von rund 1 Hektar pro MW des Jahres 2022 unverändert bleibt. Näherungsweise entspricht dies einem Zubauanteil von 15 % Agri-PV mit 2,5 Hektar pro MW im Jahr 2030 bzw. 25 % Agri-PV mit 2,0 Hektar pro MW im Jahr 2040.

²³ Die Mittagsspitze der PV-Erzeugung wird perspektivisch wegen zunehmender Gleichzeitigkeit am Strommarkt weniger wert sein [47].



Ausgehend von rund 35.000 Hektar (2022, vgl. Kapitel 6.1.1) steigt der Flächenbedarf auf eine Größenordnung von bis zu 110.000 Hektar im Jahr 2030 bzw. knapp 150.000 bis 195.000 Hektar im Jahr 2040 (Abbildung 30). Der nach 2035 leicht abflachende zusätzliche Flächenbedarf geht darauf zurück, dass in diesen Jahren die zubaustarken Jahrgänge 2010 bis 2012 nach der angenommenen Nutzungsdauer von 25 Jahren aus dem Anlagenbestand fallen.

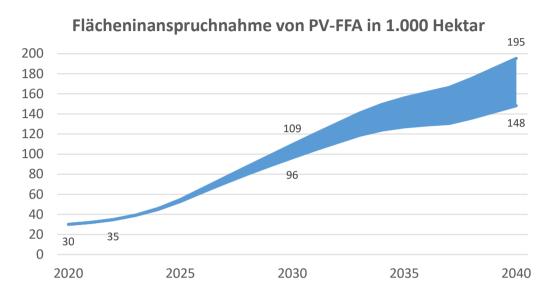


Abbildung 30: Szenario zur Entwicklung der Flächeninanspruchnahme von PV-Freiflächenanlagen

Die obigen Werte entsprechen bezogen auf die gesamte landwirtschaftlich genutzte Fläche (LF) in Deutschland von 16,6 Mio. Hektar [42] ausgehend von 0,2 % im Jahr 2022 einem Anteil von 0,6 % bis 0,7 % im Jahr 2030 bzw. 0,9 bis 1,2 % in 2040. In Relation zur Gesamtfläche Deutschlands stiege der Anteil von 0,1 % (2022) auf rund 0,3 % (2030) bzw. 0,4 % bis 0,55 % (2040).

Die zuletzt aufgrund von Klimaschutz und Sicherheitspolitik deutlich zugenommene Dynamik bei der Optimierung verschiedener Rechtsbereiche im Hinblick auf die vollständige Transformation zu den erneuerbaren Energien hat die zur Verfügung stehenden Flächenpotenziale spürbar erhöht und sollte auch für die beschleunigte Umsetzung zahlreicher Projekte Sorge tragen. Die bisherigen Tendenzen sprechen dafür, dass die Richtungsvorgaben zur Erreichung der Ausbauziele notwendig waren, allerdings muss auf der Langstrecke noch bewiesen werden, dass Akzeptanz und Umweltverträglichkeit dauerhaft hochgehalten werden konnten.

Das EEG hat mit den jetzt in § 37 EEG 2023 nochmals verfeinerten Vergütungskriterien lange Zeit das Geschehen in der Fläche maßgeblich bestimmt und auch die räumliche Verträglichkeit der Potenziale jeweils zu berücksichtigen versucht. Die für die Vergütung relevanten Flächenkategorien wurden vielfach auch von der räumlichen Planung übernommen und regional bzw. kommunal ergänzt und verfeinert. Inzwischen bestimmt aber großflächig auch ein von der finanziellen EEG-Förderung unabhängiger Markt das Geschehen, da viele Projekt insbesondere leistungsstarker und großflächiger Art unabhängig von Vergütungsbestimmungen vorangetrieben werden. Die auf regionaler und kommunaler Ebene verfügbaren Steuerungssysteme der Regional- und Bauleitplanung werden erheblich gefordert. Zu konstatieren ist, dass die Aktivitäten nun in ganz erheblichem Umfang auf landwirtschaftlichen Flächen stattfinden; eine ähnliche Situation konnte bereits in 2010 bis 2012 beobachtet werden, die dann zum vorübergehenden Ausschluss der Vergütung für EEG-Anlagen auf Ackerflächen führte.



Zu beobachten sind inzwischen auch umfängliche Aktivitäten in ehemaligen Braunkohleabbaugebieten, die als landwirtschaftlich genutzte Bergbaufolgelandschaften mit eher geringwertigen Böden im Sinne des EEG auch als Konversionsfläche angesprochen werden können.

Damit kommt es insgesamt zu einer erheblichen Erweiterung der Flächenpotenziale für die Freiflächen-PV. Sollten bis 2040 die flächenbezogenen Bedarfsprognosen am oberen Rand eintreten und insgesamt rund 200.000 Hektar (vgl. oben) oder auch bis zu 280.000 Hektar [48] für PV-Freiflächenanlagen der heute bekannten Typen bebaut sein, so würde das, um es bildhaft greifbar zu machen, rd. 1,2 bis 1,7 % der heute landwirtschaftlich genutzten Flächen (LF) in Deutschland verändert haben. Würde man berücksichtigen, dass ein Teil davon in Form von Hybrid-Kraftwerken auch auf Flächen realisiert werden kann, die heute für die Windenergie vorgesehen sind, so ist zumindest rechnerisch keine Mangelsituation bei den bebaubaren Flächen zu erkennen.

6.1.3. Entwicklung der Anlagengrößen im Bestand

Die Entwicklung im PV-Freiflächensektor ist darüber hinaus gekennzeichnet durch eine Zunahme der Größe der einzelnen Anlagen, die örtlich allein schon deshalb zu Konflikten führen können. Aktuell gilt der 2020 in Betrieb gegangene Solarpark Werneuchen im Landkreis Barnim in Brandenburg auf ehemaligen landwirtschaftlichen Flächen als einer der größten überwiegend ungeförderten PV-Freiflächenanlagenkomplexe. Nach Angaben des Betreibers EnBW hat die Anlage eine installierte Leistung von 187 MW, dazu wurden 164 ha Modulflächen in einem 209 Hektar großen Plangebiet erstellt [49].

Zunehmende Anlagengrößen kennzeichnen das aktuelle Planungsgeschehen. Mit dem Energiepark Witznitz südlich von Leipzig im Bereich des stillgelegten Braunkohlentagebaus Witznitz II am Hainer See ist ein Kraftwerk der Moveon Energy mit einer Leistungsdimension von 650 MW auf über 500 ha rekultivierten landwirtschaftlichen Flächen seit Juni 2022 im Bau [50]. Hier erfolgte eine interkommunale Zusammenarbeit von drei Gemeinden, in denen jeweils Bauleitplanverfahren durchgeführt wurden. Weitere Vorhaben mit dreistelliger Größenordnung sind auch in anderen ehemaligen Braunkohlenrevieren von Sachsen, Brandenburg und Sachsen-Anhalt aktenkundig bzw. von der Presse veröffentlicht [51]. Energieversorgungsunternehmen wie EPNE oder das Braunkohleunternehmen LEAG sind daran beteiligt, inzwischen mindestens 14 Projekte auf weiteren Flächen des ostdeutschen Braunkohlenbergbaus durch die Planungs- und Zulassungsverfahren zu bringen [52].

Mit den zunehmenden Anlagengrößen ist letztendlich auch ein zunehmender Regelungsbedarf insbesondere im Hinblick auf betroffene Raumverträglichkeitsbelange, Umweltbelange, die landschaftliche Einbindung und auch die Akzeptanzschaffung verbunden. Hierzu einige Orientierungspunkte:

- Für die Raumordnung in Schleswig-Holstein ist die Schwelle von 50 ha Anlagengröße Anlass für die Forderung nach Durchführung eines Raumordnungsverfahrens [53]
- In der Landes- und Regionalplanung Mecklenburg-Vorpommern ist die Überschreitung der Schwelle von 100 ha bei der Entscheidung für eine Zielabweichung vom Vorrang Landwirtschaft zu Gunsten eines Solarparks Anlass für Punktabzüge im Bewertungsverfahren [54]
- Der Bau eines Städtebauprojektes für sonstige bauliche Anlagen, für den im bisherigen Außenbereich im Sinne des § 35 des Baugesetzbuchs ein Bebauungsplan aufgestellt wird, mit einer zu-

²⁴ Beispiel der Gemeinde Schipkau in der ARD [51]



lässigen Grundfläche im Sinne des § 19 Absatz 2 der Baunutzungsverordnung oder einer festgesetzten Größe der Grundfläche von insgesamt 100.000 m2 (= 10 ha) oder mehr ist gemäß Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetz Anlage 1 Liste "UVP-pflichtige Projekte" prüfpflichtig.

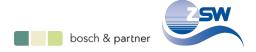
- Bandartige Kumulationen von Anlagen entlang von Verkehrswegen werden in der Raumplanung als Konflikt wahrgenommen. Grünzäsuren werden empfohlen spätestens nach 1000 m Freiflächenanlage [55]
- Im Zusammenhang mit Gestaltungsmöglichkeiten von PV-Freiflächenanlagen wird festgestellt, dass kleine und mittlere Anlagen sich leichter in die Landschaft einfügen lassen, d.h. wenn die Dimension und die Form den üblichen Flurstücksgrößen der Umgebung entspricht und das bestehende vegetationsbestimmte Strukturelemente weitgehend erhält. Die Maßstäblichkeit der Landschaft soll nicht überformt werden [55].

Erkennbar ist, dass auch die Vergütungsbestimmung im EEG der Größenentwicklung am Markt folgt, allerdings bis zum Inkrafttreten des EEG 2023 eher verhalten. Die Aktivitäten in der Projektentwicklung und -realisierung haben sich schon seit einigen Jahren mit Erreichen der Wettbewerbsfähigkeit der Preise für solaren Strom zunehmend und auch deutlich aus dem jeweiligen Rahmen der Vergütungsgrenzen herausentwickelt. Die mit dem EEG 2012 eingeführte Obergrenze für die Gebote von 10 MW wurde erst mit dem EEG 2021 auf 20 MW erhöht, mit dem EEG 2023 nun befristet für die Gebotstermine 2023 auf 100 MW angehoben. Bei den Entscheidungen spielte auch eine Rolle, dass mit der Effizienzsteigerung der Module der Flächenbedarf für die vergleichbare Leistung seit Einführung des Leistungsdeckels deutlich verringert worden ist.

Das EEG 2023 differenziert seine Bestimmungen zur Anlagengröße inzwischen wie folgt:

- Gemäß § 30 muss die Gebotsmenge eines Gebotes bei den Ausschreibungen nach bisher 750 KW mindestens 1 MW umfassen.
- Gemäß § 22 Absatz 3 besteht im Zusammenhang mit Zahlungsberechtigungen eine Ausnahme für Solaranlagen von Bürgerenergiegesellschaften mit einer installierten Leistung bis einschließlich 6 MW.
- Gemäß § 37 Absatz 3 darf die Gebotsmenge bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments je Gebot grundsätzlich eine zu installierende Leistung von 20 MW nicht überschreiten.
- Gemäß § 100 Absatz 13 gilt abweichend für Ausschreibungen mit Gebotstermin im Jahr 2023, dass eine zu installierende Leistung von mehr als 20 MW überschritten werden kann, allerdings die Leistung von 100 MW nicht überschreiten darf. Zahlungsberechtigungen für Anlagen dieser Größe dürfen auch nur ausgestellt werden, wenn der Gebotstermin in 2023 liegt. Damit reagiert das EEG testweise auf die Entwicklungen, die sich insbesondere im ungeförderten Markt zeigen.

Wichtig wird sein, die Entwicklungen im dreistelligen Anlagensegment des Jahres 2023 bei den Ausschreibungen möglichst genau zu beobachten, um zu erkennen, ob dieses Segment im Vergleich mit ungeförderten Anlagen von der Steuerungswirkung des EEG profitiert oder nicht. Wird sich die bisher auf ein Jahr terminierte Erweiterung der zuschlagsfähigen Anlagengröße auf 100 MW im Wettbewerb mit den Bedingungen des ungeförderten Marktes bewähren, welche Schlüsse lassen sich bezogen auf die Inanspruchnahme von Flächenkategorien ziehen? Sollte das EEG auch auf dieses Größensegment



und dessen Ausgestaltung weiterhin einen Einfluss nehmen wollen, wäre die Option der Verlängerung einer Obergrenze bei 50 oder 100 MW die Maßnahme der Wahl.

6.1.4. Regionalisierung der Flächeninanspruchnahme

Das Leibniz-Institut für ökologische Raumentwicklung IÖR beobachtet die Siedlungs- und Freiraumentwicklung mit dem "IÖR-Monitor" [56]. Dort wird seit 2018 der "Anteil der Photovoltaik-Freiflächenanlagen an der Gebietsfläche" als Indikator für die Flächeninanspruchnahme und technische Überprägung der Landschaft durch PV-Freiflächenanlagen überwacht und fortgeschrieben. Die Datenbasis ist eine Auswertung des ATKIS Basis-DLM, beschrieben in der Methodik und auf dem Indikatorkennblatt. Die Abfrage kann für alle Ebenen vom Bundesland bis auf Gemeindeebene einschließlich der Raumordnungsregionen erfolgen, auch die Klassifizierung kann frei gewählt werden. Die Photovoltaik-Freiflächenanlage ist dort definiert als "Räumlich zusammenhängende Anlage mit Halbleiter-Flächenelementen zur Nutzung von Solarenergie außerhalb von Gebäuden".

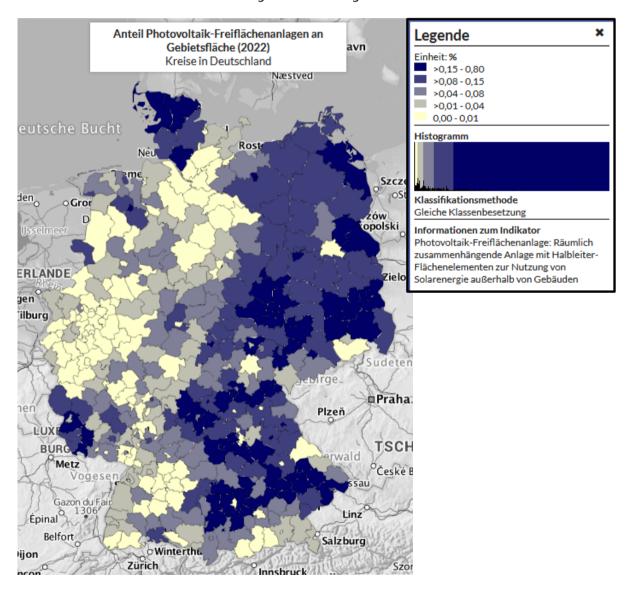
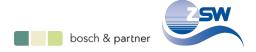


Abbildung 31: Anteil der PV-Freiflächenanlagen an der Landkreisfläche, (IÖR-Monitor©Leibniz-Institut für ökologische Raumentwicklung, Anwendung 20.04.2023, Link zur Karte



Das Ergebnis zeigt zunächst einmal unter Berücksichtigung der gewählten 5 Ergebnisklassen mit gleicher Klassenbesetzung²⁵, dass 20 % der Anzahl der Landkreise in Deutschland zu Ende 2022 auf mindestens 0,15 bis 0,8 % ihrer Fläche bereits PV-Freiflächenanlagen installiert haben (s. Abbildung 31, Legende). Der lÖR-Monitor garantiert keine flächendeckend aktuelle Auswertung zum Zeitpunkt der Abfrage; die regionalen Stichtage unterscheiden sich, so dass hier aktuell ggf. höhere Belegungen existieren.

Darüber hinaus wird aber auch ein realistisches Bild von der räumlichen Verteilung der Freiflächen-PV-Aktivitäten in Deutschland aufgezeigt. Sehr eindeutig kann unterschieden durchgängig werden zwischen Ost und West aufgeteilt. Unverkennbar lässt sich eine östliche Großregion kennzeichnen, die von Mecklenburg-Vorpommern bis Bayern den gesamten Nordosten bis in den bayerischen Süden umfasst und einen vergleichsweise intensiven Zubau aufweist. Einzelne Kreise erreichen mit Werten oberhalb von 0,5 % bereits Dimensionen, die dem überschlägigen bundesweiten Ziel entsprechen. Vergleichbar lassen sich noch der Norden Schleswig-Holsteins und Teile des Saarlands und von Rheinland-Pfalz zuordnen. Komplementär unterrepräsentiert sind dagegen große Teile im Westen und Südwesten mit einer deutlich unterdurchschnittlichen Zubauaktivität.

Zunehmend wird mit der regional sehr unterschiedlichen Entwicklungsdynamik zu berücksichtigen sein, dass der erwartet enorme Zubau der Anlagen für erneuerbare Energien nicht die Akzeptanzpotenziale seitens der anwohnenden Bevölkerung überfordert. Die Anwendung des IÖR-Monitors auf Gemeindeebene ergibt, dass mit Datenstand 2022 von insgesamt 11.000 Gemeinden in Deutschland bereits in rd. 550 Gemeinden ein PV-Freiflächen-Anteil an der Gesamtfläche von 0,5 %, in 200 Gemeinden von 1 %, und in immerhin 65 Gemeinden von 2 % erreicht und überschritten ist.

In diesem Zusammenhang sind die Beibehaltung des Bebauungsplanverfahrens als Regelverfahren, der Ausbau des Instrumentariums zur Vorsteuerung von potenziellen PV-Freiflächenstandorten und die Vermeidung von weiteren bauplanungsrechtlichen Außenbereichsprivilegierungen im Baugesetzbuch von großer Bedeutung. Es beinhaltet in seinen Verfahrenselementen die Öffentlichkeitsbeteiligung und eine gesamthafte Umweltprüfung, auch die Vorplanung zur Ermittlung der geeigneten Flächen sollte über die Bauleitplanung eingebunden werden. Die Solarbranche spricht sich insbesondere aus den Erfahrungen der Projektentwicklung und der Vorteile akzeptanzgetragener Projekte eindeutig dafür aus, bei den Entscheidungen zur Beschleunigung von Verfahren nicht die Privilegierung im Baugesetzbuch auszubauen [57].

²⁵ Die gewählte Klassifikation "gleiche Klassenbesetzung" (s. auch Legende zur Abbildung 31,) bezieht sich auf die Anzahl der Datenpunkte im Klassenintervall. Die Anzahl der Datenpunkte, hier Landkreise, in den 5 Klassen ist ungefähr gleich, deshalb kann bei jeder Klasse ein Anteil von 20 % angegeben werden.



Anteil Photovoltaik-Freiflächenanlagen an Gebietsfläche (2022)										
	lfd. Nr.	Gebiets- schlüssel ♦		Gebietsname \$	Wert %	\$	Mittlere Grund- aktualität			
				Deutschland	0,088	~	03/2021			
	1	13075134		Tutow	28,108	~	04/2021			
	2	07232273		Neuheilenbach	17,957	~	03/2020			
	3	01059107		Eggebek	8,108	~	10/2021			
	4	07232001		Affler	7,527 <u>ilil</u>	~~	07/2021			
	5	01054016		Bosbüll	7,067	~	08/2021			
	6	12071401		Turnow-Preilack	5,929	~	07/2021			
	7	09679137		Geroldshausen	5,836	~	11/2021			
	8	09185116		Berg im Gau	5,583	~	10/2021			
	9	01061113		Wilster	5,383	~	12/2021			
	10	01061020		Büttel	5,128	~	04/2022			
	11	09778111		Amberg (Gemeinde)	5,119	~	03/2022			
	12	07143238		Hergenroth	4,741 <u>III</u>	~	03/2020			
	13	01053027		Elmenhorst	4,725	~	04/2022			
	14	01058144		Schönbek	4,565	~	11/2020			
	15	09772114		Allmannshofen	4,465	~	03/2022			
	16	07140006		Bärenbach (Gemeinde)	4,429	~	06/2022			
	17	16076061		Ronneburg (Stadt)	4,376	~	02/2021			
	18	07143233		Halbs	4,155	~	03/2020			
	19	12067324		Mixdorf	4,007	~	05/2020			
	20	07231049		Hasborn	3,961	~	10/2020			

Abbildung 32: Anteil PV-Freiflächenanlagen auf Gemeindeebene, Ergebnisliste Top 20 in Deutschland (IÖR-Monitor, IÖR-Monitor©Leibniz-Institut für ökologische Raumentwicklung, Anwendung 21.04.2023)

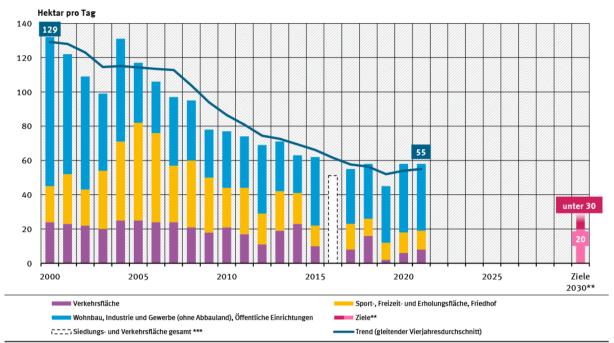
6.1.5. Zielkonflikt mit dem Nachhaltigkeitsziel der Verringerung des Flächenverbrauchs

Zur Eindämmung des Flächenverbrauchs durch Siedlungs- und Verkehrsflächen hat die Bundesregierung mit der Nationalen Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung die Reduzierung der Neuinanspruchnahme bis 2030 auf unter 30 Hektar pro Tag beschlossen. Der Nachhaltigkeitsindikator 11.1 "Anstieg der Siedlungs- und Verkehrsfläche" wird vom Statistischen Bundesamt auf Grundlage einer Erhebung der tatsächlichen Nutzung ermittelt und sowohl jahresweise als auch als gleitender Vierjahresdurchschnitt veröffentlicht. Die beschriebene Indikation ist jedoch nicht gleichzusetzen mit der Versiegelung der Flächen; die Versiegelung wird anteilig mit durchschnittlich 45 % bis 50 % angegeben. Der Anstieg der Siedlungs- und Verkehrsfläche war seit dem Jahr 2000 von 129 Hektar pro Tag auf unter 60 Hektar in 2017/18 gesunken, stagniert seitdem aber auf dem derzeitigen Niveau von ca. 55 Hektar. Die Flächeninanspruchnahmen erfolgen im Wesentlichen zulasten von Landwirtschaftsflächen (vgl. Abbildung 33). [58]



Anstieg der Siedlungs- und Verkehrsfläche*

Nutzungsarten wie zuvor. Weitere Informationen unter www.bmu.de/WS2220#c10929.



^{*} Die Flächenerhebung beruht auf der Auswertung der Liegenschaftskataster der Länder. Aufgrund von Umstellungsarbeiten in den Katastern (Umschlüsselung der Werte aus Statistisches Bundesamt 2023, Erläuterungen zur der Nutzungsarten im Zuge der Digitalisierung) ist die Darstellung der Flächenzunahme ab 2004 verzerrt.

** Ziele 2030: "30 minus x" Hektar pro Tag: "Deutsche Nachhaltigkeitsstrategie, Neuauflage 2016"; 20 Hektar pro Tag: "Integriertes Umweltprogramm 2030"

ie Berechnung von Veränderungen wird erschwert. Die nach der Umstellung ermittelte Siedlungs- und Verkehrsfläche enthält weitgehend dieselber

Abbildung 33: Bisher abnehmender Verlauf, aktuell stagnierender Verlauf des Anstiegs der Siedlungs- und Verkehrsfläche in Deutschland (UBA 2023) [59]

Da auch mit Solar-Freiflächenanlagen bebaute Flächen in dieser statistischen Größe eingeschlossen sind, gefährdet der erforderliche deutlich zu forcierende Ausbau die Erreichung des Flächeneinsparziels. Die relevanten Nutzungsarten sind im AdV-Nutzungsartenkatalog [60] aufgeschlüsselt, der die Grundlage für die Flächenerhebung des Statistischen Bundesamtes (Destatis) darstellt. Übergeordneter Nutzungsartenbereich ist dort "10000 Siedlung". Der Anlagentyp "12330 Kraftwerk bzw. Versorgungsanlage Elektrizität" ist darin der nachgeordneten Nutzungsartengruppe "12000 Industrieund Gewerbeflächen" zugewiesen. Weitere Zuordnungen, z. B. zur Nutzungsartengruppe "16000 Fläche gemischter Nutzung", wären ebenfalls für die Freiflächenanlage denkbar. Der bisherige Stand der Veröffentlichungen der amtlichen Statistik lässt aktuell jedoch nicht erkennen, ob Solar-Freiflächenanlagen hier vollständig zugeordnet werden oder ob die Verfahrensweise angesichts des geringen Versiegelungsgrades der Anlagenflächen hinterfragt wird. Für die Berechnung des Flächenverbrauchs ermittelt Destatis eigens eine Siedlungs- und Verkehrsfläche aus den Nutzungsartenbereichen "10000 Siedlung" und "20000 Verkehr", wobei bergbauliche Betriebsflächen ausgenommen werden.[61]

Unter der Annahme des aktuell ermittelten Flächenbedarfs von 1 Hektar je MW installierter Leistung und der Hochrechnung, dass bis 2030 74 GW zusätzliche Freiflächenkapazitäten errichtet sein werden, geht es um zusätzliche rd. 74.000 Hektar Flächeninanspruchnahme. Als Durchschnittswert über die kommenden acht Jahre hinweg (2023 bis 2030) ergibt sich daraus eine künftige tägliche Flächeninanspruchnahme von über 25 Hektar pro Tag, die sich deutlich negativ auf die Entwicklung des Indikators auswirken wird. Heute beträgt der Beitrag der Solar-Freiflächen an der täglichen Flächeninanspruchnahme, gemessen am Zubaujahr 2022 mit 2,9 GW bzw. 2.900 Hektar, ca. 7,9 Hektar pro Tag

^{**} Ziele 2030: "30 minus x" Hektar pro Tag: "Deutsche Nachhaltigkeitsstrategie, Neuauflage 2016"; 20 Hektar pro Tag: "Integriertes Umweltprogramm 2030"
*** Ab 2016 entfällt aufgrund der Umstellung von automatisierten Liegenschaftssbuch (ALB) auf das automatisierte Liegenschaftskataster-Informationssystem (ALKIS) die Unterscheidung zwischen "Gebäude- und Freifläche" sowie "Betriebsfläche ohne Abbauland". Dadurch ist derzeit der Zeitvergleich beeinträchtigt und



[62]. Legt man andere aktuelle Prognosen zum Flächenbedarf für die Freiflächen-PV zugrunde, hier explizit des Thünen-Instituts aus November 2022 [48], würden szenarioabhängig die Flächenbedarfszahlen noch deutlich höher liegen.

Zum Vergleich: Bayern meldet für 2021 einen täglichen Flächenverbrauch infolge Siedlung und Verkehr von 10,3 Hektar. Der Richtwert orientiert am bundesweiten 30 Hektar-Ziel beträgt für Bayern 5 Hektar pro Tag. Der Umfang des Flächenzuwachses durch Siedlung und Verkehr in 2021 wird angegeben mit 3.758 Hektar. PV-Freiflächenanlagen haben daran einen Anteil von 14 %, das entspricht ca. 526 Hektar bzw. mehr als 1,4 Hektar pro Tag. Bundesweit lag dieser Wert in 2021 bei 5,4 Hektar pro Tag. Der Bestand an Kraftwerksflächen mit den Primärenergieträgern Sonne und Wind wird mit rund 80 km² angegeben [63],[64].

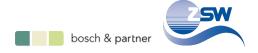
Mangels rechtlicher Verbindlichkeit hätte ein Verfehlen dieser Ziele zwar bislang keine unmittelbaren Auswirkungen auf den Solar-Freiflächenausbau. Würde der Indikator in Zukunft mittels neu zu schaffender rechtlicher Regelungen auch formell bindend, könnte eine auch rechtlich beachtliche Konkurrenzsituation zwischen verschiedenen hierunter fallenden Nutzungen entstehen, die dann je für sich nur anteilig oder die eine zu Lasten der anderen realisiert werden könnte. Derzeit ist aber eine mögliche Hemmniswirkung dieses Zielekonflikts für den weiteren Ausbau von Solar-Freiflächenanlagen dadurch abgewendet, dass die Klima- und Energiepolitik die besondere Bedeutung der erneuerbaren Energien als "überragendes öffentliches Interesse" in § 2 EEG aufgenommen hat.

Eine Lösung dieser für die Nachhaltigkeitsstrategie schwierigen Dilemmas läge möglicherweise darin, den Flächenverbrauchsindikator stärker zu differenzieren in einen Teilaspekt, der das Maß der Versiegelung priorisiert und in dem Indikator dominanter abbildet, und einen weiteren Teilaspekt herausarbeitet, der den Grad der baulichen und technischen Überprägung von Landschaft bei gleichzeitigem Erhalt ökologisch relevanter Ökosystemleistungen markiert. Dies würde eine differenziertere Interpretation der Entwicklungen zulassen.

6.1.6. Zwischenfazit

Zum Jahresende 2022 waren bundesweit rund 20 GW PV-Freiflächenanlagen auf einer Gesamtfläche von 34.700 Hektar installiert. Die spezifische Flächeninanspruchnahme von Neuanlagen ist in den vergangenen Jahren kontinuierlich gesunken und lag 2022 bei knapp unter 1 Hektar pro MW. Über technische Fortschritte und Effizienzsteigerung in der Modultechnik konnte so der Bedarf für neue Flächen deutlich reduziert werden. Auch zukünftig sind weitere Optimierungen zu erwarten.

Die Entwicklungen hin zu einer integrierten PV, das ist vor allem die Agri-PV mit verschiedenen Spielarten bis hin zur Biotop- oder Biodiv-PV, aber auch die Moor-PV, werden den anlagespezifischen Flächenbedarf zwar erhöhen, werden aber aufgrund des konzeptionellen Ansatzes der Mehrfachfunktionen oder -nutzungen nicht als vollständiger Flächenverlust interpretiert werden können. Je nachdem, inwieweit in diesen Segmenten Anlagen realisiert werden, wird in der Gesamtbetrachtung aller Freiflächenanlagen der Flächenmehrbedarf neuer Konzepte durch die Effizienzgewinne flächenoptimierter Standard-PV-FFA ausgeglichen. Wird vor diesem Hintergrund der künftige Flächenbedarf mit 1 ha pro MW angesetzt, steigt der gesamte Flächenbedarf für die in den Jahren 2030 bzw. 2040 installierten PV-Freiflächenanlagen dann auf bis zu 110.000 bzw. knapp 200.000 Hektar, wenn von einem Ausbau gemäß den Zielsetzungen des EEG 2023 ausgegangen wird.



Die erforderlichen Flächen sind in ausreichendem Umfang vorhanden und vor allem aus den landwirtschaftlichen Flächen, die auch die nutzbaren Flächen an den auf 500 m erweiterten Korridoren längs der Autobahnen und Schienenwege bestimmen, und aus dem großen Potenzial der Konversionsflächen, u.a. aus ehemaligen Bergbaugebieten zu gewinnen.

Die unterschiedlichen Voraussetzungen in Deutschland für den Ausbau der PV führen zu entsprechend unterschiedlichen Flächenansprüchen und einschlägigen Nutzungskonflikten. Eine Betrachtung über bundesweite Durchschnittswerte wird der örtlichen Problematik im Einzelfall nicht gerecht. Das Erfordernis der räumlichen Vorsteuerung von Flächen ist daher weiterhin besonders hervorzuheben. Auch die Entwicklung von Anlagenkonzepten der integrierten PV leistet unabhängig von der Bebauungsdichte im Anlagenbereich ihren flächigen Beitrag zur Technisierung der Landschaft statt, und zwar häufig auch losgelöst von bestehenden Siedlungsbegrenzungen.

Da das geeignete Flächenangebot bundesweit nicht gleich verteilt ist, kommt es regional und örtlich zu Raumnutzungskonflikten. Die Aktivitäten vor allem im Bereich der Raumordnung auf Ebene der Länder, Regionen und Kommunen zeigen sehr deutlich, dass die Aufgaben erkannt sind. Die Aktivitäten zur Effektivierung einer räumlichen Steuerung sind deutlich erhöht.

Außerhalb des EEG ist der Konflikt zwischen den Klimazielen und dem Nachhaltigkeitsziel der Minderung des Flächenverbrauches auf 30 ha pro Tag in 2030 anzuerkennen. In der Vorausschau bis 2030 wird der Beitrag der Freiflächen-PV gemessen an den zu erreichenden Zielen rechnerisch bei 25 ha pro Tag liegen. Eine differenzierte Betrachtung könnte möglich werden, wenn in der Weiterentwicklung des Flächenverbrauchsindikators unterschieden würde zwischen Teilindikatoren wie "Minderung der Neuversiegelung" und "Minderung der baulichen Veränderung von landschaftlichem Freiraum".

6.2. Flächenkategorien und Potenziale

6.2.1. Landwirtschaftliche Flächen

Der Ausbau des Freiflächensegments findet inzwischen sowohl im geförderten EEG-Rahmen als auch in zunehmendem Maß im ungeförderten Bereich der PPA-Anlagen statt und konzentriert sich aktuell und sicher auch künftig sehr stark auf landwirtschaftliche Flächen. Die im EEG 2023 vorgenommenen Korrekturen die landwirtschaftlichen Gebiete bzw. Anlagentypen betreffend erhöhen einerseits deren Potenziale (Gesamtkulisse der benachteiligten Gebiete, Reichweite der Korridore an Autobahnen und Schienenwegen, Agri-PV auf allen landwirtschaftlichen Flächen abzgl. definierter Naturschutzkriterien), reduzieren aber auch das Potenzial durch einen restriktiven Umgang des klassischen Anlagenbau auf entwässerten und landwirtschaftlich genutzten organischen Böden bzw. Moorböden, die nur dann zur Verfügung stehen, wenn die Bedingung der Wiedervernässung erfüllt wird.

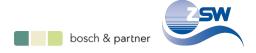
■ § 3 Nr. 7 EEG 2023 erweitert die gemäß § 37 Abs. 1 Nr. 2 EEG 2023 zulässige Teilnahme von geplanten Anlagen an den Ausschreibungen auf Ackerland und genutztem Grünland in benachteiligten Gebieten. Es kann sowohl die bis 2017 geltende "alten" Förderkulisse der benachteiligten Gebiete als auch die seit 2018 geltende "neuen" Gebietskulisse (s. u.) in Bezug genommen werden. Damit ist eine Vergrößerung des theoretischen Potenzials auf größenordnungsmäßig 10 Mio. Hektar bzw. ca. 60 % der bundesweiten landwirtschaftlichen Nutzfläche (LF) verbunden. Die Erschließung des Potenzials ist jedoch davon abhängig, dass das jeweilige Bundesland eine entsprechende Länderverordnung erlässt ("Opt-In"). Zum Stand



der Berichterstellung haben bis 2022 inzwischen 9 Länder eine solche erlassen. Bis auf Bayern, das 200 Anlagen pro Jahr zulässt (d. h. mit der im EEG geltenden maximalen Anlagengröße von 20 MW insgesamt maximal 4.000 MW/a), sind in allen anderen Bundesländern die Volumina bei maximal 500 MW/a gedeckelt²⁶. Gleichzeitig sieht aber § 37 EEG 2023 einheitlich vor, dass keiner der an den Ausschreibungen teilnehmenden Anträge auf einem entwässerten, landwirtschaftlich genutzten Moorboden zu stehen kommen darf, ohne gleichzeitig eine Wiedervernässung vorzusehen. Der Standort- und Nutzungstyp "Moorboden", soweit er als landwirtschaftlich genutzter organischer Boden anzusprechen ist, umfasst ca. 1,1 bis 1,3 Mio. Hektar (s. u.), soll als Beitrag zum Klimaschutz unabhängig von einer Solarparkbebauung grundsätzlich wiedervernässt werden, um die erheblichen Treibhausgasemissionen dieser Flächen zu stoppen. Eine nicht unerhebliche Teilmenge dieses Flächentyps insbesondere in Nord- und Ostdeutschland, aber auch in Süddeutschland, ist aber gleichzeitig als benachteiligtes Gebiet einzuordnen und bisher im Potenzial des Acker- und Grünlandes berücksichtigt gewesen. Bisher fehlen eindeutige Aussagen zur räumlichen Überlappung der Kategorien, aber es könnte dadurch überschlägig mehr als 5 % des Potenzials in den benachteiligten Gebieten wieder entfallen bzw. nur für besondere Solaranlagen der "Moorboden-PV" auf wiedervernässten Standorten zur Verfügung stehen (s.u.).

- Erweitert auf den Bezugsraum der Gesamtheit der landwirtschaftlichen Flächen können gemäß § 37 Abs. 1 Zif. 3 a, b geplante Sonderanlagen auf Ackerflächen bzw. Flächen, "die kein Moorboden sind" und "mit gleichzeitigem Nutzpflanzenanbau" oder "mit gleichzeitiger landwirtschaftlicher Nutzung in Form eines Anbaus von Dauerkulturen oder mehrjährigen Kulturen" auf derselben Fläche einhergehen, an den Ausschreibungen teilnehmen. Mit der Agri-PV werden inzwischen auch in Deutschland vermehrt Erfahrungen gesammelt, verschiedene Anlagenkonzepte sind in der Entwicklung und auf dem Markt. Auch wenn Vorteile aufgrund von Synergien positiv zu Buche schlagen, gibt es Nachteile aufgrund der höheren Anlagekosten (insbesondere bei hoher Aufständerung) und aufgrund des höheren stromleistungsspezifischen Flächenverbrauchs (insbesondere bei vertikaler Ausrichtung der Module). Es bestehen derzeit Unsicherheiten, inwieweit sich diese Konzepte gegenüber "herkömmlichen" Anlagen am Markt durchsetzen und den Ausbau wesentlich mitbestimmen werden.
- Ebenfalls erweitert auf die Gesamtheit der landwirtschaftlichen Flächen dürfen besondere Solaranlagen auf Moorböden (s. § 37 Abs. 1 Zif. 3 d) an den Ausschreibungen dann teilnehmen, wenn sie dauerhaft wiedervernässt werden. Für 2019 nennt der Nationale Inventarbericht zum Deutschen Treibhausinventar [67] für 2019 eine Dimension von ca. 1.285.000 Hektar an bewirtschafteten organischen Böden, davon sind 334.700 Hektar Ackerland. Projekte dieser Art gibt es derzeit in Deutschland eher nicht, ggf. wenige Einzelfälle. Aufgrund vieler offener Fragen sind derartige Projekte allenfalls als Prototypen einzuordnen, deren Beitrag zu einer zügigen Energiewende im Sinne des Erreichens der Ausbauziele vernachlässigbar gering sein dürfte. Das Reduzieren der Treibhausgasemissionen dieser Standorte durch Wiedervernässung dagegen wäre ein sehr wirksamer Klimaeffekt.

²⁶ Bis zu 500 MW/a in Baden-Württemberg (seit Juli 2022); Bis zu 300 MW/a: Nordrhein-Westfalen; bis zu 200 MW/a: Rheinland-Pfalz; bis zu 180 MW/a: Sachsen; bis zu 150 MW/a: Niedersachsen; bis zu 100 MW/a: Sachsen-Anhalt; bis zu 35 MW/a: Hessen; bis 250 MW bis Ende 2025: Saarland [65]; zum aktuellen Stand der Öffnungsverordnung der Länder s. [66]



6.2.1.1. Benachteiligte Gebiete

Die Aufteilung der landwirtschaftlichen Flächen in einen benachteiligten ("BENA-Gebiete") und einen nicht benachteiligten Sektor bleibt nach wie vor bestehen (s. § 37 Abs. 1 Zif. 2 h, i EEG 2023). Allerdings sieht das EEG 2023 vor, dass sowohl Anlagenstandorte in der alten, bis 2017 für die Agrarförderung relevante Gebietskulisse²⁷ von rund neun Millionen Hektar als auch in der seit 2018 geltenden Neuabgrenzung gemäß ELER-VO 1305/2013, Art. 32. Teil der EEG-Flächenkulisse sein werden (vgl. § 3 Zif. 7 EEG 2023). Diese EEG-spezifische Gesamtkulisse ehemaliger und aktueller Agrarfördergebiete ist ausschließlich für die Solarfreiflächenvergütung relevant. Zwar ist die für die Agrarförderung nun geltende Kulisse insgesamt kleiner ausgefallen als bisher (> 50 % gegenüber rund 43 % der LF), allerdings sind durch die veränderten Kriterien bisher nicht geförderte Gebiete hinzugekommen und bisher geförderte Gebiete herausgefallen.

Die Förderkulisse der benachteiligten Gebiete "alt", wie sie gemäß im Sinne der Richtlinie 75/268/EWG (ABI. L 273 vom 24.09.1986), zuletzt durch die Entscheidung 97/172/EG (ABI. L 72 vom 13.3.1997) aus den 90er Jahren heraus bis 2017 seitens der Agrarförderung zugrunde gelegt wurde, umfasst bundesweit mehr als neun Millionen Hektar (s. Abbildung 34), das entspricht ca. 25 % des Bundesgebietes und mehr als 50 % der aktuellen landwirtschaftlichen Nutzflächen.

Die seit 2018 (in einigen Ländern auch erst seit 2019 und 2020 abschließend bestimmt) geltende Neuabgrenzung der benachteiligten Gebiete begründet sich aus nun in der EU einheitlich vorgegebenen Regeln zur "Bestimmungen der aus naturbedingten oder anderen spezifischen Gründen benachteiligten Gebieten" gemäß ELER-VO 1305/2013, Art. 32. Die Neuabgrenzung erfolgte in Verantwortung der Bundesländer in einem dreistufigen Abgrenzungsverfahren. Zuletzt konnten Gebiete, die aus spezifischen Gründen des jeweiligen regionalen Kontextes zu berücksichtigen sind, zusätzlich ausgewiesen werden. Im Großen und Ganzen war die neue Kulisse bis 2018 abgegrenzt; die 3. Stufe zog sich allerdings in einigen Ländern bis Ende 2020 hin und diente teilweise dazu, größere Abweichungen von der bisherigen Förderkulisse zu verringern (Abbildung 35). Die Abgrenzung erfolgte in der Zuständigkeit der Bundesländer, jeweils in eigenständiger Abstimmung mit der Europäischen Kommission.

In der Gesamtheit beider Kulissen ist die vergütungsrechtlich relevante Kulisse somit zwar um ca. neun bis zehn Prozent größer als zuvor, abzüglich der Flächen auf Moorböden ist aber überschlägig weiterhin von bis zu 9 Mio. Hektar an technischem Potenzial auszugehen.

 $^{^{27}}$ im Sinne der Richtlinie 75/268/EWG (ABI. L 273 vom 24.09.1986), zuletzt durch die Entscheidung 97/172/EG (ABI. L 72 vom 13.3.1997)



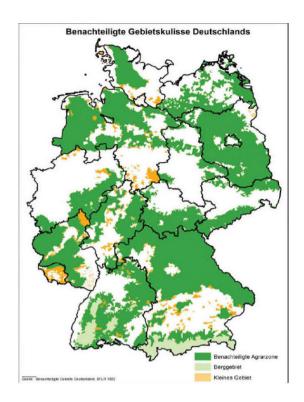
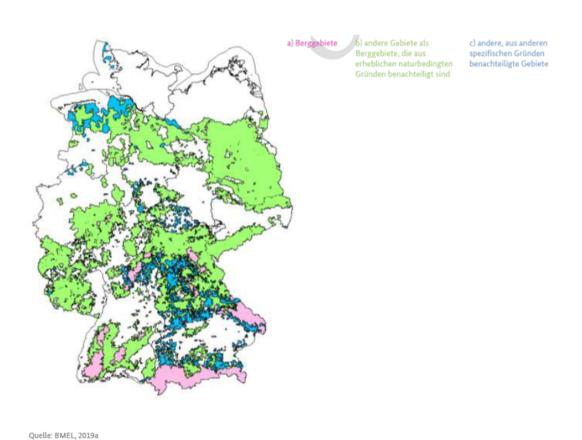
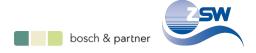


Abbildung 34: Übersicht zu den benachteiligten Gebieten "alt" bis 2017



Arbeitspapier zur Ausgangslagenbeschreibung (Annex II GAP-SP)

30



Der GAP-Strategieplan enthält im Anhang II eine SWOT-Analyse der gegenwärtigen Situation der Landwirtschaft in Deutschland. Der Bericht "Ausgangslage der Landwirtschaft und des ländlichen Raums in Deutschland zur Erstellung des deutschen GAP-Strategieplans des Bundesministeriums für Ernährung und Landwirtschaft" (Stand Februar 2022) enthält eine kurze Darstellung der Neuabgrenzung benachteiligter Gebiete. Demnach befinden sich rd. 43,5 % der LF in benachteiligten Gebieten, davon rund 3,5 % der LF sind Berggebiete, rund 32,8 % der LF sind aus erheblichen naturbedingten Gründen und 6,4 % der LF aus besonderen Gründen als benachteiligt eingestuft [68].

Das Flächenpotenzial der benachteiligten Gebiete ist in großen Teilen durch Flächenschutz überlagert und ggf. eingeschränkt. Die Umsetzung einer Gebietskulisse in Baden-Württemberg veranschaulicht exemplarisch, dass die Abgrenzungskategorien "Berggebiet", "natürlich benachteiligt" und "spezifisch benachteiligte Gebiete" ganz wesentlich durch naturschutzfachliche Merkmale belegt sind. Bei der Abgrenzung spielen naturbedingte Nachteile für die Landwirtschaft eine Rolle wie die Zugehörigkeit zu Schutzgebieten wie NSG, LSG, Natura 2000, Biosphärenreservat, Nationalpark und Naturpark, zu Biotopverbundflächen und geschützten Biotopen, aber auch zu Überschwemmungs- und Wasserschutzgebieten.²⁸ Eine überschlägige Datenauswertung, beispielhaft für das Bundesland Baden-Württemberg, zeigt eine nahezu 50-prozentige Überlagerung der benachteiligten Gebiete mit Schutzgebieten der genannten Art. Das Land Baden-Württemberg hat das Ziel formuliert, in den freigegebenen benachteiligten Gebieten die für den Natur- und Landschaftsschutz bedeutsamen Flächen möglichst zu schonen.²⁹ In NSG, Nationalpark und Kernzonen der Biosphärenreservate, aber auch flächenhaften Naturdenkmalen und gesetzlich geschützten Biotopen sind Solaranlagen nicht zulässig. Einzelfallprüfungen werden für Landschaftsschutzgebiete eingeräumt, auch Möglichkeiten angedeutet, Widersprüche zum Schutzzweck der Verordnung auszuräumen. Die Zulassung von Vorhaben in Natura 2000-Gebieten ist von der Durchführung einer Verträglichkeitsprüfung gemäß § 34 BNatSchG abhängig. Unter Berücksichtigung des Schutzzweckes können in Naturparks ohne weitere naturschutzfachliche Schutzausweisungen bauleitplanerische Erschließungszonen erwogen und festgelegt werden.30

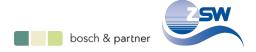
6.2.1.2. Landwirtschaftlich genutzte Moorböden

Allen gemäß § 37 Abs. 1 Zif. 2 EEG 2023 gelisteten Freiflächenkriterien für die Ausschreibungen übergeordnet gilt, dass Anlagenstandorte auf entwässerten, landwirtschaftlich genutzten Moorböden nur zulässig sind, wenn sie als besonderen Solaranlage dauerhaft wiedervernässt werden (§ 37 Abs. 1 Nr. 3e EEG 2023). Bei Teilnahme an den Ausschreibungen würde sich die Vergütung zunächst nach dem Ausschreibungsergebnis richten, der anzulegende Wert erhöht sich aber um 0,5 Cent pro Kilo-

²⁸ https://foerderung.landwirtschaft-bw.de/pb/,Lde/Startseite/Foerderwegweiser/Neue+Gebietskulisse

²⁹ Verordnung der Landesregierung zur Öffnung der Ausschreibung für Photovoltaik-Freiflächenanlagen für Gebote auf Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten (Freiflächenöffnungsverordnung – FFÖ-VO. https://www.landesrecht-bw.de/jportal/?quelle=jlink&query=PhotFFA%C3%96V+BW&psml=bsbawue-prod.psml&max=true&aiz=true

³⁰ Diese und weitere Empfehlungen enthalten die Hinweise zum Ausbau von Photovoltaik-Freiflächenanlagen des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Rundschreiben vom 16.02.2018. https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Erneuerbare_Energien/Sonnenenergie/Hinweise-zum-Ausbau-von-Photovoltaik-Freiflaechenanlagen.pdf



wattstunde (§ 38b Absatz. 1 Satz 1 EEG 2023). Weiter gehende Anforderungen an diese Form der besonderen Solaranlage werden derzeit im laufenden Konsultationsverfahren zur Festlegung der Bundesnetzagentur gemäß § 85c EEG 2023 vorbereitet [69].

Mit der Anforderung, dass der Anlagenstandort der Solaranlage zwingend wiederzuvernässen ist, wird den Zielen der Nationalen Moorschutzstrategie [70] grundsätzlich entsprochen. Das EEG berücksichtigt so die Erkenntnis, dass die Trockenlegung und landwirtschaftliche Nutzung von organischen Böden bzw. Moorböden in erheblichem Maße mitverantwortlich ist für die Treibhausgasemissionen. Insbesondere moorreichen Bundesländern Niedersachsen, Schleswig-Holstein, Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Bayern haben bewirtschaftete organische Böden dieser Art eine Flächendimension von insgesamt 1.285.000 ha, das sind 7 bis 8 % der Landwirtschaftsfläche (LF). Diese werden im Umfang von rd. 335.000 ha als Ackerland, rd. 950.000 ha als Grünland genutzt [71].

Das Fraunhofer ISE [72] geht von einem landwirtschaftlich genutzten Moorflächenumfang von 1,1 Mio. Hektar aus und unterstellt eine Belegungsdichte von 0,25 – 0,6 MW_p pro Hektar. Daraus ergeben sich technische Potenziale von 270 – 660 GW_p. Angesichts der Überlegungen, die von moorwissenschaftlicher Seite für sachgerecht und erforderlich gehalten werden, ist die genannte technische Potenzialdimension sicher auch nicht annähernd praktikabel. Demgegenüber schlägt das Greifswald-Moor Centrum vor, aufgrund des noch erheblichen Erprobungs- und Forschungsbedarfs derzeit nur eine vorläufige Quote freizugeben, z.B. je moorreiches Bundesland 1000 Hektar Fläche. Es dürfen weder Flächen mit aktuellen und potenziellen Schutzgütern überbaut werden noch Schutzgebiete betroffen sein, im Wirkraum der Wasseranhebung müssen Auswirkungen auf angrenzende Schutzgüter wie die Erhaltungsziele von Natura 2000 Gebiete oder naturschutzfachlich wertvolle Grünlandbiotopen geprüft werden. Erforderlich ist begleitende Forschung, ein einheitliches hochaufgelöstes Monitoring, sowie Regelungen bei Nichteinhaltung der geforderten Wasserstände (z.B. Nachjustierung der Wasserstände) [73].

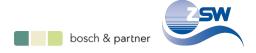
Es gibt wenig Erfahrungswissen und bisher noch keine Standards, an denen sich Bau, Gründung, Wartung und Bewirtschaftung einer solchen Anlagen unter wiedervernässten, auch eine Moorentwicklung ggf. initiierenden Bedingungen orientieren kann. Über Forschungsanlagen hinausgehend wird es zumindest bezogen auf das Erreichen der Energieziele eher wenig relevante Aktivitäten geben. Aber selbst wenn nur wenige Projekte dieser Art auf den Weg gehen sollten, so würde doch mit der Wiedervernässung dieser und notwendigerweise weiterer umgebender Flächen eine deutliche Reduktion klimaschädlicher Treibhausgase aus entwässerten Mooren geleistet.

Bisher noch nicht ermittelt wurde der Anteil dieses Landnutzungstyps, der in die Kulisse der benachteiligten Gebiete einbezogen ist. Bisher stehen PV-Freiflächenanlagen auf etwa 600 ha dieser landwirtschaftlich genutzten Moorböden [74], ohne dass eine Wiedervernässung als Voraussetzung für eine Förderung erfolgt ist, auch nicht vorgeschrieben war.

Weitere zusammenfassende Ausführungen mit Fokus auf die Umweltrelevanz folgen in Kap. 6.3.2.

6.2.1.3. Agri-Photovoltaik

Besondere Anlagen zur Agri-PV sind gemäß EEG 2023 grundsätzlich auf allen landwirtschaftlichen Flächen vergütungsrechtlich zulässig, sowohl auf den benachteiligten wie auch den nicht benachteiligten Gebieten. Die vorausgehende landwirtschaftliche Hauptnutzung ist beizubehalten (s. ausführ-



lichere Darstellung unter 6.3.1). Beschränkungen aus naturschutzfachlicher Sicht werden mit den Anforderungen gemäß § 37 Abs. 2 Nr. 3 und 4 formuliert, allerdings methodisch uneinheitlich ausgeführt. Es ist jeweils eine Eigenerklärung zum jeweiligen Prüfergebnis vorzulegen.

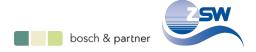
Naturschutzrelevante Ackerfläche werden gemäß § 3 Nr. 34b EEG 2023 so definiert, dass es sich um landwirtschaftlich genutzt Flächen handelt, die mindestens eine hohen Biotopwert im Sinne des § 5 Abs. 2 Nr. 4 der Bundeskompensationsverordnung (BKompV) aufweisen. Die Orientierung an den Biotopwerten der Bundeskompensationsverordnung bietet sich an, um bundesweit vergleichbar zu definieren, um welche Art von Ackerflächen es sich dabei handelt. Die Skala der Biotopwerte reicht von o bis 24 Punkte und ist klassifiziert nach 6 Wertstufen von sehr gering bis hervorragend. Die Wertstufe hoch, mit der der Begriff "naturschutzrelevant" unter diesem Blickwinkel korreliert, ist mit 16 Punkten erreicht. Demnach handelt es sich bei den naturschutzrelevanten Äckern um solche, die eine artenreiche Segetalvegetation (gut ausgeprägte Wildkrautvegetation) aufweisen. Die Biotopwerte liegen je nach Ausgangssubstrat bei 16 oder 17 Punkten. Es handelt sich zumeist um Grenzertragsstandorte, die für die Landwirtschaft einen eher geringen Wert haben. Diese kommen dabei häufiger in benachteiligten Gebieten, hier Berggebieten, vor als in der landwirtschaftlichen "Normallandschaft", allerdings ist dieses Kriterium bei den "klassischen" Solaranlagen nicht relevant.

In gewisser Weise inkonsequent mutet es an, dass der Biotopwertansatz im EEG nicht auch, zumindest ergänzend, für das Grünland in Anspruch genommen wird. Dort wird der Nachweis gefordert, dass die Anlage nicht in einem hochrangigen Natura 2000-Gebiet gemäß § 7 Abs. 1 Nr. 8 BNatSchG liegt, d.h. weder in einem FFH- noch in einem Europäisches Vogelschutzgebiet. Ebenso darf die Anlage keinen LRT betreffen, der außerhalb eines FFH-Gebietes liegt. Diese sind im Anhang I der Richtlinie 92/43/EWG aufgeführt. Beispielhaft zu nennen sind Magere Flachland-Mähwiesen (FFH-LRT 6510) oder Feuchte Hochstaudenfluren der planaren und montanen bis alpinen Stufe (FFH-LRT 6430). Für das "klassische" PV-Freiflächenanlagen auf Grünland in benachteiligten Gebieten gilt diese Anforderung inkonsequenter Weise nicht.

Ausgehend von ersten Versuchsanlagen sind inzwischen größere Aktivität im Agri-PV-Sektor festzustellen. Ende 2022 waren in Deutschland 16 Agri-PV-Systeme mit einer Gesamtleistung von 12,46 MWP installiert. Im Rahmen einer EEG-Innovationsausschreibung wurden 2021 zwölf Agri-PV-Systeme mit einer Gesamtleistung von 22 MWP bezuschlagt, welche bis spätestens 2024 ans Netz gehen müssen [75]. Die erste EEG-Ausschreibungsrunde März 2023 konnte noch nicht ausgewertet werden, hinsichtlich der Bezeichnungen hat es eine Bezuschlagung von mindestens drei Agri-PV-Systemen gegeben.

Die Bandbreite der geplanten Anlagen reicht in ihrer jeweiligen Größe z.T. auch deutlich über die oben interpretierbaren eher kleinen Dimensionen hinaus. In Apenburg, Altmarkkreis Salzwedel, haben sich Ökolandwirte zur Realisierung einer 34 ha Agri-PV-Anlage zusammengefunden. In der Gemeinde Schönefeld, Land Brandenburg, ist seit 2021 die Agri-Photovoltaik Selchow auf 76 ha Fläche im Bebauungsplanverfahren.

In Deutschland existieren einige Versuchsanlagen, die größte seit 2016 auf einer ca. 2,5 ha großen Ackerfläche eines Demeter-Hofes in Herdwangen-Schönach am Bodensee als "Forschungsanlage Agrophotovoltaik". Eine andere Konzeption ist verschiedentlich realisiert, bei der mit bifazialen Modulen belegte senkrechte Trägersysteme längs einer vorzüglich Nord-Süd-gerichteten Achse aufgestellt werden. Der Zwischenraum ist teilverschattet und ermöglicht die übliche Grünlandnutzung oder auch



andere landwirtschaftliche Nutzungsformen. Derartige Anlagen benötigen für die Energieerzeugung je nach eingesetzter Technik bis zu dreimal mehr Flächen je MW installierter Leistung, die dafür aber auch nur in geringem Umfang der landwirtschaftlichen Nutzung entzogen wird.

Weitere zusammenfassende Ausführungen mit Fokus auf die Umweltrelevanz folgen in Kap. 6.3.1

6.2.2. Sonstige bauliche Anlagen

Die Anforderungen an Anlagen auf einer sonstigen baulichen Anlage (§ 37 Abs. 1 Zif. 1 EEG 2023) sind unverändert geblieben. Diese Anlagengruppe gehört vergütungsrechtlich nicht zu den Freiflächenanlagen. Standorte wie Deponien, Halden, Lärmschutzwälle u. ä. liegen jedoch häufig im Außenbereich von Siedlungsgebieten. Auch sind sie in ihrer Charakteristik nicht immer eindeutig von Konversionsstandorten abzugrenzen. Die Auswertungen zur Flächeninanspruchnahme werden daher im vorliegenden Bericht mit den Angaben zu den versiegelten Flächen und den Konversionsflächen zusammengeführt.

6.2.3. Versiegelte Flächen

Die Bestimmungen zur Bevorzugung versiegelter Flächen (§ 37 Abs. 1 Zif. 2 Buchst. a EEG 2023) bleiben unverändert bestehen, werden aber ergänzt durch besondere Solaranlagen auf Parkplatzflächen, die derzeit noch als besondere Anlagen über die Innovationsausschreibungen beantragt und bezuschlagt werden (§ 37 Abs. 1 Zif. 3 Buchst. d EEG 2023).

6.2.4. Konversionsflächen – Bergbau, Braunkohle

Die Anforderungen an eine Konversionsfläche (§ 37 Abs. 1 Zif. 2 b EEG 2023) sind unverändert geblieben. Von verschiedenen Seiten werden die Potenziale der ehemaligen und aktuellen, derzeit noch unter Bergrecht stehenden Braunkohlengebiete in den Fokus gestellt. Bereits im Vorgängerbericht ist diese Thematik behandelt worden, angesichts der Komplexität dieser Materie aber sicher nicht abschließend.

Die große Braunkohlegebiete, von denen bereits Teilbereiche erschöpft und/oder rekultiviert sind, werden insbesondere in den Revieren Ostdeutschlands, aber auch im Rheinland aktiv für die Nutzung durch Anlagen für erneuerbaren Energien beplant. Allein im Rheinischen Revier will RWE Wind- und Solarprojekte, teils kombiniert und mit Speichern ausgestattet, im Umfang von mindestens 500 MW bis 2023 umsetzen [76]. Auch in Brandenburg sind bereits Solarparks mit inzwischen erheblich mehr als 300 MW in Rekultivierungsgebiete geplant[77]. Werden Deponien, Halden, Brachflächen in Industrie- und Gewerbegebieten ebenso wir die Bergbaufolgelandschaften in eine Potenzialeinschätzung einbezogen, wurde 2019 bei konservativer Einschätzung ein Potenzial von ca. 36.000 ha angenommen [78].

Durch die Änderung des Baugesetzbuchs vom o1. Januar 2023 und die damit verbundene Neueinführung der § 249 a und b BauGB soll die Nachnutzung von (ehemaligen) Tagebauflächen durch Photovoltaik- oder Windenergieanlagen vereinfacht werden. § 249b Abs. 2 BauGB ermächtigt die Landesregierungen, durch Rechtsverordnung zu bestimmen, dass ein Solarpark innerhalb des Abbaubereichs eines Braunkohlen- oder Sanierungsplans unter bestimmten Voraussetzungen gemäß § 249b Abs. 2 Zif. 1-4 BauGB zulässig ist. Der Geltungsbereich der Rechtsverordnung kann auch auf Teilbe-



reiche beschränkt werden (§ 249b Abs. 2 Satz 2 BauGB). Ob es dadurch zu einer stärkeren Ausschöpfung des Potenzials in den Braukohlegebieten kommt, lässt sich noch nicht abschätzen, da nach bisherigem Erkenntnisstand noch keine Landesregierung eine solche Rechtsverordnung erlassen hat.

6.2.5. Randflächen von Autobahnen und Schienenwegen

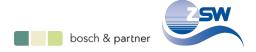
Die Anforderungen an Flächen, die längs von Autobahnen und Schienenwegen liegen (§ 37 Abs. 1 Zif. 2 Buchst. c EEG 2023), werden angepasst und erweitert. Freiflächenanlagen können nun bis in eine Entfernung von bis zu 500 Metern, gemessen vom äußeren Rand der Fahrbahn, errichtet werden. Auf den bisher innerhalb dieses Streifens freizuhaltenden 15 m breiten Korridor wird zudem verzichtet. Die konkrete Ausgestaltung dieses letztendlich für den Biotopverbund bzw. die ökologische Durchlässigkeit wenig wirksamen Korridors hat in der Praxis regelmäßig zu Interpretationsschwierigkeiten geführt.

Mit der Vergrößerung des Seitenrandstreifens von 200 Metern auf 500 Metern wird das damit verbundene Flächenpotenzial um etwa den Faktor 2,4 erweitert. Die bisherige Gesamtfläche von gut 2 Mio. Hektar wird auf mehr als 4,8 Mio. Hektar erweitert. Die Landnutzungsanteile und auch die Schutzgebietsanteile verbleiben mit geringfügigen Verschiebungen, maximal im 2 % Bereich bei den Siedlungs- und Ackerflächen, unauffällig verteilt. Vergleichbar mit der Gesamt-Flächenstatistik liegt der Anteil der landwirtschaftlichen Flächen im Bereich knapp unter 50 % und zu ca. 2 Drittel Ackerflächen. Der Anteil der Schutzgebiete liegt nur geringfügig unterhalb der durchschnittlichen Normalverteilung.

Tabelle 22: Ermittlung der Flächengröße der Korridore längs von Autobahnen und Schienenwegen mit den Breiten 200 m und 500 m und der Landnutzungsanteile (Daten: Schutzgebiete BfN 2023, Landnutzung: Corine Land Cover 2018)

	Seitenrand 200 m		Seitenrand 500 m		
Flächenkategorie	Fläche [1.000 ha]	Anteil	Fläche [1.000 ha]	Anteil	
Gesamtkorridor	2.045	100 %	4.821	100 %	
Siedlungsfläche zzgl. Umfeld 100m	678	33 %	1.496	31 %	
Ackerland (Corine 211)	618	30 %	1.557	32 %	
Genutztes Dauergrünland (Corine 231)	367	18 %	823	17 %	
Wald	424	21 %	1.029	21 %	
Biosphärenreservat	39	2 %	97	2 %	
Biosphärenreservat Entwicklungszone	34	2 %	82	2 %	
FFH-Gebiet	103	5 %	265	5 %	
EU-Vogelschutzgebiet	100	5 %	259	5%	
Natura 2000-Gebiet (FFH + SPA)	161	8 %	416	9 %	
Landschaftsschutzgebiet	427	21 %	1.046	22 %	
Naturpark	422	21 %	1.008	21 %	
Naturschutzgebiet	46	2 %	120	2 %	

Mit dem Gesetz zur sofortigen Verbesserung der Rahmenbedingungen für die erneuerbaren Energien im Städtebaurecht vom 4. Januar 2023 wurde auch § 35 des Baugesetzbuches durch dahingehend geändert, sodass die Nutzung solarer Strahlungsenergie auf Flächen längs von Autobahnen oder Schienenwegen des übergeordneten Netzes i. S. d. § 2b AEG mit mindestens zwei Hauptgleisen, in einer



Entfernung von höchsten 200 Metern gemessen vom äußeren Fahrbahnrand, nun im bauplanungsrechtlichen Außenbereich privilegiert ist (vgl. § 35 Abs. 1 Zif. 8 BauGB).

Zum Zeitpunkt des EEG 2023 wirken die vergütungsrechtliche und bauplanungsrechtliche Novellierung unzureichend abgestimmt. Das Baurecht für eine Anlage im 200 m – Korridor ist ohne Bauleitplanung über Bauantrag zu erwirken, demgegenüber erfordert eine Anlage ab 200 bis 500 m das bisher übliche Bauleitplanverfahren in kommunaler Zuständigkeit. Ein Vorhaben, dass die gesamte Korridorbreite nutzt, würde vernünftigerweise den Aufstellungsbeschluss für einen übergreifenden Bebauungsplan wählen, um 2 Parallelverfahren zu vermeiden. Während Anlagen innerhalb des 200 Meter Streifens lediglich eine Baugenehmigung brauchen. Die aktuelle Situation sorgt für Unsicherheiten auch seitens der Kommunen. Vereinzelt werden Aktivitäten zur Solarflächensteuerung zurückgestellt aus der Erwartung heraus, dass die Seitenstreifen verstärkt genutzt werden könnten, in anderen Fällen werden die Randstreifen aufgrund der veränderten Rechtslage explizit von der Solarflächensteuerung ausgenommen.

6.2.6. Gewässer

Das EEG 2023 hat mit § 37 Abs. 1 Zif. 2 j Anlagenstandorte für die Ausschreibung übernommen, bei denen es sich um "ein künstliches Gewässer im Sinn des § 3 Nummer 4 des Wasserhaushaltsgesetzes oder ein erheblich verändertes Gewässer im Sinn des § 3 Nummer 5 des Wasserhaushaltsgesetzes" handelt. Bisher gehörten Solaranlagen auf Gewässern zu den "besonderen Solaranlagen", die an den Innovationsausschreibungen nach § 39 n EEG 2021 teilgenehmen (§ 15 InnAusV). Die Bundesnetzagentur hatte bisher keine Ausschlusskriterien bezogen auf Gewässertypen festgelegt; Anlagen auf allen Gewässern im Sinne des § 3 Nr. 1-2a, sowie Nr. 4 und 5 Wasserhaushaltsgesetz (WHG) können errichtet und betrieben werden, wenn sie den wasserrechtlichen Bestimmungen genügen. Die derzeit geltende maximale Gebotsgröße von zwei Megawatt (§ 16 InnAusV) wird aufgegeben.

Solaranlagen auf Gewässern (Schwimmende Photovoltaik-Anlagen oder "Floating PV") sind in Deutschland noch wenig verbreitet. Die erste Anlage wurde 2019 realisiert, bis Mitte 2021 folgten weitere drei Anlagen jeweils auf künstlichen Gewässern bzw. Baggerseen. Erste Forschungstätigkeiten sind angelaufen, sowohl technische Lösungen als auch mögliche Folgen für die Umwelt werden untersucht. Der Kenntnisstand zu möglichen Umweltauswirkungen ist zumindest bezogen auf die nationale Situation noch gering.

Nach den geltenden wasserrechtlichen Bestimmungen (§ 36 Abs. 1 WHG) sind "Anlagen in, über und unter oberirdischen Gewässern so zu errichten, zu betreiben, zu unterhalten und stillzulegen, dass keine schädlichen Gewässerveränderungen zu erwarten sind und die Gewässerunterhaltung nicht mehr erschwert wird, als es den Umständen nach unvermeidbar ist." Nach den meisten Landeswassergesetzen ist eine Genehmigung für solche Anlagen erforderlich, die von den zuständigen Wasserbehörden erteilt wird. Daneben gelten nach § 27 WHG die Bewirtschaftungsziele (Verschlechterungsverbot, Verbesserungsgebot) für alle oberirdischen Gewässer. Falls sich ein geplantes Vorhaben auf einen Wasserkörper auswirkt, wird die Einhaltung der Bewirtschaftungsziele in einem Fachbeitrag WRRL geprüft. § 36 Abs. 3 Zif. 2 WHG spezifiziert die Anforderungen dahingehend, dass die Anlage nicht errichtet und betrieben werden darf, wenn sie mehr als 15 % der Gewässerfläche bedeckt oder der Abstand zum Ufer weniger als 40 Meter beträgt.



Die Eingrenzung der potenziellen Stand- oder besser Liegeorte auf künstliche und erheblich beeinträchtigte Gewässer entspricht dem Regelungsansatz des EEG, durch eine Vorsteuerung von Standorten bereits im Vergütungsrecht gravierende Konflikte mit dem Umwelt- und Naturschutz zu vermeiden.

Durch die Beschränkung im WHG auf eine maximale Belegung von 15 % der Gewässerfläche und das Erfordernis eines Mindestabstandes zum Ufer von 40 Metern lassen sich aus wirtschaftlichen Gründen insbesondere auf kleineren Baggerseen schwimmenden PV-Anlagen (FPV) nur in begrenztem Umfang umsetzen. Auf einem fünf Hektar großen See ließe sich unter Beachtung dieses Uferabstandes eine Anlagenfläche von etwas über zwei Hektar realisieren; wird jedoch zusätzlich die maximale Belegung von 15 % einbezogen, reduziert sich die zulässige Anlagenfläche auf 0,75 Hektar, sodass nur eine Anlage mit einer Leistung von etwa 750 kW realisiert werden könnte. Auf einem 50 Hektar großen See stünde bei einer Belegung von maximal 15 % eine Fläche von 7,5 Hektar für Solarmodule zur Verfügung, das entspricht etwa einer Leistung von 7,5 Megawatt.

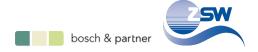
In Deutschland unterliegen nur Seen, die mindestens 0,5 km² groß sind, den Berichtspflichten der EU-Wasserrahmenrichtlinie, so dass sie standardmäßig kartiert und in die Maßnahmenentwicklung der Flussgebietseinheiten einbezogen werden. Es handelt sich um 714 berichtspflichtige Seen mit 2.376 km² Fläche. Von diesen Seen sind 90 Seen als erheblich verändert und 101 Seen als künstlich eingestuft. Werden gemäß WHG nur die Kategorien der erheblich veränderten und künstlichen Wasserkörper betrachtet, ergibt sich in Deutschland eine nutzbare Fläche von 365 km² für schwimmende PV-Anlagen

Werden auch die nicht-berichtspflichtigen Seen, die eine Mindestgröße von fünf Hektar aufweisen und kleiner als 50 Hektar sind, in die Potenzialanalyse eingestellt, erhöht sich die Anzahl der zu betrachtenden Seen um 7.516 und um eine zu betrachtende Fläche von 1.516 km². Zu beachten ist dabei jedoch, dass die nicht-berichtspflichtigen Seen weder kartiert und nach dem Grad des menschlichen Einflusses unterschieden werden. Daher ist fraglich, ob bzw. wie der § 36 WHG hier Anwendung finden kann.

Die aktuellen Rahmenbedingungen stoßen in der Solarbranche auf wenig Zustimmung, ein bekanntes Unternehmen bemängelt, dass das Potenzial durch die aktuelle Gesetzgebung zunichte gemacht würde: von 460 potenziellen Wasserflächen, die das Unternehmen in den Blick genommen hatte, blieben gerade einmal 22 Wasserflächen übrig; das Potenzial sei schlagartig von 20 Gigawatt auf ein Gigawatt geschrumpft [79]. Darüber bleibt zu klären, wie sich die Regelungen auf die Wirtschaftlichkeit einzelner Projekte [80] auswirken. Auch Branchen-Verbände wie der Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. (BEE) oder der Landesverband Erneuerbare Energien NRW e. V. (LEE NRW) sprechen sich für eine Lockerung der Regelungen im WHG aus [81], [82]. Bereits im Mai 2022 hatte sich eine Ländermehrheit im Bundesrat für eine Änderung des Gesetzesentwurf ausgesprochen, die Länder forderten größere Anlagen auf Seen zu ermöglichen [83].

6.2.7. Zwischenfazit

Die Anforderungen an die Flächenbereitstellung von PV-Freiflächenanlagen sind deutlich gestiegen. In den kommenden Jahren bis 2030 ist die aktuelle genutzte Fläche von rd. 35.000 ha zu verdreifachen auf rd. 110.000 ha, um den im EEG 2023 angelegten Ausbaupfad für PV-Freiflächenanlangen umzusetzen.



Die erforderlichen Flächen sind erkennbar in ausreichendem Umfang vorhanden und vor allem aus landwirtschaftlichen Flächen, die auch die nutzbaren Flächen an den auf 500 m erweiterten Korridoren längs der Autobahnen und Schienenwege bestimmen, und aus dem großen Potenzial der Konversionsflächen, u.a. aus ehemaligen Bergbaugebieten zu gewinnen.

Da das geeignete Flächenangebot bundesweit nicht gleich verteilt ist, kommt es regional und örtlich zu Raumnutzungskonflikten. Die Aktivitäten vor allem im Bereich der Raumordnung auf Ebene der Länder, Regionen und Kommunen zeigen, dass das Problem längst erkannt ist. Die erkennbaren Initiativen zur Effektivierung einer räumlichen Steuerung haben deutlich zugenommen.

6.3. Umweltrelevanz konzeptioneller Alternativen im Anlagenbau

Bau, Anlage und Betrieb einer technischen Anlage zur Erzeugung von Solarstrom verursachen grundsätzlich immer Veränderungen, die im Großen und Ganzen den Standort der Anlage, die Kabeltrasse sowie weitere notwendige Begleitinfrastrukturen betreffen. Die Bauphase dauert in der Regel wenige Wochen bis Monate und ist gekennzeichnet vor allem durch den Aufbau der Trägersysteme, die Verkabelung, die Modulmontage etc., aber und den notwendigen Baustellenverkehr. Die dauerhaften Auswirkungen der Anlage und Betrieb einer PV-Freiflächenanlage ist üblicherweise mit nur geringen Auswirkungen verbunden, ggf. sind Wartungsphasen, Phasen des Austauschs von technischen Bestandteilen zu berücksichtigen, am Ende steht der Abbau oder ggf. auch das Repowering einer Anlage.

Die Bewertung relevanter umwelt- und naturschutzfachlicher Auswirkungen ggf. auch positiver Art sind an der jeweiligen Ausgangssituation zu messen. Eine Ausgangssituation mit geringem Biotopwert, z. B. jeder intensiv genutzte Acker, kann durch relativ wenig aufwändige Maßnahmen aufgewertet und verbessert werden, insbesondere durch Umwandlung zu Grünland.

6.3.1. Agri-Photovoltaik

Photovoltaik-Freiflächenanlagen, die eine gleichzeitige Nutzung von Flächen sowohl für die Stromerzeugung als auch für die landwirtschaftliche Nutzung zulassen, werden als nachhaltige und ressourceneffiziente Form der Landnutzung politisch stark befördert. International ist das Geschehen unter der Bezeichnung Agri-PV äußerst vielfältig, es existieren diverse Überlappungen im Vergleich mit der in Deutschland laufenden Debatte um definitorische Abgrenzungen verschiedener Solar-Freiflächenanlagenkonzepte wie "klassische" PV-Freiflächenanlagen, Agri-PV oder Biodiversitäts-PV (Abbildung 36). Für die hiesige Betrachtung relevant sind ausschließlich die "offenen" Freiflächenkonzepte, unter denen sich links unten auch die Biotop-PV findet. Je extensiver und im Sinne von naturschutzorientierter Pflege die Bewirtschaftung erfolgt, um so näher rücken Agri-PV und Biotop-PV bzw. Biodiv-PV nicht nur begrifflich, sondern in der jeweiligen technischen Anlagenstruktur zusammen.



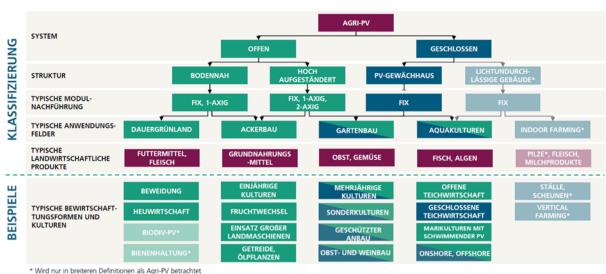


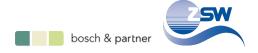
Abbildung 36: Klassifikation verschiedener Agri-PV-Anwendungen. [84] © Fraunhofer ISE

In Deutschland liegt mit der DIN-SPEC 91434 "Agri-Photovoltaik-Anlagen – Anforderungen an die landwirtschaftliche Hauptnutzung" (DIN 2021) ein technisches Regelwerk einen technischen Standard vor, auf den sich bisher auch die vergütungsrechtlichen Bestimmungen bzw. Konventionen beziehen. Die Anforderungen beziehen sich u.a. auf das landwirtschaftliche Nutzungskonzept, die Aufständerung von PV-Modulen, den maximalen Ertrags- und Flächenverlust etc. Die landwirtschaftliche Hauptnutzung ist eine eindeutige Prioritätensetzung dahingehend, dass die landwirtschaftliche Tätigkeit nur wenig eingeschränkt werden soll. Der Ertrag gegenüber einer Vergleichsfläche darf 66 % nicht unterschreiten, die für die Landwirtschaft bereitstehende Fläche muss mindestens 85 % bei bodennahen bzw. 90 % bei hoch aufgeständerten Anlagen betragen. Streng genommen ist die Berücksichtigung der biologischen Vielfalt im Rahmen einer Agri-PV auf die Ausgestaltung von bis zu 15 % Anlagenfläche beschränkt, z.B. in Form von fachgerecht angelegten und ausreichend breiten Blühstreifen bzw. im Bereich der ggf. vorgesehenen Sichtschutzpflanzungen.

Die Bundesnetzagentur hat mit 13.02.2023 die Anforderungen an besondere Solaranlagen auf Grünland und auf entwässerten Moorböden, die wieder vernässt werden, zur Konsultation gestellt, eine Entscheidung wird zum 01.07.2023 in Aussicht gestellt. Damit wird das Ergebnis der ersten Konsultation bezogen auf Solaranlagen auf Ackerflächen und den gleichzeitigen Nutzflächenanbau, und solcher Flächen, auf denen Dauerkulturen oder mehrjährige Kulturen angebaut werden, ergänzt.[85]

Im EEG-Kontext ist eine gesonderte Förderung entsprechender Anlagen, zunächst noch unter Ausschluss des Nutzungstyps des Dauergrünlandes erstmals im Rahmen der Innovationsausschreibungen 2022 in einem gemeinsamen Kontingent zusammen mit schwimmenden PV-Anlagen und Anlagen auf Parkplatzüberdachungen erfolgt. Mit dem EEG 2023 sind derartige Anlagen als besondere Solaranlagen Bestandteile des § 37 Absatz 1 Nr. 3 EEG 2023 in den Varianten

- a) auf Ackerflächen mit gleichzeitigem Nutzpflanzenanbau,
- b) auf Flächen mit gleichzeitiger landwirtschaftlicher Nutzung in Form eines Anbaus von Dauerkulturen oder mehrjährigen Kulturen, und
- c) auf Grünland bei gleichzeitiger landwirtschaftlicher Nutzung als Dauergrünland, jeweils unter Ausschluss von Moorböden.



Die besonderen Solaranlagen nehmen gleichberechtigt an den Ausschreibungen teil. Für die Vergütung der unter a bis c aufgeführten Agri-PV-Konstellationen ist allerdings relevant, dass eine hoch aufgeständerte Anlage mit einer lichten Höhe von mindestens 2,10 Metern einen Bonus von bis zu 1,2 ct/kWh erhalten (§ 38b Absatz. 1 Satz 2 EEG 2023).

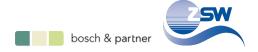
6.3.1.1. Umweltauswirkungen der Agri-PV

Umweltseitig sind mit der Agri-PV eine Reihe von Vorteilen verbunden. Der Ansatz verbindet die Mehrfachnutzung von landwirtschaftlichen Flächen für die Erzeugung von Solarstrom mit einer Reihe von Vorteilen. Für die genutzten Standorte bzw. Kulturen werden Schutzwirkungen beschrieben vor starker Sonneneinstrahlung, Hitze, Frost, Hagel, Starkregen oder Sturm. Die Agri-PV kann gerade im Bereich hitze- und trockenheitsgefährdeter Standorte zur Verbesserung der vernetzten Schutz- und Regulationsfunktionen des Boden-Wasserhaushalts und ein verbessertes Mikroklima schaffen, so dass für die Landwirtschaft die Ertragssicherheit gesteigert wird. Derartige Ausführungen werden in vielen, im Einzelnen auch weiterführenden Veröffentlichungen dargelegt. Verwiesen wird exemplarisch auf den Leitfaden für der Fraunhofer ISE [44] und auf die Agri-PV-Studie für das Land Thüringen [86].

Die Nutzung der Flächen ist für die Beurteilung der Umweltauswirkungen einer Agri-PV im Rahmen eines Bebauungsplanverfahrens oder einer Vorhabenzulassung allerdings zunächst nicht relevant: "Die land-, forst- und fischereiwirtschaftliche Bodennutzung ist nicht als Eingriff anzusehen, soweit dabei die Ziele des Naturschutzes und der Landschaftspflege berücksichtigt werden. Entspricht die land-, forst- und fischereiwirtschaftliche Bodennutzung den [...] Anforderungen an die gute fachliche Praxis, widerspricht sie in der Regel nicht den Zielen des Naturschutzes und der Landschaftspflege." (§ 14 Abs. 2 in Verbindung mit § 5 Abs. 2 BNatSchG, siehe auch § 17 Abs. 2 Bundesbodenschutzgesetz). Ein Eingriff in Natur und Landschaft ist z. B. gekennzeichnet als Veränderung der Gestalt von Grundstücken, deren Nutzung oder des Grundwasserspiegels. Dieses angesichts der Dimension auch negativer Umweltwirkungen intensiver Landwirtschaft weite und kontrovers diskutierte Feld wird hier nicht thematisiert. Es ist aber darauf Wert zu legen, dass unter dem Begriff der Agri-PV z.B. keine Vorhaben realisiert werden, die in den Bereich der Tierhaltungsbetriebe gehören und ergänzend immissionsschutzrechtlich und UVP-rechtlich zu überprüfen wären.

Für die Beurteilung der Umweltauswirkungen der Agri-PV sind vor allem die Folgen der baulichen Anlage von Bedeutung. Sollten sie voraussehbar sein, sind schädliche Umweltauswirkungen zu vermeiden, nicht vermeidbare Auswirkungen sind entsprechend der bisher geltenden Bestimmungen auszugleichen. Unterschiede im Detail ergeben sich aus den unterschiedlichen Anlagekonzepten [87]:

- Hoch, d.h. oberhalb von 2,10 lichter Höhe bis 4-6 m Oberkante, aufgeständerte Systeme haben ein markantes Erscheinungsbild und erlauben hochwachsende Ackerkulturen oder Dauerkulturen und/oder die Bewirtschaftung mit gängigen landwirtschaftlichen Maschinen. Die visuelle Wirkung dieser Anlagen auf das Landschaftsbild kann weitreichend sein, auch Vogelarten des Offenlandes reagieren auf derartig kulissenbildende Strukturen möglicherweise ausweichend bzw. meidend. Hierzu fehlt noch eindeutig aussagekräftiges Erfahrungswissen.
- Bodennahe Anlagen der Agri-PV erlauben in der Regel keine Unterfahrung, sondern werden in Streifen organisiert. Die Abstandsräume werden im Sinne des landwirtschaftlichen Nutzungskon-



zeptes genutzt. Eine Optimierung erfolgt durch die Nachführung der Module, die aber grundsätzlich in verschiedenen Höhen installiert werden können. Der Stromertrag wird erhöht, die notwendigen Arbeitsbreiten für die Nutzung optimiert.

• Bei den vertikal aufgeständerten Anlagen werden bifaziale Module senkrecht in der Fläche aufgestellt, in der Regel in Nord-Süd-Ausrichtung, um die Sonnenstände optimiert auszunutzen und den mittäglichen Leistungspeak abzusenken. Zwischen den streifenförmig angeordneten Modulreihen können auch hier landwirtschaftliche Maschinen eingesetzt werden, die Abstände sind hier konzipiert im 2-stelligen Meterbereich. Die potenziellen Auswirkungen bodennaher Anlagen für das Landschaftsbild werden aufgrund der geringeren Gesamthöhe üblicherweise als geringer dargestellt, allerdings ist die von der Anlage betroffene Fläche in der Regel deutlich größer und damit in sensiblen Landschaften möglicherweise auch gravierender.

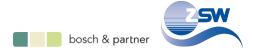
6.3.1.2. Schutzgebiete und Agri-PV

Die Photovoltaik-Strategie des BMWK kündigt die Absicht an, die Agri-PV auf landwirtschaftlich genutzten Flächen ausdrücklich auch auf Grünland in Schutzgebietsflächen auszuweiten. Schutzgebiete für Natur und Landschaft (nur Landflächen ohne Nord- und Ostsee) nehmen in Deutschland ca. 50 % der Fläche ein. Ein großer Teil dieser Schutzgebiete, nämlich 44 %, wird landwirtschaftlich genutzt. Das entspricht gleichzeitig ca. 40 % der deutschen Landwirtschaftsflächen. Bisher ist nicht quantifiziert, in welchem Umfang beispielsweise eine Überlappung von benachteiligten Gebieten und Schutzgebieten vorliegt, aber es ist auch hier von einer recht großen gegenseitigen Belegung auszugehen. Deshalb ist es durchaus plausibel, die Möglichkeiten der Solarenergieerzeugung in bestimmten Schutzgebieten nachzugehen [88].

Aus Baden-Württemberg liegen Ergebnisse aus der Evaluation der dortigen Freiflächenverordnung hinsichtlich der Auswirkungen auf Natur und Landschaft vor, hier auch zur Betroffenheit von Schutzgebieten [89]. Berichtsgegenstand sind 23 bisher realisierte von 47 in Baden-Württemberg bezuschlagten Anlagen mit einer insgesamt eher kleinen Dimension von 107 MW auf 128 Hektar Fläche (Durchschnittsgröße je Anlage < 5 ha). 36,2 % dieser Flächen liegen gleichzeitig in Schutzgebieten, so 2 Anlagen in der Entwicklungszone eines Biosphärengebietes (17,7 % der Gesamtfläche von 128 Hektar), eine Anlage in einem Natura 2000 Vogelschutzgebiet (7,4 %), und eine Reihe von Anlagen im Biotopverbund Offenland bzw. Biotopverbund Feldvogelkulisse.

6.3.2. Anlagen auf organischen Böden (Moorböden)

In Deutschland ist der Großteil der ehemaligen Moor- und Feuchtgebietsflächen drainiert, unterliegt hauptsächlich land- und forstwirtschaftlicher Nutzung oder findet sich in Siedlungsgebieten. 2019 waren dies 1,67 Mio. Hektar, das entspricht 92 % der Gesamtflache organischer Böden. [71] Mehr als drei Viertel dieser Flächen werden land- oder forstwirtschaftlich genutzt und sind für den Laien in der Landschaft vielfach nicht mehr als Moorgebiete zu erkennen. Die Böden in diesen Gebieten werden als "Moorböden" oder "organische Böden" bezeichnet. Von diesen Moorböden sind 92 % entwässert. Der Torf kommt mit Luft in Berührung, ein kontinuierlicher Zersetzungsprozess wird in Gang gesetzt. Für Deutschland entspricht die Menge der Treibhausgase, die dabei jährlich freigesetzt wird, etwa einem Viertel der Emissionen des Verkehrssektors. Sie verursachen jährlich einen Anteil von etwa 6,7 %der gesamten deutschen Treibhausgas-Emissionen. Der weit überwiegende Teil (83 %) dieser Emissionen aus Mooren resultiert aus landwirtschaftlich genutzten Flächen. In Diskussionspapieren



rund um die Moorschutzstrategie wird die Möglichkeit, mit Hilfe von Solarparks die bisherige Landwirtschaft "entschädigen" zu können, zunehmend in den Blick genommen. In der Moorschutzstrategie selbst werden demgegenüber PV-Freiflächenanlagen, Windenergieanlagen und andere Infrastrukturen als Hindernisse für eine Wiedervernässung genannt [90].

Das EEG setzt inzwischen förderrechtlich den Rahmen, auf Moorböden bzw. organischen Böden PV-Freiflächenanlagen nur dann zu errichten, wenn die Standorte gleichzeitig wiedervernässt werden. "Wiedervernässung und Photovoltaik muss aber zusammengedacht werden – der größte positive ökologische Effekt wäre, wenn Photovoltaik-Anlagen auf Teilflächen die Wiedervernässung des gesamten Moores ermöglichen. Negative ökologische Effekte könnten beim Bau in Mooren in Schutzgebieten entstehen. Photovoltaik sollte daher – nach der Wiedernässung – vor allem in den stark degradierten Mooren ohne Schutzstatus entwickelt werden."³¹

Das Greifswald Moor Centrum (GMC) fasst zu Moor-PV-Anlagen in verschiedenen Veröffentlichungen Ansatzpunkte und Bedingungen zusammen, wie Moor-PV gelingen kann. Mit der Wiedervernässung ist die Bildung einer geschlossenen, möglichst torfbildenden Vegetationsdecke entscheidend dafür, die weitere Torfdegradation einzudämmen und auszuschließen. Es muss Licht zum Pflanzenwachstum auf den Boden gelangen können. Die Photovoltaikanlagen müssen daher über der Vegetation stehen in einer Bauweise, die den Lichteinfall weitgehend optimiert. Ob es gelingt, unter wiedervernässten Bedingungen aus unterschiedlichen Degradationsstadien heraus eine torfbildende Vegetation zu etablieren und damit den Kohlenstoffspeicher wieder zur Kohlenstoffsenke zu entwickeln, ist umstritten und offen. Grundsätzlich seien die Auswirkungen eines Solaranlagenbaus in wiedervernässten Mooren auf das komplexe hydrologische und ökologische System der Moore noch weitgehend unerforscht.

Es wird verwiesen auf die jüngst veröffentlichte Stellungnahme zum Festlegungsentwurf der an die besonderen Solaranlagen auf wiederzuvernässenden Moorböden zu stellenden Anforderungen der Bundesnetzagentur, in der für die Moor-PV entscheidende natur- und umweltschutzfachliche Aspekte aktuell zusammengefasst werden [73]. Daraus wird ersichtlich, dass ein unter den Rahmenbedingungen einer Wiedervernässung geplantes Solarprojekt ein anspruchsvolles moorschutzfachliches Vorhaben ist, das ein erheblich größeres Plangebiet betrifft. Die Anhebung des Wasserstandes kann nicht wie eine "vernässte Insel" auf die Anlagenfläche beschränkt werden kann. Nachbarflächen sind in die Planung einzubeziehen, und die relativen Höhenunterschiede in der Umgebung müssen beachtet werden, um den Überstau tiefer liegender Flächen verhindern zu können. So sind "Solaranlagen primär in randlichen, höher liegenden Bereichen [zu] errichten, welche auch technisch leichter erreichbar sind", und "tiefer liegende Bereiche, welche ohne weitere Maßnahmen (z.B. Terrassierung) häufig höher überstaut sein können, sollten für Schutzziele genutzt werden, z.B. Carbon Farming/Klimaschutz, Naturentwicklung/Naturschutz". Zur Torferhaltung bzw. Etablierung moortypischer Vegetation sind die jahreszeitlichen Wasserverhältnisse anzustreben, z.B. ein sommerlicher mittlerer Wasserstand von 10 cm unter Flur. GMC spricht sich auch dafür aus, die Flächen von wiedervernässten Solaranlagen auch landwirtschaftlich zu nutzen in Form von Paludikulturen, was letztendlich eine Variante der Agri-PV darstellen würde.

³¹ Tanneberger, F. (2023), zitiert auf [91]; s. auch [74]

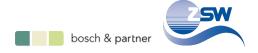


Mit Blick auf die Anlagentechnik wird darauf hingewiesen, dass die geringe Tragfähigkeit wiedervernässter Böden die Flächenzugänglichkeit erschwert und bei Wartung und Rückbau der Solaranlagen eine angepasste Technik eingesetzt werden muss. Die z.T. sauren Bedingungen im Moor und der ständige Kontakt mit Feuchtigkeit stellen zudem hohe Anforderungen an das Anlagenmaterial.

6.3.3. Biodiversitäts-PV

Der Begriff "Biodiversitäts-Solarpark" bzw. Biodiv-PV kennzeichnet eine Option dahingehend, dass sich Solarparks naturverträglich gestalten lassen und damit unter bestimmten Konditionen zur Steigerung der Biodiversität beitragen können. Die Bedeutung dieser Option ergibt sich aus dem Kontext, dass sich die Situation um die Biodiversität und die Artenvielfalt trotz vieler Bemühungen des Naturschutzes in eine negative Richtung entwickelt, und insbesondere auch die Agrarlandschaften sich in der Folge intensiver Landbewirtschaftung und Strukturverarmung zu naturschutzfachlichen Defiziträumen entwickelt haben. Die Gewinnung von erneuerbaren Energien und die gleichzeitige Entwicklung von artenreichen und insektenfreundlichen Solarparkflächen wird daher von verschiedenen Seiten gefordert, und auch die Solarbranche sieht sich in der Verantwortung, in dieser Weise positive Beiträge zu erbringen.

Die Diskussion streift in verschiedener Weise das Thema der Umgangsweise der etablierten Instrumente der Umweltfolgenbewältigung, so der naturschutzrechtlichen Eingriffsregelung, der Artenschutzprüfungen etc., für diesen speziellen Vorhabentyp eines Solarkraftwerkes, das sich in vielen Eigenschaften von anderen Kraftwerksvorhaben unterscheidet. Maßgeblich ist, dass das Thema Versiegelung kaum relevant ist, dass eine im Großen und Ganzen funktionsfähige bewachsene Oberfläche verbleibt, die sich durch gestaltende und optimierende Maßnahmen sowie ein zielgerichtetes, den Betrieb begleitendes Pflegekonzept in Richtung Biotopqualitätsverbesserung entwickeln lässt. Dabei sind die gegenüber einem unbebauten Standort veränderten Standortbedingungen einzupreisen, d. h. eine in Größenordnungen von 40 % bis über 80 % der Anlagenfläche erstreckende Modulflächenüberbauung, dadurch sehr unterschiedlichen Licht- und Schattenverhältnisse, uneinheitliche natürliche Niederschlagsverteilung und einiges mehr. In Abhängigkeit vom naturschutzfachlichen Ausgangszustand vor dem Bau der Anlage ergibt sich ein in der Regel überschaubarer Aufwand, um das Maß der Beeinträchtigungen durch geeignete Maßnahmen zumeist auf der Anlagenfläche bzw. dem Plangebiet selbst zu kompensieren. Externe Ausgleichsmaßnahmen sind in aller Regel nur dann erforderlich, wenn artenschutzrechtliche Belange zu besorgen sind, die im Bereich der Anlage ausgeschlossen sind (Stichworte sind die Meidung der Anlage durch Offenland- bzw. Feldvogelarten, der Verlust von Jagdrevieren bestimmter Greifvogelarten). In dieser Situation ist der Solarpark ein geradezu idealer Ausgangspunkt dafür, das rechtlich erforderlichen Maßnahmenerfordernis aus der Eingriffsregelung auszubauen, zu erweitern und dadurch zu einer naturverträglichen Biotop-PV-Anlage aufzuwerten. Gerade im Kontext landwirtschaftlicher Intensivgebiete, aber auch im Bereich gestörter Konversionsflächen kann die Entwicklung höherwertige Biotopstrukturen und Lebensräume auch im Sinne örtlicher landschaftsplanerischer Zielsetzungen sein. Derartige Entwicklungen können ihren Ausgangspunkt in klassischen PV-Anlagenkonzepten haben dadurch, dass durch Verzicht auf ertragsoptimierte Bauweisen bestehende Biotopstrukturen erhalten und integriert werden, dass Modulabstände erweitert werden, oder dass Korridore und zusammenhängende nicht bebaute Teilflächen integriert werden. Ebenso kann das Biodiversitätskonzept aus eine Agri-PV auf Grünland entwickelt werden, indem die Bewirtschaftung sich an den Bedingungen der Naturschutz- bzw. Umweltanforderungen der GAP-Agrarförderung orientiert. Derartige Entwicklungen haben häufig einen Verzicht im



Hinblick auf die Effizienz der Energieausbeute zur Folge, was dann eine entsprechende Kompensation durch einen "Biodiv-Cent" im EEG ausgeglichen werden könnte.

Nachfolgend wird der Sachstand um die Anforderungen eine Biodiv-PV auf zentrale Punkte und Eigenschaften zusammengeführt, die für eine entsprechende Qualität aus Sicht der Verfasser maßgebend sind³² Die einzelnen Aspekte werden in der weiteren Berichterstattung noch vertieft, aus Zeitgründen war dies noch nicht möglich.

In der Standortfrage nutzt die Anlage

- keine Flächen von Naturschutzgebieten, Nationalparken und Nationalen Naturdokumenten und stellt durch Einhalten eines angemessenen Abstandes einen Schutz vor jeglicher Beeinträchtigung der Schutzgebiete sicher,
- nutzt keine Gebiete des Schutzgebietsnetzes Natura 2000 bzw. nur dann, wenn dort geeignete Flächen vorhanden sind und das Ergebnis der Verträglichkeitsprüfung keine erheblichen Beeinträchtigungen erwarten lässt,
- beeinträchtigt nicht die Schutzziele von sonstigen Schutzgebieten und
- nimmt keine Grünlandbiotope in Anspruch, die gemäß § 30 BNatSchG geschützt oder als FFH-Lebensraumtypen ausgewiesen sind oder gemäß § 5 Bundeskompensationsverordnung in Verbindung mit Anlage 2 einen Biotopwert von 16 (unterer Wert von "hoch") überschreiten, da auch eine Biotopentwicklung im Solarpark diese Qualitäten im Solarpark nicht erhalten kann.

Das obligatorische Entwicklungskonzept einer Biodiv-PV-Anlage

- basiert auf einer qualifizierten Bestandsaufnahme der Eingriffsfläche und einem aus den Erfordernissen des betroffenen Landschaftsraums abgeleiteten naturschutzfachlichen Zielartenkonzept,
- verringert nicht den Lebensraum raumcharakteristischer und gemäß BNatSchG besonders geschützter Tierarten, bzw. nur insoweit, dass der Zustand der lokalen Populationen nicht verschlechtert wird,
- unterstützt qualifiziert den Biotopverbund im Umgebungsraum und orientiert sich an den Zielen der örtlichen Landschaftsplanung und
- orientiert sein Pflegekonzept an den Grundsätzen für ein insektenfreundliches artenreiches Grünland

Bezüglich Planung, Ausführung und Pflege

- unterschreitet die Anlage eine Grundflächenzahl von 0,4 und lässt damit Raum zur Entwicklung von höherwertigem artenreichem Grünland auf mindestens 50 % der Fläche zu,
- minimiert das Maß der Versiegelung auf maximal 2 %,
- hat eine maximale Leistung von 20 MW und beansprucht dafür ein Plangebiet von maximal 32 ha,
- orientiert sich an den Strukturen und der Maßstäblichkeit der betroffenen Landschaft,
- erhält vorhandene Landschaftsstrukturen und -elemente und nutzt sie, um visuelle Auswirkungen weitmöglich zu vermeiden,

³². Es wird generell verwiesen auf einschlägige Veröffentlichungen und Materialien der Forschungsgruppen um Frau Prof. Dr. Hiekel (TH Bingen), "BIODIV-SOLAR" Prof. Dr. Tischew (Hochschule Anhalt), EULE um Prof. Dr. Reinke, um zusammenfassende Ausarbeitungen des KNE zum Naturverträglichkeit



- führt auf der Anlagenfläche nicht zu einer Verringerung des Biotopwertes im Vergleich zur Ausgangssituation und
- ergänzt die Vorhabenfläche um Biotop- und Strukturelemente, die die Artenvielfalt befördern.

Monitoring

- stellt im qualifizierten Monitoring auf die Überwachung der Zielerreichung der Maßnahmen ab und
- stellt sicher, dass Erkenntnisse des Monitorings im Sinne eines Risikomanagements zur Anpassung oder Ergänzung des Pflege- und Maßnahmenkonzepts führen, wenn dies erforderlich wird.

6.4. Entwicklungen in der Umweltfolgenbewältigung

Mit der aktuellen Energiewendepolitik werden zahlreiche Veränderungen angestoßen, die Ausbaudynamik enorm zu beschleunigen und von angenommenen Hindernissen zu "entfesseln". Anpassungen in diversen Rechtsbereichen werden angestoßen und schrittweise umgesetzt. Auch die Instrumente der Umweltfolgenbewältigung sind davon betroffen und werden im vereinfachenden oder beschleunigenden Sinne angepasst partiell angepasst.

Ganz wesentlich ist in diesem Zusammenhang ist die Etablierung des überragenden öffentlichen Interesses der erneuerbaren Energien gemäß § 2 EEG 2023. Die Energieerzeugung ist damit als vorrangiger Belang in der Schutzgüterabwägung gestärkt im Hinblick auf etwaige entgegenstehende Belange, z.B. des Artenschutzrechts oder auch des Natura 2000-Gebietsschutzes.

Mit den ersten Entscheidungen zur Einführung der bauplanungsrechtlichen Außenbereichsprivilegierung von PV-Freiflächenanlagen in § 35 Abs. 1 Nr. 8 lit. b) BauGB entlang von Autobahnen und mindestens zweigleisig ausgebauten Schienenwegen und von hofnahen Agri-PV-Anlagen bis 2,5 Hektar Größe ist der planungsrechtliche Rahmen geteilt worden. Das im EEG von Beginn obligatorische Bebauungsplanverfahren nach § 8 ff BauGB, das seitens der Standortgemeinde durchgeführt und beschlossen wird, wird somit im Privilegierungsfall ersetzt durch den Bauantrag und die Prüfung entgegenstehender öffentlicher Belange durch die baugenehmigende Behörde. Umweltbelange werden auch im Baugenehmigungsverfahren geprüft, insbesondere der naturschutzrechtliche Eingriff in Natur und Landschaft durch die zuständige Fachbehörde genehmigt, eine alle umweltrechtlichen Maßstäbe einschließende Umweltprüfung entfällt jedoch ebenso wie die Beteiligung der Öffentlichkeit. Mit den nächsten Schritten ist eine Fortsetzung der Außenbereichsprivilegierungen angekündigt für spezifische Anlagentypen, z.B. für Agri-PV in den Flächenkulissen für PV-Freiflächenanlagen.



7. Handlungsempfehlungen

Wirtschaftlichkeit neuer PV-Anlagen

- Eine Anhebung der Volleinspeisevergütung wäre angesichts der gestiegenen Kosten und Zinsen sachgerecht, weil im Gegensatz zu Teileinspeiseanlagen kein teurer Strombezug substituiert wird. Die Parametrierung ist jedoch wegen mehrerer Unsicherheiten schwierig (weitere Preis- und Zinsentwicklung, Entwicklung der Börsenstrompreise und daran orientierten Direktvermarktungskosten, Änderungen bei der Anlagenzertifizierung). Dabei kann jedoch innerhalb der beilhilferechtlichen Grenze keine ähnlich gute finanzielle Anreizsituation wie bei Anlagen mit hohen Selbstverbrauchsanteilen geschaffen werden. Es ist deshalb unsicher, ob und inwieweit sich eine Erhöhung der Volleinspeisevergütung in einem höheren Zubau niederschlagen würde.
- Alternativ oder komplementär könnten mit Bundesmitteln die Fremdkapitalzinsen für PVAnlagen reduziert werden, analog zur Förderung von Maßnahmen im Rahmen der Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG). Da die EEG-Differenzkosten aus dem Bundeshaushalt finanziert werden, wäre eine Bezuschussung in Form reduzierter Fremdkapitalzinsen aus
 Haushaltssicht sehr ähnlich.

Ausschreibungen

Aufgrund ihrer höheren Kosten und der unzureichenden Höhe der Boni haben die sogenannten "besonderen Solaranlagen" nur geringe Wettbewerbschancen gegen Standard-PV-Freiflächenanlagen im ersten Segment. Der im Frühjahr 2023 auf rund 9,2 ct/kWh erhöhte Höchstwert würde sich jedenfalls für die meisten der besonderen Solaranlagen größenordnungsmäßig gut eignen. Ein etwaiger zusätzlicher Bonus in der Größenordnung von rund 2 ct/kWh wäre jedoch erforderlich für diejenigen höher aufgeständerten Agri-PV-Anlagen, für die im EEG 2023 bereits ein Bonus vorgesehen ist.

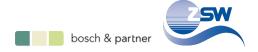
Flächenkulisse für PV-Freiflächenanlagen

- Das Gesamtkonzept des EEG 2023 erscheint bezogen auf die Vergütung für Strom aus PV-Anlagen auf landwirtschaftlichen Flächen und insbesondere des Grünlandes nicht durchgängig einheitlich und plausibel geregelt. Überzeugend ist aber der Umgang mit den Nutzungsmöglichkeiten der entwässerten und landwirtschaftlich genutzten Moorböden. Diese sind generell für jegliche Freiflächen-PV ausgeschlossen, ausschließlich die gleichzeitige Wiedervernässung ist der Schlüssel für ein zulässiges besonderes Solaranlagenkonzept.
- Die Bestimmungen zu den landwirtschaftlichen Flächenkategorien sind in ihren auf den Naturschutz hin orientierten Beschränkungen vor allem grünlandbezogen uneinheitlich. Die besonderen Solaranlagen insbesondere der Agri-PV auf Ackerflächen und genutztem Grünland nutzen theoretisch das gesamte verfügbare Potenzial abzüglich der Moorböden. Es sind jeweils naturschutzfachlich definierte Ausschlusskriterien vorgesehen und mit Nachweispflichten belegt, die aber unterschiedlich begründet und hergeleitet werden. Hier wäre eine einheitlichere Ableitung wünschenswert.



- Im Vergleich mit den ausschreibungspflichtigen PV-Freiflächenanlagen des § 37 Abs. 1 Nr. 2 ist es aber inkonsequent, dass eine Beschränkung auf benachteiligte Gebiete erfolgt, gleichzeitig in diesen Gebieten aber der höhere Anteil an naturschutzrelevanten Flächen nicht in vergleichbarer Form ausgeschlossen wird bzw. einer Nachweispflicht unterworfen ist.
- Zur Erreichung der Ausbauziele sollte zugelassen werden, uneingeschränkt die gesamte landwirtschaftlich genutzte Fläche als potenzielle Standorte für alle PV-Anlagenkonzepte in den Blick zu nehmen. Die Beschränkung der Teilnahme an den Ausschreibungen auf benachteiligte Gebiete war seinerzeit erfolgt, um die durchschnittlich besseren und ertragreichen Produktionsstandorte der Landwirtschaft für die Nahrungsmittel vorzuhalten, eine Solar-Bebauung in die landwirtschaftlich ungünstigeren Bereiche zu verlagern. Es ist zu erwarten, dass diese ursprüngliche Zielsetzung bei der Definition benachteiligter Gebiete, inzwischen zunehmend in den jeweiligen Ländern durch regionalspezifische Ausarbeitungen und auch durch die regionalen bzw. örtlichen Standortsteuerungskonzepte passgenauer ersetzt werden kann.
- In einem Großteil der insbesondere aufgrund natürlicher Standortnachteile, hier seien die Berggebiete hervorgehoben, geförderten Gebiete ist die Bedeutung dieser Flächen für den Naturschutz durchschnittlich höher als in den nicht benachteiligten Gebieten. Die für Agri-PV-Anlagen auszuschließenden naturschutzrelevanten Ackerflächen werden in benachteiligten Gebieten vom Anlagenbau häufiger betroffen sein. In ähnlicher Weise verhält es sich auch mit den Grünlandbeständen, die anteilig zumindest in den Berggebieten überwiegend hochwertig ausgeprägt sind und grundsätzlich nicht als Anlagenstandort genutzt werden sollten. Intensiv genutztes Dauergrünland dagegen muss als Anlagenstandort nicht ausgeschlossen werden. Gerade in intensiv genutzten Agrargebieten, in denen es z.B. zu negativen Folgeerscheinungen kommt wie Strukturarmut, mangelhafte Biodiversität, Nitratgrundwasser ("rote Gebiete"), wäre eine "Entlastung" durch partiellen Nutzungsentzug in Form einer PV-Freiflächenanlage mit Vorteilen verbunden. Ebenso werden Solar-Freiflächenanlagen auf Flächen, die mit zunehmender Niederschlagsarmut bereits wiederholt zu massiven Ernteausfällen und zu wirtschaftlichen Problemen der betroffenen Betriebe geführt haben, sollten PV-Freiflächenanlagen bevorzugt werden.
- Die für die Agri-PV definierten Ausgrenzungen von naturschutzrelevanten Ackerflächen und Grünlandbeständen sollten für alle Anlagenkonzepte einheitlich gelten. Allerdings wäre konzeptionell der Ausschluss von Flächen am Biotopwert zu orientieren, so wie es für die Agri-PV auf Ackerflächen bereits in den Begriffsbestimmungen des § 3 EEG Nr. 34 b erfolgt ist. Eine entsprechende Definition ist auch für das Grünland treffend.
- Alternativ könnte für das Grünland auf den Status der gemäß § 30 Bundesnaturschutzgesetz geschützten Biotope oder, wie derzeit vorgesehen, auf die Lebensraumtypen des Anhang I der FFH-Richtlinie verwiesen werden.
- Auf den Ausschluss von Natura 2000-Gebieten könnte bei der Agri-PV auf Grünlandstandorten verzichtet werden.

Ein insgesamt schlüssige(re)s Gesamtkonzept für die in Deutschland landwirtschaftlich genutzten Flächen im EEG, das wie bisher auch die Aktivitäten der planerischen Steuerungsinstrumente beeinflussen werden wird, kann wie folgt aussehen:



- Solar-Freiflächenanlagen können grundsätzlich auf allen landwirtschaftlich genutzten Flächen errichtet werden. Die unterschiedliche Behandlung von benachteiligten und nicht benachteiligten Gebieten wird aufgegeben.
- Von dieser Maximalkulisse ausgenommen werden Flächen, die
 - o als entwässerter, landwirtschaftlich genutzter Moorboden anzusprechen sind, das ist jeder Boden, der die Voraussetzungen des §11 Absatz 2 der GAP-Konditionalitäten-Verordnung erfüllt und der Erstellung der Gebietskulisse nach § 11 Absatz 3 der GAP-Konditionalitäten-Verordnung zugrunde gelegt werden kann,
 - als gesetzlich geschützter Biotop oder anderer gesetzlich geschützter Landschaftsteil,
 Naturdenkmal etc. ausgewiesen sind,
 - o als sonstiger naturschutzrelevanter Acker oder als naturschutzrelevantes artenreiches Grünland einschließlich der Kategorie der FFH-Lebensraumtypen gekennzeichnet sind.
- Im Sinne des Artenschutzes werden alle Vorkehrungen und Maßnahmen ergriffen, die Bestimmungen des allgemeinen und insbesondere des besonderen Artenschutzrechts nicht zu verletzen. Die Einhaltung dieser Vorgaben werden im Artenschutzbeitrag bzw. Umweltbericht zum Bebauungsplan nachgewiesen.
- Das nach § 6 EEG 2023 geforderte fachliche Konzept, aber auch der Umweltbericht zum Bebauungsplan enthält die entsprechenden Nachweise.
- Im Sinne der Landwirtschaft stehen die für die landwirtschaftliche Produktion besten Standorte mit hohem bis sehr hohem Ertragspotenzial (SQR >= 70 [92]) nicht als Anlagenstandorte zur Verfügung. In Regionen unterhalb dieses Niveaus können im Rahmen der regionalen oder kommunalen Standortsteuerung weitergehende Differenzierungsmöglichkeiten genutzt werden ("Das beste Viertel nicht").
- Landwirtschaftliche Flächen in bestimmten Schutzgebieten, insbesondere in Landschaftsschutzgebieten, Naturparken und Entwicklungszonen von Biosphärengebieten, sind nicht von der Nutzung ausgeschlossen. Vorhaben sind auf ihre Konformität mit den Schutzzielen des jeweiligen Gebietes zu überprüfen. Die Schutzgebietsverwaltungen sind daran zu beteiligen.
- Vorhaben auf landwirtschaftlichen Flächen in Natura 2000 Gebieten, das sind FFH-Gebiete und EU-Vogelschutzgebiete, sind zuvor gemäß § 34 BNatSchG auf ihre Verträglichkeit mit den Schutzzielen des jeweiligen Gebietes zu prüfen.
- Bisher für Energiepflanzen genutzte landwirtschaftliche Flächen sind vorrangig als Standorte für Solar-Freiflächenanlagen heranzuziehen.
- Die Bestimmungen für die besonderen Solaranlagen gemäß § 37 Abs. 1 Nr. 3 EEG 2023 für die Agri-PV, die Parkplatz-PV und die Moor-PV bleiben unverändert.
- Darüber hinaus sind die Flächenkategorien gemäß § 37 Abs. 1 Nr. 1 und 2, soweit sie nicht das Ackerland und das Grünland betreffen, weiterhin unverändert Teil der EEG-Flächenkulisse.
- als Biotope mit besonderer Bedeutung gemäß § 30 BNatSchG geschützt sind oder
- als Lebensraumtypen des Anhang I der FFH-Richtlinie im Sinne des § 19 BNatSchG und des Umweltschadensgesetzes besonders zu berücksichtigen sind oder
- mindestens einen hohen Biotopwert im Sinn des § 5 Absatz 2 Nummer 4 der Bundeskompensationsverordnung aufweisen.



8. Literaturverzeichnis

- [1] IRENA, "Renewable Capacity Statistics 2016", März 2016. https://www.irena.org/publications/2016/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2016
- [2] IRENA, "Renewable Capacity Statistics 2017", März 2017. https://www.irena.org/publications/2017/mar/renewable-capacity-statistics-2017
- [3] IRENA, "Renewable Capacity Statistics 2018", März 2018. https://www.irena.org/publications/2018/mar/renewable-capacity-statistics-2018
- [4] IRENA, "Renewable Capacity Statistics 2019", März 2019. https://www.irena.org/publications/2019/Mar/Renewable-Capacity-Statistics-2019
- [5] IEA-PVPS, "Snapshot 2020", *IEA-PVPS*, April 2020. https://iea-pvps.org/snapshot-re-ports/snapshot-2020/
- [6] IEA-PVPS, "Snapshot 2021", *IEA-PVPS*, April 2021. https://iea-pvps.org/snapshot-re-ports/snapshot-2021/
- [7] IRENA, "Renewable Energy Capacity Statistics 2015". https://www.irena.org/publications/2015/Jun/Renewable-Energy-Capacity-Statistics-2015
- [8] IEA-PVPS, "Snapshot 2022", *IEA-PVPS*, April 2022. https://iea-pvps.org/snapshot-re-ports/snapshot-2022/
- [9] IEA-PVPS, "Snapshot 2023", April 2023. https://iea-pvps.org/snapshot-reports/snapshot-2023/
- [10] IWR, "Solar-Boom in China 2022: 52,6 GW in neun Monaten PV-Produktionskapazitäten klettern rasant", /WR, November 2022. https://www.iwr.de/news.php?id=38156
- [11] S. Enkhardt, "AECEA: China installiert 52,6 Gigawatt Photovoltaik-Leistung in ersten neun Monaten 2022", pv magazine Deutschland, Oktober 2022. https://www.pv-magazine.de/2022/10/24/aecea-china-installiert-526-gigawatt-photovoltaik-leistung-in-erstenneun-monaten-2022/
- [12] T. Stahl, "87 Gigawatt Photovoltaik in einem Jahr errichtet: China knackt Rekord", April 2023. https://efahrer.chip.de/news/87-gigawatt-photovoltaik-in-einem-jahr-errichtet-china-knackt-rekord_1011134
- [13] IWR, "US-Solarzubau fällt im 3. Quartal um 17 Prozent Handelsbeschränkungen und Lieferkettenprobleme", *IWR*, Dezember 2022. https://www.iwr.de/news.php?id=38175
- [14] IWR, "Neubau an Kraftwerkskapazitäten 2023 in den USA: über 50 Prozent Solarleistung", IWR, März 2023. https://www.iwr.de/news.php?id=38245.
- [15] E. M. Schäfer, "Energiewende in Indien", *kas.de*, Dezember 2022. https://www.kas.de/de/laen-derberichte/detail/-/content/energiewende-in-indien



- [16] IRENA, "Renewable capacity statistics 2023", März 2023. https://www.irena.org/Publications/2023/Mar/Renewable-capacity-statistics-2023
- [17] C. Russau, "Photovoltaik in Brasilien erreicht 19 GW installierter Kapazität", *KoBra Kooperation Brasilien e.V.*, Oktober 2022. https://www.kooperation-brasilien.org/de/themen/landkonflikte-umwelt/photovoltaik-in-brasilien-erreicht-19-qw-installierter-kapazitaet
- [18] M. R. Lown, "Poland's transition from net metering to net billing", *pv magazine International*, Juli 2022. https://www.pv-magazine.com/2022/07/13/polands-transition-from-net-metering-to-net-billing/
- [19] C. McDevitt, "Net Metering vs. Net Billing | EnergySage", *EnergySage Blog*, November 2022. https://news.energysage.com/net-metering-vs-net-billing/
- [20] SolarPower Europe, "EU Market Outlook For Solar Power 2022 2026". Dezember 2022. Verfügbar unter: https://api.solarpowereurope.org/uploads/5222_SPE_EMO_2022_full_report_ver_03_1_319d7oca42.pdf
- [21] E. Bellini, "Dutch parliament approves proposal to phase out net metering pv magazine International", Februar 2023. https://www.pv-magazine.com/2023/02/09/dutch-parliament-approves-proposal-to-phase-out-net-metering/
- [22] Bundesnetzagentur (BNetzA), "Festlegung Höchstwert 2023 AZ 4.08.01.01/1#7", Jan. 2023. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solar1/FestlegungSolar1.pdf
- [23] Bundesnetzagentur (BNetzA), "Verwaltungsverfahren Az.: 4.08.01.01/1#5 zur Festlegung des Höchstwerts für die Ausschreibungen für Solaranlagen des zweiten Segments des Jahres 2023 nach §85a Abs.1 und 2 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)". 27. Dezember 2022. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solar2/FestlegungSolarII.pdf;jsessionid=69CEFA27593623F4225B3BD390968EAA?__blob=publicationFile&v=3
- [24] Bundesnetzagentur (BNetzA), "Verwaltungsverfahren Az.: 4.08.01.01/1#12 Festlegung des Höchstwerts für die Innovationsausschreibungen nach § 85a Absatz 1 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)". 24. März 2023. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/Shared-Docs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Innovations/Festlegung12InnAusV.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [25] Bundesnetzagentur (BNetzA), "Statistiken: Solaranlagen Freifläche Ausschreibungen", Apr. 2023. Zugegriffen: 14. April 2023. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/start.html
- [26] Bundesnetzagentur, "Statistiken zum gemeinsamen Ausschreibungsverfahren von Windenergieanlagen an Land und Solaranlagen nach der GemAV", Jan. 2021. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Gemeinsame_Wind_Solar/BeendeteAusschreibungen/start.html



- [27] Bundesnetzagentur (BNetzA), "Innovationsausschreibungen: Beendete Ausschreibungen", Dez. 2022. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Innovation/BeendeteAusschreibungen/start.html
- [28] Bundesnetzagentur, "Statistiken zur Ausschreibung nach der Innovationsausschreibungsverordnung (InnAusV)", Nov. 2021. Zugegriffen: 29. März 2022. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Innovation/BeendeteAusschreibungen/start.html
- [29] Bundesnetzagentur, "Solar Freifläche: Beendete Ausschreibungen / Statistiken", 2022. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BeendeteAusschreibungen/start.html.
- [30] pv magazine Deutschland, "Realisierungsquote für Photovoltaik-Ausschreibungsrunde vom Oktober 2017 nur bei 35 Prozent", *pv magazine Deutschland*, 12. November 2019. https://www.pv-magazine.de/2019/11/12/realisierungsquote-fuer-photovoltaik-ausschreibungsrunde-vom-oktober-2017-nur-bei-35-prozent/
- [31] Bundesnetzagentur, "Statistik: Solaranlagen des zweiten Segements Ausschreibungen", März 2023. Zugegriffen: 3. Mai 2023. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen2/BeendeteAusschreibungen/start.html
- [32] D. Günnewig *v. a.*, "Umweltverträgliche Standortsteuerung von Solar-Freiflächenanlagen. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. FKZ 3719 43 105 0". 2022.
- [33] C. Hünig und A. Benzler, "Das Monitoring der Landwirtschaftsflächen mit hohem Naturwert in Deutschland". Bundesamt für Naturschutz, 2017. Verfügbar unter: https://www.bfn.de/publi-kationen/bfn-schriften/bfn-schriften-476-das-monitoring-der-landwirtschaftsflaechen-mithohem
- [34] C. Hünig und A. Benzler, "Monitoring von Landwirtschaftsflächen mit hohem Naturwert". Bundesamt für Naturschutz (BfN), 2017. Verfügbar unter: https://www.bfn.de/monitoring-von-landwirtschaftsflaechen-mit-hohem-naturwert
- [35] Akademie für Raumentwicklung (Hrsg.) in der Leibniz-Gemeinschaft, "Regionalplanung für einen raumverträglichen Ausbau von Freiflächen-Photovoltaikanlagen (FPV). Positionspapier aus der ARL 134". 2022. Verfügbar unter: https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:0156-01342
- [36] O. Badelt *v. a.*, "Integration von Solarenergie in die niedersächsische Energielandschaft (IN-SIDE). Im Auftrag des Niedersächsischen Ministeriums für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz. Hannover)". 2020.
- [37] Bundeministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), "Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand: Februar 2023", Februar 2023. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html



- [38] Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, "EEG-Jahresabrechnungen". https://www.netztransparenz.de/EEG/Jahresabrechnungen
- [39] Leipziger Institut für Energie, "Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Abgabe von Strommengen an Letztverbraucher für die Kalenderjahre 2020 bis 2026". 7. Oktober 2021. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/portals/1/2021-10-15%20Endbericht%20IE%20Leipzig.pdf
- [40] C. Kost, S. Shammungam, V. Fluri, D. Peper, A. Memar, und T. Schlegl, "Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien". Juni 2021. Verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf
- [41] S. Enkhardt, "DGS-Branchenumfrage: Photovoltaik-Anlagenzertifikat weiterhin großer Hemmschuh für Ausbau", *PV Magazine*, Apr. 2023, Verfügbar unter: https://www.pv-magazine.de/2023/04/21/dgs-branchenumfrage-photovoltaik-anlagenzertifikat-weiterhin-grosser-hemmschuh-fuer-ausbau/
- [42] Statistisches Bundesamt, "Strukturwandel in der Landwirtschaft hält an", 21. Januar 2021. https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2021/01/PD21_028_412.html
- [43] Statistisches Bundesamt, "Ackerland nach Hauptfruchtgruppen und Fruchtarten", 2021. https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Landwirtschaft-Forstwirtschaft-Fischerei/Feldfruechte-Gruenland/Tabellen/ackerland-hauptnutzungsarten-kulturarten.html
- [44] M. Trommsdorff v. a., "Agri-Photovoltaik: Chance für Landwirtschaft und Energiewende. Ein Leitfaden für Deutschland." Fraunhofer ISE, April 2022. Verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/APV-Leitfaden.pdf
- [45] Bundesregierung, "Gesetzentwurf der Bundesregierung Entwurf eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor". 2023. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/04_EEG_2023.pdf?__blob=publicationFile&v=8
- [46] "International Technology Roadmap for Photovoltaic (ITRPV), 2022 Results". VDMA, April 2023. Verfügbar unter: https://www.vdma.org/international-technology-roadmap-photovoltaic
- [47] Dr. F. Chr. Matthes und C. Loreck, "Das Wind- und Solarenergie-Ausbaugesetz. Quantitative Bewertung der Mengen- und Kostengerüste". Öko-Institut e.V., 20. Oktober 2021. Verfügbar unter: https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Wind-und-Solar-Ausbaugesetz.pdf
- [48] J. Böhm und A. Tietz, "Abschätzung des zukünftigen Flächenbedarfs von Photovoltaik-Freiflächenanlagen, Thünen Working Paper, No. 204". Johann Heinrich von Thünen-Institut, Braunschweig, 2022. Verfügbar unter: https://doi.org/10.3220/WP1669630417000



- [49] EnBW, "EnBW-Solarpark Weesow-Willmersdorf". 2023. Verfügbar unter: https://www.enbw.com/erneuerbare-energien/solarenergie/solarpark-weesow/
- [50] MOVE ON Energy GmbH, "Energiepark Witznitz". 2023. Verfügbar unter: https://www.moveon-energy.de/energiepark-witznitz/
- [51] "Braunkohleflächen als Chance für erneuerbare Energien". Das Erste Brisant, 16. Oktober 2022. Verfügbar unter: https://www.mdr.de/brisant/tagebau-flaeche-nachnutzen-100.html
- [52] Erneuerbare Energien, "EP New Energies baut vier Gigawatt Solarleistung auf ehemalige Bergbauflächen". 13. August 2022. Verfügbar unter: https://www.erneuerbareenergien.de/energieversorger/energiekonzerne/ep-new-energies-baut-vier-gigawatt-solarleistung-auf-ehemalige-bergbauflaechen
- [53] Ministerium für Inneres, ländliche Räume, Integration und Gleichstellung Schleswig-Holstein(MIRIG) und Ministerium für Energie, Landwirtschaft, Umwelt Natur und Digitalisierung Schleswig-Holstein MELUND, "Grundsätze zur Planung von großflächigen Solar-Freiflächenanlagen im Außenbereich. Gemeinsamer Bera-tungserlass des Ministeriums für Inneres, ländliche Räume, Integration und Gleichstellung und des Ministeri-ums für Energie, Landwirtschaft, Umwelt Natur und Digitalisierung vom 01.09.2021". 2021.
- [54] Ministerium für Energie, Infrastruktur und Digitalisierung Mecklenburg-Vorpommern MEID MV, "Pegel & Backhaus: Mehr Photovoltaik wagen! / Kriterien für breitere Nutzung. Pressemitteilung Nr. 122/21 v. 11.06.2021". 11. Juni 2021.
- [55] C. Schmidt *v. a.*, "Landschaftsbild und Energiewende. Band 2: Handlungsempfehlungen. Dresden." 2018.
- [56] Leibniz-Instituts für ökologische Raumentwicklung (IÖR), "Monitor der Siedlungs- und Freiraumentwicklung (IÖR-Monitor)". 2023. Verfügbar unter: https://www.ioer-monitor.de/
- [57] Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne), "Stellungnahme zur Photovoltaik-Strategie: Stellungnahme zum Entwurf der Photovoltaik-Strategie des BMWK vom 10.03.2023". 24. März 2023. Verfügbar unter: https://www.bne-online.de/de/news/detail/bne-stellungnahme-pv-strategie/
- [58] Statistisches Bundesamt, "Nachhaltige Entwicklung in Deutschland. Indikatorenbericht". März 2021. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Gesellschaft-Umwelt/Nachhaltigkeitsindikatoren/Publikationen/Downloads-Nachhaltigkeit/indikatoren-0230001219004.pdf?__blob=publicationFile
- [59] Umweltbundesamt, "Anstieg der Siedlungs- und Verkehrsfläche", 2022. https://www.umweltbundesamt.de/bild/anstieg-der-siedlungs-verkehrsflaeche
- [60] Destatis, "Flächenerhebung nach Art der tatsächlichen Nutzung." 31. August 2022. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Methoden/Qualitaet/Qualitaetsberichte/Land-Forstwirtschaft-Fischerei/flaechenerhebung.pdf?__blob=publicationFile



- [61] Statistische Ämter des Bundes und der Länder, "Methodenbericht zur Flächenerhebung. Ausgabe 2018." 2018. Verfügbar unter: https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Landwirtschaft-Forstwirtschaft-Fischerei/Flaechennutzung/Publikationen/Downloads-Flaechennutzung/methodenbericht-flaechenerhebung-5331102189004.pdf?__blob=publicationFile.
- [62] Günnewig et al., "Anpassung der Flächenkulisse für PV-Freiflächenanlagen im EEG vor dem Hintergrund erhöhter Zubauziele: Notwendigkeit und mögliche Umsetzungsoptionen." Umweltbundesamt, Juli 2022. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/anpassung-der-flaechenkulisse-fuer-pv
- [63] Bayerisches Landesamt für Statistik, "Flächensparoffensive. Infomail 14". September 2022. Verfügbar unter: https://www.flaechensparoffensive.bayern/
- [64] "Durchschnittlicher Flächenverbrauch in Bayern beläuft sich auf 10,3 Hektar pro Tag im Jahr 2021 (Pressemitteilung)". 20. September 2022. Verfügbar unter: https://www.statistik.bayern.de/presse/mitteilungen/2022/pm279/index.html
- [65] Kompetenzzentrum Naturschutz und Energiewende, "Übersicht über die Anwendung der Länderöffnungsklausel für Solaranlangen nach § 37c EEG 2021 Besondere Zuschlagsvoraussetzungen für benachteiligte Gebiete". 15. März 2022. Verfügbar unter: https://www.naturschutzenergiewende.de/wp-content/uploads/Uebersicht_Stand_Laenderoeffnungsklausel_Solaranlagen.pdf
- [66] Bundesnetzagentur (BNetzA), "Aus-schrei-bungs-ver-fah-ren für So-lar-an-la-gen des ers-ten Seg-ments". 2023. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthe-men/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/Ausschreibungsverfah-ren/start.html
- [67] Umweltbundesamt, "Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2021 Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 2019". Mai 2021. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021-05-19_cc_43-2021_nir_2021_1.pdf
- [68] "GAP-Strategieplan für die Bundesrepublik Deutschland". 29. März 2023. Verfügbar unter: https://www.bmel.de/DE/themen/landwirtschaft/eu-agrarpolitik-und-foerderung/gap/gap-strategieplan.html
- [69] Bundesnetzagentur (BNetzA), "Konsultation zu besonderen Solaranlagen auf Grünland und wiederzuvernässenden Moorböden". 13. Februar 2023. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20230213_Solar1Konsultation.html
- [70] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (BMUV), "Nationale Moorschutzstrategie". 9. November 2022. Verfügbar unter: https://www.bmuv.de/download/nationale-moorschutzstrategie
- [71] Umweltbundesamt, "UNFCCC-Submission (2021) Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen und dem Kyoto-Protokoll 2021 Nationaler Inventarbericht



- zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990 2019". Mai 2021. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/berichterstattung-unter-der-klimarahmenkonvention-6
- [72] H. Wirth, "Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland". Fraunhofer ISE, 1. März 2023. Verfügbar unter: www.pv-fakten.de
- [73] Greifswald Moor Centrum (GMC), "Stellungnahme des Greifswald Moor Centrum zum Festlegungsentwurf der an die besonderen Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe c und e sowie nach § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 5 Buchstabe c und e EEG zu stellenden Anforderungen der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen". 2023. Verfügbar unter: https://www.greifswaldmoor.de/informationspapiere.html
- [74] F. Tanneberger, Das Moor, S. 155. München, 2023.
- [75] C. Pump, *u. a.*, "Agrivoltaics in Germany Status Quo and Future Developments". AgriVoltaics2023, Südkorea, 2023.
- [76] RWE Renewables, "Auktionserfolg für RWE: Neue Solaranlage soll im Tagebau Hambach entstehen, Pressemitteilung". 7. Dezember 2022. Verfügbar unter: https://www.rwe.com/presse/rwe-renewables/2022-12-07-auktionserfolg-fr-rwe-neue-solar-anlage-soll-im-tagebau-hambach-entstehen/
- [77] LEAG, "LEAG und EPNE planen 300 MW Solar in der Rekultivierung von Welzow-Süd, Pressemitteilung". 8. Juli 2022. Verfügbar unter: https://www.leag.de/de/news/details/leag-undepne-planen-300-mw-solar-in-der-rekultivierung-von-welzow-sued/
- [78] T. Kelm, J. Metzger, A.-L. Fuchs, S. Schicketanz, D. Günnewig, und M. Thylmann, "Untersuchung zur Wirkung veränderter Flächenrestriktionen für PV-Freiflächenanlagen Kurzstudie im Auftrag der innogy SE". 2019. Verfügbar unter: https://www.zsw-bw.de/fileadmin/user_up-load/PDFs/Aktuelles/2019/politischer-dialog-pv-freiflaechenanlagen-studie-333788.pdf
- [79] dpa Bayern, "Baywa r.e.: Schwimmende Photovoltaik chancenlos". 7. Dezember 2022. Verfügbar unter: https://www.zeit.de/news/2022-12/07/baywa-r-e-schwimmende-photovoltaik-chancenlos?utm_referrer=https%3A%2F%2Fwww.google.com%2F
- [80] Tagesschau, "Hohe Hürden für Solaranlagen auf Seen". 15. Oktober 2022. Verfügbar unter: https://www.tagesschau.de/wirtschaft/schwimmende-photovoltaik-anlagen-solarenergie-101.html
- [81] Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V., "NRW braucht mehr schwimmende Solar-parks". 20. April 2023. Verfügbar unter: https://www.pressebox.de/inaktiv/landesverband-erneuerbare-energien-nrw-ev/nrw-braucht-mehr-schwimmende-solarparks/boxid/1154579
- [82] Bundesverband Erneuerbare Energien BEE, "Erneuerbares Beschleunigungspaket Maßnahmenvorschläge für die Beschleunigung von Genehmigung und Ausbau Erneuerbarer Energien in der Legislaturperiode 2021-2025". 14. November 2022. Verfügbar unter: https://www.beeev.de/service/publikationen-medien/beitrag/erneuerbares-beschleunigungspaket



- [83] Bundesrat, "Mehr schwimmende Photofoltaik-Anlagen ermöglichen, Pressemitteilung". 23. Mai 2022. Verfügbar unter: https://www.baden-wuerttemberg.de/de/service/presse/pressemitteilung/pid/mehr-schwimmende-photovoltaik-anlagen-ermoeglichen/
- [84] M. Trommsdorff und et al., *Agrivoltaics: solar power generation and food production*, Bd. Gorjian S. and Campana P.: Solar Energy Advancements in Agriculture and Food Production Systems. Elsevier. Verfügbar unter: https://doi.org/10.1016/C2020-0-03304-9
- [85] Bundesnetzagentur (BNetzA), "Besondere Solaranlagen". 2023. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/BesondereSolaranlagen/start.html
- [86] K. Wydra, V. Vollmer, S. Schmidt, S. Prichta, R. Kunze, und H. Aulich, "Potential der Agri-Photovoltaik in Thüringen". SolarInput e.V., 2022. Verfügbar unter: https://solarinput.de/wp-content/uploads/2022/05/APV-Studie_19052022_Final.pdf
- [87] Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für Nachwachsende Rohstoffe TFZ, "Agri-PV". 2023. Verfügbar unter: https://www.tfz.bayern.de/rohstoffpflanzen/agri_pv/index.php
- [88] Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK), "Photovoltaik-Strategie Handlungsfelder und Maßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der Photovoltaik". 5. Mai 2023. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/photovoltaikstategie-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- [89] Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, "Evaluationsbericht zur Freiflächenöffnungsverordnung (FFÖ-VO) vom 07.03.2023 Aktenzeichen UM64-4503-35/1/1". 2023.
- [90] Bundeministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, "Nationale Moorschutzstrategie". 1. September 2021. Verfügbar unter: https://www.bmuv.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Naturschutz/nationale_moorschutz_strategie_bf.pdf
- [91] F. Tanneberger, "Nasse Landwirtschaft und Solarzellen im Moor". 9. Januar 2023. Verfügbar unter: https://www.sciencemediacenter.de/alle-angebote/rapid-reaction/details/news/nasse-landwirtschaft-und-solarzellen-im-moor/
- [92] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, "Ackerbauliches Ertragspotential der Böden in Deutschland", 2013. https://www.bgr.bund.de/DE/Gemeinsames/Oeffentlichkeitsarbeit/Pressemitteilungen/Bilder/2013/2013-11-08-bodenguete-karte.html;jsessionid=5833B68606FFFBB2DEBA52126AEFC76D.1_cid284?nn=1542204