

CLIMATE CHANGE

61/2025

Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik

Fachbericht Photovoltaik

CLIMATE CHANGE 61/2025

EVUPLAN des Bundesministerium für Wirtschaft und
Energie

Forschungskennzahl 37EV 18 102

FB001708

Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien- Statistik

Fachbericht Photovoltaik

von

Tobias Reuther, Verena Fluri, Hannah Nolte, Christoph
Kost

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Impressum

Herausgeber

Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
06844 Dessau-Roßlau
Tel: +49 340-2103-0
Fax: +49 340-2103-2285
buergerservice@uba.de
Internet: www.umweltbundesamt.de

Durchführung der Studie:

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE
Heidenhofstraße 2
79110 Freiburg

Abschlussdatum:

Oktober 2024

Redaktion:

Fachgebiet V 1.8 Geschäftsstelle der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
(AGEE-Stat)
Michael Memmler, Sebastian Hermann

DOI:

<https://doi.org/10.60810/openumwelt-7685>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Oktober 2025

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Kurzbeschreibung: Wissenschaftliche Analysen zu ausgewählten Aspekten der Statistik erneuerbarer Energien und zur Unterstützung der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik – Fachbericht Photovoltaik

Der vorliegende Photovoltaik-Fachbericht für die AGEE-Stat umfasst eine detaillierte Analyse statistischer Daten aus dem Marktstammdatenregister bis Ende des Jahres 2023 sowie von Daten der Übertragungsnetzbetreiber zur Stromerzeugung und zum Selbstverbrauch für die Jahre 2018 bis 2023 und aggregierte Auswertungen für vorangegangene Jahre. Neben der Auswertung der Zubau-, Bestands- und Erzeugungsdaten enthält der Bericht eine Analyse aktueller Entwicklungen der ökonomischen, technologischen und politischen Rahmenbedingungen der Photovoltaik (PV), eine Untersuchung struktureller Trends bei PV-Anlagen, sowie eine Auswertung des Zubaus von Batteriespeichern. Besonderes Augenmerk bei der Betrachtung der Erzeugung wird auf die Quantifizierung des wirtschaftlich motivierten Selbstverbrauches gelegt, da für diese Strommengen (im Gegensatz zum ins Netz eingespeisten Strom) keine vollständige statistische Erfassung erfolgt. Hierfür wird eine Methodik zur Abschätzung des nicht erfassten Selbstverbrauches beschrieben, die am Fraunhofer ISE entwickelt wurde. Alle Auswertungen in diesem Report wurden auf Basis von öffentlich verfügbaren Datenquellen ausgeführt. Genutzt wurden die EEG-Anlagenstamm- und EEG-Bewegungsdaten sowie das Marktstammdatenregister (MaStR). Diese Datenquellen weisen unterschiedliche Aktualität auf: Während die Daten aus dem MaStR tagesaktuell verfügbar sind, werden die EEG-Anlagenstammdaten und EEG-Bewegungsdaten einmal jährlich (zuletzt im September 2024) für das vergangene Jahr veröffentlicht. Auswertungen hinsichtlich des Bestands der PV-Anlagen und Batteriespeicher sowie zur Stromerzeugung der PV-Anlagen erfolgen daher bis zum 31.12.2023.

Abstract: Scientific analysis of specific aspects of Renewable Energy Statistics – Report on Photovoltaics

This photovoltaics report for the federal Working Group Renewable Energy Statistics (AGEE-Stat) includes a detailed analysis of statistical data from the Marktstammdatenregister up to the end of 2023 as well as data from the transmission system operators on electricity generation and self-consumption for the years 2018 to 2023 and aggregated evaluations for previous years. In addition to the evaluation of construction, inventory, and generation data, the report includes an analysis of current developments in the economic, technological, and political context of photovoltaics (PV). Furthermore, it contains an examination of structural trends in PV installations and an evaluation of the installation of battery storage. Special attention in the analysis of energy generation is placed on the quantification of economically motivated self-consumption, since there is no complete statistical coverage for these electricity quantities (in contrast to electricity fed into the grid). For this purpose, a methodology for estimating unrecorded self-consumption is developed at Fraunhofer ISE. All analyses in this report were carried out on the basis of publicly available data sources. The EEG plant master and movement data as well as the Core energy market data register (MaStR) were used. These data sources have different timeliness: While the data from the MaStR are available on a daily basis, the EEG plant master data and movement data are published once a year (most recently in September 2024) for the previous year. Evaluations regarding the inventory of PV systems and battery storage, as well as the electricity generation of PV systems, will therefore be carried out until 31.12.2023.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	6
Tabellenverzeichnis.....	10
Abkürzungsverzeichnis.....	13
Zusammenfassung	14
Summary	16
1 Einleitung.....	18
1.1 Relevanz der Photovoltaik im Stromsektor.....	18
1.2 Datengrundlage.....	18
1.2.1 Datenquellen	19
1.2.2 Datenverarbeitung und -qualität.....	20
2 Anlagenanzahl	23
2.1 Entwicklung Anlagenanzahl.....	23
2.2 Anlagenanzahl nach Anlagenklassen.....	24
2.3 Historische Entwicklung des Anlagenzubaues nach Anlagenklassen	24
2.4 Stillgelegte Anlagen	27
3 Installierte elektrische Leistung.....	30
3.1 Entwicklung der installierten Leistung	30
3.2 Installierte Leistung nach Anlagenklassen	31
3.3 Historische Entwicklung der installierten Leistung nach Anlagenklassen.....	32
4 Netzeinspeisung	37
4.1 Zuschätzung von Nachmeldungen	37
4.2 Entwicklung der Netzeinspeisung	41
4.3 Netzeinspeisung nach Sektor	44
5 Wirtschaftlich motivierter Selbstverbrauch	48
5.1 Aktuelle Methodik zur vollständigen Erfassung des Selbstverbrauchs.....	48
5.1.1 Herleitung	48
5.1.2 Vorgehen	50
5.2 Entwicklung des Selbstverbrauchs	55
5.3 Selbstverbrauch nach Leistungsklassen	56
5.4 Selbstverbrauch nach Selbstverbrauchsarten.....	59
6 Brutto-Stromerzeugung	61
6.1 Definition Brutto- und Netto-Stromerzeugung.....	61
6.2 Entwicklung der Brutto-Stromerzeugung	64
7 Jahresvolllaststunden.....	65
7.1 Entwicklung der Jahresvolllaststunden.....	65
7.2 Jahresvolllaststunden nach Leistungsklassen	67
8 Strukturelle Entwicklungen	70

8.1	Standort nach Bundesland	70
8.1.1	Verteilung nach Anlagenanzahl	70
8.1.2	Verteilung nach installierter Leistung.....	72
8.2	Ausrichtung	76
8.2.1	Verteilung nach Anlagenanzahl	76
8.2.2	Verteilung nach installierter Leistung.....	77
8.3	Neigungswinkel	78
8.3.1	Verteilung nach Anlagenanzahl	78
8.3.2	Verteilung nach installierter Leistung.....	78
9	Batteriespeicher	80
9.1	Entwicklung von Batteriespeicheranzahl und -kapazität	80
9.2	Batteriespeicheranzahl und -kapazität nach Kapazitätsklassen.....	82
9.3	Auswirkungen des Einsatzes von Batteriespeichern auf Selbstverbrauch.....	84
10	Entwicklung von Anlagen außerhalb des EEG	85
10.1	Förderfreie Großanlagen.....	85
10.2	Steckerfertige PV-Anlagen	86
11	Marktumfeld und internationale Entwicklung	87
11.1	Entwicklung im internationalen Vergleich	87
11.2	Wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen	89
11.2.1	Entwicklung der Einspeisevergütung und des anzulegenden Wertes	89
11.2.2	Entwicklung der Ausschreibungsrunden	89
11.2.3	Entwicklung der Preise	93
11.2.4	Entwicklung der Vermarktungsformen von Netzeinspeisung	93
11.2.5	Entwicklung des Mieterstrommodells.....	94
11.3	Aktuelle Markttrends und Systemkonzepte.....	97
12	Quellenverzeichnis	99
A	Anhang	102
A.1	Bereinigungsroutrinen für Marktstammdatenregister.....	102
A.2	Relevante Parameter für die Zuschätzung von Selbstverbrauch und Netzeinspeisung.....	105
A.3	Entwicklung Zubau nach Standorten	110
A.4	Entwicklung Zubau nach Ausrichtung	116
A.5	Entwicklung Zubau nach Neigungswinkel	122
A.6	Entwicklung Zubau Batteriespeicher.....	125
A.7	Marktumfeld und Vermarktungsformen.....	129

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Vergleich des jährlichen Leistungszubaus auf Basis der Auswertung des MaStR Stand 01.04.2024 und der Veröffentlichung der AGEE-Stat Sept. 2024	22
Abbildung 2:	Entwicklung der Anzahl von jährlich zugebauten PV-Anlagen und der kumulierten Anlagenanzahl nach MaStR-Daten	23
Abbildung 3:	Verteilung Anlagenzubau von PV-Anlagen bis zum Jahr 2023 nach Leistungsklassen (in kW) und Anlagentyp	25
Abbildung 4:	Leistung stillgelegter Anlagen nach Leistungsklassen und Inbetriebnahmejahr sowie prozentualer Anteil stillgelegter Leistung am Bruttozubau des Inbetriebnahmejahres	28
Abbildung 5:	Anteil stillgelegter PV-Anlagen an allen erfassten Außerbetriebnahmen nach Betriebsjahren bis zur Stilllegung und deren durchschnittliche Anlagenleistung	29
Abbildung 6:	Entwicklung installierte Leistung nach Anlagentypen	30
Abbildung 7:	Entwicklung des PV-Leistungszubaus nach Anlagentypen und Jahren	31
Abbildung 8:	Leistungszubau von PV-Anlagen nach Leistungsklassen (in kW), Anlagentyp und Jahren	34
Abbildung 9:	Verteilung Leistungszubau von PV-Anlagen nach Jahren, Leistungsklassen (in kW) und Anlagentyp	35
Abbildung 10:	Entwicklung der Netzeinspeisung	43
Abbildung 11:	Selbstverbraucher kategorien nach Inbetriebnahmedatum und Erfassungsstatus des Selbstverbrauchs im Datenbestand für das Betriebsjahr 2023	50
Abbildung 12:	Für Selbstverbrauchsmethodik genutzte Selbstverbraucher kategorien (K)	52
Abbildung 13:	Batteriespeicherquote von PV-Anlagen <10 kW nach Inbetriebnahmejahren differenziert nach Gesamtbestand und Anlagen mit erfasstem Selbstverbrauch	54
Abbildung 14:	Entwicklung des wirtschaftlich motivierten Selbstverbrauchs	56
Abbildung 15:	Entwicklung Brutto- und Nettostromerzeugung	64
Abbildung 16:	Durchschnittliche Jahresvolllaststunden nach Inbetriebnahmejahrgängen von PV-Anlagen im Betriebsjahr 2023	66
Abbildung 17:	Durchschnittliche Jahresvolllaststunden nach Inbetriebnahmejahrgängen von PV-Anlagen im Betriebsjahr 2022	67
Abbildung 18:	Gegenüberstellung der durchschnittlichen Volllaststunden nach Inbetriebnahmejahrgängen von PV-Anlagen für die Betriebsjahre 2021 bis 2023	67
Abbildung 19:	Verteilung des jährlichen PV-Anlagenzubaus (Anzahl) nach Standort und Inbetriebnahmejahr	71

Abbildung 20:	Verteilung des PV-Anlagenbestands (Anzahl, kumuliert) nach Standort und Inbetriebnahmejahr72
Abbildung 21:	Verteilung des jährlichen Leistungszubaus nach Standort und Inbetriebnahmejahr73
Abbildung 22:	Verteilung der kumulierten installierten Leistung nach Standort und Inbetriebnahmejahr75
Abbildung 23:	Verteilung des jährlichen Anlagenzubaus (Anlagenzahl) nach Ausrichtungen und Inbetriebnahmejahr76
Abbildung 24:	Verteilung des jährlichen Leistungszubaus nach Ausrichtungen und Inbetriebnahmejahr77
Abbildung 25:	Verteilung des jährlichen Anlagenzubaus (Anlagenanzahl) nach Neigungswinkeln und Inbetriebnahmejahr78
Abbildung 26:	Verteilung des jährlichen Leistungszubaus nach Neigungswinkeln und Inbetriebnahmejahr79
Abbildung 27:	Zubau von Batteriespeichern nach Kapazitätskategorien und Inbetriebnahmejahr81
Abbildung 28:	Kapazitätzubau von Batteriespeichern nach Kapazitätskategorien und Inbetriebnahmejahr82
Abbildung 29:	Verteilung des Bestands an Batteriespeichern (Anzahl) nach Kapazitätsklassen.....83
Abbildung 30:	Verteilung des Bestands an Batteriespeicherkapazität nach Kapazitätsklassen.....83
Abbildung 31:	Entwicklung der PV-Leistung weltweit 2013 – 202388
Abbildung 32:	Kumulierte global installierte PV-Leistung in MW und Prozent (Stand 2023)88
Abbildung 33:	Entwicklung der Vermarktungs- und Vergütungsformen von PV-Strom.....94
Abbildung 34:	Algorithmus zur Plausibilitätsprüfung der Bruttoleistungsangabe der PV-Anlagen im MaStR zur Korrektur oder Entfernung nicht plausibler Datensätze.....102
Abbildung 35:	Algorithmus zur Plausibilitätsprüfung der Kapazitätsangabe der Batteriespeicher-Anlagen im MaStR zur Korrektur oder Entfernung nicht plausibler Datensätze104

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Anzahl installierter PV-Anlagen in Deutschland nach Anlagenklassen im Jahr 2023	24
Tabelle 2:	Anlagenzubau von PV-Anlagen in den Jahren 2000 bis 2023 nach Leistungsklasse und Anlagentyp absolut und relativ	26
Tabelle 3:	Installierte Leistung und Leistungszubau von PV-Anlagen im Jahr 2023 nach Leistungsklasse und Anlagentyp	32
Tabelle 4:	Installierte Leistung und Leistungszubau von PV-Anlagen im Jahr 2022 nach Leistungsklasse und Anlagentyp	32
Tabelle 5:	Leistungszubau von PV-Anlagen nach Leistungsklasse, Jahren und Anlagentyp absolut (in MW) und relativ	36
Tabelle 6:	Erfassungsquote der installierten Leistung in den EEG-Bewegungsdaten für das Betriebsjahr 2023 im Vergleich zu den Bestandsanlagen im MaStR nach Inbetriebnahmejahr und Anlagenklassen für die Zuschätzung der Netzeinspeisung (NE)	38
Tabelle 7:	Netzeinspeisung in den Jahren 2021, 2022 und 2023 nach Anlagenklassen	44
Tabelle 8:	Sektorale Zuordnung der Netzeinspeisung und installierten Leistung in den Jahren 2022 und 2023 gemäß Nutzungsbereich der Gebäude	46
Tabelle 9:	Sektorale Zuordnung der Netzeinspeisung und installierten Leistung in den Jahren 2022 und 2023 gemäß Sektorzugehörigkeit der Betreiber	47
Tabelle 10:	Selbstverbrauchsmenge und -quote nach Anlagentyp und Leistungsklassen in 2022	57
Tabelle 11:	Selbstverbrauchsmenge und -quote nach Anlagentyp und Leistungsklassen in 2023	58
Tabelle 12:	Selbstverbrauchsmenge und -quote nach Anlagentyp und Leistungsklassen in 2023 inklusive Zuschätzung von Nachmeldungen	59
Tabelle 13:	Selbstverbrauchsmengen nach Selbstverbrauchsarten in den Betriebsjahren 2018 bis 2023	60
Tabelle 14:	Schätzung des technischen Eigenverbrauchs für das Betriebsjahr 2023	63
Tabelle 15:	Schätzung des technischen Eigenverbrauchs für das Betriebsjahr 2023 inklusive Zuschätzung von Nachmeldungen	63
Tabelle 16:	Volllaststunden nach Leistungsklassen für das Betriebsjahr 2023	68
Tabelle 17:	Jahresvolllaststunden nach Leistungsklassen für das Betriebsjahr 2022	69
Tabelle 18:	Selbstverbrauchsquoten von Gebäudeanlagen mit und ohne Batteriespeicher mit Inbetriebnahme zwischen 2019 und 2021 nach Leistungsklassen für das Betriebsjahr 2023	84

Tabelle 19:	Auswertung von steckerfertigen Solaranlagen	86
Tabelle 20:	Entwicklung des Leistungszubaus in Deutschland im Vergleich zu Europa und der Welt.....	87
Tabelle 21:	Entwicklung der Fördersätze für verschiedene Leistungsklassen von PV-Anlagen auf Wohngebäuden, Lärmschutzwänden und Gebäuden	89
Tabelle 22:	Entwicklung der Ausschreibungsvolumina und Zuschlagswerte für Solarausschreibungen.....	90
Tabelle 23:	Entwicklung des Mieterstromzuschlags	95
Tabelle 24:	Entwicklung der Anlagenanzahl und installierten Leistung von Mieterstromanlagen.....	96
Tabelle 25:	SV-Meldequote und Anzahl der Teileinspeiser in MaStR und EEG-Bewegungsdaten (Betriebsjahr 2023) nach Selbstverbrauchskategorien	106
Tabelle 26:	Methodik für Hochrechnung der Netzeinspeisung für zu erwartende Nachmeldungen beispielhaft für Anlagenklasse K_4 (Gebäude bis 10 kW)	108
Tabelle 27:	Zubau von installierten Anlagen nach Standort und Jahr der Inbetriebnahme.....	110
Tabelle 28:	Zubau von installierten Anlagen nach Standort und Jahr der Inbetriebnahme (kumuliert).....	111
Tabelle 29:	Zubau von installierter Leistung nach Standort und Jahr der Inbetriebnahme in MW	112
Tabelle 30:	Zubau von installierter Leistung nach Standort und Jahr der Inbetriebnahme in MW (kumuliert)	114
Tabelle 31:	Zubau von installierten Anlagen nach verschiedenen Ausrichtungen und Jahr der Inbetriebnahme	116
Tabelle 32:	Zubau von installierten Anlagen nach verschiedenen Ausrichtungen und Jahr der Inbetriebnahme in Prozent.....	117
Tabelle 33:	Zubau von installierter Leistung nach verschiedenen Ausrichtungen und Jahr der Inbetriebnahme in MW.....	119
Tabelle 34:	Zubau von installierter Leistung in MW nach verschiedenen Ausrichtungen und Jahr der Inbetriebnahme in Prozent.....	120
Tabelle 35:	Zubau von installierten Anlagen nach verschiedenen Neigungswinkeln und Jahr der Inbetriebnahme	122
Tabelle 36:	Zubau von installierter Leistung nach verschiedenen Neigungswinkeln und Jahr der Inbetriebnahme in MW	123
Tabelle 37:	Zubau von installierten Anlagen (Speichern) nach Kapazitätskategorien und Jahr der Inbetriebnahme.....	125
Tabelle 38:	Zubau von installierten Anlagen (Speichern) nach Kapazitätskategorien und Jahr der Inbetriebnahme (kumuliert)	126
Tabelle 39:	Zubau der installierten Speicherkapazität nach Kapazitätskategorien und Jahr der Inbetriebnahme in MWh	127

Tabelle 40:	Zubau der installierten Speicherkapazität nach Kapazitätskategorien und Jahr der Inbetriebnahme in MWh (kumuliert).....	128
Tabelle 41:	Übersicht PV-Statistiken für Zubau und Bestand außerhalb von Deutschland.....	129
Tabelle 42:	Entwicklung der Volumina der verschiedenen Vermarktungsformen von PV-Strom	130

Abkürzungsverzeichnis

AGEE-Stat	Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik
APV	PV-Anlagen mit integrierter landwirtschaftlicher Nutzfläche
BIPV	Gebäude integrierte PV
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSF	Back Surface Field
ct	Eurocent
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EU	Europäische Union
EUR	Euro
FFA	Freiflächenanlage
GHD	Gebäude-Handel-Dienstleistung
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
JVLS	Jahresvolllaststunden
KW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
MaStR	Marktstammdatenregister
MaStRV	Marktstammdatenregisterverordnung
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
PERC	Passivated Emitter Rear Contact
PPA	Power Purchase Agreements
PV	Photovoltaik
PV-FFA	PV-Freiflächenanlagen
SV	Selbstverbrauch
TWh	Terawattstunde
V	Volt
VNB	Verteilnetzbetreiber
ZSW	Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber

Zusammenfassung

Im Jahr 2023 war die Photovoltaik (PV) nach der Windenergie die zweitwichtigste Quelle von erneuerbarem Strom in Deutschland. 23,3% der Gesamtbruttostromerzeugung von erneuerbaren Energien stammten aus PV-Anlagen. Die Bruttostromerzeugung aus PV-Anlagen betrug im Jahr 2023 laut AGEE-Stat knapp 64 TWh. Hierdurch konnten im Jahr 2023 durch die Substitution fossiler Stromerzeugung mehr als fast 44 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente eingespart werden. Bis Ende 2023 wurden über 3,7 Mio. PV-Anlagen in Deutschland installiert; im Jahr 2023 wurde ein Zubaurekord von über einer Million neuer Anlagen erreicht. Über 98% der deutschen PV-Anlagen sind auf Hausdächern installiert, hiervon haben rund zwei Drittel eine Leistung kleiner 10 kW. Nimmt man Anlagen kleiner 10 kW außen vor, konnten Anlagen mit einer Leistung zwischen 10 kW und 20 kW im Jahr 2023 den größten Zuwachs beim Anteil am zahlenmäßigen Anlagenausbau verzeichnen. Während ihr Anteil im Zeitraum 2015 bis 2020 bei im Mittel 4% lag, vergrößerte sich dieser auf 22% im Jahr 2021. Im Jahr 2023 lag ihr Anteil am Zubau bei rund 24%. Bis Ende des Jahres 2023 wurden insgesamt 13.000 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 82 MW im MaStR als stillgelegt vermerkt. Dabei ist zu erwarten, dass die Menge an stillgelegten Anlagen in Zukunft mit zunehmendem Anlagenalter und aufgrund des stark gewachsenen Bestandes ebenfalls stark ansteigen wird.

Die installierte Leistung von PV-Anlagen erreichte bis Ende 2023 einen Wert von über 82 GW. 68% der Leistung ist auf Gebäuden installiert. Der jährliche Zubau der installierten Leistung hat sich vom Vorjahr 2022 mit 7,5 GW auf rund 15 GW im Jahr 2023 verdoppelt. Das Jahr 2023 ist daher mit Abstand Rekordjahr beim Ausbau von PV-Anlagen. Die meiste Leistung wurde im Jahr 2023 im Bereich der großen Freiflächenanlagen (> 1 MW) sowie der kleinen Gebäudeanlagen (< 10 kW und 10 bis 20 kW) installiert. Während sich der Anteil der großen Freiflächenanlagen (> 1 MW) am Leistungszubau im Jahr 2023 auf 28% reduzierte, machte der Zubau von Gebäudeanlagen insgesamt über 68% des Leistungszuwachses aus, und ist damit im Vergleich zum Vorjahr um fast 10%-Punkte gewachsen.

Die Netzeinspeisung von PV-Anlagen unter Berücksichtigung von Nachmeldungen betrug im Jahr 2023 inklusive Zuschätzung von Nachmeldungen rund 55 TWh (gemeldet: rund 53 TWh). Große Freiflächenanlagen (> 1 MW) leisten mit einem Anteil von rund 31% den größten Beitrag. Der Anteil an der Netzeinspeisung kleiner Gebäudeanlagen (< 10 kW) betrug 14% und lag damit in knapp über dem Anteil von mittelgroßen Gebäudeanlagen (30 - 100 kW) von 12%. Im Bereich der Gebäudeanlagen wird allerdings ein stetig größer werdender Teil der PV-Erzeugung selbst verbraucht und nicht ins Netz eingespeist. Die höchste Selbstverbrauchsquote (Selbstverbrauch dividiert durch Gesamterzeugung) bezogen auf den gesamten Bestand haben kleine Gebäudeanlagen (< 10 kW) mit rund 27%. Im Bereich der mittelgroßen Gebäudeanlagen (30 bis 500 kW) liegt die Quote bei rund 16%. Werden nur Anlagen betrachtet, die einen Teil ihrer Erzeugung selbst verbrauchen (und Anlagen, die nur ins Netz einspeisen, ohne jeglichen Selbstverbrauch zu bedienen), liegen die Quoten mit 36% bzw. 43% deutlich höher. Der Anteil von Anlagenbetreibern, die einen Teil ihrer Erzeugung selbst verbrauchen, nimmt aufgrund wirtschaftlicher Vorteile im Vergleich zur Volleinspeisung stetig zu. Gleichzeitig wird durch den zunehmenden Einsatz von Batteriespeichern auch die individuelle Selbstverbrauchsquote der einzelnen Teileinspeiser gesteigert.

Die Anzahl der Batteriespeicheranlagen in Deutschland ist in den letzten Jahren stark angewachsen. Zwischen 2014 und 2023 hat sich die Anzahl von ca. 10.000 Anlagen auf ca. 1,1 Millionen Anlagen mehr als ver Hundertfacht. Anlagen mit einer Kapazität von 5 bis 10 kWh besitzen über alle Jahre den größten Anteil am Zubau und machten im Jahr 2023 49% des Zubaus aus. Auch in Bezug auf die installierte Kapazität machen kleinere Batteriespeicher

zwischen 5 kWh und 20 kWh seit 2017 den größten Anteil aus (74% im Jahr 2023), gefolgt von Großspeichern mit 13%.

Zwei Drittel aller im Jahr 2023 zugebauten PV-Anlagen bis 30 kW wurden mit einem Batteriespeicher kombiniert. Insgesamt verfügen aktuell ca. ein Drittel aller PV-Anlagen über einen Batteriespeicher. Durch den Einsatz von Batteriespeichern kann die Selbstverbrauchsquote insbesondere bei kleineren PV-Anlagen im Durchschnitt um rund 11%-Punkte gesteigert werden. Die insgesamt selbst verbrauchte Menge Strom betrug im Gesamtbestand im Jahr 2023 inklusive Zuschätzung von Nachmeldungen rund 8,2 TWh, wobei das Anlagensegment kleiner 10 kW mit 27 % (2,8 TWh) den größten Anteil hatte. Bei Anlagen ab 500 kW fällt auf den Gesamtbestand bezogen praktisch kein nennenswerter Selbstverbrauch an.

Die Netzeinspeisung und die Selbstverbrauchsmenge summieren sich zur Nettostromerzeugung. Diese betrug im Jahr 2023, je nach Datenquelle und Berücksichtigung von Nachmeldungen, zwischen 60 und 63,4 TWh für alle PV-Anlagen in Deutschland. Die Bruttostromerzeugung ergibt sich aus der Nettostromerzeugung durch die Einbeziehung des technischen Eigenbedarfs. Dieser liegt für PV-Anlagen je nach Definition zwischen 0,7% und 3,4%. Aus den derzeit vorliegenden vorläufigen Daten lässt sich für 2023 eine Bruttostromerzeugung zwischen 60,9 – 65,6 TWh berechnen. Der durchschnittliche jährliche Ertrag neuer PV-Anlagen bezüglich ihrer installierten Leistung (auch Jahresvolllaststunden, JVLS) hat sich im Vergleich zu Anlagen aus dem Inbetriebnahmejahr 2009 (Inbetriebnahmejahr mit höchsten JVLS von 1034 h) etwas reduziert. Diese Reduktion ist auf verschiedene strukturelle Entwicklungen bei Betrieb und Auslegung der PV-Anlagen zurückzuführen. So wird z.B. mittlerweile die Mehrheit der PV-Anlagen außerhalb der sonnenreichsten Bundesländer Bayern und Baden-Württemberg installiert. Außerdem wird ein zunehmender Teil der PV-Anlagen mit Ost-West-Ausrichtung und mit flachem Neigungswinkel installiert, was ebenfalls zu einer Reduktion des Ertrags führt, aber einen systemdienlicheren Betrieb und die Optimierung des Selbstverbrauchs in den Morgen- und Abendstunden ermöglicht. Darüber hinaus wird bei einem Teil am Leistungszubau die Einspeiseleistung der PV-Anlagen auf 70% begrenzt. Allgemein ist die PV-Anlagen-Technik in den vergangenen Jahren allerdings technisch effizienter geworden, so dass insbesondere die benötigte Fläche pro installierter Erzeugungsleistung kontinuierlich sinkt.

Bis 2019 wurden in offiziellen Statistiken nur Anlagen erfasst, die einen EEG-Vergütungsanspruch haben. Seit Anfang 2019 müssen alle Stromerzeugungsanlagen, die ans Stromnetz angeschlossen sind, im Marktstammdatenregister (MaStR) erfasst werden. Hierdurch werden nun auch förderfreie Großanlagen, die über bilaterale Power Purchase Agreements (PPA) vermarktet werden und im Jahr 2023 eine kumulierte installierte Leistung von mindestens 5,3 GW ausmachten, sowie steckerfertige (Plug-In-PV) Anlagen erfasst. Trotz einer großen Menge von neu registrierten steckerfertigen Anlagen im Datenbestand ist weiterhin von einer gewissen Untererfassung auszugehen. Beim aktuellen Zubau im Jahr 2023 wies Deutschland im europäischen Vergleich mit über 14 GW neu installierter PV-Leistung den stärksten Zubau in Europa aus. Im internationalen Vergleich baut insbesondere China seit einigen Jahren seine PV-Leistung deutlich aus und setzt damit neue Maßstäbe.

In Bezug auf die Vermarktungsformen von PV-Strom in Deutschland nehmen das Marktprämienmodell und die sonstige Direktvermarktung seit ihrer Einführung stetig zu, während die Strommenge, die eine feste Einspeisevergütung erhält, annähernd stagniert. Obwohl das gesondert geförderte Mieterstrommodell, welches im Juli 2017 implementiert wurde, zunächst nur zögerlich in Anspruch genommen wurde, zeigt sich in den letzten Jahren ein steigender Trend. Bis 2019 nahmen knapp 1.400 Anlagen (ca. 30 MW) den Bonus in Anspruch. Zum Ende des Jahres 2023 wurden fast 5.000 Anlagen (ca. 105 MW) über das Mieterstrommodell gefördert.

Summary

In 2023, photovoltaics (PV) was the second most important source of renewable electricity in Germany after wind energy. 23.3% of total gross electricity generation from renewable energies came from PV systems. According to AGEE-Stat gross electricity generation from PV systems amounted to between almost 64 TWh in 2023. This meant that almost 44 million tons of CO₂ equivalents could be saved in 2023 by substituting fossil power generation. By the end of 2023, over 3.7 million PV systems had been installed in Germany; a record number of over one million new systems were installed in 2023. Over 98% of German PV systems are installed on rooftops, of which around two thirds have an output of less than 10 kW. Excluding systems with an output of less than 10 kW, systems with an output of between 10 kW and 20 kW recorded the largest increase in the share of numerical system expansion in 2023. While their share averaged 4% in the period from 2015 to 2020, this increased to 22% in 2021. In 2023, their share of new installations was around 24%. By the end of 2023, a total of 13,000 plants with a total capacity of 82 MW were recorded as decommissioned in the MaStR. It is to be expected that the number of decommissioned plants will also rise sharply in the future as the age of the plants increases and due to the strong growth in the portfolio.

The installed capacity of PV systems reached a value of over 82 GW by the end of 2023. 68% of the capacity is installed on buildings. The annual increase in installed capacity doubled from 7.5 GW in 2022 to around 15 GW in 2023. The year 2023 is therefore by far the record year for the expansion of PV systems. In 2023, most of the capacity was installed in the area of large ground-mounted systems (> 1 MW) and small building systems (< 10 kW and 10 to 20 kW). While the share of large ground-mounted systems (> 1 MW) in capacity additions fell to 28% in 2023, the addition of building-mounted systems accounted for over 68% of capacity growth overall, up almost 10 percentage points on the previous year.

In 2023, the grid feed-in from PV systems, including late registrations, amounted to around 55 TWh (reported: around 53 TWh). Large ground-mounted systems (> 1 MW) made the largest contribution with a share of around 31%. The share of grid feed-in from small building systems (< 10 kW) amounted to 14% and was therefore just above the share of medium-sized building systems (30 - 100 kW) of 12%. In the area of building systems, however, a steadily increasing proportion of PV generation is consumed by the building itself and not fed into the grid. At around 27%, small building systems (< 10 kW) have the highest self-consumption rate (self-consumption divided by total generation) in relation to the entire portfolio. In the area of medium-sized building systems (30 to 500 kW), the rate is around 16%. If only systems that consume part of their generation themselves are considered (and systems that only feed into the grid without serving any self-consumption), the rates are significantly higher at 36% and 43% respectively. The proportion of system operators who consume part of their generation themselves is steadily increasing due to economic advantages compared to full feed-in. At the same time, the increasing use of battery storage systems is also increasing the individual self-consumption rate of the individual partial feeders.

The number of battery storage systems in Germany has risen sharply in recent years. Between 2014 and 2023, the number increased more than a hundredfold from approx. 10,000 systems to approx. 1.1 million systems. Systems with a capacity of 5 to 10 kWh account for the largest share of new installations across all years and made up 49% of new installations in 2023. In terms of installed capacity, smaller battery storage systems between 5 kWh and 20 kWh have also accounted for the largest share since 2017 (74% in 2023), followed by large storage systems with 13%.

Two thirds of all PV systems up to 30 kW added in 2023 were combined with a battery storage system. Overall, around a third of all PV systems currently have battery storage. The use of battery storage systems can increase the self-consumption rate by an average of around 11 percentage points, especially for smaller PV systems. The total amount of self-consumed electricity in the total portfolio in 2023, including additional estimates of late registrations, amounted to around 8.2 TWh, with the system segment smaller than 10 kW accounting for the largest share at 27% (2.8 TWh). There was practically no significant self-consumption in relation to the total portfolio for systems above 500 kW.

Grid feed-in and self-consumption add up to net electricity generation. This amounted to between 60 and 63.4 TWh for all PV systems in Germany in 2023, depending on the data source and taking into account late registrations. Gross electricity generation is calculated from net electricity generation by including technical self-consumption. Depending on the definition, this is between 0.7% and 3.4% for PV systems. Based on the preliminary data currently available, gross electricity generation of between 60.9 and 65.6 TWh can be calculated for 2023. The average annual yield of new PV systems in terms of their installed capacity (also annual full load hours, JVLS) has fallen slightly compared to systems from the commissioning year 2009 (commissioning year with the highest JVLS of 1034 h). This reduction is due to various structural developments in the operation and design of PV systems. For example, the majority of PV systems are now installed outside the sunniest federal states of Bavaria and Baden-Württemberg. In addition, an increasing number of PV systems are being installed with an east-west orientation and a flat tilt angle, which also leads to a reduction in yield, but enables more system-friendly operation and optimization of self-consumption in the morning and evening hours. In addition, the feed-in power of the PV systems is limited to 70% for some of the power expansion. In general, however, PV system technology has become technically more efficient in recent years, so that the area required per installed generation capacity in particular is continuously decreasing.

Until 2019, official statistics only recorded installations that were entitled to EEG remuneration. Since the beginning of 2019, all electricity generation plants that are connected to the electricity grid must be recorded in the Market Master Data Register (MaStR). This now also includes subsidy-free large-scale plants that are marketed via bilateral Power Purchase Agreements (PPAs) and had a cumulative installed capacity of at least 5.3 GW in 2023, as well as plug-in PV plants. Despite a large number of newly registered plug-in systems in the database, a certain degree of underreporting can still be assumed. With over 14 GW of newly installed PV capacity in 2023, Germany recorded the largest increase in Europe. In an international comparison, China in particular has been significantly expanding its PV capacity for several years, setting new standards.

With regard to the marketing forms of PV electricity in Germany, the market premium model and other direct marketing have been steadily increasing since their introduction, while the amount of electricity that receives a fixed feed-in tariff has almost stagnated. Although take-up of the separately subsidized tenant electricity model, which was implemented in July 2017, was initially hesitant, there has been an upward trend in recent years. By 2019, almost 1,400 systems (approx. 30 MW) had claimed the bonus. By the end of 2023, almost 5,000 systems (approx. 105 MW) were subsidized via the tenant electricity model.

1 Einleitung

1.1 Relevanz der Photovoltaik im Stromsektor

Die Photovoltaik (PV) ist die zweitwichtigste erneuerbaren Stromquellen (nach der Windenergie) in Deutschland (AGEE-Stat 2024a). Ende des Jahres 2023 waren 82,8 GW PV-Leistung in Deutschland installiert, die im selben Jahr 63,6 TWh Strom erzeugten (23,3% der Gesamtbruttostromerzeugung von erneuerbaren Energien) (BNetzA 2024d; AGEE-Stat 2024c). Die Rolle der Photovoltaik im Stromsektor lässt sich weiterführend folgendermaßen einordnen:

- ▶ Der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland steigt kontinuierlich an und erreichte im Jahr 2023 einen Anteil von 52,5% (AGEE-Stat 2024c).
- ▶ Die Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist im Jahr 2023 auf einen neuen Rekord von rund 273 TWh gestiegen. Im Vergleich zum Jahr 2022 ist dies ein Anstieg um 7%. Die PV-Stromerzeugung steigerte sich lediglich um 4%, während die Stromerzeugung von Windenergie an Land um 17% wuchs. Die Werte sind allerdings stark wetterabhängig. Die Stromerzeugung aus Windenergie auf See ist im Vergleich zum Vorjahr wetterbedingt leicht gesunken. Der Anteil der PV-Stromerzeugung an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien liegt mit 63,6 TWh bei 23,3%. (AGEE-Stat 2024a)
- ▶ Mit der derzeit installierten PV-Leistung können an sonnigen Tagen im Sommer in den Mittagsstunden über zwei Drittel des deutschen Stromverbrauchs gedeckt werden (Wirth 2024).
- ▶ Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien konnten im Jahr 2023 im Stromsektor etwa 197 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente eingespart werden. Hiervon entfallen fast 44 Millionen Tonnen auf die Photovoltaik (22%) (AGEE-Stat 2024c).
- ▶ Die Investitionen für den Bau von erneuerbaren Energien Anlagen betrugen im Jahr 2023 37,3 Mrd. Euro und übertrafen somit erstmals das bisher investitionsstärkste Jahr 2010 mit 27,9 Mrd. Euro. Dabei erreichte die Photovoltaik ihren höchsten Anteil an diesen Investitionen in erneuerbare Energien seit 2012. 48% der Investitionen im Jahr 2023 flossen in die Photovoltaik (AGEE-Stat 2024c).
- ▶ Mit der Novellierung des Bundes-Klimaschutzgesetzes 2021 verpflichtet sich die Bundesregierung, die Treibhausgasemissionen bis 2030 um 65% gegenüber 1990 zu reduzieren und bis 2045 die Klimaneutralität zu erreichen. Dies soll u.a. durch den massiven Ausbau von erneuerbaren Energien erreicht werden. Der Zielwert für Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2030 ist im Rahmen einer Novelle des EEG soll auf mindestens 80% der Stromerzeugung angehoben worden (§1 Abs. 2 EEG 2023). Der Anteil der Photovoltaik an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien soll entsprechend dem vorgesehen Ausbaupfad von Photovoltaik (215 GW bis zum Jahr 2030 lt. §4 EEG 2023) weiter steigen. Unter Annahme durchschnittlicher Volllaststunden der letzten Jahre würde dies einer Stromerzeugung von ca. 210 TWh im Jahr 2030 entsprechen. Der Anteil an der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien läge dann bei ca. 35% (angestrebte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in 2030: 600 TWh lt. §4a EEG 2023).

1.2 Datengrundlage

Einführend ist anzumerken, dass die verfügbaren und für diesen Bericht genutzten Datenquellen unterschiedliche Aktualität aufweisen. Stammdaten zum PV- und Batteriespeicherbestand sind

tagesaktuell verfügbar und können sich durch rückwirkende Aktualisierung beispielsweise im Marktstammdatenregister kontinuierlich ändern. Daten zur Stromerzeugung von PV-Anlagen werden jedoch nur zweimal jährlich für das vergangene Jahr veröffentlicht. Auswertungen hinsichtlich des Bestands der PV-Anlagen und Batteriespeicher sowie zur Stromerzeugung der PV-Anlagen erfolgen daher bis zum Jahresende 2023.

1.2.1 Datenquellen

In diesem Abschnitt werden zunächst die verwendeten Datenquellen beschrieben und eingeordnet. Zu den unten genannten Registern (insbesondere das aktuelle Marktstammdatenregister (MaStR)) ist allgemein anzumerken, dass eine gesetzliche Verpflichtung zur Registrierung von EEG-Anlagen und an das Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossenen förderfreien Anlagen besteht. Die Verpflichtung leitet sich aus der Notwendigkeit der Überprüfung der EE-Ausbauziele und der Festlegung der Vergütungssätze für EE-Anlagen auf Basis des Zubaus ab. Durch die jährliche Veröffentlichung der EEG-Anlagenstammdaten und EEG-Bewegungsdaten im Rahmen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) soll außerdem der geförderte Zubau und die damit erzeugte Strommenge von EEG-Anlagen transparent nachvollziehbar sein.

EEG-Anlagenstammdaten und EEG-Bewegungsdaten

Die Anlagenstamm- und EEG-Bewegungsdaten werden im Rahmen der EEG-Regelungen für Abrechnungs- und Statistikzwecke erfasst und von den Übertragungsnetzbetreibern für die jeweilige Regelzone veröffentlicht. Die Übertragungsnetzbetreiber sind hierzu durch das EEG und das Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) verpflichtet. In den Datensätzen werden alle Anlagen erfasst werden, die unter das EEG fallen – auch Anlagen, die keine Förderung (mehr) für ihre Einspeisung erhalten. Die EEG-Stamm- und Bewegungsdaten zu einzelnen EE-Anlagen werden von den örtlichen Verteilnetzbetreibern erhoben, an deren Netz die Anlage angeschlossen ist. Hierzu zählen alle geförderten sowie umlagepflichtigen Strommengen. Dies beinhaltet die Netzeinspeisung und den geförderten sowie umlagepflichtigen Selbstverbrauch von PV-Strom, welche für diese Studie von zentraler Bedeutung sind.

Die EEG-Anlagenstamm- und EEG-Bewegungsdaten werden einmal jährlich - im dritten Quartal eines Jahres - für das vorangehende Jahr auf der gemeinsamen Informationsplattform www.netztransparenz.de veröffentlicht. Die Daten sind auch auf den jeweiligen Webseiten der Übertragungsnetzbetreiber zu finden. Die Veröffentlichung auf einer gemeinsamen Plattform soll jedoch den Zugriff auf die Daten vereinfachen.

Marktstammdatenregister (MaStR)

Innerhalb des MaStR werden alle Erzeugungsanlagen des deutschen Strom- und Gasmarktes erfasst. Es soll somit als zentrales Register dienen, in welchem Anlagenstammdaten wie Standortinformationen oder technische Anlagendaten zu finden sind. Das MaStR wurde im Jahr 2019 eingeführt, weil die bestehenden Register den Anlagenpark nur unvollständig abbildeten. Vor allem behördliche Meldepflichten können durch dieses einheitliche Register vereinfacht werden. Die rechtliche Grundlage legt hierbei die Marktstammdatenregisterverordnung (MaStRV), die im Juli 2017 in Kraft trat. In dieser Verordnung ist auch geregelt, wer und was registriert werden muss.

Mit dem Jahr 2019 wurden die vorher separat geführten Register (beispielsweise das PV-Melderegister) der BNetzA durch das MaStR abgelöst. Alle neuen Anlagen werden seit dem 31. Januar 2019 kontinuierlich im MaStR erfasst. Alle Altanlagen, die in einem der Vorgängerregistern gemeldet waren, sowie alle Anlagen, die bisher keiner Registrierungsspflicht unterlagen) waren nach einer Übergangsfrist bis zum Jahr 2022 im MaStR nachzupflegen.

Anlagen, die nach Einführung des MaStR in Betrieb genommen werden, müssen innerhalb eines Monats nach Inbetriebnahme registriert werden. Zudem müssen sich alle Marktakteure wie Anlagenbetreiber und Netzbetreiber registrieren. Ziel ist ein vollständiges Register aller Stammdaten (unveränderlichen Merkmale) aller Energieerzeugungsanlagen und Speicher. Folglich soll das MaStR das erste Register sein, das den gesamten Energiemarkt abbildet. Ein solches Register soll auch die Kommunikation zwischen den verschiedenen Akteuren (Anlagenbetreiber, Netzbetreiber, Politik und Behörden) vereinfachen.

Das MaStR enthält neben den bisher schon in den EEG-Anlagenstammdaten erfassten Informationen zusätzliche Angaben wie beispielsweise zur Ausrichtung, Neigung und Leistungsbegrenzung der Anlagen. Darüber hinaus können die Anlagen auf Basis der Informationen zu den Marktakteuren einem Sektor zugeordnet werden.

Im MaStR sind allerdings keine EEG-Bewegungsdaten, also beispielsweise Strommengen oder andere Indikatoren, die energiewirtschaftliche Aktivitäten abbilden, enthalten. Diese Daten werden, wie oben erwähnt, durch die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der EEG-Transparenzanforderungen zusammengetragen.

Datenmeldungen im MaStR sind grundsätzlich von den einzelnen Anlagenbetreibern selbstständig vorzunehmen. Die Bundesnetzagentur als Betreiber des MaStR hat jedoch die Möglichkeit fehlende oder fehlerhafte Anlagendaten über die Netzbetreiber zur Plausibilisierung und Vervollständigung aufzufordern, so dass hier eine größtmögliche Konsolidierung zwischen Anlagenstamm- und EEG-Bewegungsdaten möglich wird. Jedoch können durch fehlerhafte (oder noch nicht konsolidierte bzw. stark verzögerte) Eintragungen der Nutzer Unschärfen und Abweichungen entstehen. Diese sind umso wahrscheinlicher, je jünger der Datensatz ist. Zudem ergaben sich fortlaufende Änderungen durch Datenbereinigung sowie Neukategorisierung des Anlagenbestands. Daten für vergangene Jahre wurden deshalb mit einem aktuellen MaStR-Datensatz vom 01.04.2024 neu ausgewertet.

1.2.2 Datenverarbeitung und -qualität

Im folgenden Kapitel wird die Verarbeitung der genutzten Daten erläutert und auf Problemstellungen eingegangen, die sich aus der Datenqualität und den Unterschieden zwischen den einzelnen Datenquellen ergeben.

EEG-Bewegungsdaten

Die EEG-Bewegungsdaten werden in dieser Analyse benötigt, um die Netzeinspeisung und den Selbstverbrauch zu berechnen. In den EEG-Bewegungsdaten sind auf Basis der vergebenen EEG-Mastr-Nummern 3.043.455 Anlagen enthalten. Dabei besteht eine Diskrepanz von knapp 67 GWh (Anteil an der gesamten Netzeinspeisung: 0,13%) zwischen den ausgewiesenen Strommengen in der EEG-Jahresabrechnung im Vergleich zu der tatsächlich ermittelbaren Netzeinspeisung, basierend auf den einzelnen Einträgen für die Anlagen in den EEG-Bewegungsdaten für das Jahr 2023. Es zeigt sich, dass in den EEG-Bewegungsdaten etwas weniger Anlagen erfasst sind als im MaStR-Datensatz. Gleichwohl liegen für über 99,4% der erfassten Anlagen in den EEG-Bewegungsdaten entsprechende MaStR-Daten vor. Dies kann damit zusammenhängen, dass nicht alle im MaStR erfassten Anlagen Strom in das öffentliche Netz einspeisen bzw. dass kein Vergütungsanspruch für die Einspeisung besteht. Bei jüngeren Anlagen wurden ggf. auch noch keine EEG-Bewegungsdaten übermittelt. Bei Auswertungen hinsichtlich der Netzeinspeisung sowie des Selbstverbrauchs können demnach nicht alle im MaStR registrierten Anlagen einbezogen werden. Eine entsprechende Methodik zur Einbeziehung dieser Nachmeldungen wird in Kapitel 4.1 vorgestellt.

MaStR-Daten bereinigt

Der Datensatz „**MaStR-Daten (Stand: 01.04.2024) bereinigt**“ (BNetzA 2024d) ergibt sich nach dem Einsatz von Datenverarbeitungsroutinen zur Bereinigung unplausibler Einträge (siehe Anhang A.1). Dieser Schritt ist essenziell, um Falscheinträge zu identifizieren und gegebenenfalls zu korrigieren oder diese von Auswertungen auszuschließen. Dabei wird die installierte Leistung der Anlagen bzw. die Speicherkapazität von Batteriespeichern im Vergleich zum Originaldatensatz tendenziell reduziert. Durch die direkte Eintragung der Anlagenkennwerte der PV-Anlagen und Batteriespeichern ins MaStR durch die Betreiber werden teilweise Anlagen mit zu großen oder zu kleinen Kennwerten angegeben. Dies geschieht u.a. durch die Vertauschung von Punkt und Komma oder durch eine falsche Interpretation der Präfixe Kilo und Mega. Ein typischer Fehler scheint zu sein, dass kleine Gebäudeanlagen und Speicher in Watt und Wattstunden statt in Kilowatt und Kilowattstunden eingetragen werden, wodurch die Anlage mit dem Tausendfachen ihres eigentlichen Kennwertes in die Statistik eingeht.

Durch die Bereinigung fällt die installierte Leistung von PV-Anlagen zum Ende des Jahres 2023 (Datenstand: 01.04.2024) um 44 MW und der Leistungszubau um 14 MW kleiner aus. Für die Kapazität von Batteriespeichern ergibt sich eine Verringerung um 223 MWh im Hinblick auf den Bestand bis Ende des Jahres 2023 und 157 MWh für den Zubau im Jahr 2023. Dieser bereinigte Datensatz ist die Grundlage für alle Auswertungen, die auf den MaStR-Daten basieren. (BNetzA 2024d)

MaStR-Daten + EEG-Bewegungsdaten bereinigt

Der Datensatz „MaStR-Daten + EEG-Bewegungsdaten bereinigt“ ergibt sich durch die Verschneidung der Datensätze „MaStR“ und „EEG-Bewegungsdaten“. Hierbei werden nur diejenigen Anlagen aus dem MaStR übernommen für die EEG-Bewegungsdaten existieren. Der Datensatz wird verwendet um die Netzeinspeisung und den Selbstverbrauch (Kapitel 4 und Kapitel 5) zu analysieren. Durch die Bereinigung werden also diejenigen Anlagen herausgefiltert, für die keine Einspeisung bzw. kein Selbstverbrauch erfasst ist und somit keine Strommengen zur Analyse vorliegen. Somit ist der Anlagenbestand mit 3.017.446 Anlagen und 71,5 GW installierter Leistung zwar auf die Leistung bezogen um 0,15% kleiner als der unbereinigte Datensatz, es ergeben sich allerdings keine Auswirkungen auf die relevanten Größen Netzeinspeisung und Selbstverbrauch.

Einordnung der bereinigten MaStR-Daten (Stand 01.04.2024)

Zur Einordnung der Plausibilität der MaStR-Daten kann die erfasste installierte Leistung im MaStR-Datensatz mit der Zeitreihe Erneuerbare Energien der AGEE-Stat verglichen werden (AGEE-Stat 2024b) (siehe Abbildung 1).

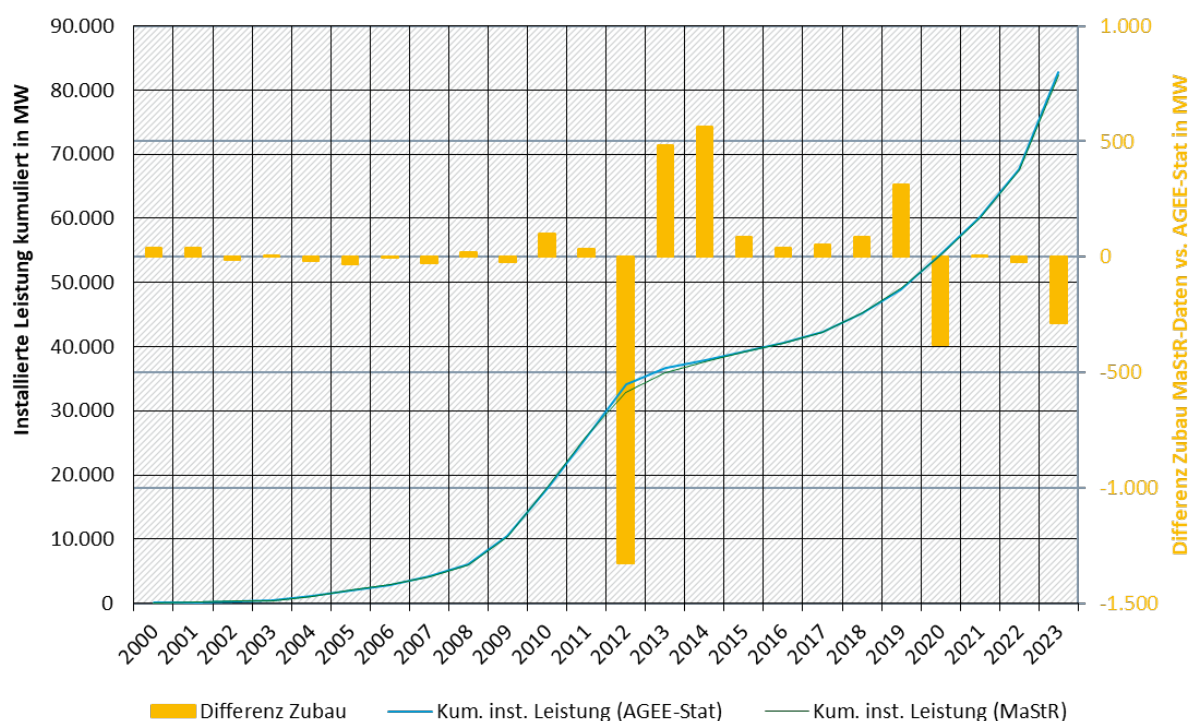
Für das Jahr 2023 ist die erfasste kumulierte installierte Leistung im MaStR um 0,4 % (330 MW) niedriger als in den AGEE-Stat-Daten. Der Leistungszubau im Jahr 2023 basierend auf dem MaStR-Datensatz liegt 1,9 % (286 MW) niedriger. Die AGEE-Stat verwendet seit 2020 ebenfalls MaStR-Daten. Die Abweichung im Zubau für die Jahre 2021 bis 2023 resultiert somit aus der Aktualität unterschiedlicher MaStR-Daten-Auszüge. Insbesondere für das Jahr 2023 ist eine Zubauabweichung durch nachgemeldete Anlagen möglich. Die AGEE-Stat nutzt für die Jahre vor 2020 EEG-Statistikberichte, „EEG in Zahlen“ sowie frühere Auswertungen der BNetzA-Registerdaten zur Erfassung der installierten Leistung der PV-Anlagen.

Abweichende Jahreszuordnungen, die sich in Summe ausgleichen, können jedoch aus divergierenden Inbetriebnahmedaten zwischen früheren Registern/EEG-Stammdaten und dem aktuellen MaStR resultieren. Betrachten wir die Differenz zwischen den jährlichen Zubauwerten basierend auf der Auswertung des MaStR und der Veröffentlichung der AGEE-Stat, zeigt sich,

dass die Abweichung vor allem aus höheren Zubauwerten im MaStR in den Jahren 2013, 2014 und 2019 resultiert. Starke Abweichungen mit geringerem Zubau im MaStR treten in den Jahren 2012 und 2020 auf. Diese gleichen sich jedoch weitestgehend gegenseitig aus. Dies weist auf Unterschiede bei der zeitlichen Zuordnung der Inbetriebnahme der Anlagen hin. Diese Unterschiede können sich daraus ergeben, dass die AGEE-Stat auf historische Datensätze zur Bestimmung des jährlichen Zubaus zurückgreift, während die MaStR-Daten den historischen Zubau aus der Perspektive des MaStR-Datensatzes zum 01.04.2024 beschreiben. Die von der AGEE-Stat verwendeten Registrierungsdaten zeigen den zum damaligen Zeitpunkt sinnvollen Trend der Anlagenbetreiber, ihre Anlagen möglichst frühzeitig zu registrieren, um in den Genuss höherer EEG-Vergütungen zu kommen.

Neben der niedrigeren Abdeckung im MaStR-Datensatz (01.04.2024) durch Nachmeldungen können auch fehlerhafte Leistungsangaben im aktuellen und unbereinigten MaStR-Datensatz der AGEE-Stat (ab dem Jahr 2020), insbesondere für das Inbetriebnahmejahr 2023, ein Faktor für die Abweichung sein. Der für alle Auswertungen genutzte MaStR-Datensatz (01.04.2024) wurde über den im vorherigen Abschnitt beschriebenen Algorithmus zur Bereinigung des MaStR-Originaldatensatzes korrigiert, um fehlerhafte Leistungsangaben zu berücksichtigen. Diese Angaben fallen tendenziell zu hoch aus, da beispielsweise die Leistung in Watt anstatt in Kilowatt angegeben wurde.

Abbildung 1: Vergleich des jährlichen Leistungszubaus auf Basis der Auswertung des MaStR Stand 01.04.2024 und der Veröffentlichung der AGEE-Stat Sept. 2024



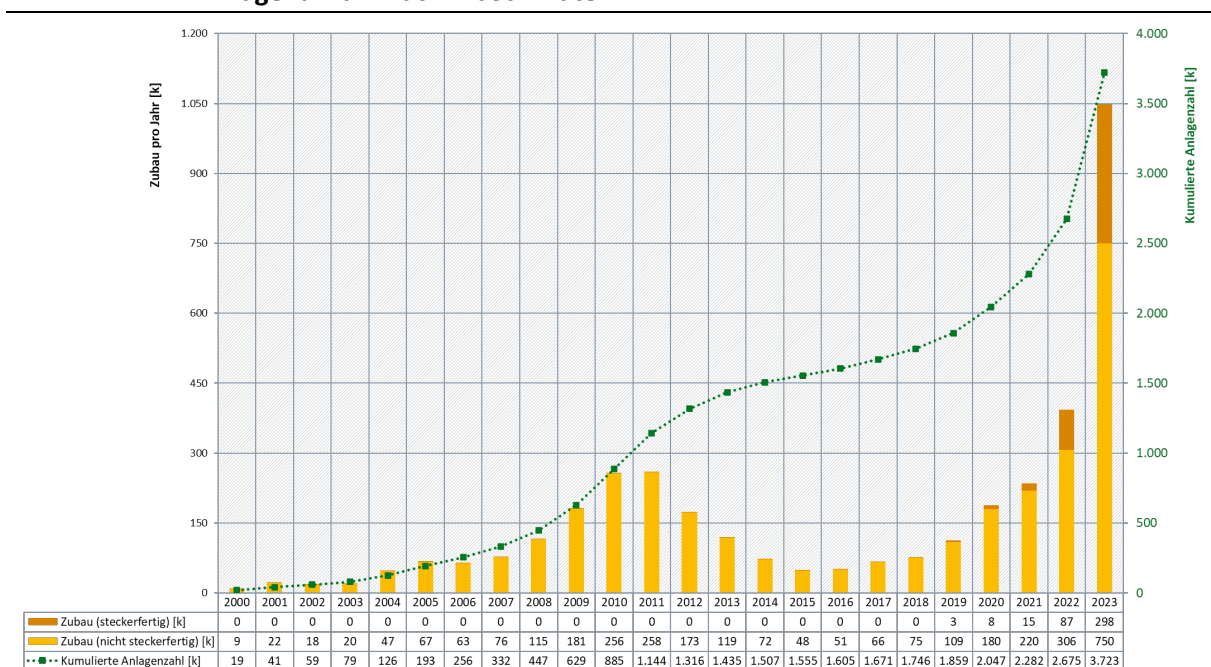
Quelle: BNetzA 2024d; AGEE-Stat 2024b

2 Anlagenanzahl

2.1 Entwicklung Anlagenanzahl

Abbildung 2 zeigt die Entwicklung des Anlagenzubaues von PV-Anlagen in Deutschland zwischen dem Jahr 2000 und 2023 gemäß der im MaStR erfassten Daten. Der jährliche Zubau variiert stark. Im Jahr 2023 vollzog sich ein Zubaurekord von über 1 Million neuer Anlagen. Nach anfänglich geringen Zubauraten stieg der Zubau ab 2004 stärker an und erreichte seinen ersten Höhepunkt mit je ca. 250.000 Anlagen in den Jahren 2010 und 2011. In diesen Jahren überschritt die absolute Zahl an Anlagen in Deutschland die Millionenmarke. Der Zubau verringerte sich infolge der Änderungen im EEG 2012 zwischen 2014 und 2018 auf unter 75.000 Anlagen jährlich. Seit 2015 steigen die Zubauwerte wieder und überschritten im Jahr 2019 die Marke von 100.000 zugebauten Anlagen pro Jahr. Die letzten beiden Zubaujahre 2022 und 2023 zeigen zudem ein überproportional hohes Wachstum von 67% bzw. 260% im Vergleich zum Vorjahr. Grund hierfür ist neben dem generell starken Zubau bedingt durch energiepolitische Veränderungen, insbesondere durch einen Anstieg bei kleineren PV-Anlagen, wie den steckerfertigen Anlagen. Mit insgesamt etwa 400.000 registrierten Anlagen (siehe Tabelle 19) machen diese Kleinstanlagen zahlenmäßig einen großen Anteil des Zuwachses aus. Betrachtet man den Zubau ohne steckerfertige PV-Anlagen, liegt das Wachstum der Jahre 2022 und 2023 bei 39 % bzw. 245 % und damit weiterhin deutlich höher als das Wachstum von 20% im Jahr 2021 gegenüber 2020. Der Zubau an steckerfertigen Anlagen ist exponentiell gewachsen, seit 2019 mit 3.000 Anlagen auf fast 300.000 Anlagen in 2023. Es wird jedoch vermutet, dass gerade in den Jahren 2019 bis 2021 eine hohe Anzahl an Anlagen im MaStR nicht erfasst wurde (siehe Kapitel 10 zu steckerfertigen Anlagen).

Abbildung 2: Entwicklung der Anzahl von jährlich zugebauten PV-Anlagen und der kumulierten Anlagenanzahl nach MaStR-Daten



Quelle: BNetzA 2024d

2.2 Anlagenanzahl nach Anlagenklassen

Der Bestand der PV-Anlagen in Deutschland ist laut MaStR-Daten bis zum Jahr 2023 auf über 3,7 Millionen Anlagen angewachsen. Hiervon wurden ca. 1 Million Anlagen im Jahr 2023 neu installiert. Die Verteilung der Anzahl der Anlagen nach Leistungskategorien und Anlagentypen ist in Tabelle 1 zu sehen.

Die Auswertung zeigt, dass über 98% des Bestands der PV-Anlagen auf bzw. an Gebäuden installiert sind. Über 66% der Anlagen liegen dabei in der Leistungskategorie bis 10 kW. Bei Freiflächenanlagen sind die Größenkategorien bis 750 kW und ab 1.000 kW häufiger als Anlagen zwischen 750 und 1.000 kW. Dabei ist zu beachten, dass die Klassengröße verhältnismäßig klein ist.

Der Zubau zeigt folgende Trends: Die stärkste Abweichung im Vergleich zum Bestand zeigt sich im Segment der steckerfertigen Anlagen, wo mit 28 % also fast jede dritte Neuinstallation diesem Segment zugeordnet ist. Bei Gebäudeanlagen weisen die Abweichungen für Anlagen bis 10 kW einen um 13%-Punkte niedrigeren Anteil auf, und bei Anlagen von 10 bis 20 kW einen um 5 %-Punkte höheren Anteil auf. Gerade im Hinblick auf das starke Wachstum der steckerfertigen Anlagen im Jahr 2023 ist der Anstieg des Anteils der Anlagen zwischen 10 und 20 kW bemerkenswert. 35 % des Gesamtbestands in diesem Segment wurden allein im Jahr 2023 zugebaut.

Insgesamt vergrößerte sich der zahlenmäßige Anlagenbestand allein im vergangenen Jahr um über 28%. Nach Anlagentyp liegt das Wachstum bei 72% für steckerfertige Anlagen, bei 23% für Gebäude- und bei 17% für Freiflächenanlagen.

Tabelle 1: Anzahl installierter PV-Anlagen in Deutschland nach Anlagenklassen im Jahr 2023

Anlagentyp	Leistungs-kategorie [kW]	Anlagenzahl Bestand	Anteil	Anlagenzahl Zubau	Anteil
Steckerfertig	$x \leq 2$	412.074	11%	298.088	28%
Gebäude	$x \leq 10$	2.057.228	55,26%	438.914	41,89%
	$10 < x < 20$	703.348	18,89%	248.107	23,68%
	$20 \leq x < 30$	263.008	7,06%	36.251	3,46%
	$30 \leq x < 100$	180.914	4,86%	11.906	1,14%
	$100 \leq x < 500$	45.366	1,22%	4.545	0,43%
	$500 \leq x \leq 750$	5.736	0,15%	502	0,05%
	$750 < x \leq 1.000$	991	0,03%	219	0,02%
	$x > 1.000$	837	0,02%	206	0,02%
Freifläche	$x \leq 750$	47.797	1,28%	8.306	0,79%
	$750 < x \leq 1.000$	786	0,02%	136	0,01%
	$x > 1.000$	5.006	0,13%	571	0,05%
Gesamtzahl		3.723.091	100%	1.047.751	100%

Quelle: BNetzA 2024d

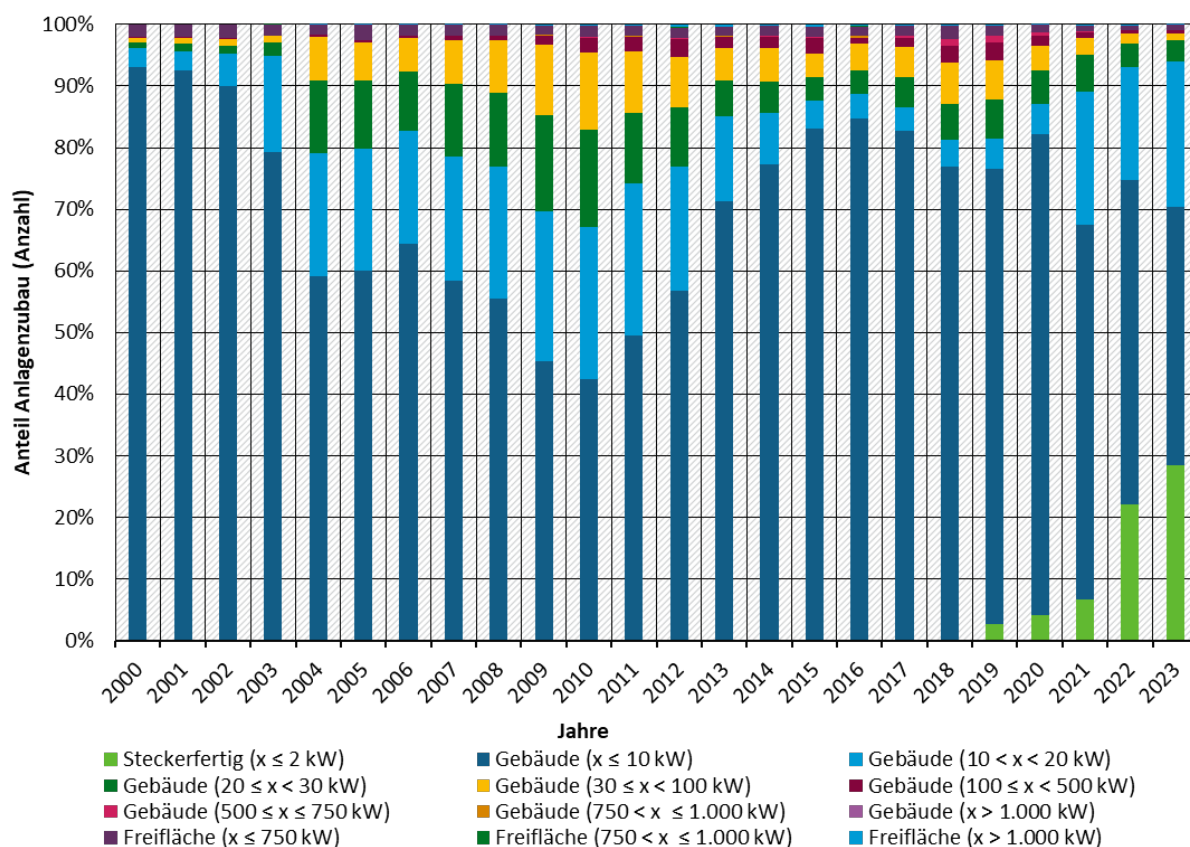
2.3 Historische Entwicklung des Anlagenzubaus nach Anlagenklassen

Zur weiteren Analyse soll der Anlagenzubau historisch betrachtet werden. Hierfür werden die MaStR-Daten nach Inbetriebnahmejahren ausgewertet und die Anlagen eines

Inbetriebnahmejahres den definierten Anlagenkategorien zugeordnet. Die Ergebnisse der Auswertung sind in Abbildung 3 zu finden.

Zunächst ist das starke anteilige Wachstum am jährlichen Anlagenzubau ab dem Jahr 2019 für steckerfertige Anlagen zu beobachten, von unter 10% bis zum Jahr 2021 auf über 20% ab dem Jahr 2022. Ein möglicher Erklärungsansatz für den sprunghaften Anstieg zwischen 2021 und 2022 könnte neben der deutlich gestiegenen Bekanntheit von steckerfertigen PV-Anlagen in diesem Zeitraum auch eine nicht geringe Untererfassung im MaStR für die Jahre bis zum Jahr 2021 sein, was in Kapitel 10 näher erläutert wird.

Abbildung 3: Verteilung Anlagenzubau von PV-Anlagen bis zum Jahr 2023 nach Leistungsklassen (in kW) und Anlagentyp



Quelle: BNetzA 2024d

Abbildung 3 zeigt, dass das Segment der kleineren Gebäudeanlagen bis 10 kW gemessen an der Anlagenzahl über den gesamten Auswertungszeitraum immer den größten Anteil am Zubau hatte (maximal 93% im Jahr 2000 und minimal 42% im Jahr 2010). Der Anteil der Gebäudeanlagen in den Segmenten zwischen 10 und 100 kW stieg bis 2010 beständig an; von 5% im Jahr 2000 auf 53% im Jahr 2010. Danach reduzierte sich der Anteil wieder auf 12 bis 18% in den Jahren 2015 bis 2020. In den Jahren 2021 bis 2023 erreichten die Segmente wieder einen Anteil von 30/24/28%, aufgrund der starken Zunahme des Anteils von Anlagen zwischen 10 und 20 kW (von 5% im Jahr 2020 auf 24% in 2023), was höchstwahrscheinlich durch die Anhebung der Bagatellgrenze von 10 kW auf 30 kW zurückzuführen ist. Der Anteil der Kategorie 20 bis 30 kW steigerte sich jedoch nicht.

Tabelle 2: Anlagenzubau von PV-Anlagen in den Jahren 2000 bis 2023 nach Leistungsklasse und Anlagentyp absolut und relativ

Anlagentyp	Leistungs-klasse [kW]	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Steckerfertig	0 < x ≤ 2	1	3	2	8	5	4	3	9	8	10	17	13	16	47	38	12	23	21	64	2.928	7.882	15.441	86.930	298.088
Gebäude	0 < x ≤ 10	8.542	20.201	16.333	15.670	27.704	40.159	40.800	44.656	63.664	82.299	108.780	127.761	98.197	84.710	55.539	39.491	42.925	54.395	57.854	83.205	146.718	143.020	207.116	438.914
	10 < x < 20	281	676	941	3071	9.402	13.250	11.691	15.368	24.647	44.208	63.282	63.767	34.793	16.218	6.042	2.168	1.956	2.547	3.303	5.345	9.057	51.071	71.847	248.107
	20 ≤ x < 30	93	266	256	449	5576	7.382	6.133	8.962	13.904	28.086	40.452	29.810	16.531	7.087	3.673	1.815	1.990	3.180	4.302	7.198	10.419	13.868	15.236	36.251
	30 ≤ x < 100	71	202	176	198	3277	4.068	3.405	5.449	9.630	20.729	32.198	25.640	14.187	6.278	3.795	1.829	2.161	3.264	5.040	7.128	7.547	6.430	6.245	11.906
	100 ≤ x < 500	9	25	33	17	167	332	290	546	946	2749	6.088	6.066	4.882	2.035	1.403	1.238	460	954	2115	3.366	2.879	2.121	2.095	4.545
	500 ≤ x ≤ 750	0	1	1	0	4	5	13	13	25	121	273	303	249	104	57	17	60	246	761	1126	1.041	493	321	502
	750 < x ≤ 1.000	0	0	0	0	2	1	5	4	19	82	124	149	117	34	33	18	109	1	1	1	11	11	49	219
	1.000 < x	0	0	0	0	7	2	7	12	17	39	56	68	82	57	34	11	76	2	2	0	10	22	126	206
Freifläche	0 < x ≤ 750	186	442	407	359	772	1636	1.084	1.316	1.926	2.808	4.651	4.157	2.885	1.786	1.089	771	731	1087	1.694	1.959	2322	2297	2883	8306
	750 < x ≤ 1.000	0	0	0	1	0	6	4	4	19	46	66	76	143	68	32	26	16	7	4	10	22	60	40	136
	1.000 < x	0	0	0	0	16	25	24	69	87	256	499	574	701	368	174	170	145	95	120	125	181	320	486	571
Gesamt		9.183	21.816	18.149	19.773	46.932	66.870	63.459	76.408	114.892	181.433	256.486	258.384	172.783	118.792	71.909	47.566	50.652	65.799	75.260	112.391	188.089	235.154	393.374	1.047.751
Steckerfertig	0 < x ≤ 2	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	2,6%	4,2%	6,6%	22,1%	28,5%
Gebäude	0 < x ≤ 10	93,0%	92,6%	90,0%	79,2%	59,0%	60,1%	64,3%	58,4%	55,4%	45,4%	42,4%	49,4%	56,8%	71,3%	77,2%	83,0%	84,7%	82,7%	76,9%	74,0%	78,0%	60,8%	52,7%	41,9%
	10 < x < 20	3,1%	3,1%	5,2%	15,5%	20,0%	19,8%	18,4%	20,1%	21,5%	24,4%	24,7%	24,7%	20,1%	13,7%	8,4%	4,6%	3,9%	3,9%	4,4%	4,8%	4,8%	21,7%	18,3%	23,7%
	20 ≤ x < 30	1,0%	1,2%	1,4%	2,3%	11,9%	11,0%	9,7%	11,7%	12,1%	15,5%	15,8%	11,5%	9,6%	6,0%	5,1%	3,8%	3,9%	4,8%	5,7%	6,4%	5,5%	5,9%	3,9%	3,5%
	30 ≤ x < 100	0,8%	0,9%	1,0%	1,0%	7,0%	6,1%	5,4%	7,1%	8,4%	11,4%	12,6%	9,9%	8,2%	5,3%	5,3%	3,8%	4,3%	5,0%	6,7%	6,3%	4,0%	2,7%	1,6%	1,1%
	100 ≤ x < 500	0,1%	0,1%	0,2%	0,1%	0,4%	0,5%	0,5%	0,7%	0,8%	1,5%	2,4%	2,3%	2,8%	1,7%	2,0%	2,6%	0,9%	1,4%	2,8%	3,0%	1,5%	0,9%	0,5%	0,4%
	500 ≤ x ≤ 750	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,0%	0,1%	0,4%	1,0%	1,0%	0,6%	0,2%	0,1%	0,0%
	750 < x ≤ 1.000	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	1.000 < x	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Freifläche	0 < x ≤ 750	2,0%	2,0%	2,2%	1,8%	1,6%	2,4%	1,7%	1,7%	1,7%	1,5%	1,8%	1,6%	1,7%	1,5%	1,5%	1,6%	1,4%	1,7%	2,3%	1,7%	1,2%	1,0%	0,7%	0,8%
	750 < x ≤ 1.000	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,0%	0,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
	1.000 < x	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,1%	0,1%	0,1%	0,2%	0,2%	0,4%	0,3%	0,2%	0,4%	0,3%	0,1%	0,2%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%

Quelle: BNetzA 2024d

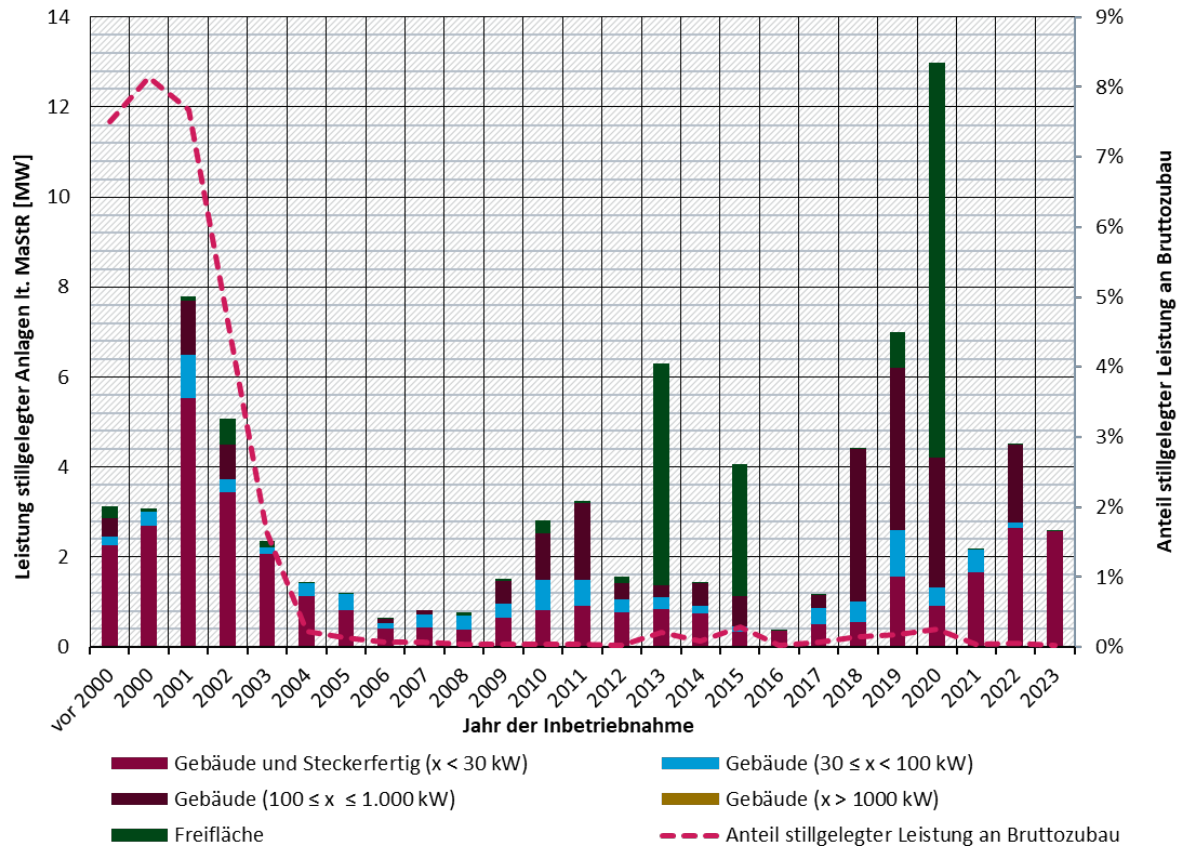
Die Trendumkehr vom Jahr 2010 bis 2020 bei kleineren Gebäudeanlagen geht wahrscheinlich auf wirtschaftliche Überlegungen der Besitzer zurück: In den 2010er Jahren wurde es immer vorteilhafter, kleinere Anlagen zu bauen, mit denen ein hoher Eigenverbrauchsanteil erreicht werden kann, als große Anlagen, die aufgrund der fallenden Einspeisevergütungen nicht mehr so attraktiv waren. Die Daten aus Abbildung 3 können im Detail in Tabelle 2 nachvollzogen werden.

2.4 Stillgelegte Anlagen

Mit zunehmendem Alter von Bestandsanlagen und einer erwarteten Lebensdauer von ca. 25 Jahren bzw. einem Auslaufen der EEG-Förderung nach 20 Jahren, kann die Erfassung der stillgelegten Anlagen Aufschluss darüber geben, wie sich der historische Anlagenbestand verändert und welche Leistungen nicht mehr zur Verfügung stehen. Bis Ende des Jahres 2023 wurden insgesamt über 13.000 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 82 MW im MaStR als stillgelegt vermerkt. Anzumerken ist an dieser Stelle, dass bisher nur wenige Erfahrungswerte zur Vollständigkeit der Meldungen zur Stilllegung von Anlagen vorliegen, obwohl laut MaStRV die Registrierung von Stilllegungen verpflichtend ist. Eine Stilllegung wird nur registriert, nachdem die technische Betriebsbereitschaft weggefallen ist. Der Austausch einzelner Module der PV-Anlage führt jedoch noch nicht zur Stilllegung, ebenso wenig wie ein teilweiser oder kompletter Wechsel des Anlagenstandorts. Wegen fehlender Kontroll- und Sanktionsmöglichkeiten ist jedoch davon auszugehen, dass Stilllegungen, insbesondere von kleineren Anlagen, im MaStR untererfasst sind.

Abbildung 4 zeigt die Leistung der stillgelegten Anlagen nach Leistungsklassen und Jahr der Inbetriebnahme sowie den relativen Anteil der stillgelegten Anlagenleistung an der gesamten zugebauten Leistung des jeweiligen Inbetriebnahmejahres. Da der absolute Wert stark vom jeweiligen Zubau abhängt, wird der relative Anteil zwischen stillgelegter Leistung und zugebauter Leistung dargestellt, um aufzuzeigen, wie viel Prozent der Leistung inzwischen stillgelegt wurde. Dabei zeigt sich folgender Trend: Für Anlagen, die weniger als 20 Jahre alt sind, ist der Anteil vernachlässigbar gering (maximal 0,3%) und betrifft hauptsächlich große Freiflächen- oder Gebäudeanlagen. Die Gründe für eine Stilllegung können beispielsweise Schadereignisse wie Stürme oder Hagel, Brände, Diebstahl, technische Ausfälle, Verkauf oder Abbau sowie Insolvenzen des Anlagenbetreibers sein, die die technische Betriebsbereitschaft dauerhaft verhindern. Bei Anlagen höheren Alters steigt der Anteil bis auf 8,1% und betrifft hauptsächlich Anlagen im Leistungssegment bis 30 kW. Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass 92% der im Jahr 2000 in Betrieb genommenen PV-Leistung noch in Betrieb ist.

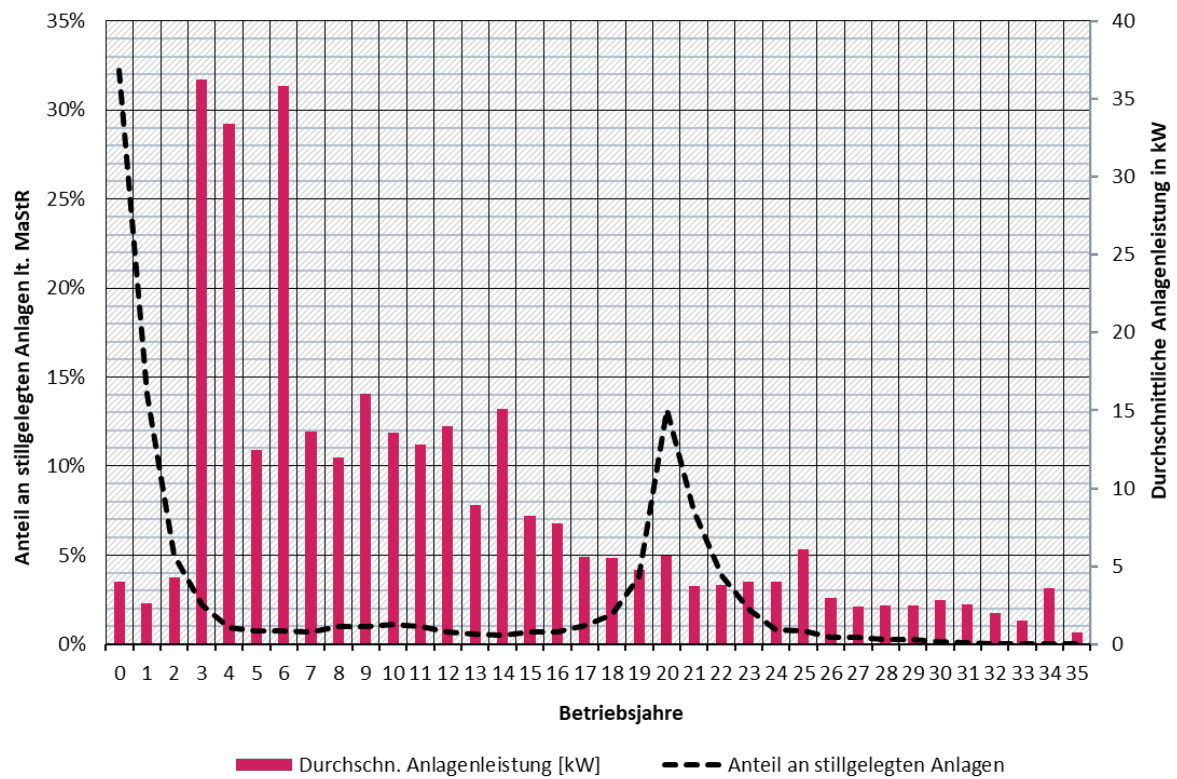
Abbildung 4: Leistung stillgelegter Anlagen nach Leistungsklassen und Inbetriebnahmejahr sowie prozentualer Anteil stillgelegter Leistung am Bruttozubau des Inbetriebnahmejahres



Quelle: BNetzA 2024d

Abbildung 5 zeigt die prozentuale Verteilung der Anzahl stillgelegter PV-Anlagen nach Betriebsjahren bis zur Stilllegung sowie deren durchschnittliche Anlagenleistung. Dabei fällt zunächst auf, dass ein Großteil der Stilllegungen bereits nach wenigen Jahren erfolgt, mit über 30% der Stilllegungen bei einer Betriebszeit von unter einem Jahr. Vermutlich durch kleine Anlagen, die nicht fachmännisch angebracht wurden und auch nicht für den Dauerbetrieb gedacht waren. Dafür spricht auch die geringe durchschnittliche Anlagenleistung von unter 4 kW. Ab 3 Jahren bis 14 Jahre treten kaum Stilllegungen auf, nur vereinzelte Anlagen mit größerer Leistung, vermutlich vermehrt Freiflächenanlagen mit Defekten. Nach 15 bis 25 Jahren ist ein merklicher Anstieg der Stilllegungen festzustellen, dabei sinkt die Anlagenleistung auf durchschnittlich 4 kW. Hier ist mit großer Sicherheit das Ende der EEG-Einspeisevergütung die Ursache für die Stilllegung – also eine Stilllegung aus wirtschaftlichen Gründen, keine technische Notwendigkeit. Der sichtbare Anstieg der Stilllegungen kurz vor und kurz nach Auslaufen der 20-jährigen Einspeisevergütung (18. bis 22. Betriebsjahr) könnte auch auf leicht abweichende Inbetriebnahmedaten bzw. Stilllegungsdaten zurückzuführen sein (siehe hierzu auch Abbildung 1).

Abbildung 5: Anteil stillgelegter PV-Anlagen an allen erfassten Außerbetriebnahmen nach Betriebsjahren bis zur Stilllegung und deren durchschnittliche Anlagenleistung



Quelle: BNetzA 2024d

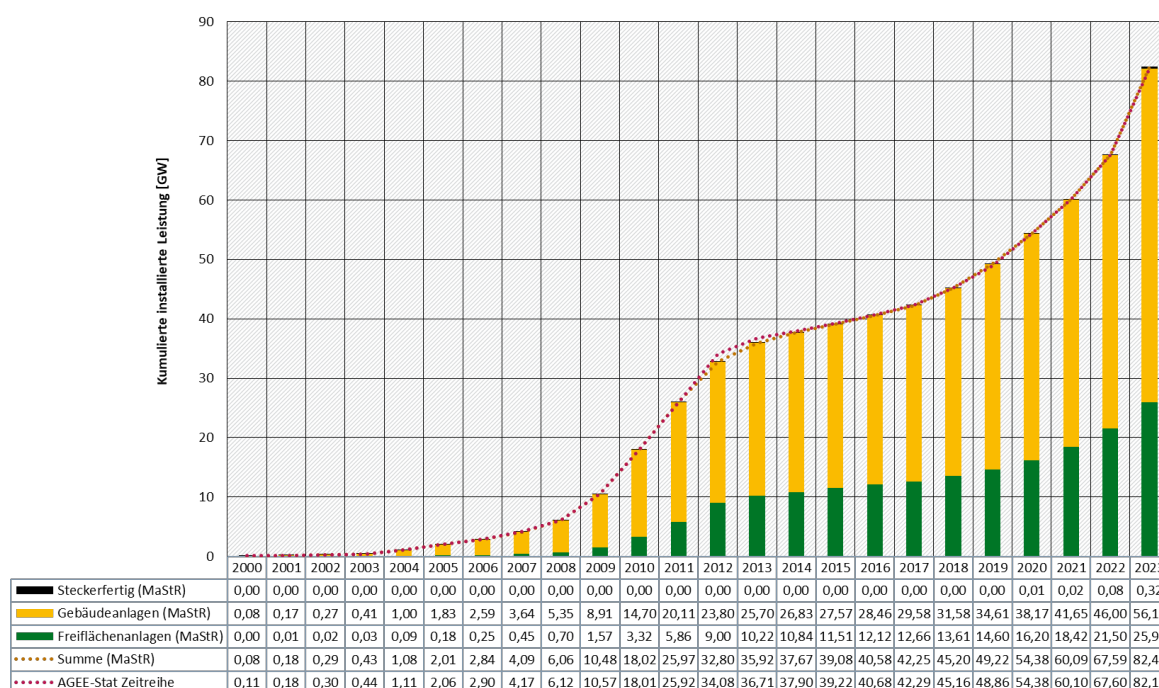
3 Installierte elektrische Leistung

Bei der Erfassung der installierten Leistung lässt sich zwischen der Brutto- und der Nettoleistung unterscheiden. Das Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur definiert die Bruttoleistung als Summe der Gleichstromleistung der Module in kWp. Die Nettoleistung ist hier der kleinere Wert aus Modul- oder Wechselrichterleistung. Die folgenden Auswertungen beziehen sich auf die Bruttoleistung.

3.1 Entwicklung der installierten Leistung

In Abbildung 6 ist die Entwicklung der kumulierten installierten Leistung von PV-Anlagen differenziert nach Gebäude- und Freiflächenanlagen bis Ende des Jahres 2023 dargestellt. Zum Vergleich ist ebenfalls die von der AGEE-Stat veröffentlichte Zeitreihe der kumulierten installierten PV-Leistung eingefügt.

Abbildung 6: Entwicklung installierte Leistung nach Anlagentypen



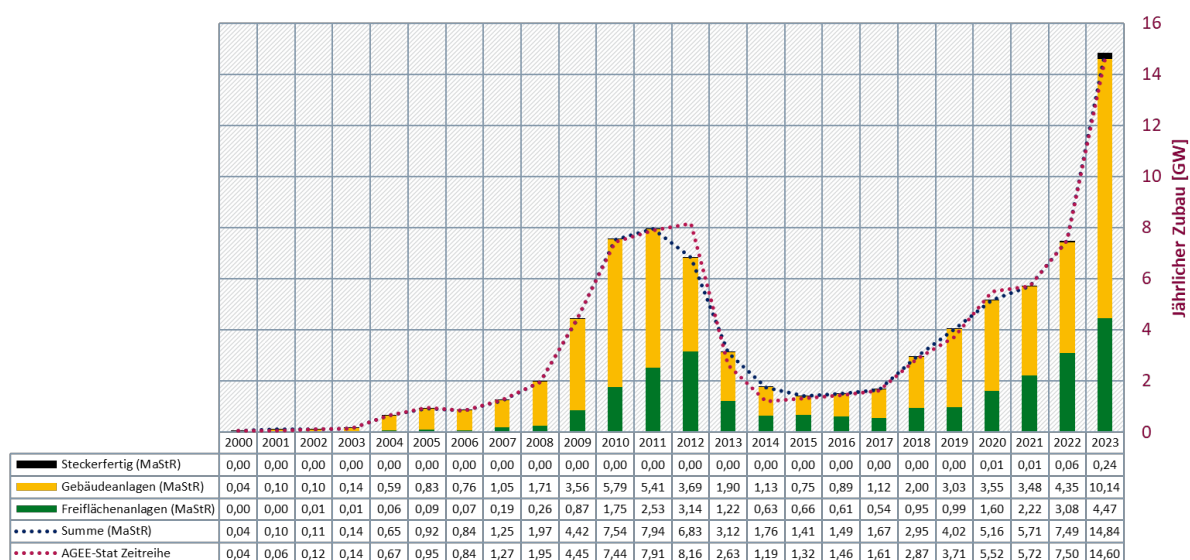
Quelle: BNetzA 2024d

Die obige Abbildung zeigt folgende Trends: Nach einem zunächst geringen Wachstum ist zwischen 2009 und 2012 ein starker Anstieg der installierten Leistung zu sehen. Zwischen 2013 und 2017 flacht die Kurve wiederum etwas ab, als Reaktion auf die starke Reduktion der Förderung in der EEG-Novelle in 2012. Ab 2018 wurden wieder stärkere Zuwächse verzeichnet. Gebäudeanlagen haben den größeren Anteil an der installierten Leistung (68% im Jahr 2023). Der Anteil an Freiflächenanlagen ist allerdings seit dem Jahr 2000 kontinuierlich von 4% auf 32% im Jahr 2023 angestiegen. Seit 2019 hat mit 4 MW auf 321 MW im Jahr 2023 ein starker Anstieg der installierten Leistung von steckerfertigen Anlagen stattgefunden. Der Anteil an der Gesamtleistung ist jedoch weiterhin gering mit 0,4% zum Ende des Jahres 2023. Die kumulierte installierte Leistung im Jahr 2023 lag nach MaStR-Daten bei 82,43 GW (Datenstand 01.04.2024).

Die Gründe für die geringen Unterschiede vor dem Jahr 2020 zwischen der AGEE-Stat-Zeitreihe der installierten Leistung und der für diesen Bericht berechneten Zeitreihe nach MaStR werden in Kapitel 1.2.2 diskutiert.

Die Entwicklung der neu installierten PV-Anlagenleistung (Zubau) ist in Abbildung 7 dargestellt. Folgende Trends sind zu erkennen: Deutlich zu sehen ist der starke Anstieg in den Jahren 2009 bis 2012 mit dem größten Zubau von fast 8 GW im Jahr 2011. In den folgenden Jahren wurde ein reduzierter Zubau aufgrund der geänderten Förderbedingungen verzeichnet. Seit dem Jahr 2015 stieg der Zubau wieder, allerdings wurde erst im Jahr 2018 der im EEG 2014 festgelegte Ausbaukorridor von 2,5 GW überschritten. In den Jahren 2018 bis 2020 steigerte sich der Leistungszubau jeweils um mehr als ein Gigawatt. Ein entsprechend starker Zuwachs konnte im Jahr 2021 nicht mehr verzeichnet werden, was unter anderem auf eine geringere Wirtschaftlichkeit im Kleinanlagensegment aufgrund von stark verringerten Einspeisetarifen zurückzuführen sein kann. Im Jahr 2022 war gegenüber dem Vorjahr wieder ein Wachstum von nahezu 2 GW zu verzeichnen. Im Jahr 2023 hat sich der Zubau im Vergleich zum Vorjahr mit 14,8 GW fast verdoppelt. Dabei hat sich der Zubau der steckerfertigen Anlagen auf 0,24 GW vervierfacht, was einem Anteil von 1,6% am gesamten Leistungszubau entspricht.

Abbildung 7: Entwicklung des PV-Leistungszubaus nach Anlagentypen und Jahren



Quelle: BNetzA 2024d

3.2 Installierte Leistung nach Anlagenklassen

In Tabelle 3 und Tabelle 4 ist der Bestand und der Zubau der installierten Leistung nach Anlagentyp und Leistungsklassen jeweils für die Jahre 2022 und 2023 aufgeschlüsselt. Im Jahr 2023 wurde hiernach insgesamt 14,8 GW PV-Leistung neu installiert (MaStR-Datenstand 01.04.2024). Der größte Leistungszubau in einer Anlagenklasse erfolgte dabei in der Leistungsklasse FFA > 1.000 kW mit einer Leistung von 4,1 GW und liegt damit um 1,2 GW höher als noch im Jahr 2022. Der relative Anteil am Zubau ist gegenüber 2022 gesunken, hat jedoch mit fast 28% weiterhin den größten Anteil. Gebäudeanlagen bis 10 kW besitzen weiterhin den zweitgrößten Anteil am Zubau mit 22,3%. Der Anteil der Gebäudeanlagen zwischen 10 und 20 hat stark zugenommen, von 12,8% in 2022 auf 21,8% im Jahr 2023. Der Zubau von Gebäudeanlagen machte insgesamt über 68% des Leistungszuwachses aus, und ist damit im Vergleich zum Vorjahr um fast 10%-Punkte gewachsen.

Im Vergleich der relativen Anteile zwischen Anlagenbestand bis zum Ende des Jahres 2023 und Zubau im Jahr 2023 wurden steckerfertige Anlagen sowie Gebäudeanlagen bis 20 kW überproportional zugebaut. Unterproportional zugebaut wurden Gebäudeanlagen zwischen 20 und 750 kW sowie Freiflächenanlagen bis 750 kW.

Tabelle 3: Installierte Leistung und Leistungszubau von PV-Anlagen im Jahr 2023 nach Leistungsklasse und Anlagentyp

Anlagentyp	Leistungsklasse [kW]	Bestand [MW]	Anteil an Bestand	Zubau [MW]	Anteil an Zubau
Steckerfertig*	$x \leq 2$	321	0,4%	237	1,6%
Gebäude	$x \leq 10$	14.160	17,2%	3.309	22,3%
	$10 < x < 20$	9.476	11,5%	3.239	21,8%
	$20 \leq x < 30$	6.824	8,3%	901	6,1%
	$30 \leq x < 100$	9.933	12,0%	781	5,3%
	$100 \leq x < 500$	9.621	11,7%	973	6,6%
	$500 \leq x \leq 750$	3.792	4,6%	318	2,1%
	$750 < x \leq 1000$	892	1,1%	200	1,3%
	$x > 1000$	1.440	1,7%	418	2,8%
Freifläche	$x \leq 750$	3.252	3,9%	203	1,4%
	$750 < x \leq 1000$	713	0,9%	127	0,9%
	$x > 1000$	22.006	26,7%	4.137	27,9%
Gesamt		82.429	100%	14.843	100%

* Steckerfertige Anlagen und Anlagen bis 2 kW mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2019

Quelle: BNetzA 2024d

Tabelle 4: Installierte Leistung und Leistungszubau von PV-Anlagen im Jahr 2022 nach Leistungsklasse und Anlagentyp

Anlagentyp	Leistungskategorie [kW]	Bestand [MW]	Anteil an Bestand	Zubau [MW]	Anteil an Zubau
Gebäude	$x \leq 10^*$	10.979	16,3%	1.652	22,2%
	$10 < x < 20$	6.275	9,3%	954	12,8%
	$20 \leq x < 30$	5.960	8,8%	377	5,1%
	$30 \leq x < 100$	9.423	14,0%	411	5,5%
	$100 \leq x < 500$	8.648	12,8%	464	6,2%
	$500 \leq x \leq 750$	3.483	5,2%	208	2,8%
	$750 < x \leq 1.000$	689	1,0%	42	0,6%
	$x > 1.000$	1.020	1,5%	260	3,5%
Freifläche	$x \leq 750$	2.517	3,7%	123	1,7%
	$750 < x \leq 1.000$	584	0,9%	35	0,5%
	$x > 1.000$	17.958	26,6%	2.930	39,3%
Gesamt		67.536	100%	7.457	100%

*Inklusive steckerfertigen Anlagen nach Lage „steckerfertig“ im MaStR

Quelle: BNetzA 2023

3.3 Historische Entwicklung der installierten Leistung nach Anlagenklassen

Zur weiteren Analyse soll der Leistungszubau historisch betrachtet werden. Hierfür werden die MaStR-Daten nach Inbetriebnahmejahren ausgewertet und die installierte Leistung der

einzelnen Anlagen eines Inbetriebnahmejahres den definierten Anlagenkategorien zugeordnet. Die Ergebnisse der Auswertung sind in Abbildung 8 (absolute Werte) und Abbildung 9 (relative Anteile) sowie im Detail in Tabelle 5 zu finden.

Im MaStR wird zwischen vorübergehend und endgültig stillgelegten Anlagen unterschieden. Die Vollständigkeit der Erfassung von Stilllegungen durch das MaStR wird sich erst zukünftig abschätzen lassen, wenn größere Leistungsmengen an das Ende ihrer Lebensdauer kommen. Im Folgenden werden vorübergehende Stilllegungen der installierten Leistung in den jeweiligen Jahren nach Inbetriebnahmedatum zugerechnet. Endgültige Stilllegungen werden dem historischen Zubau im jeweiligen Jahr nach Inbetriebnahme zugerechnet und dem jeweiligen Jahr nach Datum der Stilllegung abgezogen. Es handelt sich bei den folgenden Darstellungen also jeweils um den historischen Nettozubau. Der aktuelle Stand zu stillgelegten Anlagen wird in Kapitel 0 ausgewertet.

Insgesamt zeigt sich, dass der Leistungszubau in den Anfangsjahren des PV-Ausbaus vorrangig von kleinen Anlagenkategorien (0 bis 30 kW) ausging (Anteil max. 87% in 2003). Der Anteil dieser Segmente reduzierte sich immer mehr, bis er 2018 20% seinen Tiefpunkt erreichte. Der Tiefpunkt in absoluten Zahlen war im Jahr 2015 mit 340 MW Leistungszubau. Seitdem hat sich der Anteil wieder stark vergrößert und steht nun beim höchsten Anteil seit 2008 mit über 50%. Besonders interessant ist die Entwicklung der Leistungssegmente von 10 bis 20 kW und 20 bis 30 kW, da diese durch die Anhebung der Bagatellgrenze von 10 auf 30 kW für die Betreiber im Jahr 2021 wieder wirtschaftlich attraktiver geworden sind. Der Anteil des Segments 10 bis 20 kW steigerte sich von 2020 auf 2023 von 3% auf über 22% und erreichte damit den höchsten Anteil überhaupt für dieses Segments, mit Ausnahme des Jahre 2003. In absoluten Zahlen lag der Leistungszubau des Segment 10 bis 20 kW bei 3,2 GW, nur leicht übertroffen von Gebäudeanlagen bis 10 kW mit 3,3 GW. Das Segment 20 bis 30 kW veränderte sich im gleichen Zeitraum hingegen kaum mit einem Anteil von knapp 6%. Dies ist vermutlich auf die Größe der Dachfläche von Einfamilienhäusern zurückzuführen, die häufig keine größeren Anlagenleistungen ermöglicht.

Eine weitere regulatorisch bedingte Erscheinung beim Leistungszubau ist bei den großen Gebäudeanlagen ab 500 kW in den Jahren 2016 und 2017 zu beobachten. Während die Anlagensegmente 500 bis 750 kW, 750 bis 1.000 kW und größer 1.000 kW zwischen 2009 und 2014 relativ konstant und gleichverteilt einen Anteil von rund 4 bis 6% am Leistungszubau hatten, brachen diese Segmente im Jahr 2015 anteilsmäßig und absolut ein. Im Jahr 2016 wurden besonders viele Projekte in den Segmenten 750 bis 1.000 kW und größer 1.000 kW realisiert. Ihre Anteile vergrößerten sich drastisch im Vergleich zum Segment 500 bis 750 kW. Diese Entwicklung drehte sich allerdings ab dem Jahr 2017 um und die Segmente 750 bis 1.000 kW und größer 1.000 kW wurden praktisch nicht mehr zugebaut, während das Segment 500 bis 750 kW anteilsmäßig und in absoluten Zahlen zunahm (3% im Jahr 2016 auf max. 19% in 2019).

Der Einbruch im Jahr 2015 ist wahrscheinlich mit der Aussetzung der Förderung mit festen Einspeisetarifen für Anlagen größer 500 kW ab August 2014 in Verbindung zu bringen (BMWi 2014). Danach wurde verstärkt über die Einführung einer Ausschreibungspflicht für Großanlagen diskutiert, was ggf. zu Vorzugseffekten bei besonders großen Anlagen im Jahr 2016 geführt hat. Mit dem EEG 2017 wurde die Ausschreibungspflicht für Anlagen ab 750 kW eingeführt, was vermutlich zu dem massiven Einbruch in den größer Segmenten 750 kW führte. Der Anstieg im Segment 500 bis 750 kW ist wahrscheinlich darauf zurückzuführen, dass die Betreiber die Anlagen möglichst kleiner als 750 kW dimensionieren, um die Ausschreibung zu vermeiden.

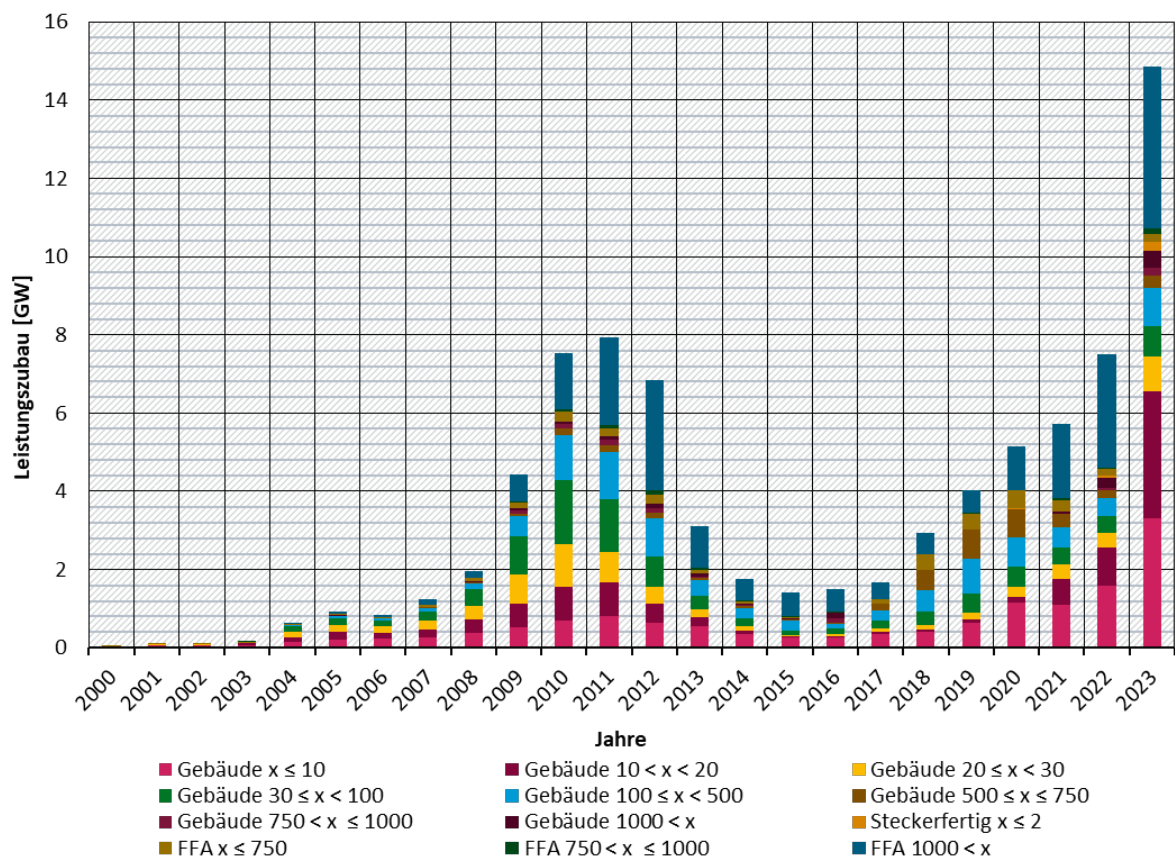
Der Anteil der Freiflächenanlagen hat seit dem Beginn des PV-Ausbaus stark zugenommen, wobei er im Jahr 2012 seinen maximalen Anteil von 47% erreichte und danach bis 2019 wieder abnahm (25%). Im Jahr 2023 erreichten die Freiflächenanlagen einen Anteil von 30% am Zubau. Hierbei hat das Segment größer 1.000 kW mit fast 28% den überwiegenden Anteil.

Altanlagen

Nach Auslaufen des Vergütungsanspruches durch das EEG nach 20 Jahren, ist es bei vielen Anlagen noch möglich diese weiter zu betreiben. Die Auswertung der stillgelegten Anlagen (siehe Abbildung 4) lässt diese Vermutung zumindest zu.

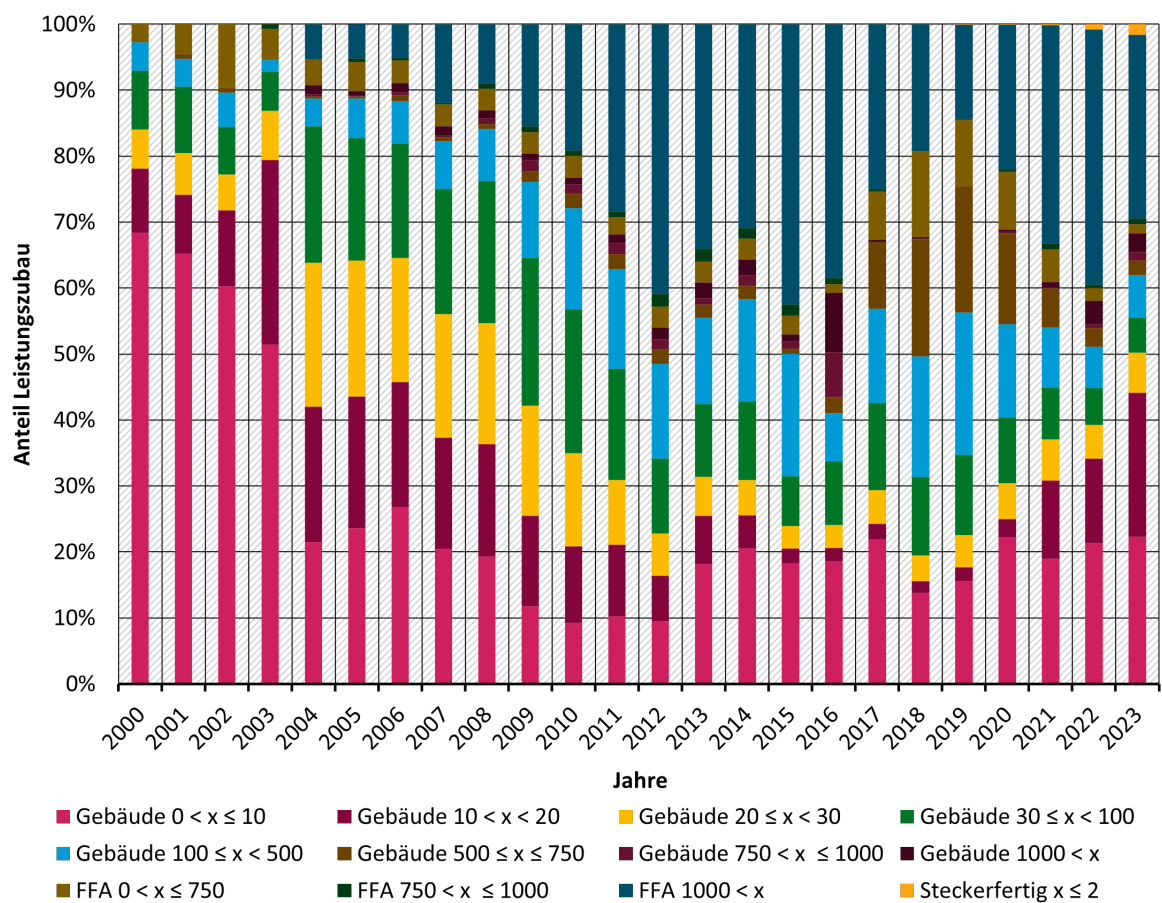
Anlagen, die vor Beginn der Förderung gebaut wurden, konnten zum Start des EEG die Vergütung beantragen. Somit sind zum Ende des Jahres 2020 die ersten PV-Anlagen aus der EEG-Förderung herausgefallen. Dies betrifft alle Anlagen, die bis zum 31.12.2000 in Betrieb genommen wurden. Ende des Jahres 2023 sind somit insgesamt ca. 430 MW aus der EEG-Förderung gefallen, was alle Anlagen betrifft die bis zum 31.12.2003 in Betrieb genommen wurden.

Abbildung 8: Leistungszubau von PV-Anlagen nach Leistungsklassen (in kW), Anlagentyp und Jahren



Quelle: BNetzA 2024d

Abbildung 9: Verteilung Leistungszubau von PV-Anlagen nach Jahren, Leistungsklassen (in kW) und Anlagentyp



Quelle: BNetzA 2024d

Tabelle 5: Leistungszubau von PV-Anlagen nach Leistungsklasse, Jahren und Anlagentyp absolut (in MW) und relativ

Anlagen-typ	Leistungsklasse [kW]	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
		[MW]																							
Steckerfertig	x ≤ 2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3	6	11	62	237
Gebäude	x ≤ 10	26	66	66	74	140	217	224	254	380	521	701	811	650	568	361	257	278	365	408	628	1.148	1.085	1.598	3.309
	10 < x < 20	4	9	13	40	133	184	160	211	336	606	869	863	473	227	87	33	30	39	52	84	142	676	962	3.239
	20 ≤ x < 30	2	6	6	11	142	190	158	233	360	740	1.067	781	434	183	95	47	52	85	115	193	279	359	384	901
	30 ≤ x < 100	3	10	8	8	134	171	146	236	425	988	1.646	1.342	780	344	209	106	145	221	352	490	517	448	418	781
	100 ≤ x < 500	2	4	6	3	27	56	54	90	155	510	1.154	1.195	980	407	272	263	108	237	538	869	730	519	467	973
	500 ≤ x ≤ 750	0	1	1	0	2	3	7	8	15	73	164	184	150	64	35	10	37	169	525	767	712	338	211	318
	750 < x ≤ 1.000	0	0	0	0	2	1	4	3	17	74	109	133	104	30	29	16	102	1	1	1	10	10	43	200
	x > 1.000	0	0	0	0	9	7	11	17	24	45	77	103	121	74	40	15	134	6	7	0	17	47	267	418
Freifläche	x ≤ 750	1	5	11	7	25	40	29	41	64	141	251	208	217	98	57	40	20	121	382	403	455	283	148	203
	750 < x ≤ 1.000	0	0	0	1	0	5	3	4	16	42	59	69	132	62	29	24	15	7	4	9	20	52	35	127
	x > 1.000	0	0	0	0	35	48	43	148	176	684	1.443	2.255	2.793	1.061	542	600	574	416	567	574	1.128	1.887	2.897	4.137
	Gesamt	38	102	109	144	650	921	839	1.245	1.969	4.425	7.542	7.943	6.834	3.117	1.755	1.411	1.495	1.667	2.950	4.021	5.162	5.715	7.492	14.843
Steckerfertig	x ≤ 2	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	2%
Gebäude	x ≤ 10	68%	65%	60%	51%	21%	24%	27%	20%	19%	12%	9%	10%	10%	18%	21%	18%	19%	22%	14%	16%	22%	19%	21%	22%
	10 < x < 20	10%	9%	12%	28%	21%	20%	19%	17%	17%	14%	12%	11%	7%	7%	5%	2%	2%	2%	2%	2%	3%	12%	13%	22%
	20 ≤ x < 30	6%	6%	5%	7%	22%	21%	19%	19%	18%	17%	14%	10%	6%	6%	5%	3%	4%	5%	4%	5%	5%	6%	5%	6%
	30 ≤ x < 100	9%	10%	7%	6%	21%	19%	17%	19%	22%	22%	22%	17%	11%	11%	12%	8%	10%	13%	12%	12%	10%	8%	6%	5%
	100 ≤ x < 500	4%	4%	5%	2%	4%	6%	6%	7%	8%	12%	15%	15%	14%	13%	16%	19%	7%	14%	18%	22%	14%	9%	6%	7%
	500 ≤ x ≤ 750	0%	1%	1%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	2%	2%	1%	2%	10%	18%	19%	14%	6%	3%	2%
	750 < x ≤ 1.000	0%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%	2%	1%	2%	2%	1%	2%	1%	7%	0%	0%	0%	0%	0%	1%	1%
	x > 1.000	0%	0%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	1%	9%	0%	0%	0%	0%	1%	4%	3%
Freifläche	x ≤ 750	3%	5%	10%	5%	4%	4%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	3%	1%	7%	13%	10%	9%	5%	2%	1%
	750 < x ≤ 1.000	0%	0%	0%	1%	0%	1%	0%	0%	1%	1%	1%	1%	2%	2%	2%	2%	1%	0%	0%	0%	0%	1%	0%	1%
	x > 1.000	0%	0%	0%	0%	5%	5%	5%	12%	9%	15%	19%	28%	41%	34%	31%	43%	38%	25%	19%	14%	22%	33%	39%	28%

Quelle: BNetzA 2024d

4 Netzeinspeisung

Für die vorliegende Studie wird die Netzeinspeisung der Jahre 2018 bis 2023 nach Leistungsklassen und Inbetriebnahmejahren analysiert. Die Netzeinspeisung umfasst alle Strommengen, die in das öffentliche Netz eingespeist werden und somit über das EEG erfasst werden.

Zur Bestimmung der Netzeinspeisung werden die EEG-Bewegungsdaten der entsprechenden EEG-Jahresabrechnung der Übertragungsnetzbetreiber herangezogen. Zusätzlich wurde eine Methodik entwickelt, die nicht gemeldete Anlagen erfasst, die im aktuellen Betriebsjahr mit hoher Wahrscheinlichkeit bereits in Betrieb waren, jedoch noch nicht im Datensatz der EEG-Bewegungsdaten enthalten sind (siehe Kapitel 4.1).

4.1 Zuschätzung von Nachmeldungen

Analysen der EEG-Bewegungsdaten für das Betriebsjahr 2023 zeigen eine erhebliche Diskrepanz zwischen den installierten Leistungen der gemeldeten Anlagen und den Bestandsanlagen im MaStR, insbesondere in den letzten Inbetriebnahmejahren. Es wird vermutet, dass eine Untererfassung in den EEG-Bewegungsdaten in unbekannter Höhe vorliegt. Durch ein Interview mit einem Branchenexperten des Übertragungsnetzbetreibers TenneT konnte dies bestätigt werden. Demnach muss bei der Frist zur Nachmeldung von Korrekturen zunächst unterschieden werden, ob der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) einem Verteilernetzbetreiber (VNB) mehr als vorgeschrieben auszahlt oder weniger. Für den Fall, dass der ÜNB mehr auszahlt verjährt der Rückforderungsanspruch gem. § 18 Abs. 1 S. 3 EnFG mit Ablauf des zweiten auf die die Zahlung begründende Stromerzeugung folgenden Kalenderjahres. Da der umgekehrte Fall (Zahlungsrichtung ÜNB an VNB) im EnFG nicht berücksichtigt wurde, greifen dann die grundsätzlichen Regelungen zur Verjährung gem. § 195 BGB i.V.m. § 199 Abs. 1 BGB. Für Anlagen mit Inbetriebnahme und daraus resultierenden Vergütungsansprüchen nach EEG im Jahr 2019 ergibt sich demnach, dass die Frist zur Abrechnung und damit zur Nachmeldung maximal 3 Jahre später (also Ende 2023) ausläuft. Im Jahr 2024 tritt die Verjährung ein. Demnach müssten alle Anlagen, die einen Vergütungsanspruch nach EEG besitzen und im Jahr 2019 in Betrieb gegangen sind, auch vollständig in den EEG-Bewegungsdaten des Betriebsjahres 2023 erfasst sein. Dieser Umstand wird durch die statistische Analyse der Erfassungsquoten in Tabelle 6 bestätigt.

Um die erzeugten Strommengen für das aktuelle Betriebsjahr möglichst präzise darzustellen, wird im Folgenden eine Methodik vorgestellt, die Nachmeldungen von Anlagen berücksichtigt, die im Betriebsjahr 2023 voraussichtlich eingespeist haben, jedoch aufgrund der Nachmeldefristen noch nicht gemeldet wurden.

Tabelle 6 veranschaulicht die Erfassungsquote in den EEG-Bewegungsdaten für das Betriebsjahr 2023 im Vergleich zu den Bestandsanlagen im MaStR nach Abzug eines gewissen Faktors für das letzte Jahr mit Annahme einer vollständigen Erfassung als Referenzjahr (In der Tabelle als „Inst. Leistung (geschätzt)“ bezeichnet), aufgeschlüsselt nach Inbetriebnahmejahr für ausgewählte Anlagenklassen. Die Auswertung aller Anlagenklassen zeigt, dass die Erfassungsquote bis zum Inbetriebnahmejahr 2019 meist über 90% liegt. Diese Beobachtung korreliert mit der fünfjährigen Frist für Nachmeldungen. Bei Anlagen bis 100 kW Leistung ist die Erfassungsquote erst ab dem Inbetriebnahmejahr 2022 deutlich niedriger, während bei Anlagen über 100 kW dies bereits ab dem Jahr 2020 zu beobachten ist.

Tabelle 6: Erfassungsquote der installierten Leistung in den EEG-Bewegungsdaten für das Betriebsjahr 2023 im Vergleich zu den Bestandsanlagen im MaStR nach Inbetriebnahmejahr und Anlagenklassen für die Zuschätzung der Netzeinspeisung (NE)

Anlagentyp	Leistungs- klasse	Inbetrieb- nahmejahr	Inst. Leistung (ÜNB)	Inst. Leistung (geschätzt)	Inst. Leistung (zugeschätzt)	NE (ÜNB)	NE (ge- schätzt)	NE (ÜNB) Erfassungs- quote	NE (zu- geschätzt)
Gebäude	$2 < x < 10$	2022	1.394.578	1.471.650	77.073	763.579.088	805.320.061	95%	41.740.973
Gebäude	$2 < x < 10$	2023	2.010.695	3.006.372	995.676	585.899.304	747.443.706	78%	161.544.402
Stecker- fertig	$0 < x \leq 2$	2019	1.687	2.328	641	1.269.555	1.751.777	72%	482.222
Stecker- fertig	$0 < x \leq 2$	2020	3.253	5.229	1.976	1.666.121	2.677.937	62%	1.011.816
Stecker- fertig	$0 < x \leq 2$	2021	5.272	9.708	4.436	2.516.887	4.634.441	54%	2.117.553
Stecker- fertig	$0 < x \leq 2$	2022	23.877	56.153	32.276	9.322.143	21.923.505	43%	12.601.362
Stecker- fertig	$0 < x \leq 2$	2023	62.050	215.043	152.993	13.846.088	45.999.875	30%	32.153.786
Gebäude	$10 \leq x < 20$	2022	900.174	950.370	50.196	490.716.924	517.647.073	95%	26.930.149
Gebäude	$10 \leq x < 20$	2023	2.080.260	3.192.979	1.112.719	570.758.723	727.399.210	78%	156.640.488
Gebäude	$20 \leq x < 30$	2022	330.985	353.079	22.094	183.394.634	195.298.176	94%	11.903.542
Gebäude	$20 \leq x < 30$	2023	519.280	829.280	310.000	158.281.032	211.038.896	75%	52.757.864
Gebäude	$30 \leq x < 100$	2022	318.245	353.403	35.158	151.302.090	167.793.286	90%	16.491.196

Anlagentyp	Leistungs- klasse	Inbetrieb- nahmejahr	Inst. Leistung (ÜNB)	Inst. Leistung (geschätzt)	Inst. Leistung (zugeschätzt)	NE (ÜNB)	NE (ge- schätzt)	NE (ÜNB) Erfassungs- quote	NE (zu- geschätzt)
Gebäude	$30 \leq x < 100$	2023	387.690	659.724	272.034	108.916.807	155.204.398	70%	46.287.592
Gebäude	$100 \leq x < 500$	2020	643.918	682.298	38.380	411.310.367	435.825.922	94%	24.515.555
Gebäude	$100 \leq x < 500$	2021	403.551	485.733	82.182	232.735.619	280.131.779	83%	47.396.159
Gebäude	$100 \leq x < 500$	2022	310.738	438.455	127.716	151.582.221	213.327.334	71%	61.745.113
Gebäude	$100 \leq x < 500$	2023	457.093	912.647	455.555	118.943.097	201.134.567	59%	82.191.471
Gebäude	$500 \leq x \leq 750$	2020	609.519	673.441	63.922	417.601.245	461.396.454	91%	43.795.209
Gebäude	$500 \leq x \leq 750$	2021	247.230	320.838	73.608	149.643.533	194.197.242	77%	44.553.709
Gebäude	$500 \leq x \leq 750$	2022	133.322	201.581	68.260	50.033.293	75.445.472	66%	25.412.179
Gebäude	$500 \leq x \leq 750$	2023	145.571	304.494	158.923	35.443.839	62.199.230	57%	26.755.392
Gebäude	$750 < x \leq 1000$	2020	6.033	9.679	3.646	1.528.658	2.452.651	62%	923.994
Gebäude	$750 < x \leq 1000$	2021	7.372	9.932	2.560	1.869.970	2.519.231	74%	649.261
Gebäude	$750 < x \leq 1000$	2022	22.248	42.413	20.165	15.208.958	23.830.312	64%	8.621.354
Gebäude	$750 < x \leq 1000$	2023	72.223	199.538	127.316	10.867.782	24.464.902	44%	13.597.120
Freifläche	$2 < x \leq 750$	2020	415.950	435.637	19.687	396.232.992	414.986.543	95%	18.753.551
Freifläche	$2 < x \leq 750$	2021	236.115	271.698	35.583	208.205.940	239.582.779	87%	31.376.838

Anlagentyp	Leistungs- klasse	Inbetrieb- nahmejahr	Inst. Leistung (ÜNB)	Inst. Leistung (geschätzt)	Inst. Leistung (zugeschätzt)	NE (ÜNB)	NE (ge- schätzt)	NE (ÜNB) Erfassungs- quote	NE (zu- geschätzt)
Freifläche	2 < x < 100	2022	22.335	29.500	7.165	11.371.317	15.026.655	76%	3.655.338
Freifläche	2 < x < 100	2023	42.455	83.272	40.817	11.056.638	18.204.608	61%	7.147.970
Freifläche	100 ≤ x ≤ 750	2022	68.385	112.528	44.143	52.535.481	86.630.678	61%	34.095.196
Freifläche	100 ≤ x ≤ 750	2023	61.435	112.107	50.672	24.781.100	40.616.956	61%	15.835.856
Freifläche	750 < x ≤ 1000	2022	24.167	34.576	10.408	19.908.161	27.453.273	73%	7.545.113
Freifläche	750 < x ≤ 1000	2023	52.473	127.098	74.625	27.650.342	44.340.273	62%	16.689.930
Freifläche	1000 < x ≤ 999999	2021	1.671.269	1.851.990	180.721	1.499.302. 743	1.661.428.1 88	90%	162.125.444
Freifläche	1000 < x ≤ 999999	2022	2.180.470	2.843.684	663.214	1.884.251. 021	2.415.115.1 64	78%	530.864.143
Freifläche	1000 < x ≤ 999999	2023	2.016.808	4.060.569	2.043.761	710.308.68 4	1.250.483.9 06	57%	540.175.222

Quelle: BNetzA 2024d; 50Hertz et al. 2024b

Um eine Schätzung der Stromerzeugung (einschließlich Netzeinspeisung und Selbstverbrauch) unter Berücksichtigung der erwarteten Nachmeldungen vorzunehmen, wurde für jede Kategorie, in der die Erfassungsquote merklich unter 90% liegt und eine ausreichende Relevanz für die Hochrechnung aufweist, eine Zuschätzung der installierten Leistung vorgenommen. Diese basiert auf der Erfassungsquote des zuletzt als vollständig erfassten Jahres (über 90%) als Referenzjahr. Bei einer Erfassungsquote von beispielsweise 94% wird daher auch 94% der installierten Leistung laut MaStR für die Hochrechnung der Stromerzeugung herangezogen. Der Grund dafür ist, dass die installierten Leistungen im MaStR tendenziell höher sind, bedingt durch Eintragungen von Inselanlagen ohne Netzanschluss sowie vereinzelte Falschmeldungen. Dieser Faktor soll somit zumindest teilweise ausgeglichen werden.

Zusätzlich muss die Zuschätzung unterjährig nach Monaten erfolgen, sofern die Erfassungsquoten monatlich stark variieren. Beispielsweise ist die Erfassungsquote im letzten betrachteten Inbetriebnahmejahr 2023 im Dezember wesentlich schlechter als im Januar. Da die Strommengen der PV-Erzeugung der erfassten Anlagen je nach Monat stark variieren, ist eine Gewichtung der zugeschätzten installierten Leistung erforderlich. Eine rein jährliche Betrachtung würde dazu führen, dass die zugeschätzten Strommengen tendenziell überschätzt werden. Die Berechnungsmethodik ist beispielhaft im Anhang A.2 in Tabelle 26 dargestellt.

Die entsprechenden Grafiken, die die Werte für Stromerzeugung, Netzeinspeisung und Selbstverbrauch basierend auf dieser Hochrechnungsmethodik darstellen, sind jeweils separat mit Fußnoten versehen.

Ein weiterer Grund für die Diskrepanz zwischen der gemeldeten Leistung in den EEG-Bewegungsdaten und der Leistung der entsprechenden Bestandsanlagen im MaStR könnte darin liegen, dass der Inbetriebnahmezeitpunkt im MaStR nicht die tatsächliche Inbetriebnahme widerspiegelt und tendenziell später erfolgt als angegeben. Dies könnte ebenfalls zu Diskrepanzen führen. Allerdings ist nicht anzunehmen, dass diese Abweichungen mehr als einige Monate betragen. Da sich die Diskrepanzen über Zeiträume von mehr als einem Jahr erstrecken, ist der Hauptgrund hierfür wahrscheinlich die noch nicht erfolgte Meldung von Nachmeldungen. Dennoch könnte dieser Effekt bei der Betrachtung des letzten Inbetriebnahmejahres 2023, insbesondere in den letzten Monaten des Jahres, eine merkliche Rolle spielen. In dieser Zeit sind die zugeschätzten Strommengen jedoch ebenfalls gering, was den Fehler minimiert.

Zudem ist anzunehmen, dass die Strommengen aus der sonstigen Direktvermarktung ebenfalls nicht vollständig gemeldet werden. Diese Hochrechnungsmethodik erfasst jedoch auch diese Mengen, um eine möglichst vollständige Ermittlung der Stromerzeugung zu gewährleisten.

Abschließend ist festzuhalten, dass diese Methodik nur als vorläufig betrachtet werden kann. Die Daten zu den nachgemeldeten Anlagen der vergangenen Betriebsjahre liegen den Übertragungsnetzbetreibern vor, werden jedoch derzeit nicht veröffentlicht. Eine Veröffentlichung erscheint jedoch in der Zukunft möglich, sodass Nachmeldequoten wesentlich genauer auf Basis der vergangenen Jahre abgebildet werden könnten. Zudem ist zu vermuten, dass die Nachmeldequote für das aktuelle Betriebsjahr 2023 erheblich höher ist als in den vergangenen Jahren, was auf den starken Zubau und die damit verbundene hohe Anzahl von Meldungen zurückgeführt werden kann. Diese Vermutung wird auch durch Analysen der historischen Betriebsjahre unterstützt.

4.2 Entwicklung der Netzeinspeisung

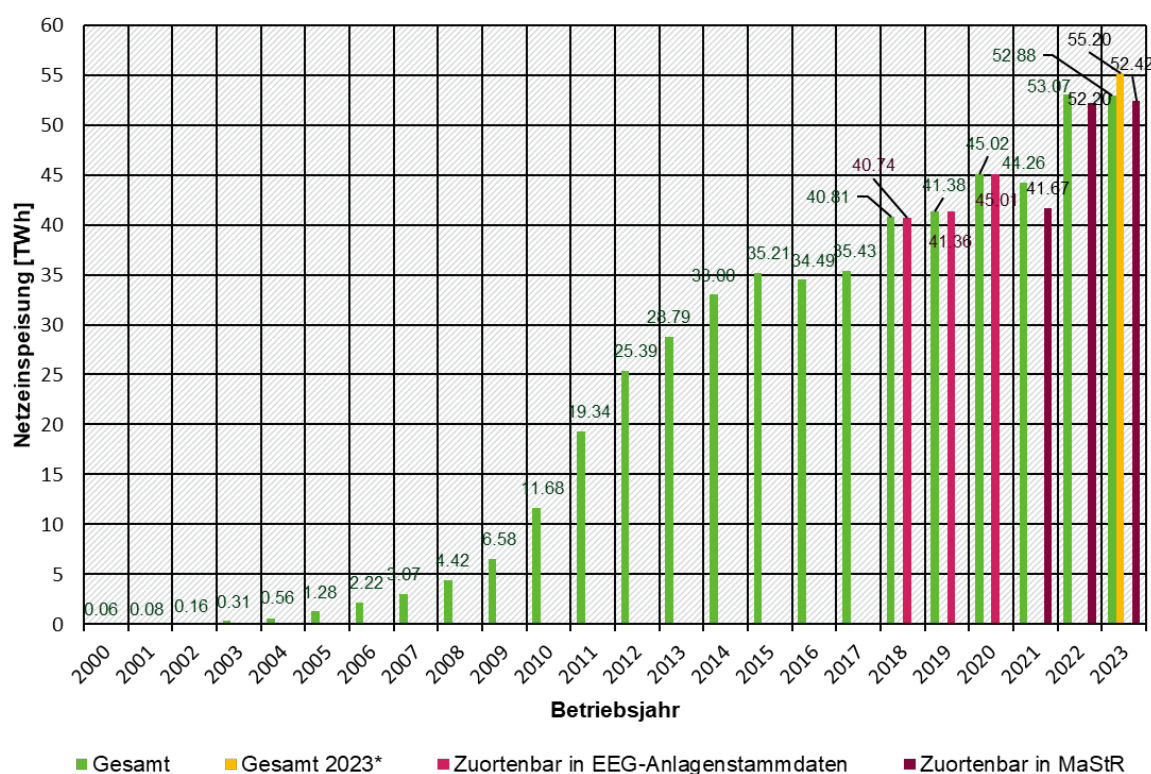
Die Einspeisung wird über den EEG-Anlagenschlüssel den Anlagen in den EEG-Anlagenstammdaten (für die Jahre 2018 bis 2020) und über die EEG-MaStR-Nummer den

Anlagen im MaStR (für die Jahre 2021 bis 2023) zugeordnet (siehe Abbildung 10). EEG-Bewegungsdaten, die keiner Anlage zugeordnet werden können, stellen die Differenz zwischen der gesamten und der zuordenbaren Netzeinspeisung dar. Dadurch ergibt sich eine geringe Abweichung, insbesondere bei der Verknüpfung des MaStR ab dem Jahr 2021. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass für das Jahr 2021 lediglich 95% (absolute Abweichung: 2,59 TWh) und für das Jahr 2022 immerhin 98,6% der Anlagen (absolute Abweichung: 0,87 TWh) eine MaStR-Nummer besitzen. Im Jahr 2023 beträgt der Anteil 99,5% (absolute Abweichung: 0,28 TWh). Die Zuordnung zwischen EEG-Bewegungsdaten mit einer ausgewiesenen MaStR-Nummer und Anlagen im MaStR mit einer entsprechenden Nummer beträgt für alle Jahre über 99%. Für die folgenden Auswertungen werden die berechneten verortbaren Werte genutzt. Die nicht zuweisbaren Netzeinspeisungsmengen sind zur Vollständigkeit in Tabelle 7 aufgeführt.

Die Entwicklung der Netzeinspeisung von PV-Anlagen in Deutschland insgesamt ist in Abbildung 10 dargestellt. Im Jahr 2023 betrug die ausgewiesene Netzeinspeisung, trotz des historischen Zubaurekords im Jahr 2023 (siehe Abbildung 7), laut ÜNB-Daten 52,88 TWh und war somit leicht geringer als im Jahr 2022. Hierfür wurden zwei wesentliche Gründe identifiziert. Zum einen wurde bei Vergleichen der erfassten Anlagen in den EEG-Bewegungsdaten und den entsprechend erfassten Anlagen im MaStR festgestellt, dass eine erhebliche Anzahl von Anlagen aus den letzten Inbetriebnahmejahren noch nicht in den EEG-Bewegungsdaten vermerkt ist. Durch Gespräche mit Branchenexperten konnte dieser Verdacht bestätigt werden. Aufgrund der großen Anzahl von Anlagen fällt die Nachmeldequote wohl ungewöhnlich hoch aus. Aus diesem Grund wurde das jüngste Betriebsjahr 2023 um eine Zuschätzung von Nachmeldungen ergänzt (siehe Kapitel 4.1). Die gesamte Netzeinspeisung in das öffentliche Stromnetz beträgt demnach, nach der Zuschätzung für Nachmeldungen, für das Betriebsjahr 2023 55,20 TWh und liegt somit um 4,4 % über der gemeldeten Netzeinspeisung von 52,88 TWh der EEG-Bewegungsdaten.

Zum anderen sind stagnierende Netzeinspeisungen trotz Zubaus von Anlagen und somit steigender Stromerzeugungskapazität und Netzeinspeisungspotential auf die schwankende jährliche Globalstrahlung zurückzuführen. Beispielsweise war die Solarstrahlung im Jahr 2022 wesentlich höher (Fraunhofer ISE 2020) als im Jahr 2023. Die Netzeinspeisung lag auch in den Jahren 2016 und 2021 unter der des Vorjahres, vermutlich jeweils aufgrund einer geringeren Globalstrahlung als im Vorjahr (Fraunhofer ISE 2020) und einem lediglich geringen Zubau. Der hohe Anstieg im Jahr 2018 wiederum ist durch eine sehr hohe Globalstrahlung in diesem Jahr und stärker steigende Installationszahlen begründet. Dies führte ebenfalls im Jahr 2020 zu einem starken Anstieg im Vergleich zum Jahr 2019 und zu einem noch deutlicheren Anstieg im Jahr 2022, wobei der hohe Zubau hier ebenfalls ins Gewicht fällt. Zusammenfassend zeigt sich, dass die schwankende Globalstrahlung den vermutlich größten Einfluss auf die Schwankungen der in den EEG-Jahresabrechnungen ausgewiesenen Netzeinspeisung (pro installierter Anlagenleistung) hat.

Abbildung 10: Entwicklung der Netzeinspeisung



* Zuschätzung von nicht erfassten Anlagen aufgrund von Direktvermarktung und Nachmeldungen für das Betriebsjahr 2023
Quelle: BNetzA 2024d; 50Hertz et al. 2002-2024

Tabelle 7 zeigt die Einspeisung nach Anlagentyp und Leistungsklasse auf Basis der zuordenbaren EEG-Bewegungsdaten. Die höchste Einspeisemenge erfolgt aus der Leistungsklasse Freiflächenanlagen >1.000 kW mit 16,09 TWh. Die geringsten Einspeisemengen liegen sowohl bei Gebäudeanlagen als auch bei Freiflächenanlagen in den Leistungsklassen 750 bis 1.000 kW vor. Dies entspricht den Verhältnissen der installierten Leistungen der Anlagen in den jeweiligen Leistungsklassen. Im Vergleich zu den hier dargestellten Vorjahren, ist die Verteilung ähnlich. Der stärkste absolute Zuwachs hinsichtlich der Einspeisung trat bei Freiflächenanlagen FFA > 1.000 kW und bei kleinen Anlagen von 10 bis 20 kW auf.

Durch die Zuschätzung der Netzeinspeisung von zu erwartenden Nachmeldungen für das Betriebsjahr 2023 steigen die Anteile von Freiflächenanlagen (>1000 kW) bezogen auf die gesamte Netzeinspeisung von 30,43 % auf 31,38 % (absolut 1,23 TWh). Insgesamt erhöht sich die Netzeinspeisung von Freiflächenanlagen um 1,37 TWh. Gebäudeanlagen verlieren größtenteils an Anteilen, verzeichnen jedoch dennoch einen absoluten Zuwachs von 0,89TWh.

Steckerfertige Anlagen sind ebenfalls in den EEG-Bewegungsdaten vertreten (absolut 0,03 TWh). Vermutlich wurden diese als EEG-Anlagen angemeldet, um eine Einspeisevergütung auf die Netzeinspeisung zu erhalten, anstatt der üblichen unentgeltlichen Einspeisung beim vereinfachten Anmeldeverfahren als steckerfertige Anlage. Unter Berücksichtigung von Nachmeldungen steigt der Anteil an der Einspeisung auf 0,08 TWh. Da die Nachmeldequote auf den Anlagen im MaStR beruht und auch im MaStR von einer gewissen Dunkelziffer an Untererfassungen ausgegangen wird, könnte deren Anteil noch wesentlich höher liegen (siehe Kapitel 10.2).

Tabelle 7: Netzeinspeisung in den Jahren 2021, 2022 und 2023 nach Anlagenklassen

Anlagentyp	Leistungs-kategorie [kW]	Einspeisung 2021 [TWh]	Anteil	Einspeisung 2022 [TWh]	Anteil	Einspeisung 2023 [TWh]	Anteil	Einspeisung 2023 [TWh]**	Anteil*
Steckerfertig*	$x \leq 2$					0,03	0,06%	0,08	0,14%
Gebäude	$x \leq 10^{***}$	5,82	13,15%	7,10	13,38%	7,37	13,94%	7,57	13,71%
	$10 < x < 20$	4,03	9,11%	4,83	9,10%	5,22	9,87%	5,40	9,78%
	$20 \leq x < 30$	4,31	9,74%	4,86	9,16%	4,67	8,83%	4,73	8,57%
	$30 \leq x < 100$	6,60	14,91%	7,29	13,74%	6,60	12,48%	6,66	12,07%
	$100 \leq x < 500$	5,56	12,56%	6,13	11,55%	5,83	11,02%	6,05	10,96%
	$500 \leq x \leq 750$	2,00	4,52%	2,33	4,39%	2,26	4,27%	2,40	4,35%
	$750 < x \leq 1000$	0,51	1,15%	0,54	1,02%	0,51	0,96%	0,53	0,96%
	$1000 < x$	0,68	1,54%	0,63	1,19%	0,67	1,27%	0,67	1,21%
Freifläche	$x \leq 750^{**}$	1,72	3,89%	2,25	4,24%	2,54	4,80%	2,65	4,80%
	$750 < x \leq 1000$	0,45	1,02%	0,55	1,04%	0,54	1,02%	0,57	1,03%
	$1000 < x$	12,54	28,33%	15,67	29,53%	16,09	30,43%	17,32	31,38%
Gesamt zuweisbar		44,22	99,91%	52,18	98,32%	52,33	98,96%	54,63	98,97%
nicht zuweisbar		0,05	0,11%	0,89	1,68%	0,56	1,06%	0,56	1,01%
Gesamt		44,26	100%	53,07	100%	52,88	100%	55,20	100%

* Umfasst alle Anlagen bis 2 kW mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2019

** Zuschätzung von nicht erfassten Anlagen aufgrund von Direktvermarktung und Nachmeldungen für das Betriebsjahr 2023

*** Steckerfertige Anlagen bis zum Jahr 2022 inkludiert

Quelle: BNetzA 2024d; 50Hertz et al. 2022, 2023, 2024b

4.3 Netzeinspeisung nach Sektor

Zur Einteilung der PV-Anlagen nach Sektoren liegen im MaStR unterschiedliche Quellen vor. Zum einen wird für Gebäudeanlagen der „Nutzungsbereich“ angegeben (bei Freiflächenanlagen wird die Angabe nicht abgefragt). Der Nutzungsbereich bezieht sich auf die Nutzung des Gebäudes, auf dem die PV-Anlage installiert ist. Der Betreiber der PV-Anlage kann allerdings einem anderen Sektor angehören als das Gebäude. Daher sollte zur Bestimmung der Sektorzugehörigkeit der PV-Anlagen und deren Netzeinspeisung ebenfalls das Register der Marktakteure im MaStR ausgewertet werden, in dem die Sektorzugehörigkeit der Betreiber der Anlagen nach NACE¹-Kategorisierung hinterlegt ist.

In Tabelle 8 ist die Netzeinspeisung und die installierte Leistung in den Jahren 2022 und 2023 gemäß der Angabe des Nutzungsbereichs im MaStR aufgelistet. Für die Berechnung wurden die EEG-Bewegungsdaten mit den MaStR-Daten verschnitten und auch mit den EEG-Daten, wenn die Information des Nutzungsbereichs aus dem MaStR zugeordnet werden konnte. Der

¹ Die Statistische Systematik der Wirtschaftszweige in der Europäischen Gemeinschaft (NACE) ist die Systematik der Wirtschaftszweige in der Europäischen Union (EU). Seit 1970 wurden unterschiedliche Versionen der NACE entwickelt. Das Akronym NACE geht auf die französische Bezeichnung *Nomenclature statistique des activités économiques dans la Communauté européenne* zurück. Die NACE ist eine vierstellige Systematik und bildet den Rahmen für die Sammlung und Darstellung einer breiten Palette statistischer, nach Wirtschaftszweigen untergliederter Daten aus dem Bereich Wirtschaft (z. B. Produktion, Beschäftigung, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung) und aus anderen Bereichen innerhalb des Europäischen Statistischen Systems (ESS).

resultierende Datensatz umfasst fast die gesamte installierte Leistung von Gebäudeanlagen. Lediglich 5,7% der Gebäudeanlagen im Betriebsjahr 2023 besitzen keine Angabe zum Nutzungsbereich (6,9% im Betriebsjahr 2022). Ausgehend von der Information zum Nutzungsbereich befindet sich die größte installierte Leistung in 2023, die zugeordnet werden kann, mit rund 18,5 GW auf Gebäuden im Haushaltssektor. Die korrespondierende Netzeinspeisung beläuft sich auf rund 11,2 TWh und hat damit ebenfalls den größten Anteil. Darauf folgen landwirtschaftliche Gebäude, Gewerbegebäude und Industrie. Die restlichen Gebäudetypen spielen eine eher untergeordnete Rolle, wobei die Gruppe der Anlagen ohne Angabe eine ähnliche Größenkategorie hat wie die Industrie.

Im Vergleich zum Jahr 2022 ist die installierte Leistung im Haushaltssektor sowohl absolut als auch prozentual gestiegen (von 13,6 auf 18,5 GW und von 22,5% auf 25,9%). Einen rückläufigen Anteil verzeichneten hingegen die Sektoren Landwirtschaft, GHD und öffentliche Gebäude. Ähnlich dazu liegt der Anteil des Haushaltssektors an der Netzeinspeisung im Jahr 2023 bei 21,3% im Vergleich zu 19,5% im Jahr 2022. Der Anteil von Freiflächenanlagen ist zwischen 2022 und 2023 leicht gestiegen, von 30,7 auf 31,3% Anteil an der installierten Leistung und von 35,4% auf 36,6% Anteil an der Netzeinspeisung.

In Tabelle 9 ist die Auswertung der installierten Leistung der PV-Anlagen nach der Sektoreinordnung der Betreiber aufgelistet. Die Sektoreinordnung auf Basis des NACE-Codes weicht von den Kategorien bei der Angabe des Nutzungsbereichs ab. Die Bereiche Fischerei, Umwandlungsbereich, Energieerzeugung und Verkehr kommen hinzu. Die Einordnung nach der Sektorzugehörigkeit der Betreiber ist somit deutlich genauer und normierter. Allerdings finden sich nur zu rund 43% der installierten Leistung Angaben zum Sektor des Betreibers. Bei der Einordnung nach dem Nutzungsbereich liegt mit 65% eine deutlich höhere Abdeckung vor.

Es ist zu vermuten, dass die Freiflächenanlagen, die in der Auswertung nach Nutzungsbereich nicht enthalten sind, insbesondere dem Sektor Energieerzeugung zugeordnet werden. Der Anteil der Freiflächenanlagen am Gesamtbestand hat mit 31,3% eine ähnliche Größenkategorie wie der Anteil der energiewirtschaftlichen Anlagen mit 71,5% in der Auswertung nach Sektorzugehörigkeit der Betreiber, wenn berücksichtigt wird, dass die 71,5% auf den Anteil von rund 45% der zuordenbaren Leistung bezogen sind.

Der Haushaltssektor ist bei der Auswertung nach Sektorzugehörigkeit der Betreiber sehr klein. Dies ist höchstwahrscheinlich darauf zurückzuführen, dass Betreiber, die natürliche Personen sind oder eine Anlage kleiner 30 kW Nettoleistung betreiben, ihre Sektorzugehörigkeit nicht angeben müssen. Dies trifft auf die meisten Anlagen im Haushaltsbereich zu. Der Anteil des Haushaltsbereichs nach Nutzungsbereich des Gebäudes ist damit realistischer. Typische Anlagen im Haushaltsbereich haben eine Leistung < 10 kW.

Deutliche Abweichung zwischen der Auswertung nach Nutzungsbereich des Gebäudes und Sektorzugehörigkeit der Betreiber bestehen bei der Landwirtschaft und dem GHD-Bereich. Hier müsste genauer geprüft werden, wodurch diese Unterschiede entstehen.

Im Vergleich zum Jahr 2022 sind die Anteile der Sektoren relativ ähnlich geblieben. Ein leichter Rückgang im Anteil sowohl an der installierten Leistung als auch bei der Netzeinspeisung ist bei den Sektoren Energieerzeugung sowie Land- und Forstwirtschaft zu verzeichnen, während bei den Sektoren Industrie und GHD ein leichter Zuwachs zu sehen ist.

Tabelle 8: Sektorale Zuordnung der Netzeinspeisung und installierten Leistung in den Jahren 2022 und 2023 gemäß Nutzungsbereich der Gebäude

Nutzungsbereich des Gebäudes	Installierte Leistung * [MW] (2022)	Anteil an inst. Leistung (2022)	Netzeinspeisung ** [MWh] (2022)	Anteil an Netzeinspeisung (2022)	Installierte Leistung * [MW] (2023)	Anteil an inst. Leistung (2023)	Netzeinspeisung ** [MWh] (2023)	Anteil an Netzeinspeisung (2023)
Öffentliche Gebäude	1.030	1,7%	820.282	1,6%	1.100	1,5%	762.369	1,5%
Landwirtschaft	10.553	17,4%	9.580.348	18,4%	11.041	15,4%	8.975.294	17,1%
Haushalt	13.627	22,5%	10.166.977	19,5%	18.518	25,9%	11.160.143	21,3%
GHD	9.932	16,4%	7.638.948	14,6%	11.074	15,5%	7.377.169	14,1%
Industrie	2.198	3,6%	1.518.607	2,9%	2.546	3,6%	1.465.828	2,8%
Sonstige	1.913	3,2%	1.653.933	3,2%	2.081	2,9%	1.583.801	3,0%
Gebäude (Angaben zum Nutzungsbereich)	39.254	65%	31.379.094	60%	46.359	65%	31.324.604	60%
Gebäude (keine Angabe zum Nutzungsbereich)	2.790	4,6%	2.337.043	4,5%	2.734	3,8%	1.905.060	3,6%
Freifläche***	18.644	30,7%	18.471.596	35,4%	22.379	31,3%	19.176.924	36,6%
Gesamtbestand	60.687	100%	52.187.733	100%	71.472	100%	52.406.588	100%

* auf Basis von MaStR-Daten

** auf Basis von EEG-Bewegungsdaten

*** Nutzungsbereich nicht abgefragt

Quelle: BNetzA 2024d; 50Hertz et al. 2024b; BNetzA 2023; 50Hertz et al. 2023

Tabelle 9: Sektorale Zuordnung der Netzeinspeisung und installierten Leistung in den Jahren 2022 und 2023 gemäß Sektorzugehörigkeit der Betreiber

Eurostat NACE Sektor	Inst. Leistung * [MW] (2022)	Anteil an inst. Leistung (2022)	Netzeinspeisung** [MWh] (2022)	Anteil an Netzeinspeisung (2022)	Inst. Leistung * [MW] (2023)	Anteil an inst. Leistung (2023)	Netzeinspeisung** [MWh] (2023)	Anteil an Netzeinspeisung (2023)
Land- und Forstwirtschaft	836	3,1%	665.037	2,8%	906	2,9%	637.159	2,7%
Fischerei	4	0,0%	2.339	0,0%	5	0,0%	2.168	0,0%
Umwandlungsbereich	5	0,0%	2.656	0,0%	42	0,1%	3.158	0,0%
Energieerzeugung	19.374	72,4%	18.529.569	78,4%	22.223	71,5%	18.624.672	78,2%
Industrie	1.618	6,0%	794.686	3,4%	2.132	6,9%	854.451	3,6%
Verkehr	45	0,2%	31.469	0,1%	58	0,2%	33.264	0,1%
GHD	4.831	18,1%	3.568.447	15,1%	5.677	18,3%	3.645.263	15,3%
Haushalte	36	0,1%	29.358	0,1%	37	0,1%	26.071	0,1%
mit NACE-Zuordnung	26.750	44,1%	23.623.562	45,3%	31.080	43,4%	23.826.206	45,5%
keine Angabe erforderlich:	0	0	0	0				
Nettoleistung <=30kW	884	1,5%	731.551	1,4%	939	1,3%	679.914	1,3%
Natürliche Person	27.725	45,7%	23.039.694	44,1%	33.676	47,1%	23.336.421	44,5%
Angabe erforderlich: derzeit ohne NACE-Zuordnung	5.328	8,8%	4.792.810	9,2%	5.852	8,2%	4.559.901	8,7%
Summe (in Betrieb)	60.687	100%	52.187.617	100%	71.548	100%	52.402.442	100%

* auf Basis von MaStR-Daten

** auf Basis von MaStR und EEG-Bewegungsdaten bereinigt

Quelle: BNetzA 2024d, 2023; 50Hertz et al. 2024b, 2023

5 Wirtschaftlich motivierter Selbstverbrauch

Der von Photovoltaikanlagen erzeugte Strom lässt sich unterteilen in die Netzeinspeisung und den Selbstverbrauch (SV), also die Strommenge, die vor dem Netzanschlusspunkt der PV-Anlage verbraucht wird. Der Anteil von SV bei der PV-Stromerzeugung hat in den vergangenen Jahren in Deutschland zugenommen. Dies ist auf rückläufige Einspeisevergütungen für Solarstrom, fallende Stromgestehungskosten von PV-Anlagen und steigende Strompreise zurückzuführen, die es seit 2012 wirtschaftlich immer vorteilhafter machen, den erzeugten PV-Strom nicht ins öffentliche Netz einzuspeisen, sondern selbst zu verbrauchen. Daher werden PV-Anlagen zunehmend für einen hohen Selbstverbrauch ausgelegt.

In nationalen und internationalen Berichtspflichten wird die Bruttostromerzeugung als Berichtsgröße definiert. Aus diesem Grund ist neben der Erhebung der Netzeinspeisung ebenfalls die gute Erfassung des selbstverbrauchten und nicht eingespeisten Stroms essenziell. Der Selbstverbrauch wurde jedoch nicht kontinuierlich und vollumfänglich statistisch erhoben. Deshalb muss an dieser Stelle auf ein Modell zur Schätzung zurückgegriffen werden. Ob PV-Selbstverbrauchsstrommengen statistisch erfasst sind, hängt primär von der Anlagenleistung und dem Inbetriebnahmedatum ab. Je nach Inbetriebnahmedatum wird Selbstverbrauch von PV-Strom gefördert, nicht gefördert oder mit einer Umlage belegt.

An dieser Stelle ist darüber hinaus anzumerken, dass zur vollständigen Erfassung der Bruttostromerzeugung von PV-Anlagen auch der technische Eigenverbrauch innerhalb des PV-Systems einbezogen werden muss. Auf diesen wird in Kapitel 6.1 eingegangen.

5.1 Aktuelle Methodik zur vollständigen Erfassung des Selbstverbrauchs

Zur Berechnung der Selbstverbrauchsmengen in Deutschland wurde die bisherige Methodik der AGEE-Stat weiterentwickelt. Zielsetzung der Weiterentwicklung war eine differenzierte und möglichst vollständige Erfassung des wirtschaftlich motivierten Selbstverbrauchs auf Basis verfügbarer amtlicher Energiedaten, um die reale Entwicklung des Selbstverbrauchs mit einer konsistenten Methodik zeitnah abbilden zu können, weil eine offizielle statistische Erfassung über alle Anlagenklassen und Inbetriebnahmejahrgängen nicht möglich ist.

5.1.1 Herleitung

Hierfür wurde der Bestand der PV-Anlagen nach Inbetriebnahmezeitpunkt, Leistungsklasse und Anlagentyp kategorisiert. Die zeitliche Kategorisierung des Anlagenbestands wurde auf Basis der Gültigkeit der unterschiedlichen Bestimmungen zum Selbstverbrauch von PV-Strom in den verschiedenen Fassungen des EEG vorgenommen (siehe Abbildung 11). Für die Einteilung nach Leistungs- und Anlagenklassen wurden die Leistungsgrenzen der Förder- und Abgaberegeln der EEG-Versionen zur Netzeinspeisung und zum Selbstverbrauch verwendet. Darüber hinaus wurden weitere Klassengrenzen definiert, die sich aus den Anforderungen der Berichterstattung an die EU bzw. Eurostat ableiten. Anschließend wurde die zeitliche Einteilung mit der Kategorisierung nach Leistungs- und Anlagenklassen kombiniert. Aus der Kombination ergeben sich die in Abbildung 12 dargestellten Kategorien. Die einzelnen EEG-Regelungen und die sich daraus ableitenden Kategorien sollen im Folgenden zunächst näher erläutert werden.

Bis zum Jahr 2009 wurde Selbstverbrauch weder gefördert noch war dieser umlagepflichtig. Auf Grund der hohen Einspeisevergütung für PV-Strom bestand zudem wenig Anreiz zum Selbstverbrauch des erzeugten Stroms. Es kann deshalb davon ausgegangen werden, dass die bis zum Jahr 2009 selbstverbrauchten Strommengen vernachlässigbar gering sind und nicht

abgeschätzt werden müssen. Dieser Umstand wird sich voraussichtlich in den nächsten Jahren ändern, da immer mehr Anlagen aus der EEG-Vergütung fallen werden und aus wirtschaftlichen Gründen einen hohen Selbstverbrauch anstreben.

Ab 2009 wurde der Selbstverbrauch von PV-Strom bei Gebäudeanlagen bis zu 30 kW gefördert. Dies führte dazu, dass in den Folgejahren vermehrt Anlagen ohne Volleinspeisung in Betrieb genommen wurden. Die geförderten Strommengen sind statistisch in den jährlichen EEG-Bewegungsdaten erfasst.

Ab Juli 2010 wurde die Förderung auf Gebäudeanlagen bis 500 kW ausgeweitet. Seit April 2012 ist die Förderung von Selbstverbrauch abgeschafft. Damit entfiel die Meldepflicht für selbstverbrauchte Strommengen von Neuanlagen. In dieser Phase begann der Selbstverbrauch von PV-Strom auch ohne Förderung zunehmend wirtschaftlich zu werden, wodurch immer mehr Anlagenbetreiber diese Möglichkeit nutzten. Um diese Entwicklung zu regulieren, wurde im August 2014 durch das EEG eine Umlagepflicht auf Selbstverbrauch für alle Anlagen ab 10 kW oder 10 MWh Selbstverbrauch eingeführt. Hierdurch wurde der Selbstverbrauch erneut erfassungspflichtig. Betreiber von Anlagen kleiner 10 kW müssen ihren Selbstverbrauch aufgrund der Befreiung von der Umlagepflicht nicht melden. Ab dem Jahr 2019 werden erstmals vermehrt steckerfertige PV-Anlagen installiert, dabei werden alle Anlagen bis 2 kW den steckerfertigen Anlagen zugerechnet². Im Januar 2021 wurde die Bagatellgrenze für die Umlagepflicht von 10 kW auf 30 kW angehoben. Am 01.07.2022 wurde die EEG-Umlage für alle Anlagen (auch rückwirkend) abgeschafft. Damit entfällt auch rückwirkend die Meldepflicht in den zuvor beschriebenen Leistungsklassen und Perioden. Dabei ist die Meldepflicht und die tatsächliche Meldequote in den EEG-Bewegungsdaten nicht identisch, da in manchen Gruppen auch ohne Pflicht weiterhin gemeldet wird, in anderen wiederum nicht mehr. Daher wurden die EEG-Bewegungsdaten des Betriebsjahres 2023 für jede Leistungsklasse und Periode erneut ausgewertet, um zu bestimmen, in welchen Gruppen eine Zuschätzung des Selbstverbrauchs notwendig ist.

Die Ausführungen zu den zeitlichen Unterscheidungen in der Behandlung von Selbstverbrauch von PV-Anlagen und den sich daraus ergebenden Kategorien enthalten bereits einige wichtige Leistungsklassen. Neben den Leistungsklassen, die sich aus den Förder- und Abgaberegelungen zum Selbstverbrauch ableiten, sind für die Untersuchung jedoch noch weitere Leistungsklassen von Bedeutung.

Durch die Kombination der genannten zeitlichen und technischen Kriterien, welche sich aus den Reporting-Richtlinien von Eurostat, sowie historischen Perioden mit unterschiedlichen Förder- und Umlagepflichten ergeben, wurden die in Abbildung 12 dargestellten Selbstverbrauchskategorien erstellt. Innerhalb der Kategorien wird von ähnlichen wirtschaftlichen, technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen für den Selbstverbrauch ausgegangen, weswegen sich die Anlagen als Gruppen zusammenfassen lassen.

² Analysen des MaStR durch das Fraunhofer ISE haben gezeigt, dass eine nicht geringe Menge an steckerfertigen Anlagen auch unter den Kategorien Gebäude- und Freiflächenanlagen gemeldet werden. Zusätzlich ist die Anzahl von Anlagen, die womöglich nicht steckerfertig sind, sehr gering. Zur Vereinfachung der Auswertung werden daher werden alle Anlagen ab dem Jahr 2019 bis 2 kW den steckerfertigen Anlagen zugerechnet.

Definition „Selbstverbrauchsquote“ (SV-Quote)

Die SV-Quote ist in dieser Studie definiert als das Verhältnis der Selbstverbrauchsmenge zur gesamten Erzeugungsmenge. Die Erzeugungsmenge ist die Summe aus Selbstverbrauch und Netzeinspeisung. Für die Bestimmung der SV-Quote einer Kategorie wird die Summe der Selbstverbräuche der einzelnen Anlagen ins Verhältnis zur Summe der Erzeugung der einzelnen Anlagen gesetzt. Zu unterscheiden ist zwischen der SV-Quote des gesamten Anlagenbestandes, und der SV-Quote der Teileinspeiser (hier werden alle Anlagen, die ausschließlich in das öffentliche Netz einspeisen, unberücksichtigt gelassen).

Definition „Teileinspeiserquote“

Die Teileinspeiserquote ist in dieser Studie definiert als das Verhältnis der Anzahl der Anlagen, die Strom zum Selbstverbrauch erzeugen (Teileinspeiser), zur Gesamtzahl der Anlagen innerhalb der Kategorie (Teileinspeiser und Volleinspeiser).

5.1.2 Vorgehen

In Abbildung 11 sind die oben beschriebenen Zeiträume und die von den verschiedenen Regelungen betroffenen Anlagen- und Leistungsklassen dargestellt. In grün markiert sind die Bereiche, in denen der Selbstverbrauch (SV) aufgrund der Förderung in den EEG-Daten erfasst ist. In Orange sind die Gruppen von Anlagenklassen hervorgehoben, bei denen eine Zuschätzung des Selbstverbrauchs aufgrund der fehlenden Meldung im Datenbestand und der Relevanz für die möglichst vollständige Erfassung notwendig ist.

Abbildung 11: Selbstverbraucherkategorien nach Inbetriebnahmedatum und Erfassungsstatus des Selbstverbrauchs im Datenbestand für das Betriebsjahr 2023

Gebäude										
SV-Typ	Periode	$x \leq 2$ kW*	$2 < x < 10$ kW	$10 \leq x < 20$ kW	$20 \leq x < 30$ kW	$30 \leq x < 100$ kW	$100 \leq x < 500$ kW	$500 \leq x \leq 750$ kW	$750 < x \leq 1000$ kW	$x > 1000$ kW
Ungefördert	vor 01/2009	Annahme: SV wie in Jahresabrechnung erfasst								
Gefördert	01/2009 - 06/2010	SV vollständig erfasst					SV Zuschätzung notwendig			
	07/2010 - 03/2012						SV vollständig erfasst			
Ungefördert	04/2012 - 07/2014	Annahme: SV wie in Jahresabrechnung erfasst								
	08/2014 - 12/2021									
	ab 01/2022									
Freiflächen										
SV-Typ	Periode	$x \leq 2$ kW*	$2 < x < 100$ kW				$100 \leq x < 750$ kW		$750 < x \leq 1000$ kW	$x > 1000$ kW
Ungefördert	vor 01/2019	Annahme: SV wie in Jahresabrechnung erfasst								
	01/2019 - 12/2021		SV Zuschätzung notwendig							
	01/2022 - 12/2023									

*Inklusive steckerfertiger Anlagen

Quelle: BNetzA 2024d; 50Hertz et al. 2024b

Die Anzahl der Teileinspeiser (also die Anzahl an Anlagen, die Strom zum Selbstverbrauch bereitstellen) wurde auf Basis von zwei verschiedenen Quellen ermittelt. Zum einen wurden die Teileinspeiser auf Basis der EEG-Bewegungsdaten aus dem Jahr 2023 bestimmt. Hierbei wurden Anlagen als Teileinspeiser klassifiziert, wenn für diese in den EEG-Bewegungsdaten ein Selbstverbrauch erfasst wird. Zum anderen wird die Anzahl der Teileinspeiser auf Basis des MaStR bestimmt (zum MaStR siehe auch Kapitel 1.2). Bei der Eintragung der PV-Anlagen ins

MaStR müssen die Anlagenbetreiber ihre Anlage als Voll- oder Teileinspeiser melden. Grundsätzlich sollten beide Werte für die Anzahl der Teileinspeiser in Bereichen, in denen der Selbstverbrauch vollständig gemeldet wird und im MaStR korrekt kategorisiert ist, übereinstimmen. Das Verhältnis der Teileinspeiser aus (MaStR und EEG-Daten) wird im weiteren als SV-Meldequote bezeichnet. Eine Abweichung kann darauf hinweisen, dass der Selbstverbrauch in den EEG-Daten nicht korrekt erfasst wird oder die Anlagenbetreiber ihre Anlagen im MaStR nicht korrekt kategorisieren.

Diese Untersuchung gibt Aufschluss darüber, in welchen Kategorien eine Zuschätzung notwendig ist, oder diese aufgrund der geringen Menge durch eine sehr geringe Teileinspeiserquote im MaStR oder eine gute Erfassung durch eine entsprechend hohe SV-Meldequote vernachlässigt werden kann. Die Ergebnisse sind in Anhang A.2 (Tabelle 25) zu finden. Folgende Erkenntnisse können aus der Auswertung gewonnen werden:

Im ungeförderten Inbetriebnahmezeitraum vor Januar 2009 war die Anzahl der Teileinspeiser sehr niedrig. Dies ist plausibel, da der Selbstverbrauch zu dieser Zeit unwirtschaftlich war und der Staat attraktive Einspeisevergütungen für den PV-Strom zahlte. Daher gab es nur vereinzelt Anlagenbetreiber, die ihre Anlagen als Teileinspeiser ausgelegt haben. Es ist somit unwahrscheinlich, dass über den in diesen Kategorien gemeldeten Selbstverbrauch hinaus weiterer Selbstverbrauch in signifikanter Höhe stattfindet.

Im Inbetriebnahmezeitraum von Januar 2009 bis März 2012 zeigt sich, dass nur in den grün-schraffierten Bereichen, in denen der SV gefördert wurde, SV in relevantem Umfang stattfindet. Die SV-Meldequote liegt hier um 100%, was auf eine vollständige Erfassung des Selbstverbrauchs hindeutet. In den ungeförderten (weißen) Bereichen ab 500 kW sind kaum Teileinspeiser erfasst. Auf Basis der zu dieser Zeit noch nicht gegebenen Wirtschaftlichkeit von SV, ist dies zu erwarten. Da in diesen Kategorien der Gebäudeanlagen Selbstverbrauch unüblich war, muss hier davon ausgegangen werden, dass die Einteilung als Teileinspeiser nicht auf Basis eines signifikanten Selbstverbrauchs erfolgt. Es ist beispielsweise möglich, dass Anlagenbetreiber sich aufgrund des technischen Eigenverbrauchs ihrer PV-Anlagen als Teileinspeiser kategorisieren, um sich rechtlich abzusichern. Daher ist in diesen Kategorien anzunehmen, dass über gemeldeten Selbstverbrauch hinaus kein weiterer relevanter Selbstverbrauch stattfindet.

Die Erfassung der Selbstverbräuche **im ungeförderten Inbetriebnahmezeitraum von April 2012 bis Juli 2014** ist wider Erwarten, abgesehen von der Kategorie kleiner 10 kW und 500 bis 750 kW, sehr gut. In den entsprechenden Anlagenklassen ist die SV-Meldequote sehr hoch. Diese Abweichung von der allgemeinen Entwicklung ist auf das Marktintegrationsmodell zurückzuführen, nachdem PV-Anlagen zwischen 10 und 1.000 kW in diesem Inbetriebnahmezeitraum nur 90% ihrer Erzeugung vergütet wird. Um die darüberhinausgehende Stromerzeugung nicht unvergütet ins Netz einzuspeisen, besteht folglich ein hoher wirtschaftlicher Anreiz, mindestens 10% der Stromerzeugung selbst zu verbrauchen.

In der Kategorie kleiner 10 kW beträgt die SV-Meldequote nur 15%. Da die Anlagenbetreiber nicht in das Marktintegrationsmodell einbezogen werden, besteht für diese kein Anreiz und keine Pflicht ihren Selbstverbrauch über die EEG-Daten zu melden. Dies erklärt die geringen Meldezahlen. Es ist daher davon auszugehen, dass der selbstverbrauchte Strom in dieser Kategorie deutlich über dem erfassten Wert liegt und der Selbstverbrauch in dieser Kategorie zugeschätzt werden muss.

Im Inbetriebnahmezeitraum ab August 2014 ist die Erfassung der SV in den ehemals umlagepflichtigen Anlagenkategorien nach Abschaffung der Umlagepflicht nicht mehr

ausreichend. Hier muss sowohl für Gebäudeanlagen eine Zuschätzung bis zu einer Leistung von 750 kW erfolgen.

Im Inbetriebnahmezeitraum ab 2019 werden erstmals vermehrt steckerfertige PV-Anlagen installiert, dabei werden alle Anlagen bis 2 kW den steckerfertigen Anlagen zugerechnet³.

Im Inbetriebnahmezeitraum ab 2022 sind die SV-Meldequoten durchgehend niedrig. Dies liegt wahrscheinlich daran, dass ab diesem Zeitpunkt die EEG-Umlagepflicht auf den Selbstverbrauch abgeschafft wurde, sodass vermutlich die messtechnische Erfassung gar nicht erst installiert wurde. Zudem zeigt sich hier der Trend zu einer zunehmenden Anzahl von Teileinspeisern, auch in höheren Leistungsklassen. Daher muss in allen Kategorien mit Ausnahme von Freiflächenanlagen ab 750 kW, da diese nur geringfügigen Selbstverbrauch betreiben, eine Zuschätzung erfolgen.

Eine entsprechende Übersicht der ermittelten SV-Meldequoten und der Anzahl der Teileinspeiser im MaStR und in den EEG-Bewegungsdaten für das Betriebsjahr 2023 nach Selbstverbrauchskategorien ist im Anhang A.2 Tabelle 25 zu finden.

In Abbildung 12 sind die Selbstverbrauchskategorien zu sehen. Die grün markierten Bereiche beinhalten PV-Anlagen, deren Selbstverbrauch gefördert wird und daher ein Anreiz besteht diesen zu melden. In allen Kategorien mit Anreiz durch Förderung, wurde die Vollständigkeit der statistischen Erfassung der Selbstverbrauchsmengen durch die tatsächliche Meldequote im Datenbestand untersucht und bestätigt. Für die orange hinterlegten Kategorien muss eine Zuschätzung erfolgen. Teilweise gibt es für diese Kategorien Daten aufgrund der EEG-Umlagepflicht für Selbstverbrauch, die allerdings im Juli 2022 auch rückwirkend für alle Anlagen abgeschafft wurde.

Abbildung 12: Für Selbstverbrauchsmethodik genutzte Selbstverbraucherkategorien (K)

Gebäude											
SV-Typ	Periode	x ≤ 2 kW*	2 < x < 10 kW	10 ≤ x < 20 kW	20 ≤ x < 30 kW	30 ≤ x < 100 kW	100 ≤ x < 500 kW	500 ≤ x ≤ 750 kW	750 < x ≤ 1.000 kW	x > 1.000 kW	
Ungefördert	vor 01/2009	K_1		K_5	K_9	K_13	K_17	K_21	K_25	K_29	
Gefördert	01/2009 - 06/2010	K_2		K_6	K_10	K_14_1	K_18_1	K_22	K_26	K_30	
	07/2010 - 03/2012					K_14	K_18				
Ungefördert	04/2012 - 07/2014	K_3		K_7	K_11	K_15	K_19	K_23	K_27	K_31	
	08/2014 - 12/2018	K_4		K_8	K_12				K_28	K_32	
	01/2019 - 12/2020										
	01/2020 - 12/2021										
	01/2022 - 12/2023										K_4_2
Freiflächen											
SV-Typ	Periode	x ≤ 2 kW*	2 < x < 100 kW				100 ≤ x < 750 kW		750 < x ≤ 1000 kW	x > 1000 kW	
Ungefördert	vor 01/2009	K_33							K_37	K_41	
	01/2009 - 03/2012	K_34							K_38	K_42	
	04/2012 - 07/2014	K_35							K_39	K_43	
	08/2014 - 12/2018	K_36									
	01/2019 - 12/2021									K_40	K_44
	01/2022 - 12/2023	K_4_2	K_36_1				K_36_2		K_40_1	K_44_1	

*Inklusive steckerfertiger Anlagen

Quelle: BNetzA 2024d; 50Hertz et al. 2024b

³ Analysen des MaStR durch das Fraunhofer ISE haben gezeigt, dass eine nicht geringe Menge an steckerfertigen Anlagen auch unter den Kategorien Gebäude- und Freiflächenanlagen gemeldet werden. Zusätzlich ist die Anzahl von Anlagen, die womöglich nicht steckerfertig sind, sehr gering. Zur Vereinfachung der Auswertung werden daher werden alle Anlagen ab dem Jahr 2019 bis 2 kW den steckerfertigen Anlagen zugerechnet.

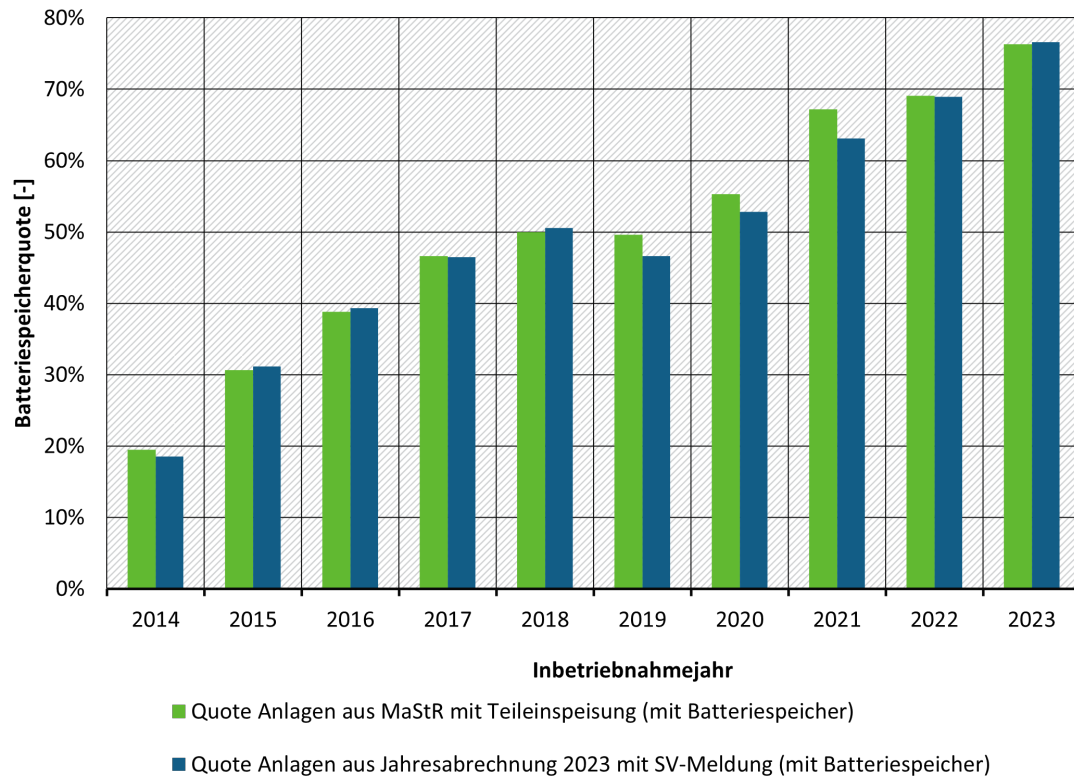
Es zeigt sich, dass in den Anlagenkategorien von 30 bis 500 kW von Januar 2009 bis Juni 2010 eine Zuschätzung erfolgen muss. Zudem ist dies bei allen Anlagen unter 10 kW und zwischen 500 und 750 kW ab April 2012 sowie unter 750 kW ab August 2014 notwendig. In allen Leistungsklassen, mit Ausnahme der Freiflächenanlagen über 750 kW, muss ab 2022 ebenfalls eine Zuschätzung erfolgen. In allen anderen Leistungsklassen wird von einer vollständigen Erfassung bzw. von vernachlässigbaren nicht erfassten Selbstverbrauchsmengen ausgegangen. Besonders im niedrigen Leistungssegment ist von hohen Selbstverbrauchsquoten bzw. -mengen auszugehen. Dies ist neben den besonderen Anreizen zum Selbstverbrauch, aufgrund der niedrigen Vergütungen für die Einspeisung ins öffentliche Netz und der hohen Strombezugskosten, auch auf den steigenden Einsatz von Batteriespeichersystemen zurückzuführen (siehe Kapitel 9).

In allen Kategorien, in denen eine Zuschätzung von Selbstverbrauch erfolgt, ist die Selbstverbrauchsquote der Teileinspeiser und die Teileinspeiserquote statistisch erfasst und plausibilisiert. Zusätzlich werden diese Quoten in jährlicher Auflösung erhoben, um auch dynamische Entwicklungen im Zubau abbilden. Da die Selbstverbrauchsquote der Teileinspeiser über die EEG-Bewegungsdaten jährlich neu erfasst wird, können auch Veränderungen hinsichtlich der Selbstverbrauchsquoten von Bestandsanlagen, beispielsweise durch den nachträglichen Zubau von Batteriespeichern abgebildet werden.

Zur Überprüfung, ob in jeder Kategorie die Anlagen, die ihren Selbstverbrauch melden, der Einsatz von Batteriespeichern gut repräsentiert ist und somit die Selbstverbrauchsquote repräsentativ bleibt, soll an dieser Stelle die Batteriespeicherquote⁴ unter den Teileinspeisern (gemäß MaStR) der Kategorie K_4 der Batteriespeicherquote von denjenigen Anlagen der Kategorie K_4 gegenübergestellt werden, die ihren Selbstverbrauch (über das EEG) melden. Das Ergebnis der Auswertung ist in Abbildung 13 zu finden. Es zeigt sich, dass eine hohe Übereinstimmung zwischen der Batteriespeicherquote der Teileinspeiser der Kategorie insgesamt und der Speicherquote der Teilmenge der Anlagen mit erfasstem SV besteht. Bei Übertragung der SV-Quoten des Bestands mit erfasstem SV auf den restlichen Bestand gemäß der Teileinspeiserquote, kann der Effekt der Batteriespeicher auf den Selbstverbrauch also mit ausreichender Genauigkeit abgebildet werden. Selbige Gegenüberstellung wurde für alle relevanten Kategorien durchgeführt, in denen eine große Anzahl von Batteriespeichersystemen vermerkt ist.

⁴ Batteriespeicherquote: Anzahl von PV-Anlagen mit Batteriespeicher im Verhältnis zur Gesamtzahl aller PV-Anlagen innerhalb einer bestimmten Kategorie von PV-Anlagen.

Abbildung 13: Batteriespeicherquote von PV-Anlagen <10 kW nach Inbetriebnahmejahren differenziert nach Gesamtbestand und Anlagen mit erfasstem Selbstverbrauch



Quelle: BNetzA 2024d; 50Hertz et al. 2024b

Auf Basis der vorangehenden Ausführungen wird die aktuelle Schätzmethode zur vollständigen Erfassung des Selbstverbrauchs (SV) am Beispiel der Kategorien K_3 und K_4 (<10 kW, ab 04/2012) vorgestellt. Diese Methode basiert auf den fortschreibbaren und statistisch erfassten Werten der Netzeinspeisung (NE), der erfassten Selbstverbrauchsquote (SVQ) (beide erfasst in den EEG-Bewegungsdaten) und der Teileinspeiserquote (TEQ) (siehe Anhang A.2 Tabelle 25). Mit diesen Werten kann durch die Nutzung der folgenden Formel auf die Selbstverbrauchsmenge der Anlagenkategorien geschlossen werden. Dabei wurde die erfasste Netzeinspeisung für das Betriebsjahr 2023 um die nach Kapitel 4.1 zugeschätzte Netzeinspeisung durch zu erwartende Nachmeldungen ergänzt, um den daraus resultierenden zusätzlichen Selbstverbrauch ausweisen zu können.

$$SV_{i,10kW} = NE_{i,10kW} * \frac{SVQ_{i,10kW} * TEQ_{i,10kW}}{1 - SVQ_{i,10kW} * TEQ_{i,10kW}}$$

Wobei:

- $SV_{i,10kW}$ = Selbstverbrauchsmenge [kWh] der betrachteten PV-Anlagen in der Inbetriebnahmeperiode i
- $NE_{i,10kW}$ = Netzeinspeisung [kWh] der betrachteten PV-Anlagen in der Inbetriebnahmeperiode i
- $SVQ_{i,10kW}$ = Selbstverbrauchsquote [%] auf Basis der Teileinspeiser der Anlagenkategorie, die ihren Selbstverbrauch in den EEG-Daten melden, in der Inbetriebnahmeperiode i
- $TEQ_{i,10kW} [\%]$ = Teileinspeiserquote [%] der Anlagenkategorie in der Inbetriebnahmeperiode i auf Basis der im MaStR hinterlegten Kategorisierung

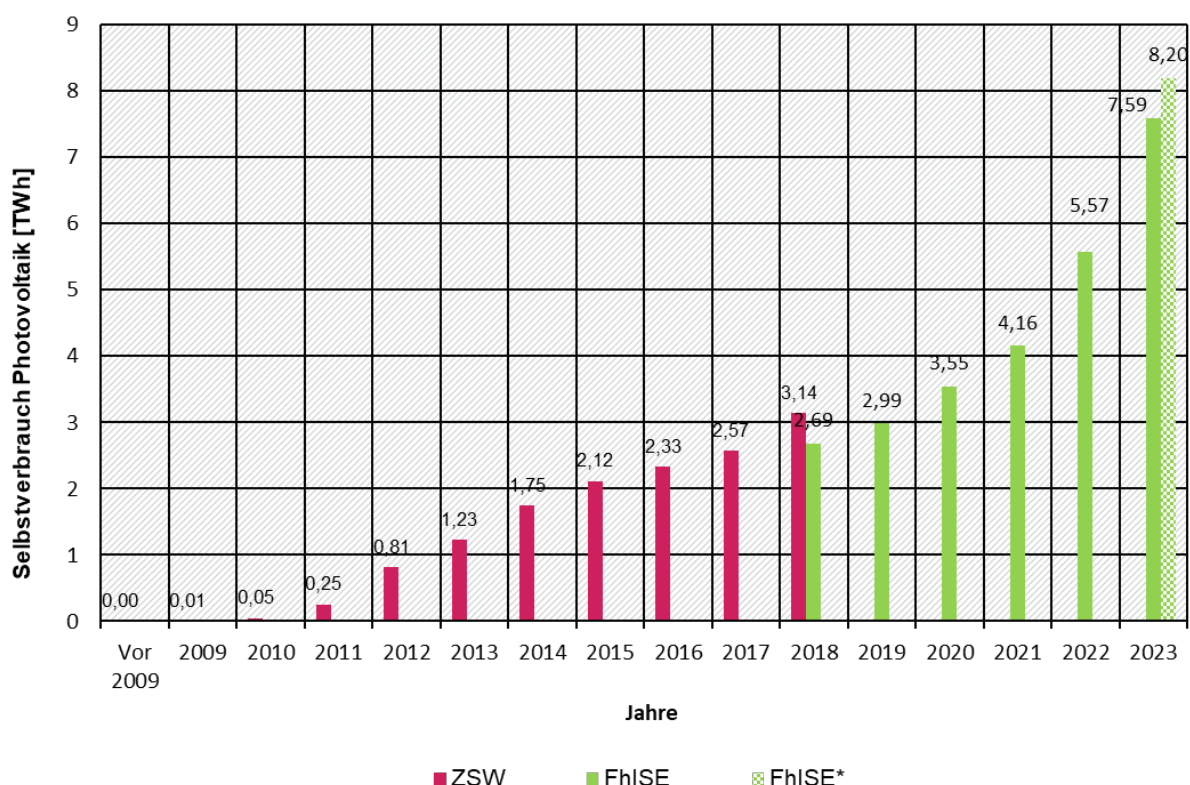
Die Ergebnisse für die einzelnen Inbetriebnahmeperioden werden nach der Berechnung aufsummiert, um die Selbstverbrauchsmenge für die definierten Anlagenkategorien zu bestimmen und die durchschnittlichen SV-Quoten für die Kategorie zu bestimmen.

5.2 Entwicklung des Selbstverbrauchs

Abbildung 14 zeigt die Entwicklung des Selbstverbrauches aller PV-Anlagen in den Betriebsjahren ab 2009 bis 2023. Die Werte in Rot bis 2018 beruhen auf einer Auswertung des ZSW (ZSW und bosch & partner 2018); die Werte in grün (Fraunhofer ISE) für 2018 bis 2023, sowie pink (Fraunhofer ISE mit Zuschätzung von Nachmeldungen lt. Kapitel 4.1) für 2023 beruhen auf der in Kapitel 5.1 beschriebenen Schätzmethode und der Auswertung des erfassten Selbstverbrauchs gemäß der EEG-Bewegungsdaten.

Bis zum Jahr 2009 wurde kein Selbstverbrauch genutzt, da die Förderung für die Einspeisung von Photovoltaikstrom höher war als der Preis für den Netzstrombezug. Beginnend mit der Förderung von Selbstverbrauch im Jahr 2009 wurden in diesem Jahr erstmals 0,01 TWh selbst verbraucht. Ab 2009 stieg die Selbstverbrauchsmenge stetig an und erreichte im Jahr 2022 5,57 TWh. Der Einsatz der neuen Methodik zur Berechnung des Selbstverbrauches führt zu keiner Besonderheit in der Entwicklung des Selbstverbrauches. Erkennbar ist allerdings, dass die Prognose des ZSW für 2018 um 0,45 TWh über der Schätzung des Fraunhofer ISE liegt. Ein Vergleich der Werte für 2018 ist jedoch nicht ohne weiteres möglich, da nicht klar ist, welche Annahmen bezüglich des Zubaus von Photovoltaikanlagen und der Entwicklung des Selbstverbrauchs der Prognose zugrunde gelegt wurden. Dabei basiert der Ansatz des ZSW insbesondere für die Anlagenklassen < 10 kW nach April 2012 auf einer anderen Schätzmethode. Hierdurch kann es auch bei gleichen Ausgangsparametern zu Abweichungen hinsichtlich der Gesamtsumme des Selbstverbrauchs kommen. Für das Betriebsjahr 2023 wurde neben der seit 2018 angewendeten Methodik, die auf der Annahme beruht, dass die Netzeinspeisung in den EEG-Bewegungsdaten vollständig erfasst ist, eine weitere Auswertung hinzugefügt, die zu erwartende Nachmeldungen in die Netzeinspeisung einbezieht (siehe Kapitel 4.1). Somit ergibt sich ein Selbstverbrauch von 8,20 TWh für das Betriebsjahr 2023, der um 8% über dem ermittelten Wert für den Selbstverbrauch ohne Zuschätzung durch Nachmeldungen (7,59 TWh) liegt.

Abbildung 14: Entwicklung des wirtschaftlich motivierten Selbstverbrauchs



* Zuschätzung für das Betriebsjahr 2023 basiert auf Kapitel 4.1

Quelle: Werte bis 2018 auf Basis Auswertung ZSW (ZSW und bosch & partner 2018), Fraunhofer ISE für das Jahr 2018-2023 BNetzA 2024d; 50Hertz et al. 2024b, 2019b, 2020b, 2021b, 2022, 2023

5.3 Selbstverbrauch nach Leistungsklassen

Zur Berechnung der Selbstverbrauchsmengen nach Leistungsklassen werden die MaStR-Daten und EEG-Bewegungsdaten (für das Betriebsjahr 2022 und 2023) der Übertragungsnetzbetreiber verknüpft und nach Leistungsklasse, Anlagentyp und Betriebsjahr ausgewertet. Danach wird der Selbstverbrauch in den Anlagenkategorien, in denen der Selbstverbrauch unvollständig erfasst ist, gemäß der in Kapitel 5.1 entwickelten Methodik zugeschätzt.

Die nachfolgenden Tabellen zeigen die Entwicklung der Selbstverbrauchsquoten je nach Betriebsjahr. Für das Jahr 2023 liegen die Selbstverbrauchsquoten insgesamt tendenziell höher als noch im Jahr 2022. Zudem sind die absoluten Selbstverbrauchswerte im Jahr 2023 wesentlich höher als im Jahr 2022 bei gleichzeitig etwa konstanter Netzeinspeisung. Auffällig ist, dass in den Leistungsklassen von 20 bis 500 kW die Netzeinspeisung sogar deutlich gefallen ist, was auf wachsenden Selbstverbrauch schließen lässt. Neben der wachsenden wirtschaftlichen Attraktivität des Selbstverbrauchs hängt der Rückgang der Netzeinspeisung im Jahr 2023 aber auch mit der hohen Sonneneinstrahlung im Betriebsjahr 2022 und deutliche ungünstigerme Wetter im Jahr 2023 zusammenhängen. Im Jahr 2022 lag die Globalstrahlung in Deutschland nach Anhaben des Deutschen Wetterdienstes bei 1.227 kWh/m² und damit um 7,3 % höher als im Jahr 2023 mit 1.144 kWh/m². Über alle Leistungsklassen ist der Selbstverbrauch im Jahr 2023 im Vergleich zum Vorjahr um über 36,1% angestiegen. Durch die Zuschätzung von Nachmeldungen für das Jahr 2023 steigt der Selbstverbrauch für das Jahr 2023 um zusätzliche 8,1% (absoluter Anstieg: 613 GWh).

Tabelle 10: Selbstverbrauchsmenge und -quote nach Anlagentyp und Leistungsklassen in 2022

Anlagentyp	Leistungskategorie [kW]	Selbstverbrauch [GWh]	Netzeinspeisung [GWh]	Durchschnittliche SV-Quote (Gesamtbestand)	Netzeinspeisung (Teileinspeiser)	Durchschnittliche SV-Quote (nur Teileinspeiser)
Gebäude	$x < 10$	2.016	7.104	22,1%	4.241	32,2%
	$10 \leq x < 20$	709	4.833	12,8%	1.846	27,8%
	$20 \leq x < 30$	615	4.859	11,2%	1.362	31,1%
	$30 \leq x < 100$	916	7.290	11,2%	1.439	38,9%
	$100 \leq x < 500$	859	6.126	12,3%	1.255	40,6%
	$500 \leq x \leq 750$	232	2.333	9,1%	394	37,1%
	$750 < x \leq 1000$	30	539	5,3%	27	53,0%
	$1000 < x$	67	627	9,7%	32	67,6%
Freifläche	$x \leq 750$	44	2.246	1,9%	70	38,6%
	$750 < x \leq 1000$	3	552	0,5%	1	69,6%
	$1000 < x$	15	15.673	0,1%	16	47,9%
Unbekannt		68				
	Summe	5.574	52.183		10.684	
	Mittelwert (gesamt)			9,5%		34,0%
	Mittelwert (Gebäude)			13,9%		33,9%
	Mittelwert (Freifläche)			0,3%		41,4%

Quelle: BNetzA 2023; 50Hertz et al. 2023

Tabelle 11: Selbstverbrauchsmenge und -quote nach Anlagentyp und Leistungsklassen in 2023

Anlagentyp	Leistungskategorie [kW]	Selbstverbrauch [GWh]	Netzeinspeisung [GWh]	Durchschnittliche SV-Quote (Gesamtbestand)	Netzeinspeisung (Teileinspeiser)	Durchschnittliche SV-Quote (nur Teileinspeiser)
Steckerfertig	$x \leq 2$	29	29	50,0%	25	53,2%
Gebäude	$x < 10$	2.652	7.367	26,5%	4.811	35,5%
	$10 \leq x < 20$	1.263	5.219	19,5%	2.507	33,5%
	$20 \leq x < 30$	758	4.667	14,0%	1.468	34,1%
	$30 \leq x < 100$	1.184	6.601	15,2%	1.594	42,6%
	$100 \leq x < 500$	1.014	5.832	14,8%	1.353	42,9%
	$500 \leq x \leq 750$	332	2.259	12,8%	499	40,0%
	$750 < x \leq 1000$	38	508	7,0%	20	65,2%
	$1000 < x$	38	666	5,4%	27	58,2%
Freifläche	$x \leq 750$	88	2.544	3,4%	243	26,6%
	$750 < x \leq 1000$	4	542	0,7%	2	68,3%
	$1000 < x$	16	16.087	0,1%	13	55,2%
Unbekannt		167	564			
	Summe	7.585	52.885		12.537	
	Mittelwert (gesamt)			12,5%		37,7%
	Mittelwert (Gebäude)			18,0%		37,2%
	Mittelwert (Freifläche)			0,6%		29,6%

Quelle: BNetzA 2024d; 50Hertz et al. 2024b

Tabelle 12: Selbstverbrauchsmenge und -quote nach Anlagentyp und Leistungsklassen in 2023 inklusive Zuschätzung von Nachmeldungen

Anlagentyp	Leistungskategorie [kW]	Selbstverbrauch [GWh]	Netzeinspeisung [GWh]	Durchschnittliche SV-Quote (Gesamtbestand)	Netzeinspeisung (Teileinspeiser)	Durchschnittliche SV-Quote (nur Teileinspeiser)
Steckerfertig	$x \leq 2$	78	77	50,4%	68	53,4%
Gebäude	$x < 10$	2.794	7.571	27,0%	5.011	35,8%
	$10 \leq x < 20$	1.386	5.402	20,4%	2.685	34,1%
	$20 \leq x < 30$	803	4.731	14,5%	1.523	34,5%
	$30 \leq x < 100$	1.231	6.663	15,6%	1.640	42,9%
	$100 \leq x < 500$	1.127	6.048	15,7%	1.481	43,2%
	$500 \leq x \leq 750$	390	2.399	14,0%	562	41,0%
	$750 < x \leq 1000$	60	532	10,1%	25	70,6%
	$1000 < x$	32	666	4,6%	37	46,1%
Freifläche	$x \leq 750$	110	2.655	4,0%	270	29,0%
	$750 < x \leq 1000$	4	566	0,7%	2	68,3%
	$1000 < x$	16	17.321	0,1%	13	55,2%
Unbekannt		167	564			
	Summe	8.198	55.196		13.250	
	Mittelwert (gesamt)			12,9%		38,2%
	Mittelwert (Gebäude)			18,7%		37,6%
	Mittelwert (Freifläche)			0,6%		31,4%

Die Zuschätzung von Nachmeldungen basiert auf Kapitel 4.1

Quelle: BNetzA 2024d; 50Hertz et al. 2024b

5.4 Selbstverbrauch nach Selbstverbrauchsarten

Die Tabelle 13 zeigt die Selbstverbrauchsmengen nach Selbstverbrauchsart und Betriebsjahr über alle Anlagenklassen hinweg. Der geförderte Selbstverbrauch (Informationen zu betreffenden Anlagenkategorien siehe Abbildung 12) bleibt relativ konstant und nimmt tendenziell ab, was daran liegen könnte, dass die Anlagen aus dem betreffenden Inbetriebnahmejahren (2009-2012) teilweise außer Betrieb gehen oder in ihrem Energieertrag abnehmen. Der ungeförderte Selbstverbrauch und der umlagepflichtige Selbstverbrauch steigt

jedes Jahr weiter an. Im ungefördernten Bereich ist dies zum einen auf die steigende Selbstverbrauchsmenge durch den Zubau von Anlagen <10 kW (Selbstverbrauch ungefördert) zurückzuführen und zum anderen auf die Nachrüstung von PV-Batteriespeichern. Der ungeförderte Selbstverbrauch hat aktuell noch den größten Anteil am gesamten Selbstverbrauch. Der umlagepflichtige Selbstverbrauch hat sich von 2018 bis 2020 mehr als verdoppelt und zeigt auch in absoluten Zahlen den größten Zuwachs. Dies ist vorrangig durch das Anwachsen des Bestands in diesem Segment begründet.

Tabelle 13: Selbstverbrauchsmengen nach Selbstverbrauchsarten in den Betriebsjahren 2018 bis 2023

Selbstverbrauchsart	Betriebsjahr						
	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2023**
geförderter Selbstverbrauch [GWh]	846	821	838	794	783	723	723
ungefördeter Selbstverbrauch [GWh]	1.369	1.495	1.744	2.195	2.953	4.367	4.749
ehemalig umlagepflichtiger Selbstverbrauch [GWh]*	471	672	964	1.172	1.771	2.328	2.560
Nicht Zugeordnet	1	4	2	6	67	167	167
Summe [GWh]	2.687	2.992	3.548	4.167	5.574	7.585	8.198

*Die Umlagepflicht auf den Selbstverbrauch zum 01.07.2022 auch rückwirkend für Altanlagen abgeschafft.

** Zuschätzung für das Betriebsjahr 2023 basiert auf Kapitel 4.1

Quelle: 2018-2020: 50Hertz et al. 2019a, 2020a, 2021a, 2019b, 2020b, 2021b

Quelle: 2021-2023: BNetzA 2022, 2023, 2024d; 50Hertz et al. 2022, 2023, 2024b

6 Brutto-Stromerzeugung

6.1 Definition Brutto- und Netto-Stromerzeugung

Das Statistische Bundesamt definiert die Brutto- und Nettostromerzeugung folgendermaßen (DESTATIS 2021):

Bruttostromerzeugung

Die Bruttostromerzeugung einer Erzeugungseinheit ist die erzeugte elektrische Arbeit, gemessen an den Generatorklemmen.

Nettostromerzeugung

Die Nettostromerzeugung einer Erzeugungseinheit ist die um ihren Eigenverbrauch verminderte Bruttostromerzeugung. Der Eigenverbrauch umfasst den Energieverbrauch zur Aufrechterhaltung des Produktionsprozesses der Anlage (ohne Energiebezug von Dritten).

Zur korrekten Ausweisung der Bruttostromerzeugung von PV-Anlagen muss der obigen Definition folgend die Summe aus der Nettostromerzeugung (Summe Netzeinspeisung und wirtschaftlich motivierter Selbstverbrauch) und technischem Eigenverbrauch gebildet werden. Zur Quantifizierung des technischen Eigenverbrauchs muss definiert werden, wo der technische Eigenverbrauch bzw. die Einspeisung ins Stromnetz stattfindet. Die Bruttostromerzeugung dient als Berechnungsgröße für verschiedene nationale und internationale Berichtspflichten.

Entsprechend der obigen Definition ist es für die Höhe des technischen Eigenverbrauchs von PV-Anlagen entscheidend, an welcher Stelle die Generatorklemme verortet wird. Da bei PV-Anlagen kein Generator wie in konventionellen Kraftwerken existiert, ist die Verortung nicht eindeutig festgelegt und muss daher definiert werden. Bei PV-Anlagen können entweder der PV-Modulsausgang oder der PV-Wechselrichterausgang als Äquivalent zur Generatorklemme angesehen werden.

Für die Festlegung des Wechselrichterausgangs zur Bemessung der Bruttoerzeugung spricht, dass die Erzeugung am Wechselrichterausgang häufig bei PV-Anlagen gemessen wird und die Wechselrichterverluste stark vom Typ des Wechselrichters und der Größe der PV-Anlagen abhängen (**Definition 1**).

Der Ansatz, den Modulsausgang der PV-Anlage zur Bestimmung der Bruttoerzeugung zu nutzen, hat zur Folge, dass hiermit die Schaltungs- und Leitungsverluste zwischen den einzelnen PV-Modulen sowie die Wechselrichterverluste mit in den technischen Eigenverbrauch einberechnet werden (**Definition 2**).

Zur Einordnung der Unterschiede beider Definitionen wird kurz auf die in einem PV-Park entstehenden Verluste eingegangen, beginnend am PV-Modulsausgang. Die Werte sind auf Basis langjähriger Erfahrung für Ertragsberechnungen für Photovoltaikanlagen von Experten am Fraunhofer ISE zusammengetragen:

1. Verluste zwischen Modulsausgang und Modulstringausgang: 0,3% bis 0,5%
2. Verluste zwischen Modulstringausgang und Wechselrichterausgang: 1,5% bis 3,0%
3. Verluste zwischen Wechselrichterausgang und Transformatorausgang: 0,0% oder mind. 1,5%

An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass die Verluste gemäß Punkt 2 nicht die Verluste durch Abregelung bzw. Leistungsbegrenzung der PV-Anlagen beinhalten. Diese werden in dieser Betrachtung nicht miteinbezogen.

Für den technischen Eigenverbrauch einer PV-Anlage gemäß Definition 1 ist nur Punkt 3 relevant. Der technische Eigenverbrauch läge also bei 0% oder 1,5% je nachdem, ob ein Transformator benötigt wird oder nicht. Nach Definition 2 sind alle Verluste einzubeziehen. Es ergäbe sich also für PV-Anlagen ein technischer Eigenverbrauch von 1,8% bis 5,0%.

Legt man die oben genannten Verluste zugrunde, lässt auf Basis der Nettostromerzeugung eine Schätzung für den technischen Eigenverbrauch ableiten:

$$\text{techn. Eigenverbrauch} = \frac{\text{Nettostromerzeugung}}{\frac{1}{\text{Verluste}} - 1}$$

Wobei:

<i>techn. Eigenverbrauch</i>	=	Verluste [kWh] der PV-Anlage durch technischen Eigenverbrauch,
<i>Nettostromerzeugung</i>	=	Stromerzeugung [kWh] der PV-Anlage nach Abzug des technischen Eigenverbrauchs
<i>Verluste</i>	=	Relative Verluste [%] durch technischen Eigenverbrauch bezüglich der Bruttostromerzeugung

Um die Netto-Stromerzeugung zu berechnen, werden die Netzeinspeisung aus Kapitel 4.1 (Tabelle 7) und der Selbstverbrauch aus Kapitel 5.2 addiert.

Bei Großanlagen ist von niedrigeren Verlusten auszugehen als bei kleinen Gebäude- oder Freiflächenanlagen. Allerdings benötigen Großanlagen einen Transformator zur Einspeisung ins Mittel- oder Hochspannungsnetz, durch den weitere Verluste entstehen. Zusätzlich sind die Kabelverluste aufgrund längerer Leitungen höher. Hierdurch gleichen sich die Effizienzgewinne zum Teil wieder aus. Für die folgende Schätzung des technischen Eigenverbrauchs werden Großanlagen als Anlagen ab 100 kW definiert, da ab dieser Leistung PV-Anlagen in bestimmten Netzgebieten standardmäßig einen Transformator zur Einspeisung benötigen.

In Tabelle 14 kann die Berechnung zur Schätzung des technischen Eigenverbrauchs nach den zwei obigen Definitionen für Anlagen größer und kleiner 100 kW nachvollzogen werden. Gemäß der Schätzung liegt der technische Eigenverbrauch aller PV-Anlagen im Jahr 2023 zwischen 0,46 TWh (Definition 1) und 2,13 TWh (Definition 2) oder relativ bei 0,74% bis 3,39% der Bruttostromerzeugung.

Unter Berücksichtigung von Nachmeldungen (Tabelle 15) liegt der technische Eigenverbrauch aller PV-Anlagen im Jahr 2023 zwischen 0,49 TWh (Definition 1) und 2,23 TWh (Definition 2) bei gleichen relativen Anteilen an der Bruttostromerzeugung.

Tabelle 14: Schätzung des technischen Eigenverbrauchs für das Betriebsjahr 2023

Definition	Leistungs-kategorie	Verluste				Nettostromerzeugung			Tech. EV		Bruttostromerzeugung
		Kabel	Wechselrichter	Trafo	Gesamt	SV	Einspeisung	Summe	Absolut	Anteil	
Einheit		-				TWh			-		TWh
Definition 1	x < 100	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	5,89	23,88	29,77	0		29,77
	x ≥ 100*	0,00%	0,00%	1,50%	1,50%	1,53	28,44	29,97	0,46		30,43
	Unbekannt	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,17	0,56	0,73	0		0,73
	Alle					7,59	52,88	60,47	0,46	0,74%	60,93
Definition 2	x < 100	0,30%	3,00%	0,00%	3,30%	5,89	23,88	29,77	1,02		30,79
	x ≥ 100*	0,50%	1,50%	1,50%	3,50%	1,53	28,44	29,97	1,09		31,06
	Unbekannt	0,30%	3,00%	0,00%	3,30%	0,17	0,56	0,73	0,02		0,75
	Alle					7,59	52,88	60,47	2,13	3,39%	62,60

*Freiflächenanlagen unter 100 kW inkludiert

Quelle: AGEE-Stat 2024b; 50Hertz et al. 2024b

Tabelle 15: Schätzung des technischen Eigenverbrauchs für das Betriebsjahr 2023 inklusive Zuschätzung von Nachmeldungen

Definition	Leistungs-kategorie	Verluste				Nettostromerzeugung**			Tech. EV**		Brutto-stromerzeugung**
		Kabel	Wechselrichter	Trafo	Gesamt	SV	Einspeisung	Summe	Absolut	Anteil	
Einheit		-				TWh			-		TWh
Definition 1	x < 100	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	6,29	24,44	30,74	0		30,74
	x ≥ 100*	0,00%	0,00%	1,50%	1,50%	1,74	30,19	31,93	0,49		32,42
	Unbekannt	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,17	0,56	0,73	0		0,73
	Alle					8,20	55,20	63,39	0,49	0,78%	63,89
Definition 2	x < 100	0,30%	3,00%	0,00%	3,30%	6,29	24,44	30,74	1,05		31,79
	x ≥ 100*	0,50%	1,50%	1,50%	3,50%	1,74	30,19	31,93	1,16		33,09
	Unbekannt	0,30%	3,00%	0,00%	3,30%	0,17	0,56	0,73	0,02		0,75
	Alle					8,20	55,20	63,39	2,23	3,42%	65,63

*Freiflächenanlagen unter 100 kW inkludiert

** Zuschätzung basiert auf Kapitel 4.1

Quelle: AGEE-Stat 2024b; 50Hertz et al. 2024b

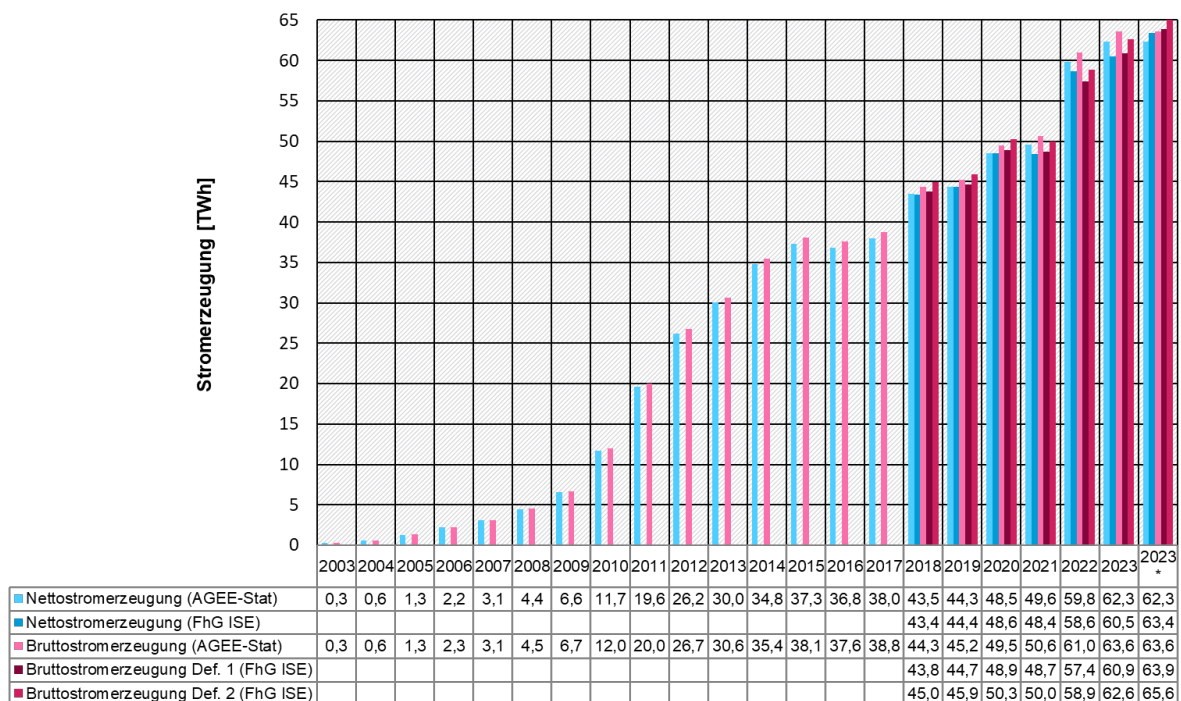
Eine differenziertere Zuweisung von technischen Eigenverbräuchen zu bestimmten Anlagetypen ist nicht ohne weiteres pauschal möglich. Da der technische Eigenverbrauch von PV-Anlagen nicht erfasst wird und somit nur überschlagsmäßig anhand der oben genannten typischen Verluste ermittelt werden kann, wird in dieser Studie die Bruttostromerzeugung nur an dieser Stelle betrachtet und nicht in weitere Analysen einbezogen.

In der Stromsteuer-Durchführungsverordnung (StromStV, § 12a Steuerentlastung für Strom zur Stromerzeugung) wird aktuell mit einem technischen Eigenverbrauch von 2% für PV-Anlagen gearbeitet. Damit wird der technische Eigenverbrauch in einer ähnlichen Größenkategorie wie nach den obigen Schätzungen angenommen und stellt einen Kompromiss zwischen beiden Ansätzen dar. Eine Anpassung der Pauschale gemäß Definition 2 würde teilweise zu größeren Steuerentlastungen bei der Stromerzeugung von PV-Anlagen führen.

6.2 Entwicklung der Brutto-Stromerzeugung

Wie im vorangehenden Kapitel erläutert, ist Bruttostromerzeugung definiert als Nettostromerzeugung zuzüglich des technischen Eigenverbrauchs. Die Entwicklung der Brutto- und der Netto-Stromerzeugung ist in Abbildung 15 visualisiert. Da der technische Eigenverbrauch unterschiedlich definiert werden kann, wird für die Bruttostromerzeugung ein unterer Wert auf Basis der Definition 1 (Bruttostromerzeugung Def. 1) und ein oberer Wert auf Basis der Definition 2 (Bruttostromerzeugung Def. 2) angegeben (siehe Kapitel 6.1). Zum Vergleich sind außerdem die von der AGEE-Stat veröffentlichten Werte zur Brutto- und Nettostromerzeugung abgebildet (AGEE-Stat 2024b). Der Vergleich zeigt, dass die Werte für die Nettostromerzeugung der AGEE-Stat für das Jahr 2023 um 0,1 TWh niedriger liegen. Folglich liegt auch der Bruttostromerzeugungswert der AGEE-Stat etwas niedriger. Dies könnte durch die Verknüpfung des MaStR mit den EEG-Bewegungsdaten für die Erstellung der Auswertung zusammenhängen. Die AGEE-Stat greift für die Erstellung Ihrer amtlichen Statistik darüber hinaus auch auf Einspeisewerte des Statistischen Bundesamtes (DESTATIS) zurück. Die dort von den Verteilnetzbetreibern gemeldeten Werte unterscheiden sich leicht von den in der EEG-Auswertung hinterlegten Werten. Die hier aufgezeigten Datendifferenzen resultieren aus der in Kapitel 4.1 vorgestellten Methodik und sollten Gegenstand zukünftiger Untersuchungen sein.

Abbildung 15: Entwicklung Brutto- und Nettostromerzeugung



* Inklusive Zuschätzung von Netzeinspeisung basierend auf Kapitel 4.1

Quelle: Brutto- und Nettostromerzeugung der AGEE-Stat: AGEE-Stat 2024b

Quelle: FhG ISE 2018-2020: 50Hertz et al. 2019a, 2020a, 2021a, 2019b, 2020b, 2021b

Quelle: FhG ISE 20021-2023: BNetzA 2022, 2023, 2024d; 50Hertz et al. 2022, 2023, 2024b

7 Jahresvolllaststunden

Die Jahresvolllaststunden (JVLS) sind eine Maßeinheit, mit der sich die jährliche Stromerzeugung der PV-Anlagen bemessen lässt. Sie beschreibt wieviel Strom bezogen auf die installierte Leistung jährlich erzeugt wird. Die JVLS hängen stark von der Solarstrahlung des jeweiligen Jahres ab. Für die Berechnung der Jahresvolllaststunden einer Anlage wird die Nettostromerzeugung (Netzeinspeisung + Selbstverbrauch) eines Betriebsjahrs und durch die installierte Leistung der Anlage geteilt.

7.1 Entwicklung der Jahresvolllaststunden

Die Entwicklung der JVLS lässt sich zum einen innerhalb eines Betriebsjahres nach Inbetriebnahmejahren auswerten und zum anderen historisch bezüglich der Betriebsjahre im Vergleich. In Abbildung 16 und Abbildung 17 sind jeweils die Auswertungen der Jahresvolllaststunden nach Inbetriebnahmejahren für die Betriebsjahre 2023 und 2022 dargestellt. Bei der Berechnung der JVLS wurde der Selbstverbrauch mit Zuschätzung gemäß Kapitel 5.2 angenommen. Die durch die Zuschätzung des Selbstverbrauchs folgende Erhöhung der JVLS ist in den Abbildungen separat ausgewiesen. Die Auswertung nach Inbetriebnahmejahren erfolgt jeweils nur bis zum Vorjahr des ausgewerteten Betriebsjahrs, um zu vermeiden, dass unterjähriger Zubau die Berechnung verzerrt. Durch diese Begrenzung werden nur Anlagen bezüglich ihrer JVLS ausgewertet, die im ausgewerteten Betriebsjahr das gesamte Jahr Strom erzeugen konnten.

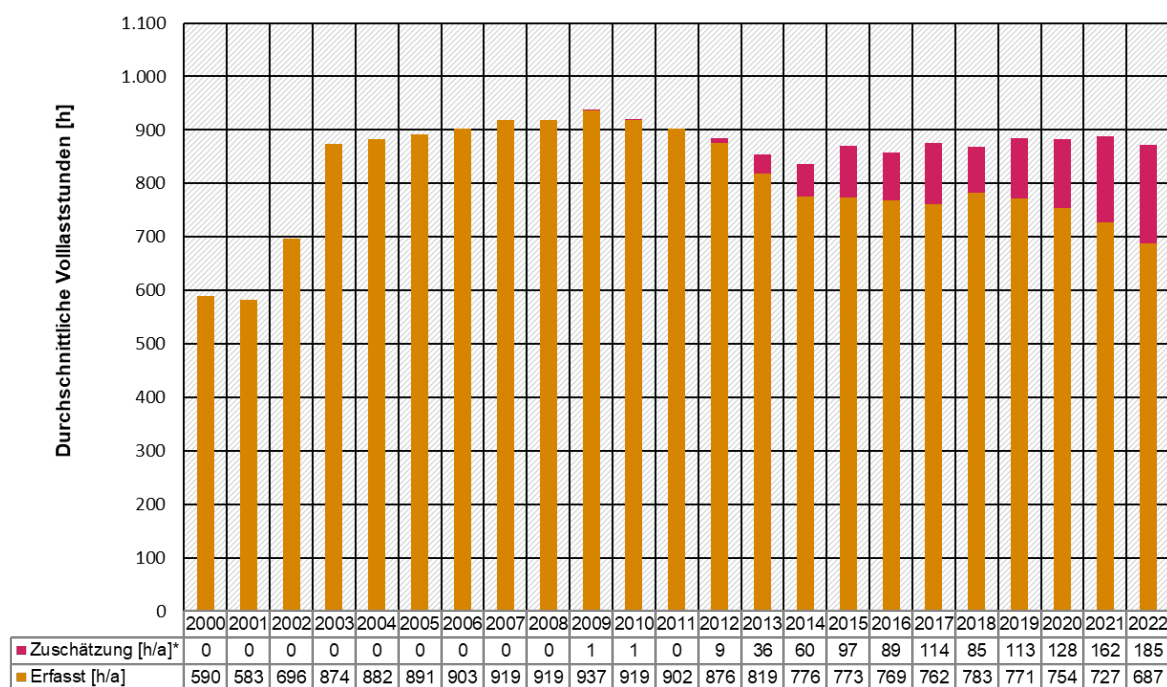
Die Betrachtung der JVLS nach Inbetriebnahmejahren zeigt für die Betriebsjahre 2023 und 2022 zunächst ähnliche Trends. Die JVLS der PV-Anlagen, die zwischen 2000 und 2009 installiert wurden, weisen in beiden Betriebsjahren jeweils größere JVLS im Vergleich zum vorangehenden Inbetriebnahmejahr auf. Dies kann zum einen darauf zurückzuführen sein, dass die Anlagen in diesen Inbetriebnahmejahren durch technische Verbesserungen immer höhere Wirkungsgrade aufgewiesen haben zum anderen können aber auch Degradationseffekten bei den älteren Inbetriebnahmejahren zum Tragen kommen, die deren Wirkungsgrad im Vergleich zu den jüngeren Inbetriebnahmejahren reduziert. Die höchsten JVLS werden bei Anlagen aus dem Inbetriebnahmejahr 2009 erfasst (im Betriebsjahr 2023: 938 h/a, im Betriebsjahr 2022: 1.034 h/a). Die darauffolgenden Inbetriebnahmejahre weisen niedrigere und von Jahr zu Jahr fallende JVLS auf. Die niedrigsten JVLS werden (abgesehen vom letzten Inbetriebnahmejahr) bei Anlagen aus dem Inbetriebnahmejahr 2014 (im Betriebsjahr 2023: 836 h/a, im Betriebsjahr 2022: 925 h/a) registriert. In den nachfolgenden Inbetriebnahmejahren steigen die JVLS wieder moderat an mit einem Peak im Jahr 2017 von 876 und 974 h/a. In beiden Betriebsjahren ist auffällig, dass im letzten Inbetriebnahmejahr die JVLS jeweils ihren deutlichen absoluten Tiefststand aufweisen (Inbetriebnahmejahr 2022 im Betriebsjahr 2023: 872 h/a, Inbetriebnahmejahr 2021 im Betriebsjahr 2022: 937 h/a). Vergleicht man die prozentuale Änderung der JVLS des Inbetriebnahmejahrs 2021 gegenüber 2020 im Betriebsjahr 2023 (JVLS um 0,8% erhöht) mit denen des Betriebsjahrs 2022 (JVLS um 1,9% reduziert) wird ersichtlich, dass sich die JVLS des Inbetriebnahmejahr im darauffolgenden Betriebsjahr relativ gesehen stark erhöht haben. Offensichtlich kommt es trotz der Beschränkung der Auswertung auf Inbetriebnahmejahrgänge, die mindestens ein Jahr vor dem ausgewerteten Betriebsjahr liegen, zu Verzerrungen der JVLS im letzten ausgewerteten Inbetriebnahmejahr. Eine Erklärung hierfür könnte sein, dass einige Anlagen auch im Betriebsjahr nach ihrer gemeldeten Inbetriebnahme noch nicht ganzjährig Strom erzeugen.

Die Gründe für den Rückgang der JVLS bei den jüngeren Inbetriebnahmejahrgängen nach 2009 sind vielschichtig und müssen weiter analysiert werden. Zum Teil sind strukturelle Änderungen

Grund für das zurückgehen der JVLS. Diese werden in Kapitel 8 beschrieben und umfassen geänderte Ausrichtung und Neigung zur Optimierung des Selbstverbrauchs, mehr Zubauten in sonnenärmeren Bundesländern oder die Pflicht zur Leistungsbegrenzung.

Stellt man die JVLS der Betriebsjahre 2021 bis 2023 einander gegenüber (siehe Abbildung 18), so zeigt sich, dass in allen Inbetriebnahmejahrgängen mit Ausnahme der frühen 2000er Jahre die JVLS im Betriebsjahr 2022 höher waren als im Betriebsjahr 2021 und 2023. Dies kann vorrangig auf eine höhere Globalstrahlung im Jahr 2022 (1.227 kWh/m^2) zurückgeführt werden. Wobei die Betriebsjahre 2021 und 2023 ähnliche JVLS und Globalstrahlungswerte aufweisen.

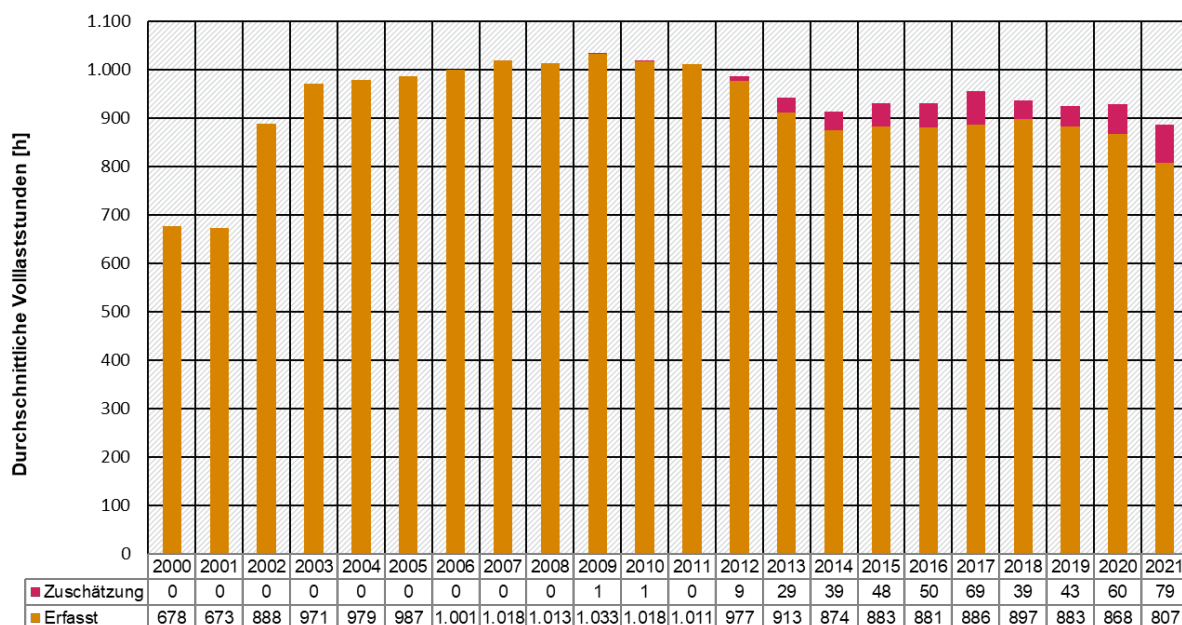
Abbildung 16: Durchschnittliche Jahresvolllaststunden nach Inbetriebnahmejahrgängen von PV-Anlagen im Betriebsjahr 2023



* Zuschätzung entspricht hier dem nicht in der amtlichen Statistik erfassten Selbstverbrauch (siehe Kapitel 5 für die Ermittlung der jeweiligen Strommengen)

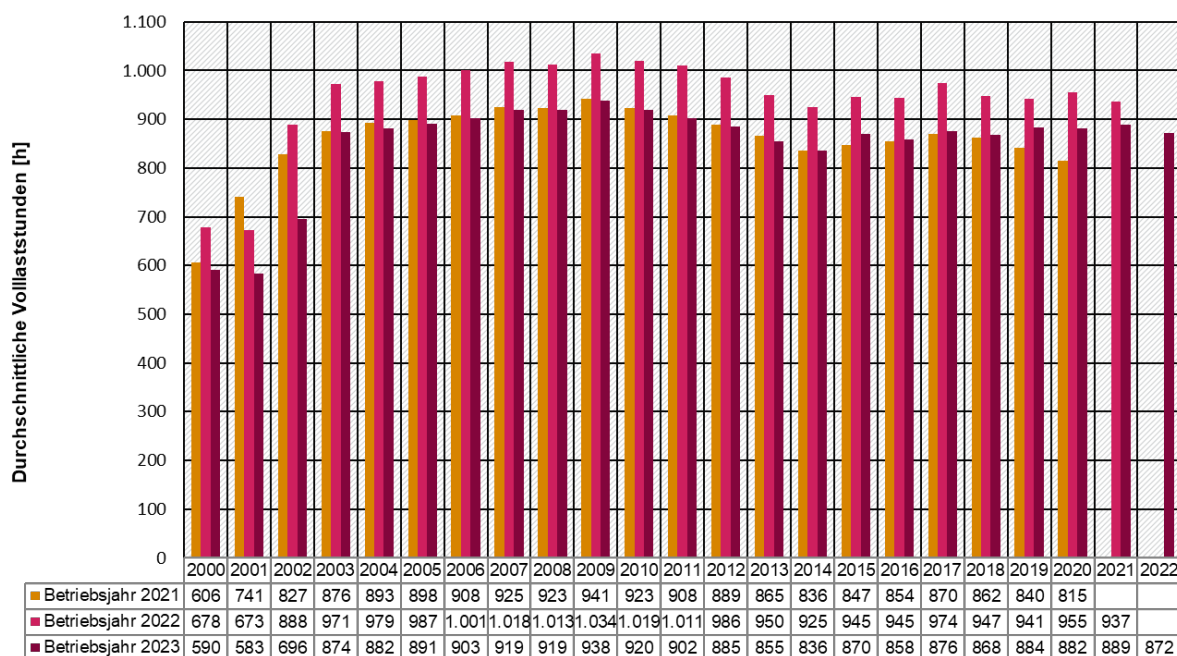
Quelle: BNetzA 2024d; 50Hertz et al. 2024b

Abbildung 17: Durchschnittliche Jahresvolllaststunden nach Inbetriebnahmejahrgängen von PV-Anlagen im Betriebsjahr 2022



Quelle: BNetzA 2023; 50Hertz et al. 2023

Abbildung 18: Gegenüberstellung der durchschnittlichen Volllaststunden nach Inbetriebnahmejahrgängen von PV-Anlagen für die Betriebsjahre 2021 bis 2023



Quelle: BNetzA 2022, 2023, 2024d; 50Hertz et al. 2022, 2023, 2024b

7.2 Jahresvolllaststunden nach Leistungsklassen

Zur weitergehenden Analyse werden die JVLS der PV-Anlagen im Betriebsjahr 2023 (Tabelle 16) und 2022 (Tabelle 17) nach Leistungsklassen untersucht. Zunächst ist festzustellen, dass die Jahresvolllaststunden der Anlagen für das Betriebsjahr 2023 in der Gesamtbetrachtung um 9,3%

niedriger liegen als noch im Jahr 2022. Dies ist vor allem auf die niedrigere Globalstrahlung zurückzuführen, wie bereits erläutert in Absatz 5.3.

Vergleicht man die die JVLS der einzelnen Leistungsklassen zeigt sich, dass die JVLS im Segment der Freiflächenanlagen jeweils am höchsten liegen. Im Gebäudeanlagensegment haben Anlagen im Bereich $20 \leq x < 30$ kW die höchsten JVLS (im Betriebsjahr 2023: 913 h/a, im Betriebsjahr 2022: 1.003 h/a). Die durchschnittliche JVLS liegen im Betriebsjahr 2023 bei 890 h/a und für 2022 bei 981 h/a.

Die Betrachtung nach Leistungsklassen zeigt, wie stark die Zuschätzung des Selbstverbrauchs in den Selbstverbrauchskategorien die JVLS in dieser Kategorie und damit auch im Gesamtbestand erhöht. Im Betriebsjahr 2023 erhöhten sich die JVLS durch die Zuschätzung in der Kategorie Gebäude <10 kW um 188 h/a (im Betriebsjahr 2022 um 171 h/a). Die durchschnittlichen JVLS des Gesamtbestands erhöhten sich hierdurch im Betriebsjahr 2023 um 62 h/a (im Betriebsjahr 2022 um 35 h/a).

Tabelle 16: Volllaststunden nach Leistungsklassen für das Betriebsjahr 2023

Anlagentyp	Leistungskategorie [kW]	Volllaststunden [h/a]*	Volllaststunden [h/a]**
Steckerfertig	$x \leq 2$	432	842
Gebäude	$x < 10$	701	889
	$10 \leq x < 20$	816	905
	$20 \leq x < 30$	858	913
	$30 \leq x < 100$	833	884
	$100 \leq x < 500$	786	837
	$500 \leq x \leq 750$	766	819
	$750 < x \leq 1000$	799	813
	$x > 1000$	764	782
Freifläche	$x \leq 750$	910	940
	$750 < x \leq 1000$	931	931
	$x > 1000$	917	917
Gesamt		828	890

* JVLS ohne Zuschätzung von SV. berechnet auf Basis von Bestand 2022 mit Nettoerzeugung (ohne geschätzten SV) dieser Anlagen in 2023

** JVLS mit Zuschätzung von SV. berechnet auf Basis von Bestand 2022 und Nettoerzeugung (inklusive geschätzten SV) dieser Anlagen in 2023

Quelle: BNetzA 2024d; 50Hertz et al. 2024b

Tabelle 17: Jahresvolllaststunden nach Leistungsklassen für das Betriebsjahr 2022

Anlagentyp	Leistungskategorie [kW]	Volllaststunden [h/a]*
Gebäudeanlage	$x < 10$	814*/985**
	$10 \leq x < 20$	953*/1.002**
	$20 \leq x < 30$	966*/1.003**
	$30 \leq x < 100$	953*/954**
	$100 \leq x < 500$	905*/906**
	$500 \leq x \leq 750$	879
	$750 < x \leq 1000$	909
	$x > 1000$	901
FFA	$x \leq 750$	1.029
	$750 < x \leq 1000$	1.042
	$x > 1000$	1.035
Gesamt		946*/981**

* JVLS ohne Zuschätzung von SV. Berechnet auf Basis von Bestand 2021 mit Nettoerzeugung (ohne geschätzten SV) dieser Anlagen in 2022

** JVLS mit Zuschätzung von SV. Berechnet auf Basis von Bestand 2021 und Nettoerzeugung (inklusive geschätzten SV) dieser Anlagen in 2022

Quelle: BNetzA 2023; 50Hertz et al. 2023

8 Strukturelle Entwicklungen

Das MaStR bietet die Möglichkeit mehr Informationen bezüglich der baulichen und technischen Eigenschaften von PV-Anlagen auszuwerten. Diese Informationen liegen für einen Großteil der im MaStR gemeldeten Anlagen vor. Die folgenden Auswertungen sind auf Basis des offiziellen Auszugs der MaStR-Daten (Stand 01.04.2024) erfolgt.

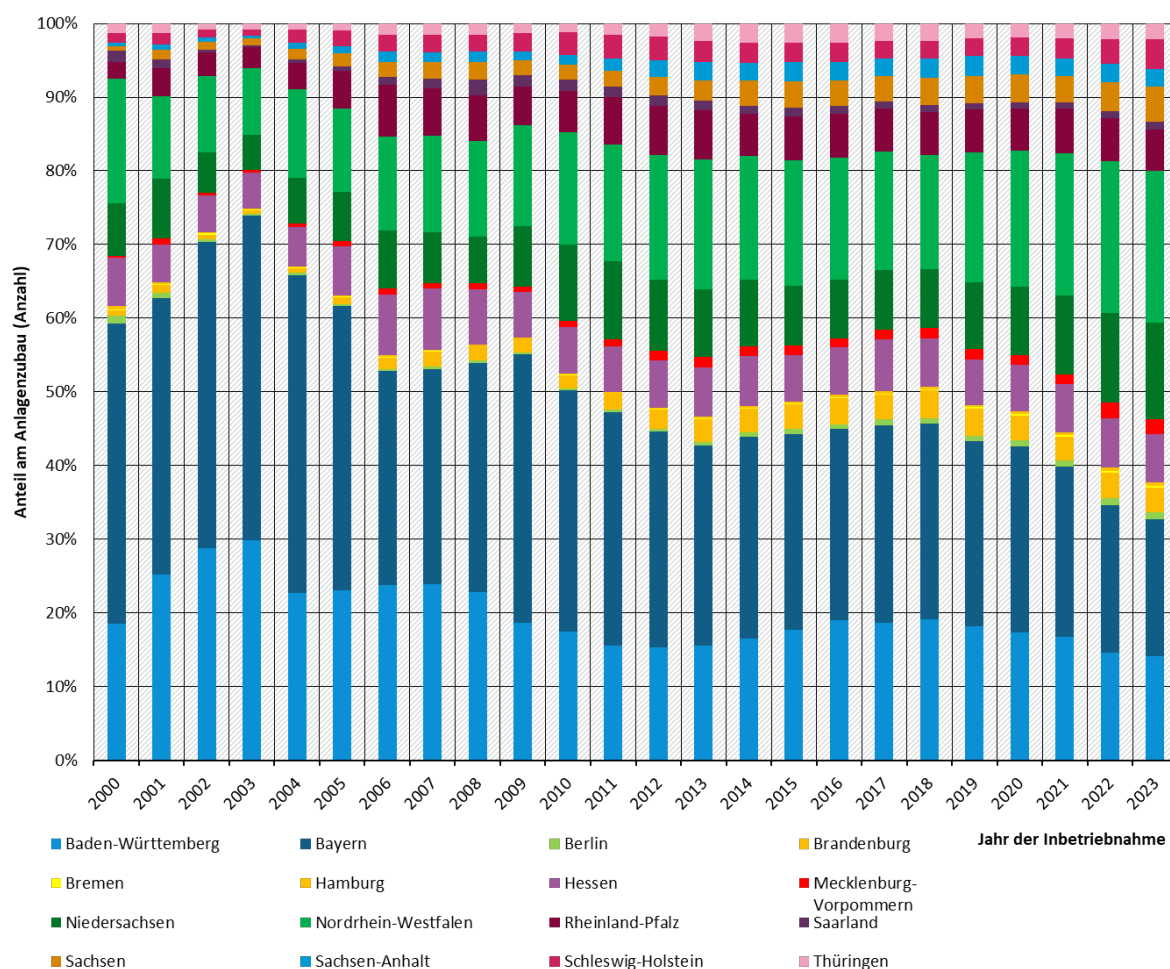
8.1 Standort nach Bundesland

In diesem Kapitel werden Auswertungen zum jährlichen Zubau von PV-Anlagen in den einzelnen Bundesländern vorgestellt. Zur Einordnung der allgemeinen Trends sei darauf hingewiesen, dass PV-Anlagen in nördlich gelegenen Bundesländern geringere Jahresvolllaststunden haben als in südlichen Bundesländern wie Bayern und Baden-Württemberg, da in den nördlichen Regionen die Globalstrahlung um etwa 100 – 220 kWh/m² niedriger liegt (DWD 2010).

8.1.1 Verteilung nach Anlagenanzahl

Die Betrachtung des Anlagenzubaues in Abbildung 19 je Bundesland zeigt, dass der Großteil des Zubaues in den Jahren 2001 bis 2009 in den Ländern Bayern und Baden-Württemberg stattgefunden hat. Ihr Anteil lag in dieser Zeit zwischen 53 und 74%. Im Jahr 2023 ist er auf 33% gefallen. Den größten Anteilszuwachs konnte Nordrhein-Westfalen verzeichnen. Hier stieg der Anteil am jährlichen Zubau von 11% im Jahr 2001 stetig auf 21% im Jahr 2023. Einen leichten Zuwachs konnten die Länder Sachsen (auf 5%) und Niedersachsen (auf 13%) und Schleswig-Holstein (4%) im Jahr 2023 verzeichnen. Einen konstanten Anteil am Anlagenzubau weisen die Länder Hessen (6%) und Rheinland-Pfalz (6%) zum Jahr 2023 auf. Weiter ist festzustellen, dass auch in den Ländern Brandenburg (von 0,4% auf 3%), Sachsen-Anhalt (von 0,4% auf 2%), Thüringen (von 0,8% auf 2%), Mecklenburg-Vorpommern (von 0,4% auf 2%), Berlin (0,2% auf 1%) und Hamburg (von 0,2% auf 0,5%) ein Anstieg zwischen den Jahren 2003 und 2023 stattgefunden hat. Seit 2008 sind die Anteile des Saarlands am jährlichen Zubau hingegen stetig gesunken, von 2,2% auf 1% im Jahr 2023.

Abbildung 19: Verteilung des jährlichen PV-Anlagenzubaus (Anzahl) nach Standort und Inbetriebnahmejahr

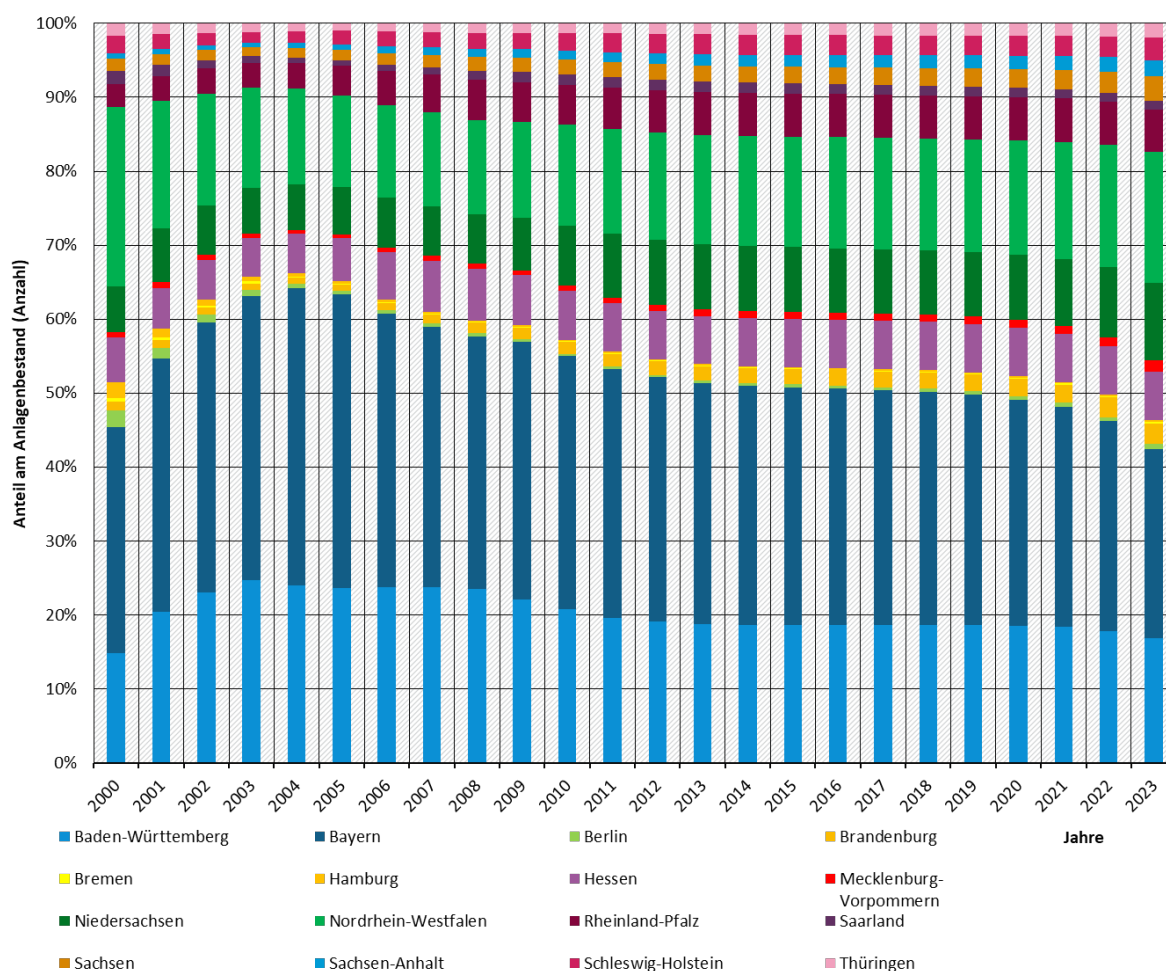


Quelle: BNetzA 2024d

In Abbildung 20 ist die kumulierte jährliche Entwicklung des PV-Anlagenbestandes abgebildet. Besonders hervorzuheben ist der konstante Rückgang des bayrischen Anteils von 40% im Jahr 2004 auf 26% im Jahr 2023. Ebenfalls rückläufig sind die Anteile Baden-Württembergs, wo sich der Anteil am Gesamtbestand von maximal 25% im Jahr 2003, auf 17% im Jahr 2023 vermindert. Den größten anteiligen Zuwachs konnte Nordrhein-Westfalen (NRW) erzielen. Hatte NRW im Jahr 2005 noch einen Anteil von 12% am damaligen Gesamtbestand, so konnte das Bundesland den eigenen Anteil auf 18% im Jahr 2023 erhöhen. Alle weiteren Bundesländer konnten ebenfalls einige Prozentpunkte hinzugewinnen.

Zurückzuführen ist diese Entwicklung unter anderem auf die stark gefallenen Anschaffungskosten von PV-Anlagen, welche diese auch in nördlicheren Regionen mit weniger Globalstrahlung wirtschaftlich attraktiver machen. Hinzu kommen Nachholeffekte in den Bundesländern mit steigendem Anteil, welche zu besonders hohen Zubauraten durch eine verspätete Nutzung der leicht erschließbaren Flächen führen. Möglich ist auch, dass landesspezifische Förderprogramme zur Steigerung des Anteils einzelner Bundesländer geführt haben.

Abbildung 20: Verteilung des PV-Anlagenbestands (Anzahl, kumuliert) nach Standort und Inbetriebnahmejahr



Quelle: BNetzA 2024d

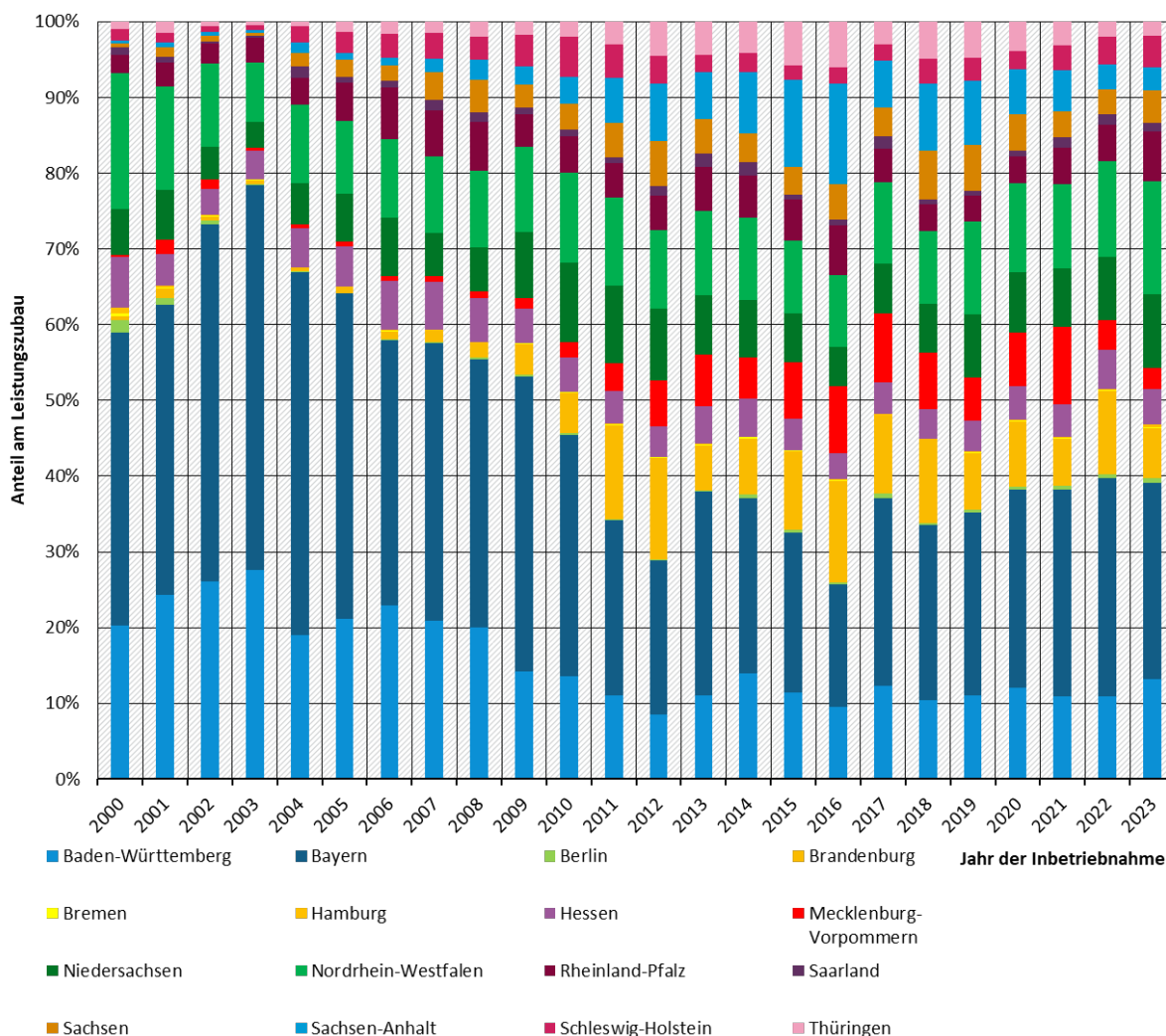
8.1.2 Verteilung nach installierter Leistung

Abbildung 21 zeigt die Verteilung des jährlichen Leistungszubaus nach Standort und Inbetriebnahmejahr. Daraus ist ersichtlich, dass auch bei Betrachtung der jährlich installierten Leistungen die größten Veränderungen in den Ländern Bayern und Baden-Württemberg erfolgten. Dabei hat sich der anteilige Leistungszubau verglichen zum Jahr 2003 mit 78%, auf 39% im Jahr 2023 halbiert. Trotz des Anstiegs bei der Anlagenanzahl blieben die Anteile bei der installierten Leistung in Nordrhein-Westfalen bis zum Jahr 2022 eher konstant. Im Jahr 2023 ist jedoch ein bemerkbares Wachstum um 2 Prozentpunkte gegenüber 2022 erfolgt (von 13% auf 15%). In Sachsen fluktuiert der Leistungszubau und erreichte im Jahr 2018 mit 6,5% sein Anteilsmaximum. Seitdem ist der Anteil rückläufig und beträgt für das Jahr 2023 4,3%. Niedersachsen verzeichnet ein stetiges Anteilswachstum bis ins Jahr 2010 (10%). Seitdem ist aber auch hier der Anteil am Leistungszubau rückläufig und betrug im Jahr 2022 8,3%. Im Jahr 2023 konnte jedoch auch wieder an Anteil von fast 10% erreicht werden. Bundesländer, die bezogen auf die Anlagenanzahl eher konstante Anteile aufwiesen, verhielten sich bei der jährlich installierten Leistung tendenziell rückläufig. Im Jahr 2022 beliefen sich diese für Rheinland-Pfalz auf 4,8% und für Schleswig-Holstein auf 3,7%. Im Jahr 2023 konnten jedoch wieder ein Zuwachs verzeichnet werden auf 6,6% für Rheinland-Pfalz und 4,2% für Schleswig-Holstein. Der Anteil vom Zubau in Hessen stieg wieder leicht auf zuletzt 4,8% im Jahr 2023 an. Die Betrachtung des

jährlichen Leistungszubaus in den weiteren Bundesländern zeigt analog zum Anlagenzubau (nach Anzahl) in diesen Bundesländern einen starken Anstieg der Zubauanteile von 2003 bis 2022. Beispielsweise für Brandenburg von 0,5% auf 11%. Damit liegt der Anteil bezogen auf die zugebaute Leistung fast viermal so hoch wie beim Anlagenzubau (nach Anzahl). Im Jahr 2023 ist der Anteil jedoch wieder stark gesunken auf 6,6%. Mecklenburg-Vorpommern hat nach einer sehr großen Steigerung auf 10% im Jahr 2021 wieder einen deutlich niedrigeren Anteil von 2,8% in 2023. Steigerungen konnten für das Jahr 2023 verglichen mit dem Jahr 2003 auch in Sachsen-Anhalt (von 0,4% auf 3,1%), Thüringen (von 0,5% auf 1,8%) und im Saarland (von 0,2% auf 1,1%) festgestellt werden. In Sachsen-Anhalt und Thüringen lagen die Anteilshöchstwerte im Jahr 2016 mit 13% und 6,1%, seitdem sind die Anteile stark rückläufig auf zuletzt 3,1% und 1,8% im Jahr 2023. Die Stadtstaaten Berlin, Hamburg und Bremen konnten ihre Anteile beim Leistungszubau bis zum Jahr 2022 kaum steigern. Im Jahr 2023 ist ein merkliches Wachstum festzustellen, insbesondere in Bremen von 0,09% im Jahr 2022 auf 0,21% im Jahr 2023 und auch in Hamburg von 0,18% auf 0,32%.

Allgemein weisen größere Anteile beim Leistungszubau im Vergleich zum Anlagenzubau darauf hin, dass hier tendenziell größere Anlagen installiert werden.

Abbildung 21: Verteilung des jährlichen Leistungszubaus nach Standort und Inbetriebnahmejahr

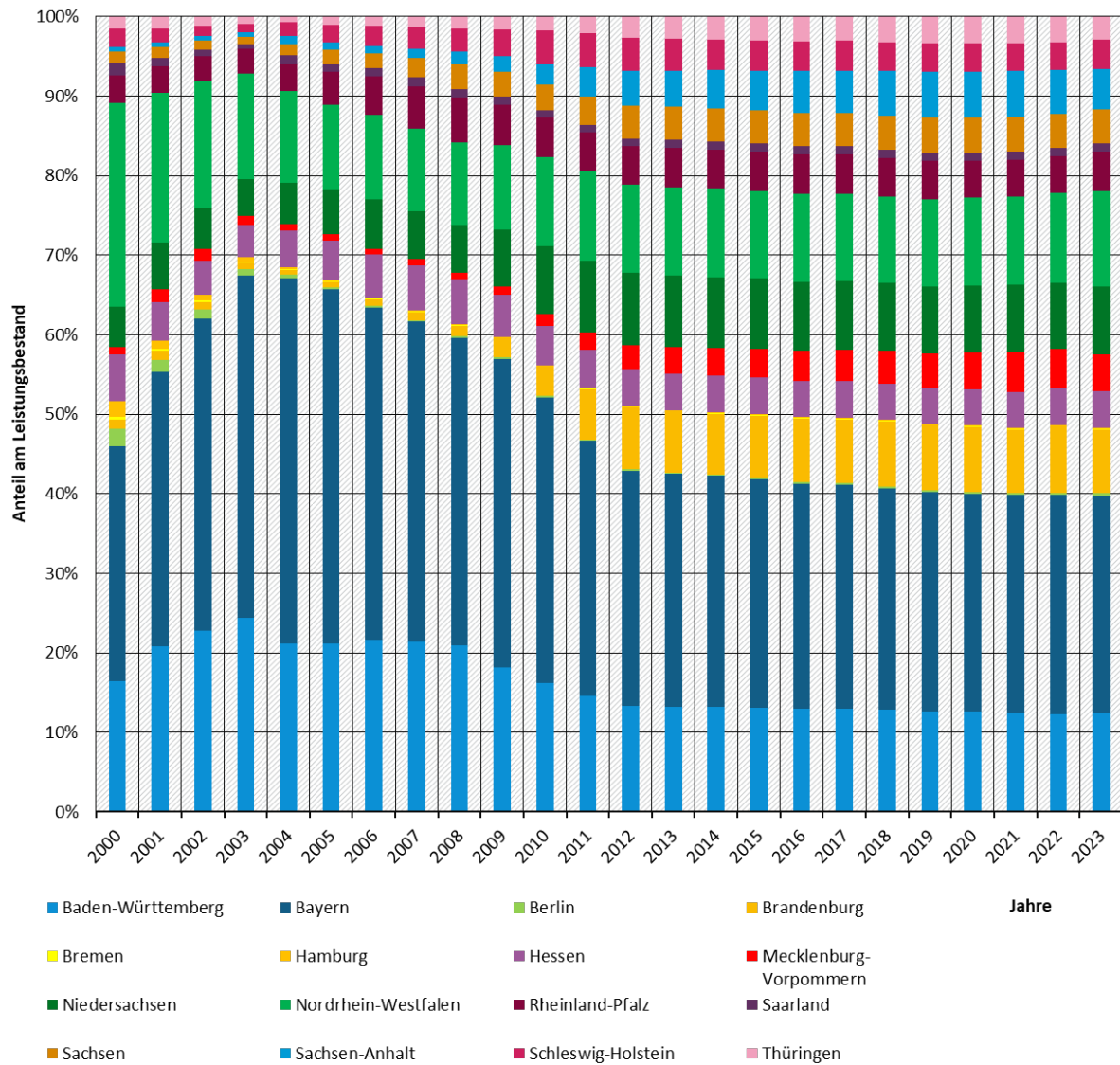


Quelle: BNetzA 2024d

Die kumulierten Anteile der Bundesländer am jährlichen PV-Leistungsbestand sind in Abbildung 22 dargestellt. Für die installierte Photovoltaikleistung in den einzelnen Bundesländern ist analog zur kumulierten Anlagenanzahl aus Abbildung 20 ein Anteilsverlust von Bayern und Baden-Württemberg zu beobachten. Diese wirken sich bei den Leistungsanteilen jedoch wesentlich stärker aus. Bayerns Anteil an der installierten PV-Leistung sinkt von 46% in Jahr 2004 auf 27% im Jahr 2023. Baden-Württemberg hatte im Jahr 2003 einen Anteil von 24% an der gesamten PV-Leistung, welcher Ende 2023 nur noch 12% betrug. Leistungstechnisch stagnieren die Anteile Nordrhein-Westfalens trotz gestiegenem Anteil bei der Anlagenzahl aus Abbildung 20. Dies könnte auf einen vermehrten Zubau von kleinen, leistungsschwächeren Anlagen zurückzuführen sein. Einen starken anteiligen Gesamtzuwachs vom Jahr 2003 bis zum Ende der Auswertung konnte Sachsen (von 0,9% auf 4,3%) und Niedersachsen (von 4,7% auf 8,6%) erzielen. In Schleswig-Holstein, Hessen und Rheinland-Pfalz stagnieren die Anteile am Gesamtzubau in den letzten Jahren. Im Vergleich zu den Entwicklungen bei der Anlagenanzahl, dargestellt in Abbildung 20, konnten Brandenburg mit 8%, Sachsen-Anhalt mit 5,1%, Thüringen mit 3% und Mecklenburg-Vorpommern mit 4,6% wesentlich höhere Anteile an der Gesamtleistung im Jahr 2023 erreichen. Es wurden hier daher vermutlich vor allem große Anlagen gebaut. Nur das Saarland und die Stadtstaaten zeigen kaum Veränderungen bei Betrachtung der letzten Jahre, was jedoch auch der geringen Fläche und somit dem fehlenden Potential für die Errichtung von leistungsstarken Freiflächenanlagen geschuldet sein könnte.

Detaillierte Tabellen der zugrunde liegenden Werte von Kapitel 8.1 mit zusätzlicher Nennung von Anlagen mit fehlender Bundeslandangabe bzw. Anlagen in der ausschließlichen Wirtschaftszone sind im Anhang A.3 zu finden.

Abbildung 22: Verteilung der kumulierten installierten Leistung nach Standort und Inbetriebnahmejahr



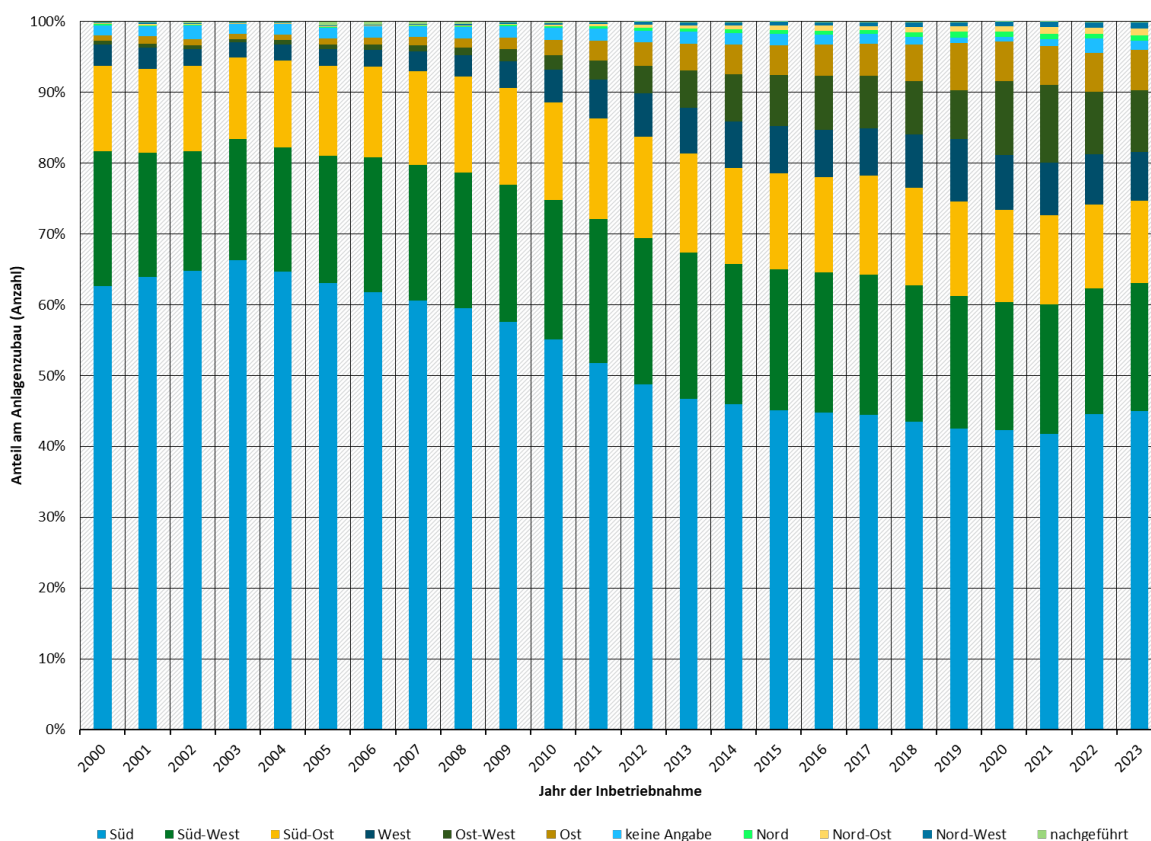
Quelle: BNetzA 2024d

8.2 Ausrichtung

8.2.1 Verteilung nach Anlagenanzahl

Abbildung 23 zeigt die Verteilung des jährlichen Anlagenzubaues nach Ausrichtungen und Inbetriebnahmejahr. Daraus ist ersichtlich, dass die meisten PV-Anlagen zur Ertragsmaximierung in Himmelsrichtung Süden gebaut sind. Im Jahr 2023 betrug der Anteil nach Süden ausgerichteter Anlagen 45%. Darauf folgen mit 18% Süd-West-Anlagen, mit 12% Süd-Ost-Anlagen und mit 8,7% Ost-West-Anlagen. Westanlagen (6,9%) sind etwas häufiger als Ostanlagen (5,7%). Andere Ausrichtungen sind kaum vertreten. Die Veränderungen, gerade im Hinblick auf die steigenden Anteile von reinen Südanlagen seit 2021 könnten auch auf die steigende Anzahl von steckerfertigen Anlagen zurückzuführen sein. Allerdings hat der Anteil der Anlagen, die keine reinen Südanlagen sind, ebenfalls zugenommen. Während es im Jahr 2000 36% waren hat ihr Anteil bis 2023 auf 54% zugenommen. Hierdurch können Ertragseinbußen entstehen, die in ihrer Höhe allerdings stark vom Neigungswinkel der Anlage abhängen. Bei optimalem Neigungswinkel (variiert mit Himmelsrichtung, Breitengrad und Jahreszeit) können die Ertragseinbußen minimiert werden und liegen typischerweise zwischen 5 und 10%. Nur bei Anlagen, die in Richtung Norden ausgerichtet sind (0,7% der Anlagen in 2023), kann der Ertrag bis zu 50% kleiner ausfallen.

Abbildung 23: Verteilung des jährlichen Anlagenzubaues (Anlagenzahl) nach Ausrichtungen und Inbetriebnahmejahr



Quelle: BNetzA 2024d

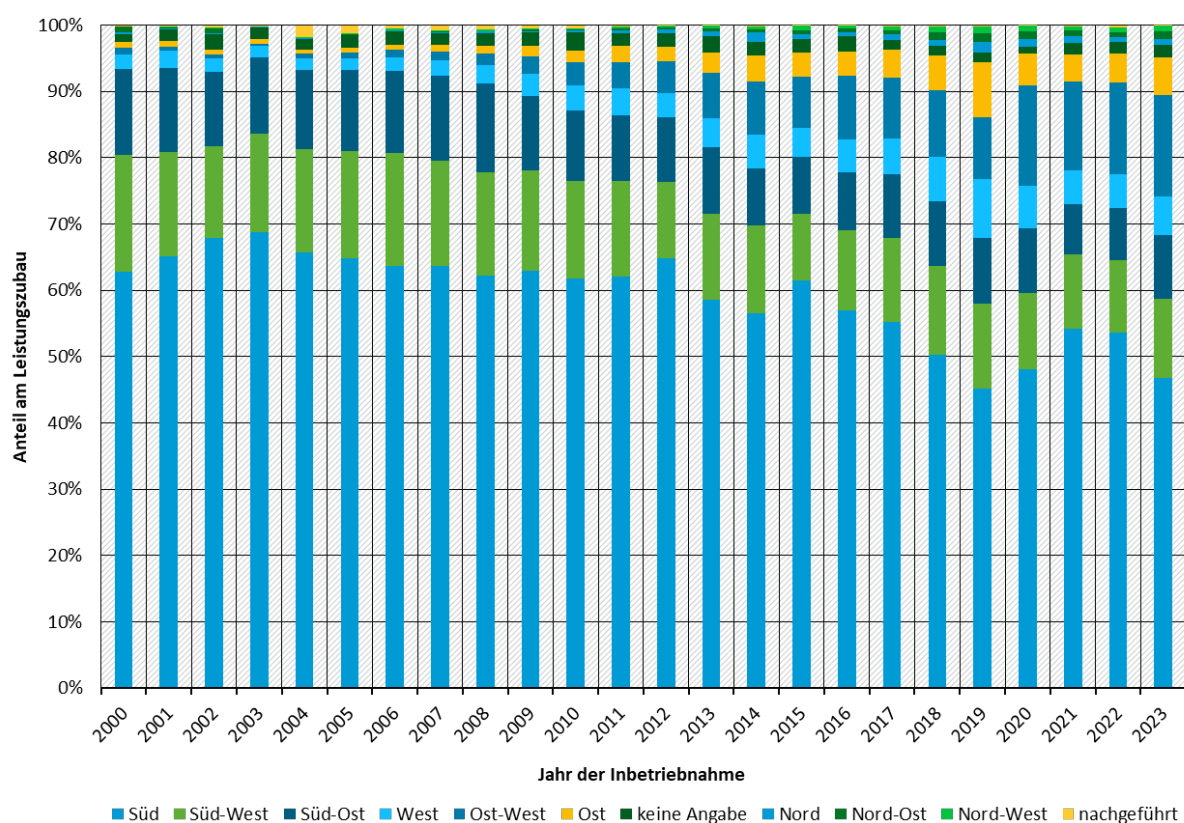
8.2.2 Verteilung nach installierter Leistung

Abbildung 24 stellt die relativen Anteile am jährlichen Zubau der installierten Leistung nach Himmelsrichtung dar. Bei Vergleich mit der Anlagenanzahl aus Abbildung 23 ist ersichtlich, dass die Leistungsanteile bei Südanlagen weit weniger rückläufig sind als bei den Anteilen der Anlagenanzahl aus Abbildung 23. Der Leistungsanteil nach Süden ausgerichteter Anlagen beträgt nach einem Tief im Jahr 2019 von 45%, wieder knapp 54% in den Jahren 2021 und 2022 und viel wiederrum auf 47% im Jahr 2023. Daraus folgt ein Zuwachs auf 15% für Ost-West-Anlagen, 12% Süd-West-Anlagen und mit 9,6% Süd-Ost-Anlagen. Westanlagen (5,9%) haben etwas höhere Leistungsanteile als Ostanlagen (5,7%). Andere Gruppen sind kaum vertreten.

Der Vergleich der Anteile nach Anlagenzubau (Abbildung 23) und Leistungszubau (Abbildung 24) für das Jahr 2023 zeigt höhere Anteile bei Süd-Ost- und Süd-West-Anlagen beim Anlagenzubau als beim Leistungszubau. Der Anlagenbestand besteht hier vermutlich vermehrt aus Dachanlagen, die eine kleinere Leistung aufweisen. Bei Süd- und Ost-West Anlagen ist ein entgegengesetzter Trend festzustellen. Hier werden wohl vermehrt größere Anlagen realisiert, wie Freiflächen- und Flachdachanlagen.

Detaillierte Tabellen der zugrunde liegenden Werte dieses Kapitels sind im Anhang in A.4 zu finden.

Abbildung 24: Verteilung des jährlichen Leistungszubaus nach Ausrichtungen und Inbetriebnahmejahr



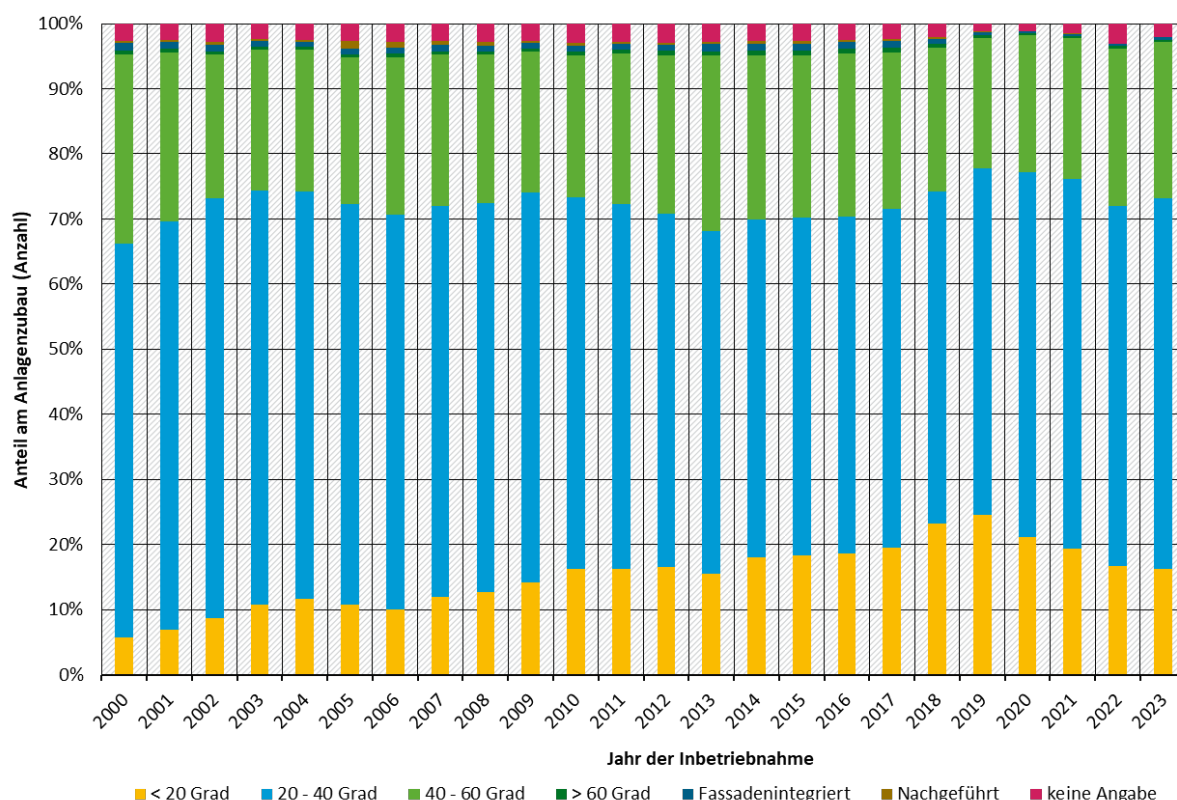
Quelle: BNetzA 2024d

8.3 Neigungswinkel

8.3.1 Verteilung nach Anlagenanzahl

Im Jahr 2023 machten Anlagen mit einem Neigungswinkel zwischen 20 und 40 Grad den überwiegenden Anteil des Zubaus mit 57% aus (siehe Abbildung 25). 24% der Anlagen wiesen einen noch steileren Neigungswinkel zwischen 40 und 60 Grad auf. Der Zubau mit flachem Neigungswinkel <20 Grad ist von 6% im Jahr 2000 auf maximal 24% im Jahr 2019 angestiegen und beträgt 16% im Jahr 2023. Andere Neigungswinkel haben kaum Anteile am Zubau, deren Anteile sind seit 2014 zudem tendenziell gesunken. Als Gründe für die verstärkte Nutzung von flachen Winkeln bei PV-Anlagen können folgende Entwicklungen und Installationsstrategien angeführt werden: Die zunehmenden Installationen von Ost-West-Anlagen, die Ermöglichung von engeren Packungsdichten und die Reduktion der Traglasten bei Wind, sowie die bessere Flächenausnutzung bei PV-Freiflächenanlagen durch geringere Reihenabstände mit flacheren Neigungswinkeln, bzw. weniger Eigenverschattung durch die vorangestellte Modulreihe.

Abbildung 25: Verteilung des jährlichen Anlagenzubaus (Anlagenanzahl) nach Neigungswinkeln und Inbetriebnahmejahr



Auswertung ohne steckerfertige Anlagen und Anlagen bis 2 kW mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2019.

Quelle: BNetzA 2024d

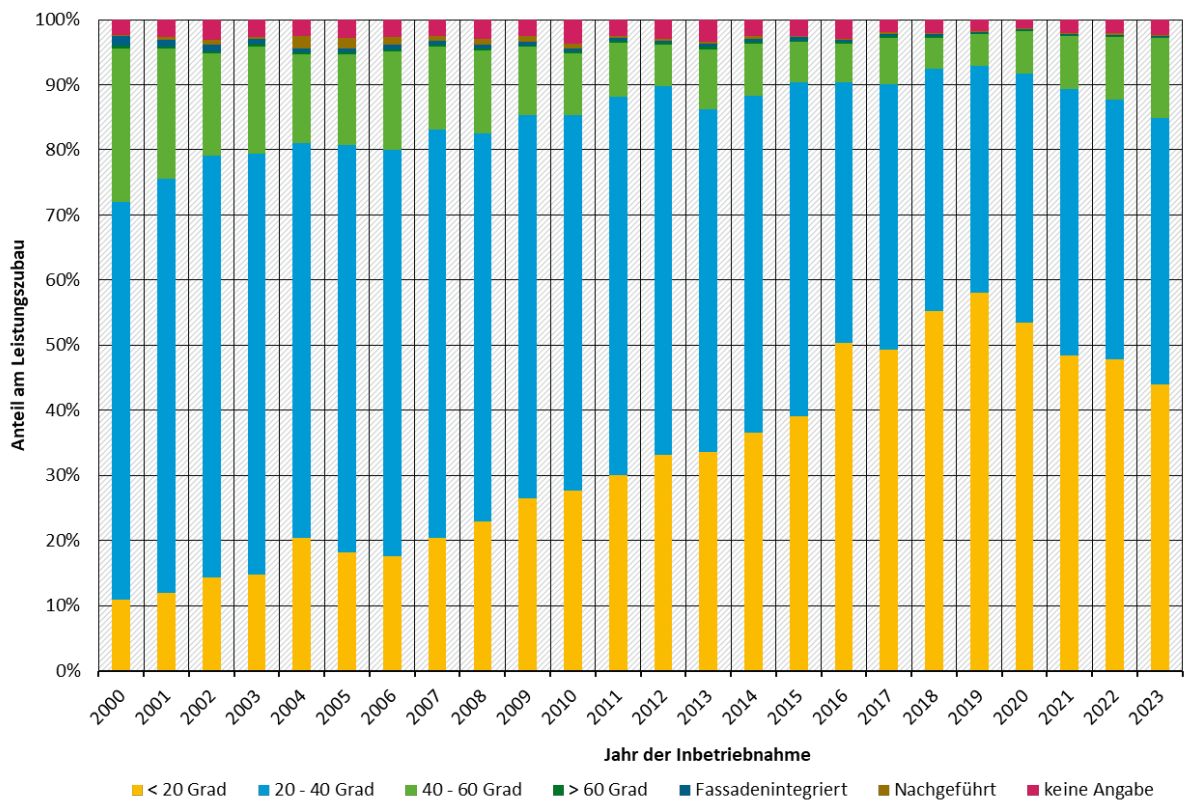
8.3.2 Verteilung nach installierter Leistung

Beim Vergleich der jährlich installierten Leistung (siehe Abbildung 26) zu den relativen Anteilen beim Anlagenzubau aus Abbildung 25 fällt auf, dass sich die Anteile bei 40-60-Grad- und <20 Grad Anlagen stark unterscheiden. Dabei änderten sich die Leistungsanteile der 40-60-Grad-Anlagen von anfangs 24% im Jahr 2000 auf lediglich 4,8% im Jahr 2018 und steigen seitdem wieder auf zuletzt 12% im Jahr 2023. Gleichzeitig erhöhen sich die relativen Anteile für <20-Grad-Anlagen von 11% auf maximal 58% in 2019 und 44% im Jahr 2023. Auch 20-40-Grad-

Anlagen haben in Bezug auf die Leistung Anteile verloren (von 61% im Jahr 2000 auf 41% im Jahr 2023), obwohl ihr Anteil am Anlagenzubau aus Abbildung 25 kaum Veränderungen zeigt. Ein Erklärungsansatz für diese Entwicklung ist der hauptsächliche Einsatz von <20-Grad-Neigungswinkeln bei PV-Freiflächenanlagen, welche mit viel installierter Leistung konzentriert auf einzelne Anlagen für prozentual hohe Anteile sorgen könnten.

Detaillierte Tabellen der zugrunde liegenden Werte dieses Kapitels sind im Anhang A.5 zu finden.

Abbildung 26: Verteilung des jährlichen Leistungszubaus nach Neigungswinkeln und Inbetriebnahmejahr



Auswertung ohne steckerfertige Anlagen und Anlagen bis 2 kW mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2019.

Quelle: BNetzA 2024d

9 Batteriespeicher

Das folgende Kapitel beschäftigt sich mit Auswertungen zum Zubau von Batteriespeichern und dem Einfluss von Batteriespeichern auf den Selbstverbrauch. Die große Mehrheit der installierten Batteriespeicher wird in Kombination mit PV-Anlagen betrieben, um den Selbstverbrauch der PV-Erzeugung zu steigern. Durch die Steigerung des Selbstverbrauchs wird eine höhere Wirtschaftlichkeit und eine größere Netzautarkie angestrebt. Neben der betrieblichen Optimierung von PV-Systemen werden Batteriespeicher im Gewerbe zum Spitzenlastkappung und auf Netzebene zum kurzfristigen Ausgleich von Schwankungen eingesetzt. Perspektivisch werden Batteriespeicher zu einem immer wichtigeren Bestandteil des Energiesystems. Zur Netz- und Marktintegration der fluktuierenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird zukünftig deutlich mehr Flexibilität benötigt. Diese kann unter anderem durch Batteriespeicher zur Verfügung gestellt werden.

Die Daten zum Batteriespeicherausbau wurden dem MaStR entnommen und mit dem im Anhang A.1 hinterlegten Algorithmus zur Prüfung der Datenplausibilität aufbereitet. Auf dieser Basis wurden Auswertungen nach Kapazitätskategorien durchgeführt, welche den aktuellen Stand und den jährlichen Zubau von Batteriespeicheranzahl und installierter Kapazität aufzeigen.

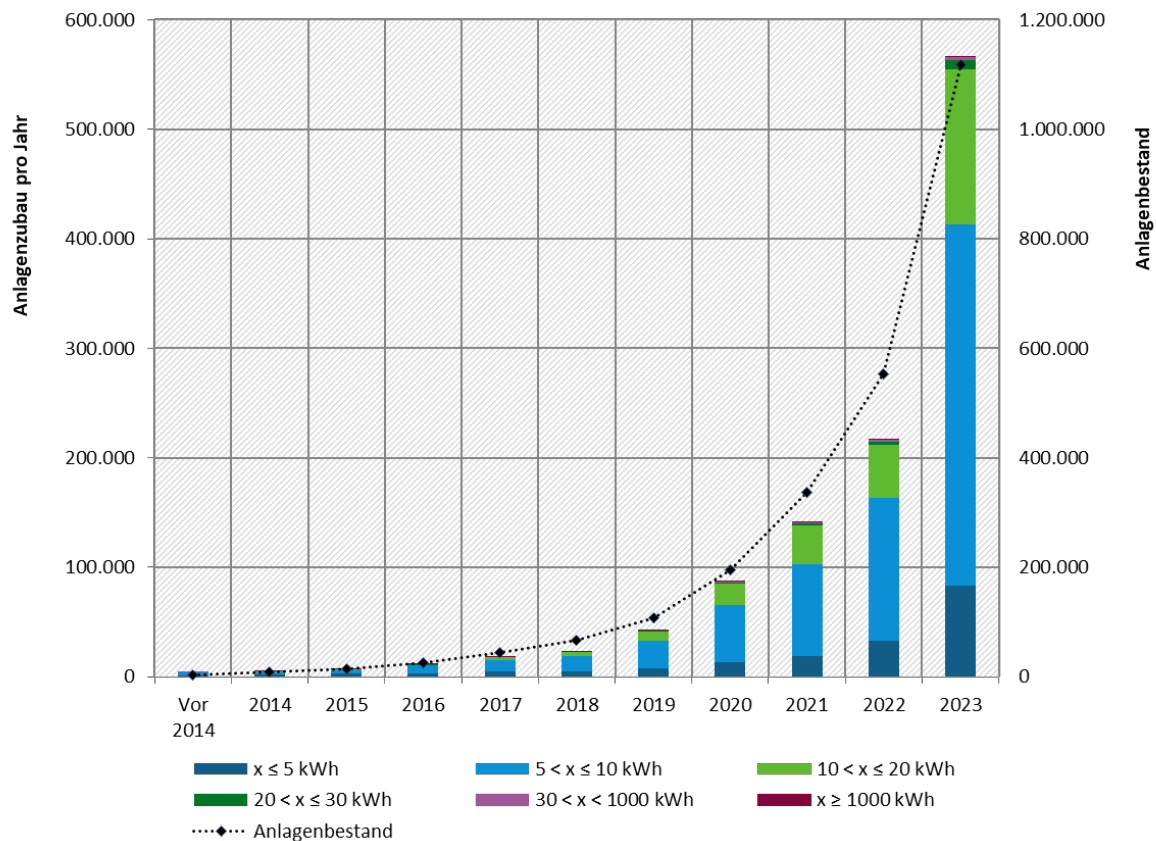
Für Vergleichswerte zu den hier gezeigten Auswertungen können die Battery-Charts (RWTH Aachen University 2024) für die installierte Speicherkapazität nach Kapazitätsklassen bis zum Ende des Jahres 2023 genutzt werden. Für Großspeicher ab 1.000 kWh wurde hier eine Kapazität von 1,4 GWh angegeben und diese ist damit um 5% niedriger die Auswertung des Fraunhofer ISE auf Basis des bereinigten MaStR-Datensatzes (BNetzA 2024d). Bei Heimspeichern (bis 30 kWh) liegt der Wert 3% höher als die Ergebnisse des Fraunhofer ISE. Bei Gewerbespeichern (30 bis 1.000 kWh) ist der Wert um weniger als 1% höher. Die Abweichungen können auf unterschiedliche MaStR-Datenstände sowie unterschiedliche Ansätze bei der Datenbereinigung zurückzuführen sein, sind aber grundsätzlich als gering einzuschätzen.

9.1 Entwicklung von Batteriespeicheranzahl und -kapazität

Zunächst ist festzustellen, dass sich die Anzahl von Batteriespeicheranlagen (siehe Anlagenbestand aus Abbildung 27) in Deutschland seit 2014 (ca. 10.000 Anlagen) bis zum Ende der Auswertung am 31.12.2023 mehr als verhundertfacht hat (ca. 1,1 Mio. Anlagen). Das starke Wachstum ist unter anderem auf stark gefallene Preise für Batteriespeichersysteme sowie steigende Strompreise zurückzuführen, welche jeweils die Attraktivität des Einsatzes von Batteriespeichern insbesondere in Kombination mit PV-Anlagen steigern.

Der Anteil am Zubau von kleinen Batteriespeichern bis 5 kWh sank von maximal 40% im Jahr 2015 auf unter 15% im Jahr 2023. Hingegen erfuhren größere Batteriespeicher einen Zuwachs ihrer Anteile am Zubau. Zwischen 2016 und 2023 zeigen Anlagen zwischen 5 und 10 kWh einen relativ konstanten Anteil von durchschnittlich 60%, sowie 10 bis 20 kWh Anlagen einem Anstieg von 8% auf 25%. PV-Heimspeichersysteme haben typischerweise eine Größe bis 30 kWh, wobei Speicher zwischen 20 und 30 kWh seit 2014 einen Anteil von 1 bis 2% besitzen. Größere Kapazitätsklassen fallen aufgrund ihrer niedrigen Anlagenanzahl kaum ins Gewicht.

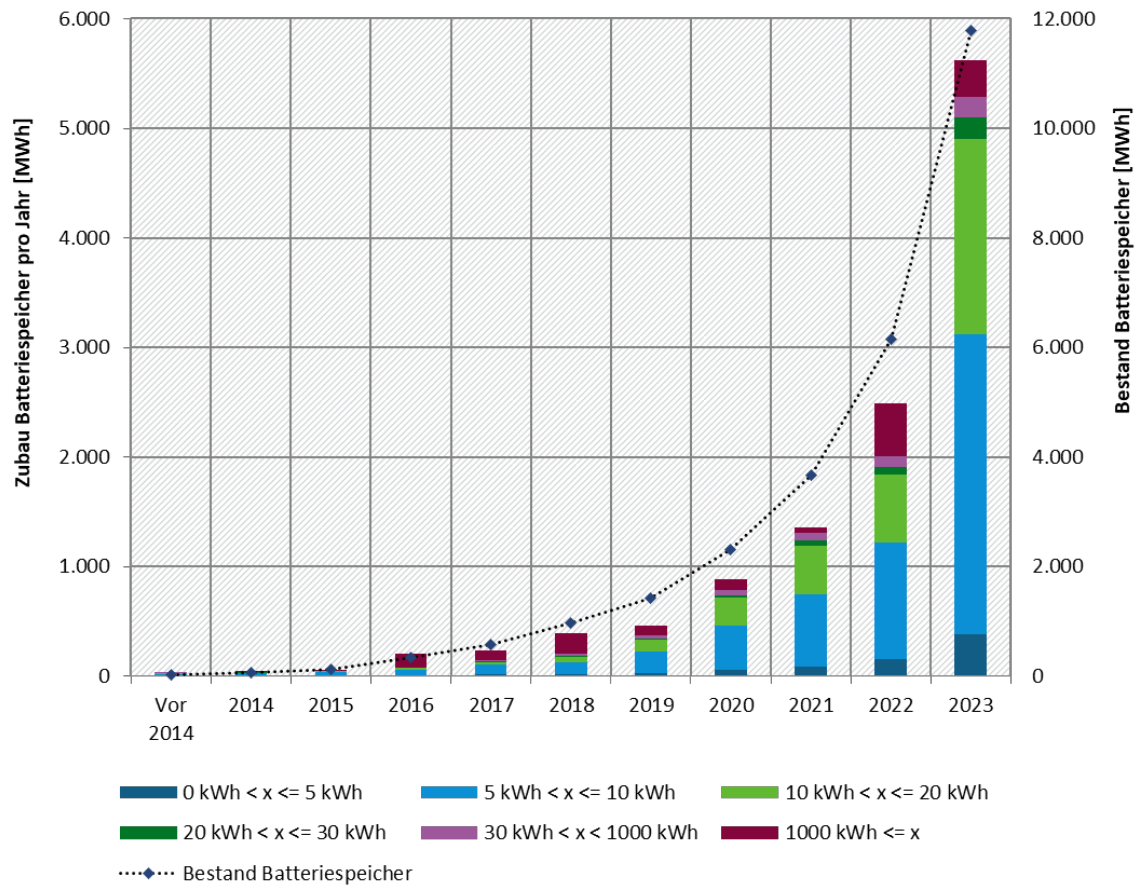
Abbildung 27: Zubau von Batteriespeichern nach Kapazitätskategorien und Inbetriebnahmejahr



Quelle: BNetzA 2024c

Der anteilige Zubau der installierten Kapazität (Abbildung 28) von Anlagen bis 5 kWh lag bis 2015 bei ca. 17% und liegt seit 2016 bei durchschnittlich 7%. Anlagen mit einer Kapazität von 5 bis 10 kWh besitzen über alle Jahre den größten Anteil am Zubau und machten im Jahr 2023 49% des Zubaus aus und waren in jedem anderen Inbetriebnahmejahr, mit Ausnahme der Jahre 2016 bis 2018 aufgrund des Zubaus mehrerer Großspeicher, die anteilig stärkste Gruppe. Als Ursache für die starke Präsenz dieser Kapazitätskategorie könnte die hohe Attraktivität der Verwendung als private Heimspeicher in Kombination mit einer PV-Anlage angeführt werden. Die Anteile von Speichern mit einer Größe von 10 bis 20 kWh sind ebenfalls anteilig stark angestiegen (von 5% im Jahr 2016 auf 32% in 2023). Batteriespeicher größerer Kapazitätskategorien fallen anteilig weniger ins Gewicht. Die nächstgrößere Kategorie der 20 bis 30 kWh-Anlagen hat gegenüber der darunter liegenden Kategorie zehnfach geringere Anteile, konnte diese aber steigern (von 1% im Jahr 2016 auf 4% in 2023). Die Kategorien der 30 bis 1.000 kWh-Anlagen und Anlagen mit einer Kapazität größer 1.000 kWh unterliegen starken jährlichen Schwankungen, da bereits wenige Anlagen einen großen Einfluss auf den anteiligen Zubau an installierter Kapazität haben können. Beispielsweise machten im Jahr 2016 Großspeicher ab 1.000 kWh 62% des Ausbaus in diesem Jahr aus. Mit der starken Zunahme von kleineren Speichern an der Gesamtmenge des jährlichen Zubaus fallen vereinzelte Großprojekte jedoch wesentlich weniger ins Gewicht. Detaillierte Tabellen der zugrunde liegenden Werte dieses Kapitels sind im Anhang in A.6 zu finden.

Abbildung 28: Kapazitätszubau von Batteriespeichern nach Kapazitätskategorien und Inbetriebnahmejahr

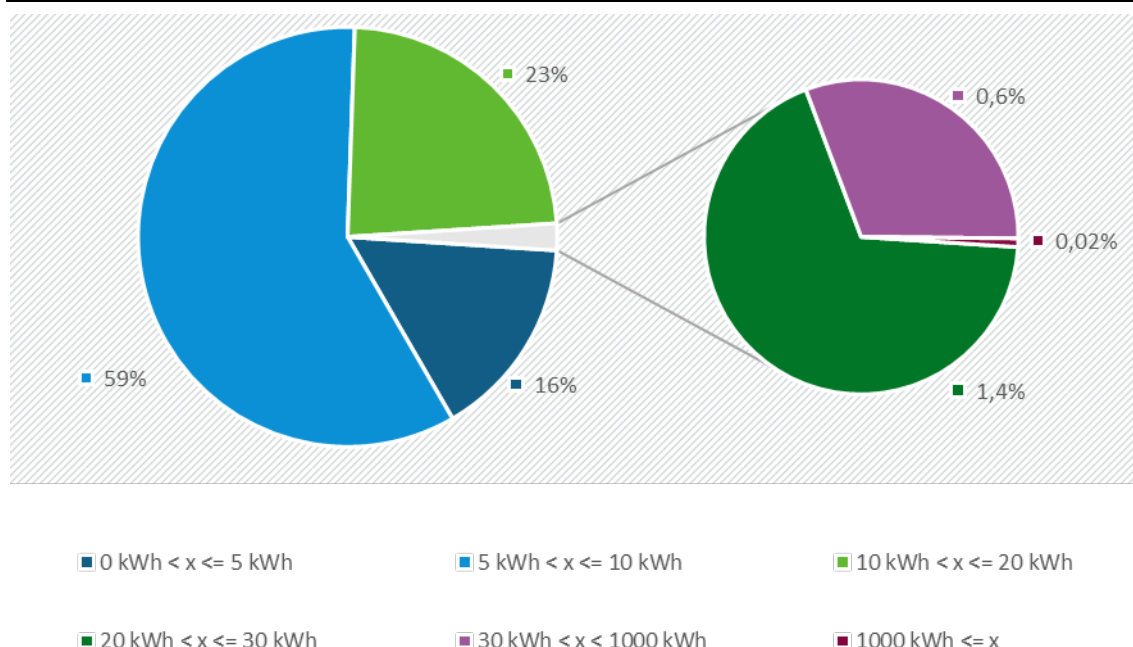


Quelle: BNetzA 2024d

9.2 Batteriespeicheranzahl und -kapazität nach Kapazitätsklassen

Im Bestand machen Batteriespeicher mit einer Kapazität zwischen 5 kWh und 10 kWh mit 59% den zahlenmäßig größten Teil aus. Danach folgen 10 kWh bis 20 kWh-Anlagen mit 23% und Anlagen bis 5 kWh mit 16%. Anlagen mit größerer Kapazität sind vergleichsweise selten, mit 1,4% für 20 kWh bis 30 kWh-Anlagen und 0,6% für 30 kWh bis 1.000 kWh-Anlagen. Zum Stand 31.12.2023 sind 199 Großspeicher (0,02%) mit einer Kapazität von 1.000 kWh oder mehr in Betrieb. Eine Darstellung der hier genannten Zahlen findet sich in Abbildung 29.

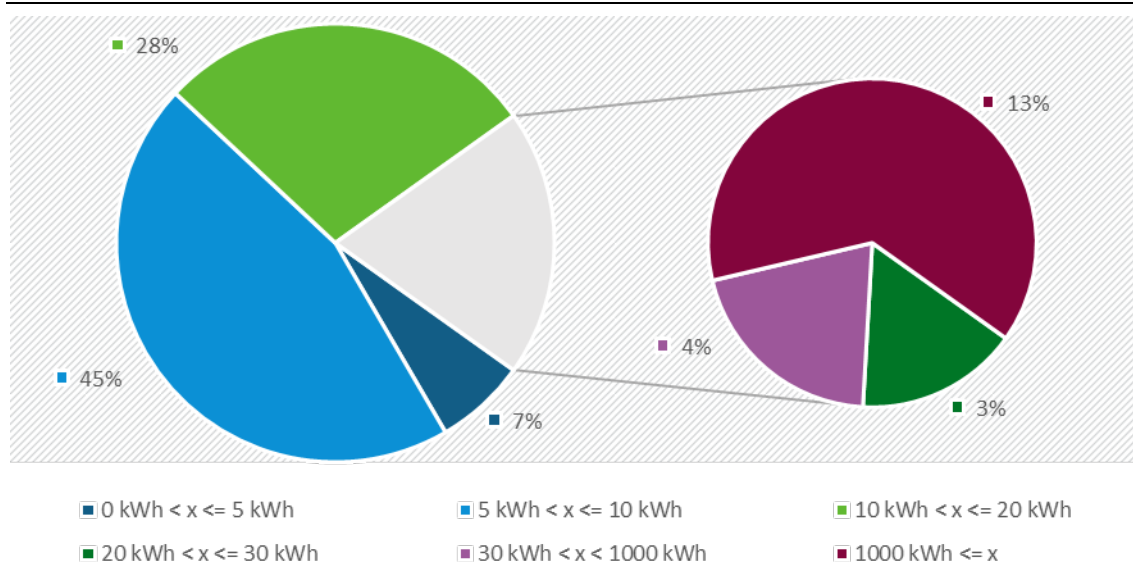
Abbildung 29: Verteilung des Bestands an Batteriespeichern (Anzahl) nach Kapazitätsklassen



Quelle: BNetzA 2024d

Die Verteilung nach installierter Batteriespeicherkapazität zeigt höhere Anteile bei den größeren Kapazitätsklassen. Anlagen mit einer Kapazität bis zu 5 kWh machen 7% der insgesamt installierten Batteriespeicherkapazität aus. Fast die Hälfte der Kapazität machen Anlagen zwischen 5 kWh und 10 kWh (45%) aus. Ab der Kapazitätsklasse 10 kWh bis 20 kWh-Anlagen übersteigen die Anteile der installierten Kapazität (28%) die Anteile der Anlagenanzahl aus Abbildung 29 (23%). Der Anteil am Anlagenbestand mit mehr als 20 kWh (2%) hat einen Anteil von 20% bezogen auf die installierte Kapazität. Dieser unterteilt sich auf 20 bis 30 kWh-Anlagen mit 3%, auf 30 bis 1.000 kWh-Anlagen mit 4% und auf Batteriespeicher mit einer Kapazität größer als 1.000 kWh mit 13% Anteil.

Abbildung 30: Verteilung des Bestands an Batteriespeicherkapazität nach Kapazitätsklassen



Quelle: BNetzA 2024d

9.3 Auswirkungen des Einsatzes von Batteriespeichern auf Selbstverbrauch

Durch die Nutzung von Batteriespeichern kann die Selbstverbrauchsquote von PV-Anlagen gesteigert werden. Im Folgenden soll untersucht werden, wie sich durch den Einsatz der Batteriespeicher die Selbstverbrauchsquoten verändern. Die Ergebnisse der Auswertung sind in Tabelle 18 dargestellt.

Die Auswahl der Anlagenklassen beruht darauf, dass der Effekt auf die Selbstverbrauchsquoten insbesondere bei kleineren Leistungsklassen im Gebäudebereich bis 30 kW gut zu beobachten ist. Die Kapazität der Batteriespeicher ist nicht bekannt, sollte jedoch im Heimspeicherbereich liegen, sodass sie für eine generalisierte Aussage herangezogen werden kann. Für die Betrachtung wurden Anlagen mit Inbetriebnahme zwischen 2019 und 2021 verglichen, um eine möglichst hohe Anzahl von Anlagen mit aktueller Batteriespeichertechnologie zu repräsentieren und Verzerrungen durch Anlagen zu vermeiden, die in den EEG-Bewegungsdaten 2023 nicht vollständig abgebildet sind, da sie im Jahr 2022 und 2023 in Betrieb genommen wurden.

Bei Gebäudeanlagen bis 10 kW steigt die SV-Quote gegenüber Anlagen ohne Batteriespeicher um 11,3 %-Punkte. Für Anlagen zwischen 10 und 20 kW beträgt der Anstieg 9,5 %-Punkte, und bei Anlagen zwischen 20 und 30 kW liegt er bei 4,9 %-Punkten. Der geringere Anstieg der SV-Quoten bei der Nutzung von Batteriespeichern in höheren Leistungsklassen ist möglicherweise vornehmlich auf das ungünstigere Verhältnis von höherer PV-Leistung zur Batteriespeicherkapazität zurückzuführen.

Bei Leistungsklassen über 30 kW ist die Spannbreite der installierten Leistung in Kombination mit der Batteriespeicherkapazität meist zu unterschiedlich, um generelle Aussagen über den Effekt der Batteriespeichernutzung zu treffen. Tendenziell sollte der Selbstverbrauch jedoch durch den Einsatz von Batteriespeichern in jeder Leistungsklasse steigen. Daher ist aufgrund des vermehrten Einsatzes von Batteriespeichern mit einem Wachstum des Selbstverbrauchs in den kommenden Jahren zu rechnen.

Tabelle 18: Selbstverbrauchsquoten von Gebäudeanlagen mit und ohne Batteriespeicher mit Inbetriebnahme zwischen 2019 und 2021 nach Leistungsklassen für das Betriebsjahr 2023

Leistungs- klasse	Anlagen- konfiguration	Anzahl Anlagen mit gemeldete m SV	Inst. Leistung [MW] Anlagen mit gemeldetem SV	Netz- einspeisung [MWh] Anlagen mit gemeldete m SV	SV [MWh] von Anlagen	SV-Quote von Anlagen	Anstieg der SV-Quote durch Batterie- speicher- nutzung in %-Punkten
2 < x < 10	ohne Speicher	5.458	40	25.478	11.679	31,4%	
2 < x < 10	mit Speicher	6.569	52	25.256	18.835	42,7%	11,3%
10 ≤ x < 20	ohne Speicher	3.252	51	31.496	14.595	31,7%	
10 ≤ x < 20	mit Speicher	3.988	60	30.346	21.200	41,1%	9,5%
20 ≤ x < 30	ohne Speicher	5.636	153	90.720	45.942	33,6%	
20 ≤ x < 30	mit Speicher	2.851	75	40.436	25.300	38,5%	4,9%

Quelle: BNetzA 2024d; 50Hertz et al. 2024b

10 Entwicklung von Anlagen außerhalb des EEG

Bis 2019 wurden in der offiziellen Statistik, den EEG-Anlagenstammdaten, nur Anlagen erfasst, die einen EEG-Vergütungsanspruch haben, dies deckte bis zu diesem Zeitpunkt den gesamten Anlagenpark sehr gut ab. Seit Anfang 2019 müssen nun alle Stromerzeugungsanlagen, die ans Stromnetz angeschlossen sind, auch solche ohne EEG-Vergütungsanspruch, im Marktstammdatenregister (MaStR) erfasst werden. Dadurch in die Erfassung neu einbezogene PV-Anlagensegmente sollen im Folgenden gesondert betrachtet werden.

Aufgrund ihrer Netzanbindung werden mit der Einführung des Marktstammdatenregisters nun rückwirkend auch Anlagen erfasst werden, die keine EEG-Förderung erhalten. Hierzu zählen:

10.1 Förderfreie Großanlagen

Seit 2018 werden in Deutschland neben PV-Parks mit EEG-Förderung auch PV-Anlagen installiert, die über bilaterale Power Purchase Agreements (PPA) finanziert werden. Hierbei gehen die Projektentwickler oder Investoren der PV-Anlagen langfristige Stromabnahmeverträge mit Energieversorgern oder mit großen Stromabnehmern wie Industrieunternehmen und Digitalkonzernen ein. Die Energieversorgungsunternehmen nutzen PPAs u.a., um ihr Portfolio eigenständig um Grünstromkapazitäten zu erweitern und sich gegen mögliche zukünftige Preiserhöhungen langfristig abzusichern. Dies treibt auch Unternehmen an, wobei neben der Preisrisikominimierung auch die Verbesserung der Klimabilanz eine Motivation ist. Durch PPAs lässt sich die Grünstromeigenschaft anders als beim Netzstrombezug direkt projektbezogen über Herkunftsnachweise belegen. Dies hat für Unternehmen eine höhere Attraktivität, da sich das eigene Engagement auf diese Weise besser sichtbar machen lässt als durch den Zukauf von nicht verortbaren Herkunftsnachweisen oder einem Grünstromprodukt von Energieversorgern. Für Projektentwickler und Investoren liegen die Vorteile darin, dass PPA-Anlagen keiner Größenbeschränkung oder anderen regulatorischen Hürden des EEG unterliegen. Allgemeine Risiken bei PPAs sind insbesondere das Kontrahentenausfallrisiko aber auch das Preisrisiko in Verbindung mit der üblicherweise langen Laufzeit von 10-20 Jahren.

PPA-Anlagen und ausgeführte Ü20-Anlagen werden im Sinne des §21a EEG 2023 der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet. Bei dieser Vermarktungsform wird keine Förderung durch das EEG in Anspruch genommen. Die Vermarktung erfolgt neben PPA-Verträgen direkt an der Börse oder über einen Direktvermarkter.

Der PV-Zubau durch förderfreie PV-Großanlagen, deren Strom über PPAs vermarktet wird, erreichte bis Ende des Jahres 2021 (Stand Januar 2022) eine kumulierte installierte Leistung von rund 736 MW (415 MW in 2020, 14 MW in 2019). Die angegebenen Leistungswerte beruhen auf Pressemitteilungen der involvierten Unternehmen und anderen Veröffentlichungen. Zudem können die Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber genutzt werden, um die installierten Leistungen der Anlagen aus der sonstigen Direktvermarktung zu ermitteln. Die zugeordnete installierte PV-Leistung ist in den letzten Jahren stark gestiegen. Ausgehend vom Dezember des jeweiligen Jahres von 2 GW in 2021 und 3,5 GW in 2022 auf 5,3 GW in 2023 (50Hertz et al. 2024a).

Die Netzeinspeisung der PPA-Anlagen wird in den EEG-Bewegungsdaten in der sonstigen Direktvermarktung erfasst. Siehe Kapitel 11.2.4.

10.2 Steckerfertige PV-Anlagen

Diese Art der PV-Anlagen hat eine maximale installierte Leistung von 2 kW und besteht aus wenigen Modulen in Kombination mit einem Modulwechselrichter. Die Einspeiseleistung des Wechselrichters ist auf maximal 800 Watt begrenzt. Am beliebtesten sind Anlagen mit Schuko-Stecker (PIB 2024). Dabei werden die Steckermodule meist zum Aufstellen auf Flachdächern oder in Gärten verwendet, sowie am Balkon. Obwohl Steckersolargeräte bereits seit 2010 angeboten werden, sind die meisten Anbietenden erst seit 2019 auf dem Markt aktiv (Bergner et al. 2022).

Eine Marktanalyse von (Bergner et al. 2022) hat ergeben, dass der Markt für Steckersolargeräte (auch Plug-In-PV oder Balkon-Module genannt) in den letzten Jahren gewachsen ist. Die Hochrechnung von (Bergner et al. 2022) ergab, dass bis Ende 2021 rund 140.000 bis 190.000 Steckersolargeräte direkt von den Unternehmen an Endverbraucher verkauft wurden. Daraus ergibt sich eine Leistung von bis zu 66 Megawatt. Mehr als zwei Drittel aller Steckersolargeräte wurden laut der Studie in den Jahren 2020 und 2021 verkauft. Dies entspricht rund 77% der Leistung aller verkauften Steckersolargeräte. Der Gesamtumsatz liegt im Jahr 2021 bei mehr als 30 Millionen Euro und der Großteil der Unternehmen, die in diesem Segment aktiv sind, geht von einem zukünftig wachsenden Markt aus. (Bergner et al. 2022)

Im Vergleich dazu ist die Erfassung von steckerfertigen PV-Anlagen im MaStR bis zum Jahr 2021 sehr lückenhaft (siehe Tabelle 19). Vermutlich zum einen aus dem Grund, dass die Anlagen oft nicht im MaStR eingetragen werden, obwohl hierzu eine Pflicht besteht. Zum anderen haben Analysen des Fraunhofer ISE gezeigt, dass ein nicht unerheblicher Teil der mit hoher Wahrscheinlichkeit den steckerfertigen Anlagen zugehörigen Anlagen nicht als solche im MaStR gemeldet werden. Daher wurden alle Anlagen bis 2 kW installierter Leistung, die ab dem Jahr 2019 in Betrieb genommen wurden, den steckerfertigen Anlagen zugerechnet (siehe Tabelle 19).

Bemerkenswert ist der extreme Anstieg der registrierten Anlagen seit dem Jahr 2022. Dies deutet auf eine höhere Meldequote für aktuelle Zeiträume hin. Durch die jüngsten Vereinfachungen bei der Anmeldung von steckerfertigen Anlagen durch das Solarpaket I, wird eine zusätzliche Verbesserung der Meldequote sowie Verringerung der Falscheintragungen erwartet (PIB 2024). Allerdings wird vermutet, dass in diesem Anlagensegment auch langfristig eine gewisse Dunkelziffer bestehen bleibt.

Tabelle 19: Auswertung von steckerfertigen Solaranlagen

Jahr der Inbetriebnahme	Steckerfertige Anlagen		Steckerfertige Anlagen und Anlagen bis 2 kW mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2019	
	Anzahl	Inst. Leistung [MW]	Anzahl	Inst. Leistung [MW]
Bis 2021	12.097	8,5	24.572	18,5
2022	62.852	43,7	84.868	60,0
2023	274.032	215,2	297.174	228,5
Summe	348.981	267,4	406.614	307,0

Quelle: BNetzA 2024d

11 Marktumfeld und internationale Entwicklung

11.1 Entwicklung im internationalen Vergleich

Seit 2016 verzeichnet Deutschland wieder einen Anstieg im Zubau von Photovoltaik-Anlagen. Mit 14,8 GW neu installierter PV-Leistung in 2023 wies Deutschland den stärksten Zubau in Europa auf und liegt damit weiterhin vor Spanien (5,4 GW), Polen (3,6 GW) und Österreich (3 GW) (Fraunhofer ISE 2024). Im Vergleich zu dem Zubau von 6 GW im Jahr 2021 ist der Zubau im Jahr 2022 um 16,7% gestiegen.

In Tabelle 20 wird der Zuwachs an PV-Leistung in Deutschland im Vergleich zum Zuwachs in Europa und weltweit dargestellt. Zwischen 2018 und 2022 war das Wachstum der installierten Leistung in Deutschland im internationalen Vergleich deutlich langsamer. Dies ist unter anderem auf Nachholeffekte anderer Länder und die Regulierung des Zuwachses in Deutschland zurückzuführen. Im Jahr 2023 ist nun mit 22% ein besonders starkes Wachstum zu verzeichnen, ähnlich hoch wie in der EU27. Weltweit jedoch ist das Wachstum der installierten Leistung auf 32% angestiegen und somit wiederum deutlich höher.

Abbildung 31 stellt die Entwicklung der PV-Leistung weltweit unterteilt in Weltregionen und Länder dar. Es zeigt sich ein deutlicher Anstieg der installierten PV-Leistung in den letzten zehn Jahren. Während im Jahr 2013 über die Hälfte der weltweiten PV-Leistung in der EU installiert war, ist die PV-Leistung im Jahr 2023 geographisch deutlich vielfältiger aufgestellt. Ein besonders starker Zuwachs lässt sich in China verzeichnen.

In Abbildung 32 ist die insgesamt weltweit installierte PV-Leistung (Stand: 2023) abgebildet. Den größten Anteil macht mit 43% der Leistung (entspricht 609 GW) China aus. Etwa ein Fünftel (19%) der globalen PV-Leistung ist in Ländern der Europäischen Union (EU-27) und im Vereinigten Königreich installiert. Deutschland hat mit einer Leistung von mehr als 82 GW einen Anteil von 6% an der weltweiten PV-Leistung.

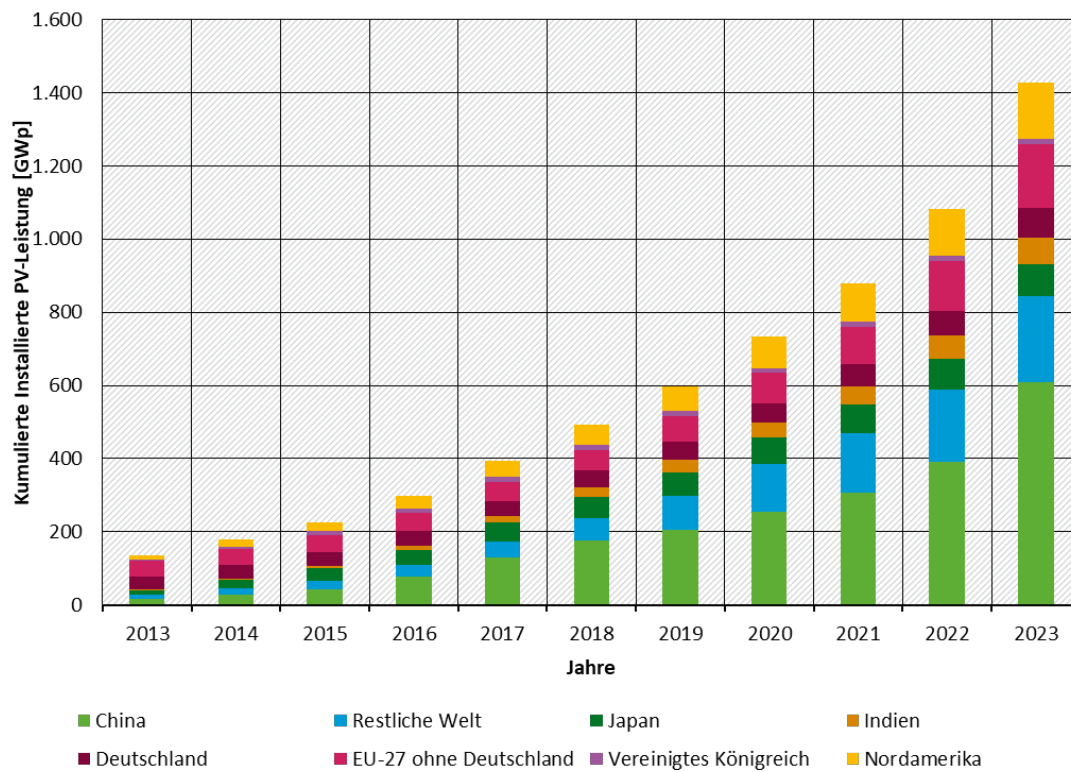
Tabelle 20: Entwicklung des Leistungszubaus in Deutschland im Vergleich zu Europa und der Welt

Jahr	Zubau Deutschland [GW]	Wachstum der installierten Leistung in Deutschland	Zubau EU27 [GW]	Wachstum der installierten Leistung in der EU27	Zubau Welt [GW]	Wachstum der installierten Leistung in der Welt
2018	3,0	7%	7,8	8%	97,2	25%
2019	4,0	9%	16,2	16%	104,7	21%
2020	5,2	10%	18,3	15%	135,1	23%
2021	5,7	11%	26,3	19%	147,9	20%
2022	7,5	12%	40,9	25%	201,0	23%
2023	14,8	22%	51,0	25%	347,5	32%

Quelle: Deutschland (siehe Kapitel 3.1), Europa und Welt (IRENA 2024)

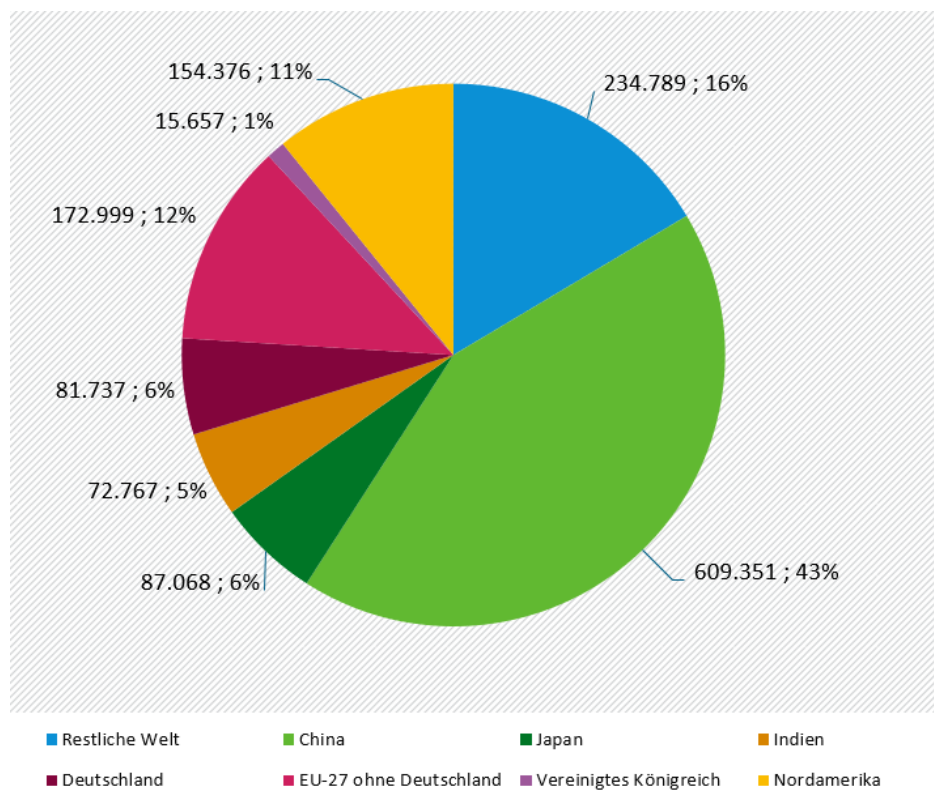
Eine Übersicht von Institutionen und Organisationen, die Statistiken zum Zubau und Bestand von Photovoltaikanlagen außerhalb von Deutschland veröffentlichen, ist in Tabelle 41 im Anhang zu finden.

Abbildung 31: Entwicklung der PV-Leistung weltweit 2013 – 2023



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (IRENA 2024)

Abbildung 32: Kumulierte global installierte PV-Leistung in MW und Prozent (Stand 2023)



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von (IRENA 2024)

11.2 Wirtschaftliche und politische Rahmenbedingungen

Die wirtschaftlichen und politischen Rahmenbedingungen sind kontinuierlichen Veränderungen unterworfen. Der vorliegende Bericht stellt die Änderungen bis Ende des Jahres 2023 dar.

11.2.1 Entwicklung der Einspeisevergütung und des anzulegenden Wertes

Bis zu einer Anlagengröße von 1.000 kW wird der anzulegende Wert des Marktprämienmodells durch Anlage 1 des EEG 2023 bestimmt. Seit 2021 unterscheidet das EEG zwischen Anlagen des ersten Segments (u.a. Freiflächenanlagen) und Anlagen des zweiten Segments (u.a. Dachanlagen und Lärmschutzwände). Seit August 2022 wird zwischen Teileinspeisung und Volleinspeisung unterschieden. Seit Januar 2023 gilt die Ausweitung auf bis zu 1.000 kW und eine Veränderung der Leistungsgrenzen zwischen 100 und 1.000 kW. Für Anlagen des ersten Segments mit mehr als 1.000 kW Leistung und für Anlagen des zweiten Segments mit einer Größe zwischen 300 kW (Wahlpflicht zwischen Ausschreibung und Begrenzung der geförderten Einspeisung auf 50%) bzw. 1.000 kW und 20 MW, werden die Marktprämien in zwei gesonderten Ausschreibungen ermittelt. In Tabelle 21 sind die aktuellen und historischen Fördersätze aufgelistet.

Tabelle 21: Entwicklung der Fördersätze für verschiedene Leistungsklassen von PV-Anlagen auf Wohngebäuden, Lärmschutzwänden und Gebäuden

Jahr	Feste Einspeisevergütung [EUR ct/kWh]			Anzulegende Werte (Marktprämienmodell) [EUR ct/kWh]		
	≤10 kW	≤40 kW	40-100 kW	≤10 kW	≤40 kW	40-750 kW
2019	11,47	11,15	9,96	11,87	11,55	10,36
2020	9,87	9,59	7,54	10,27	9,99	7,94
2021	8,16	7,93	6,22	8,56	8,33	6,62
2022*	6,83	6,63	5,19	7,23	7,03	5,59
2023*	8,60	7,10	5,80	8,60	7,50	6,20
2024*	8,11	7,03	5,74	8,51	7,43	6,14

Quellen: Eigene Darstellung auf Basis §48 EEG 2021, §20 EEG 2023, Veröffentlichung BNetzA: Fördersätze Solaranlagen (BNetzA 2024c)

*Teileinspeisetarife; Leistungsgrenzen teilweise verschoben

11.2.2 Entwicklung der Ausschreibungsrunden

Die Ausschreibungsvolumina für Freiflächen-Solaranlagen (erstes Segment) sind in den letzten Jahren entsprechend den Ausbauzielen der Bundesregierung stark gestiegen: In den Jahren 2017 und 2018 wurden noch je rund 600 MW ausgeschrieben. Zwischen 2019 und 2021 wurden zwischen 1 und 2 GW ausgeschrieben, anschließend stiegen die Volumina auf rund 3,1 GW im Jahr 2022 und rund 5,1 GW im Jahr 2023. Das gewichtete Mittel der Zuschlagswerte ist nach einem leichten Anstieg im Jahr 2023 nun wieder auf 5,11 ct/kWh gesunken. Tabelle 22 sind die Ergebnisse der vergangenen Ausschreibungsrunden aufgelistet.

Seit 2021 gibt es die Kategorie Solar Gebäude (EEG Solar Seg.2). Hier lag die Zuschlagsmenge zunächst ohne klaren Trend zwischen 100 MW und 200 MW. Das gewichtete Mittel der Zuschlagswerte stieg im selben Zeitraum deutlich von 6,88 ct/kWh am 01.06.2021 auf 10,18ct/kWh am 01.06.2023. Seitdem stiegen die Zuschlagsmengen auf rund 260 MW pro Ausschreibung und das gewichtete Mittel sank wieder leicht auf rund 8,9 ct/kWh im Jahr 2024.

Seit April 2018 gibt es gemeinsame Ausschreibungen für Windenergieanlagen an Land und PV, um die Funktionsweise und Wirkungen von technologieübergreifenden Ausschreibungen zu testen und zu evaluieren. Bei den ersten zwei Ausschreibungsrunden (April und November 2018) erhielten Solaranlagen aufgrund niedrigerer Gebote den Zuschlag. Als Folge wurden bei den folgenden Ausschreibungsrunden ausschließlich Gebote für PV-Anlagen eingereicht (BNetzA 2020). Die gemeinsame Ausschreibung wurde im Jahr 2020 beendet.

Am 01.09.2020 hat die BNetzA erstmalig eine Innovationsausschreibung durchgeführt. Es konnten Einzelanlagen wie auch Anlagenkombinationen an der Ausschreibung teilnehmen. Die Ausschreibung wurde gut angenommen. Für die angebotenen 650 MW gingen 133 Angebote mit einem Volumen von 1.095 MW ein. Bezuschlagt wurden 73 Angebote. Hiervon waren 28 Anlagenkombinationen. Darunter 27 Solar-Batterie-Anlagenkombinationen und eine Windenergie-Batterie-Anlagenkombination. Für Einzelanlagen lagen die Zuschlagswerte zwischen 0,96 und 3,00 ct pro kWh und für Anlagenkombinationen zwischen 1,94 und 5,52 ct pro kWh. Die Zuschlagswerte in dieser Ausschreibung sind fixe Marktprämien, die auf die Markterlöse aufgeschlagen werden. Sie sind somit nicht direkt vergleichbar mit den Zuschlagswerten des gemischten und reinen Solar-Ausschreibungsverfahrens (BMWi 2020). Auch die zwei darauffolgenden Ausschreibungsrunden wurden gut angenommen (siehe Tabelle 22). In den Jahren 2023 und 2024 sind die Preise stark gestiegen und lagen im Mai 2024 zwischen 6,78 ct/kWh und 9,17 ct/kWh.

Tabelle 22: Entwicklung der Ausschreibungsvolumina und Zuschlagswerte für Solarausschreibungen

Verfahren	Gebotstermin	Ausschreibungs- volumen (kW)	Zulässiger Höchstwert (ct/kWh)	Zuschlags- menge (kW)	Zuschlagswerte (ct/kWh)		
					Min	Max	Gew. Mittel
EEG Solar Seg.1	01.02.2017	200.000	8,91	200.079	6,00	6,75	6,58
EEG Solar Seg.1	01.06.2017	200.000	8,91	200.646	5,34	5,90	5,66
EEG Solar Seg.1	01.10.2017	200.000	8,84	222.203	4,29	5,06	4,91
EEG Solar Seg.1	01.02.2018	200.000	8,84	201.114	3,86	4,59	4,33
EEG Solar Seg.1	01.06.2018	182.479	8,84	183.495	3,89	4,96	4,59
EEG Solar Seg.1	01.10.2018	182.479	8,75	191.888	3,86	5,15	4,69
EEG Solar Seg.1	01.02.2019	175.000	8,91	178.073	4,11	5,18	4,80
EEG Solar Seg.1	01.03.2019	500.000	8,91	505.185	3,90	8,40	6,59
EEG Solar Seg.1	01.06.2019	150.000	7,50	204.697	4,97	5,58	5,47
EEG Solar Seg.1	01.10.2019	150.000	7,50	152.775	4,59	5,20	4,90
EEG Solar Seg.1	01.12.2019	500.000	7,50	551.253	4,70	6,20	5,65
EEG Solar Seg.1	01.12.2019	500.000	7,50	551.253	4,70	6,20	5,65

EEG Solar Seg.1	01.02.2020	100.000	7,50	100.554	3,55	5,21	5,01
EEG Solar Seg.1	01.03.2020	300.000	7,50	301.208	4,64	5,48	5,18
EEG Solar Seg.1	01.06.2020	96.358	7,50	99.567	4,90	5,40	5,27
EEG Solar Seg.1	01.07.2020	192.716	7,50	193.272	4,69	5,36	5,18
EEG Solar Seg.1	01.09.2020	256.955	7,50	257.887	4,80	5,39	5,22
EEG Solar Seg.1	01.10.2020	96.358	7,50	103.143	4,98	5,36	5,23
EEG Solar Seg.1	01.12.2020	256.955	7,50	264.159	4,88	5,26	5,10
EEG Solar Seg.1	01.03.2021	617.000	5,90	619.735	4,69	5,18	5,03
EEG Solar Seg.1	01.06.2021	510.347	5,90	513.250	4,69	5,09	5,00
EEG Solar Seg.1	01.11.2021	509.520	5,90	511.956	4,57	5,20	5,00
EEG Solar Seg.1	01.03.2022	1.107.729	5,57	1.083.632	4,05	5,55	5,19
EEG Solar Seg.1	01.06.2022	1.125.995	5,70	695.803	4,87	5,69	5,51
EEG Solar Seg.1	01.11.2022	890.118	5,90	608.990	5,20	5,90	5,80
EEG Solar Seg.1	01.03.2023	1.950.000	7,37	1.951.932	5,29	7,30	7,03
EEG Solar Seg.1	01.07.2023	1.611.087	7,37	1.673.416	5,39	6,65	6,47
EEG Solar Seg.1	01.12.2023	1.611.087	7,37	1.612.549	4,44	5,47	5,17
EEG Solar Seg.1	01.03.2024	2.230.736	7,37	2.233.873	3,62	5,49	5,11
EEG Solar Seg.2	01.06.2021	150.000	9,00	152.534	5,35	7,89	6,88
EEG Solar Seg.2	01.12.2021	150.000	9,00	153.986	5,70	8,28	7,43
EEG Solar Seg.2	01.04.2022	766.667	8,91	203.504	7,00	8,91	8,53
EEG Solar Seg.2	01.08.2022	766.667	8,92	201.044	8,20	8,91	8,84
EEG Solar Seg.2	01.12.2022	202.292	8,91	105.029	8,09	8,91	8,74
EEG Solar Seg.2	01.02.2023	216.667	11,25	194.950	9,00	11,25	10,87
EEG Solar Seg.2	01.06.2023	190.116	11,25	192.841	8,80	10,80	10,18
EEG Solar Seg.2	01.10.2023	190.115		191.068	8,80	9,98	9,58
EEG Solar Seg.2	01.02.2024	263.236		264.059	6,90	9,48	8,92
EEG Solar Seg.2	01.06.2024	258.058	10,50	258.562	7,95	10,19	8,94
GemAV	01.04.2018	200.000	8,84	209.860	3,96	5,76	4,67
GemAV	01.11.2018	200.000	8,75	200.963	4,65	5,79	5,27
GemAV	01.04.2019	200.000	8,91	210.841	4,50	6,10	5,66
GemAV	01.11.2019	200.000	7,50	202.593	4,88	5,74	5,40
GemAV	01.04.2020	200.000	7,50	203.721	4,97	5,61	5,33
GemAV	01.11.2020	200.000	7,50	201.911	5,18	5,45	5,33
InnAusV*	01.09.2020	650.000	7,50	677.000	0,96/1,94	3,00/5,52	2,65/4,50
InnAusV	01.04.2021	250.000	7,50	258.393	3,33	4,88	4,29

InnAusV	01.08.2021	250.000	7,50	258.393	3,99	5,48	4,55
InnAusV	01.04.2022	397.198	7,43	402.655	3,95	7,43	5,42
InnAusV	01.05.2023	400.000	9,18	83.500			
InnAusV	01.09.2023	400.000	9,18	407.957	7,76	8,78	8,33
InnAusV	01.05.2024	538.250	9,18	511.824	6,78	9,17	8,33

*Zuschlagswerte links für Einzelanlage und rechts für Anlagenkombinationen. Die Zuschlagswerte sind fixe Marktpremien, die auf die Markterlöse aufgeschlagen werden. Sie sind somit nicht direkt vergleichbar mit den Zuschlagswerten des GemAV und EEG Solar-Verfahrens.

Quelle: Eigene Darstellung auf Basis von BNetzA Statistiken zum Ausschreibungsverfahren (BNetzA 2024a)

11.2.3 Entwicklung der Preise

Die Kosten für PV-Module hängen von vielen Faktoren, wie den Rohstoffpreisen und der Rohstoffverfügbarkeit, der Nachfrage und den Lieferketten ab. Aufgrund der Energiekrise und der hohen Marktnachfrage befanden sich die Modulkosten im Jahr 2022 und Anfang 2023 auf einem hohen Niveau. Seit Ende 2022 fallen die Preise jedoch in allen Modulklassen wieder deutlich und liegen inzwischen wieder auf Vorkrisenniveau.

11.2.4 Entwicklung der Vermarktungsformen von Netzeinspeisung

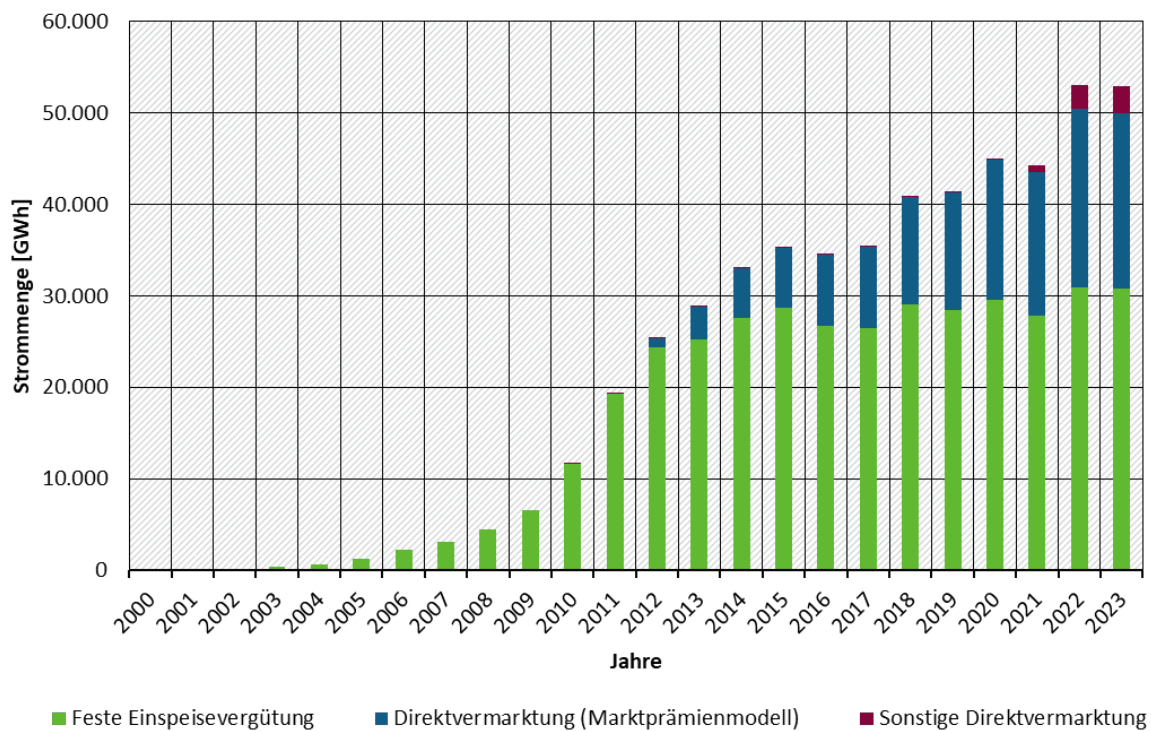
Die Netzeinspeisung von PV-Anlagen wird aktuell auf drei verschiedenen Wegen vergütet bzw. vermarktet. Die unterschiedlichen Mechanismen wurden im Zuge der Novellierungen des EEG eingeführt und ergänzten die initiale feste Einspeisevergütung.

Der größte Teil der PV-Netzeinspeisung wird mit der festen Einspeisetarifen vergütet. Im Jahr 2023 wurden rund 31 TWh PV-Strom auf diesem Wege von Netzbetreibern abgenommen. Im Jahr 2011 waren es bereits rund 19 TWh. Durch die Einführung des Marktprämienmodells und der sonstigen Direktvermarktung im Jahr 2012 hat die Menge in den darauffolgenden Jahren jedoch nur noch schwach zugenommen. Die Strommengen im Marktprämienmodell und in der sonstigen Vermarktung nehmen seither stetig zu (50Hertz et al. 2002-2024). Die Entwicklungen sind in Abbildung 33 und Tabelle 26 im Detail dargestellt.

Im ersten Jahr nach der Einführung des Marktprämienmodells (2012) wurde rund 1 TWh Solarenergie über diesen Vergütungsmechanismus abgerechnet. Bis zum Jahr 2023 steigerte sich die Menge auf 19,1 TWh. Auch die sonstige Direktvermarktung steigerte sich seit ihrer Einführung im Jahr 2009, wenn auch zunächst auf einem sehr niedrigen Niveau. Besonders in den letzten Jahren sind in diesem Segment hohe Wachstumsraten zu verzeichnen worden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass es in den vergangenen Jahren wirtschaftlich immer attraktiver wurde, große Freiflächenanlagen außerhalb der Förderung in Betrieb zu nehmen und über bilaterale Stromabnahmeverträge zu finanzieren. Der von diesen Anlagen ins Netz eingespeiste Strom wird in der sonstigen Direktvermarktung erfasst. Damit beträgt die Strommenge in der sonstigen Direktvermarktung im Jahr 2023 insgesamt 2,9 TWh, was einem Anteil von 5,6% an der gesamten Netzeinspeisung entspricht (50Hertz et al. 2002-2024).

Es ist zu beachten, dass die in Abbildung 33 dargestellten Strommengen der Vermarktungsformen auf den tatsächlich gemeldeten Strommengen laut EEG-Jahresabrechnung beruhen. Nach Analysen des Fraunhofer ISE ist für das Jahr 2023 von einer hohen Nachmeldequote auszugehen, was die jeweiligen Strommengen auf nicht differenzierbare Anteile von insgesamt 52,88 TWh auf 55,2 TWh anhebt.

Abbildung 33: Entwicklung der Vermarktungs- und Vergütungsformen von PV-Strom



Quelle: Eigene Berechnung und Darstellung auf Basis der EEG-Jahresabrechnung der Netzbetreiber und der Zeitreihen Erneuerbare Energien der AGEE-Stat sowie ab dem Jahr 2021: 50Hertz et al. 2024a

11.2.5 Entwicklung des Mieterstrommodells

Das sogenannte Mieterstrommodell steht für eine dezentrale Energieversorgung, bei der Strom aus erneuerbaren Energien wie PV-Anlagen vor Ort im Haus erzeugt und über den Stromerzeuger direkt an unterschiedliche Nutzer/Mieter verkauft werden kann. Die Grundidee der Einführung der Mieterstrommodelle ist es, alle Bewohner des Hauses in die Energiewende einzubeziehen. Bis zur Einführung dieses Konzepts im Juli 2017 konnte nur der Eigentümer der PV-Anlage den PV-Strom als Eigenstrom nutzen. Das Mieterstrommodell sollte das ändern. Trotz des großen Potentials und der Förderung durch das EEG hatte das Programm auch drei Jahre nach dessen Einführung aufgrund von hohem administrativem Aufwand nicht den erwarteten Erfolg. Ende 2021 waren 3.290 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 71,74 MW im Mieterstrommodell gemeldet. Um diesem Trend entgegenzuwirken, wurde im Zuge der EEG-Novelle 2021 der Mieterstromzuschlag für Anlagen, die nach dem 01.01.2021 in Betrieb genommen wurden, erhöht. In den Jahren 2021 und 2022 unterlag der Mieterstromzuschlag einer monatlichen Degression von 1,4% (bis Oktober 2022) bzw. 1,8% (ab November 2022). Mit dem EEG 2023 wurde die Degression ausgesetzt. Ab 2024 beträgt die Degression 1% alle sechs Monate (BMWK 2023).

Tabelle 23: Entwicklung des Mieterstromzuschlags

Jahr	Mieterstromzuschlag [EUR ct/kWh]		
	≤10 kW	≤40 kW	<1.000 kW
Durchschnitt 2021	3,51	3,26	2,20
Durchschnitt 2022	2,96	2,75	1,85
01.01.2023 bis 31.01.2024	2,67	2,48	1,67
01.02.2024 bis 31.07.2024	2,62	2,43	1,64
01.08.2024 bis 31.01.2025	2,62	2,43	1,64

Quelle: BNetzA 2024b

Eine Analyse der Entwicklung der Anzahl der Mieterstromanlagen und ihrer zugehörigen Leistung nach Anlagenklassen und Meldejahr ist in Tabelle 24 zu finden. In Tabelle 24 werden zwei unterschiedliche MaStR-Datenauszüge verwendet, um eine Gegenüberstellung und eventuelle Änderungen im Anlagenbestand der Mieterstromanlagen zu untersuchen. Dabei sind keine signifikanten Veränderungen im Hinblick auf Anzahl und Leistung von gemeldeten Mieterstromanlagen bis zum Jahr 2022 zu erkennen. Die Zahlen der letzten Auswertung vom 01.04.2024 sind leicht rückläufig, was unter anderem auf Außerbetriebnahmen zurückzuführen sein könnte. Es zeigt sich jedoch, dass ein nachträglicher Wechsel in das Mieterstrommodell von Bestandsanlagen, die zunächst eine andere Vermarktungsform gewählt haben, eher nicht stattfindet.

Es lässt sich erkennen, dass trotz der genannten Hindernisse von Jahr zu Jahr mehr Anlagen mit Mieterstromkonzept gemeldet wurden. Sowohl bei der Anlagenzahl als auch bei der zugebauten Leistung lässt sich ein steigender Trend in den Jahren 2020 bis 2023 erkennen. Im Jahr 2021 wurde insbesondere die zugebaute Leistung im Vergleich zu 2020 deutlich gesteigert. Dies ist unter anderem auch auf die vermehrte Installation von größeren Anlagen ab 20 kW zurückzuführen. Inwieweit die EEG-Novelle 2021 für den Zuwachs von Mieterstromanlagen im Jahr 2021 verantwortlich ist, lässt sich aus den vorliegenden Daten nicht ableiten. Die derzeitigen Ausbauraten schöpfen bei weitem nicht den gesetzlich vorgesehen förderfähigen Rahmen von 500 MW/a aus (BMWi 2019). Im Jahr 2023 hat sich die Anzahl der zugebauten Anlagen im Vergleich zum Vorjahr verdoppelt. Die installierte Leistung ist allerdings nur um 57% gewachsen. Dies zeigt, dass in 2023 vor allem kleinere Anlagen zugebaut wurden. Insgesamt ist der PV-Markt in 2023 um 98% gegenüber 2022 gewachsen (siehe Abbildung 7). Damit ist die Wachstumsrate von 57% bei Mieterstromanlagen deutlich niedriger als das Wachstum des Zubaus in den entsprechenden Segmenten (siehe Tabelle 24).

Insgesamt ist bei der Interpretation der in Tabelle 24 dargestellten Werte zu beachten, dass die Meldejahr im MaStR nicht mit den Registerdaten der Bundesnetzagentur gleichzusetzen sind. Da die meisten Anlagen erst 2019 im MaStR gemeldet wurden, sind die Daten erst ab diesem Jahr verlässlich und können zur Auswertung genutzt werden.

Im Solarpaket I wurde die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung als neues Vermarktungsmodell für Photovoltaikanlagen auf Mehrfamilienhäusern eingeführt. Das Modell soll eine bürokratiearme gemeinsame Eigenversorgung mit PV-Strom ermöglichen. Der

Anlagenbetreiber ist von der Lieferantenpflicht ausgenommen und von der Reststromlieferung befreit. Diese Pflichten hatten dazu geführt, dass Mieterstrom vornehmlich durch Energieversorger umgesetzt wurde. Bei der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung wird durch den Wegfall der Pflichten die Installation und der Betrieb von Anlagen erleichtert und somit der Nutzerkreis erweitert.

Tabelle 24: Entwicklung der Anlagenanzahl und installierten Leistung von Mieterstromanlagen

Leistungsklasse [kW]	Meldejahr im MaStR	Auswertung MaStR Stand: 31.07.2023		Auswertung MaStR Stand: 01.04.2024	
		Anlagen- zubau	Zugebaute Leistung [MW]	Anlagen- zubau	Zugebaute Leistung [MW]
$x \leq 10$	2017-2019	558	4,0	555	3,9
$10 < x \leq 20$	2017-2019	353	5,2	351	5,1
$20 < x \leq 30$	2017-2019	258	6,7	253	6,5
$30 < x \leq 100$	2017-2019	248	14,1	247	13,9
Alle Leistungsklassen	2017-2019	1417	29,9	1.406	29,6
$x \leq 10$	2020	292	2,3	278	2,1
$10 < x \leq 20$	2020	216	3,4	217	3,4
$20 < x \leq 30$	2020	195	5,1	202	5,2
$30 < x \leq 100$	2020	111	6,2	116	6,5
Alle Leistungsklassen	2020	814	17,0	813	17,3
$x \leq 10$	2021	314	2,3	308	2,2
$10 < x \leq 20$	2021	354	5,2	347	5,1
$20 < x \leq 30$	2021	285	7,3	281	7,2
$30 < x \leq 100$	2021	218	12,6	215	12,5
Alle Leistungsklassen	2021	1171	27,4	1.151	27,0
$x \leq 10$	2022	531	3,5	522	3,4
$10 < x \leq 20$	2022	511	7,5	493	7,2
$20 < x \leq 30$	2022	303	7,7	295	7,5
$30 < x \leq 100$	2022	220	12,4	221	12,6
Alle Leistungsklassen	2022	1565	31,1	1.531	30,7
Alle Leistungsklassen	2017-2022	4.967	105,3	4.901	104,6
$x \leq 10$	2023			1.311	6,8
$10 < x \leq 20$	2023			848	12,0
$20 < x \leq 30$	2023			451	11,4
$30 < x \leq 100$	2023			314	17,8
Alle Leistungsklassen	2023			2.924	48,1
Alle Leistungsklassen	2017-2023			7.825	152,6

Quelle: BNetzA 2023, 2024d

11.3 Aktuelle Markttrends und Systemkonzepte

Im Privatsektor wächst der Markt für kleine steckerfertige Anlagen im Balkon- und Terrassenbereich (Plug-In-PV) und entwickelt sich sehr dynamisch. Teilweise wird der Ausbau mit lokalen Förderprogrammen unterstützt. Zum Ende des Jahres 2023 waren in Deutschland rund 400.000 steckerfertige Anlagen mit einer Leistung von knapp 300 MW im MaStR registriert (siehe Tabelle 19). Das Fraunhofer ISE geht davon aus, dass eine Untererfassung im MaStR vorliegt und die tatsächliche Zahl deutlich höher liegt. Erste Analysen aus dem Jahr 2024 zeigen, dass das starke Wachstum der kostengünstigen Kleinstanlagen zu einem gewissen „Verdrängungseffekt“ kleiner konventioneller, netzgekoppelter PV-Dachsysteme führt, deren Installation und Inbetriebnahme ungleich aufwändiger ist.

Im Privatsektor wird auch eine Kombinationslösung in Verknüpfung von Elektromobilität und Wärmepumpen an Relevanz gewinnen. Auch im Industrie- und GHD-Sektor ist eine steigende Relevanz von PV in der Eigenstromversorgung zu erkennen.

Neben der Standardmodulausführung werden in den kommenden Jahren die Themen wie Floating-PV (schwimmende PV-Anlagen) und APV (PV-Anlagen auf landwirtschaftlicher Nutzfläche) stärker im Fokus stehen. Hier kann die Fläche gleichzeitig für einen hohen Ertrag an PV-Strom und für einen hohen Ertrag in Ernte genutzt werden. Gegebenenfalls könnte durch eine optimierte Nutzung die Biodiversität noch gesteigert werden (Fraunhofer ISE 2022). Das EEG 2024 sieht eine Förderung dieser innovativen Anlagenkonzepte durch gesonderte Ausschreibungsverfahren vor. Auf ehemals für die Landwirtschaft trockengelegten Mooren kann durch Wiedervernässung sowohl CO₂ gespeichert als auch Moor-PV errichtet werden (Fraunhofer ISE 2023).

Auch auf bereits versiegelten Flächen gibt es ein großes Potential für PV. Mit PV über Parkplätzen könnte zusätzlich noch die Ladeinfrastruktur für Elektroautos unterstützt werden. Mit neuen Leichtbaumodulen kann fahrzeugintegriertes PV realisiert werden und so die Reichweite erweitert und die Ladezyklen optimiert werden. In mehreren Bundesländern besteht bereits die Pflicht neue Parkplätze mit PV-Anlagen zu überdachen. In anderen Bundesländern ist dies für die Zukunft bereits geplant. Des Weiteren wird der Ausbau dieses Anlagenkonzepts immer wieder durch unterschiedliche Förderprogramme unterstützt. Neuartige PV-Module können neben der Integration in Fassadenelementen und Dachziegel auch in aktuell ungenutzten Teilen von Bauwerken integriert werden und so z.B. auch PV an Lärmschutzwänden integriert werden.

Die Kombination von PV mit Batteriespeichern ist im Privatkundenbereich schon Standard. Zunehmend werden auch PV-Anlagen für Industrie- und Gewerbebetriebe mit Batteriespeichern ausgestattet. Auch Freiflächenanlagen in Kombination mit Batteriespeicher gewinnen an Relevanz, da somit eine gleichmäßigere Einspeisung von PV-Strom möglich wird.

Neben dem Mieterstrommodell gibt es nun zusätzlich die Möglichkeit, PV-Strom im Mehrfamilienhaus mit dem Modell der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung zu vermarkten. Hierbei fallen keine Versorgerpflichten an, so dass die Stromversorgung mit PV-Strom vom eigenen Dach einfacher wird. Hauseigentümerinnen und Hauseigentümer und Eigentümergemeinschaften können nun leichter investieren. Zusätzlich gibt es noch weitere Markttrends und Systemkonzepte. Die EU hat in ihrer Erneuerbare-Energien-Richtlinie die Einführung von Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften in den Mitgliedstaaten festgelegt. In Deutschland wurde die Einführung zwar noch nicht rechtlich umgesetzt; verschiedene Modelle werden aber schon diskutiert.

Das Recycling von PV-Modulen wird mit zunehmender Anzahl von gealterten Modulen in den nächsten Jahrzehnten immer wichtiger werden. Es kann davon ausgegangen werden, dass hier viele Prozesse automatisiert werden. Mit einem wachsendem Batteriespeichermarkt wird auch das Recycling von Batteriespeichern in den nächsten zehn Jahren stärker in den Fokus rücken.

12 Quellenverzeichnis

50Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW (Hg.) (2002-2024): EEG-Jahresabrechnung 2001-2023. Eigene Auswertung des Fraunhofer ISE. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Abrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen>.

50Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW (Hg.) (2019a): EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2018. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>.

50Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW (Hg.) (2019b): EEG-Bewegungsdaten zur Jahresabrechnung 2018. Eigene Auswertung des Fraunhofer ISE. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Abrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen>.

50Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW (Hg.) (2020a): EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2019. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>.

50Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW (Hg.) (2020b): EEG-Bewegungsdaten zur Jahresabrechnung 2019. Eigene Auswertung des Fraunhofer ISE. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Abrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen>.

50Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW (Hg.) (2021a): EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2020. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/EEG/Anlagenstammdaten>.

50Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW (Hg.) (2021b): EEG-Bewegungsdaten zur Jahresabrechnung 2020. Eigene Auswertung des Fraunhofer ISE. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Abrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen>.

50Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW (Hg.) (2022): EEG-Bewegungsdaten zur Jahresabrechnung 2021. Eigene Auswertung des Fraunhofer ISE. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Abrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen>.

50Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW (Hg.) (2023): EEG-Bewegungsdaten zur Jahresabrechnung 2022. Eigene Auswertung des Fraunhofer ISE. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Abrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen>.

50Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW (Hg.) (2024a): Ausfall- und Direktvermarktung. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Ausfall-und-Direktvermarktung>, zuletzt geprüft am 31.07.2024.

50Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW (Hg.) (2024b): EEG-Bewegungsdaten zur Jahresabrechnung 2023. Eigene Auswertung des Fraunhofer ISE. Online verfügbar unter <https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Abrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen/EEG-Jahresabrechnungen>.

AGEE-Stat (2023): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Zeitreihen/zeitreihen.html, zuletzt aktualisiert am Februar 2023.

AGEE-Stat (2024a): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Hg. v. BMWK. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>, zuletzt aktualisiert am September 2024.

AGEE-Stat (2024b): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Hg. v. BMWK. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien#entwicklung-in-zahlen>, zuletzt aktualisiert am Februar 2024.

AGEE-Stat (2024c): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Hg. v. Umweltbundesamt. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick>, zuletzt aktualisiert am September 2024.

Bergner; Joseph; Hoelger, Rosa; Praetorius, Barbara (2022): Der Markt für Steckersolargeräte 2022. Ergebnisse einer Erhebung und Befragung von Anbietern zu Marktvolumen, -struktur und -entwicklung in Deutschland, S. 1–57. Online verfügbar unter solar.htw-berlin.de/studien/marktstudie-steckersolar-2022/.

BMWi (2014): Die wichtigsten EEG-Neuerungen auf einen Blick. Online verfügbar unter <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2014/20/Meldung/die-wichtigsten-neuerungen-auf-einen-blick.html>.

BMWi (2019): Mieterstrombericht nach § 99 Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017. Online verfügbar unter <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Recht-Politik/Mieterstrom/mieterstrom.html>.

BMWi (2020): Ergebnisse der Ausschreibungen zum Gebotstermin 1. September 2020. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2020/09/20200930-ergebnisse-der-ausschreibungen-zum-gebotstermin-september-2020.html>, zuletzt geprüft am 30.09.2020.

BMWK (2023): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (ErneuerbareEnergien-Gesetz - EEG 2023). EEG 2023.

BNetzA (2020): Statistiken zum gemeinsamen Ausschreibungsverfahren zur Ermittlung der finanziellen Förderung. Hg. v. Bundesnetzagentur (BNetzA). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Technologieuebergreifend/BeendeteAusschreibungen/BeendeteAusschreibungen_node.html, zuletzt aktualisiert am 01.09.2020.

BNetzA (2022): Marktstammdatenregister (MaStR). Hg. v. Bundesnetzagentur (BNetzA). Online verfügbar unter <https://www.marktstammdatenregister.de/>, zuletzt geprüft am 31.01.2022.

BNetzA (2023): Marktstammdatenregister (MaStR). Eigene Auswertung des Fraunhofer ISE bereinigt. Hg. v. Bundesnetzagentur (BNetzA). Online verfügbar unter <https://www.marktstammdatenregister.de/>, zuletzt geprüft am 31.07.2023.

BNetzA (2024a): Ausschreibungen für EE- und KWK-Anlagen. Hg. v. Bundesnetzagentur (BNetzA). Online verfügbar unter <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/start.html>, zuletzt geprüft am 30.07.2024.

BNetzA (2024b): EEG-För-de-rung und -För-der-sät-ze. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Foerderung/start.html, zuletzt geprüft am 21.10.2024.

BNetzA (2024c): EEG-Förderung und -För-der-sät-ze. Hg. v. Bundesnetzagentur (BNetzA). Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Foerderung/start.html.

BNetzA (2024d): Marktstammdatenregister (MaStR). Eigene Auswertung des Fraunhofer ISE bereinigt. Hg. v. Bundesnetzagentur (BNetzA). Online verfügbar unter <https://www.marktstammdatenregister.de/>, zuletzt geprüft am 01.04.2024.

DESTATIS (2021): Monatershebung über die Elektrizitätsund Wärmeherzeugung. Qualitätsbericht. Online verfügbar unter https://www.destatis.de/DE/Methoden/Qualitaet/Qualitaetsberichte/Energie/elektrizitaets-waermeerzeugung-versorgung-m-066k.pdf?__blob=publicationFile.

DWD (2010): Global Radiation in Germany. Average annual sums, period: 1981-2010. Online verfügbar unter https://www.dwd.de/EN/ourservices/solarenergy/maps_globalradiation_average.html.

Fraunhofer ISE (2020): Jährliche Sonnenscheindauer in Deutschland. Gebietsmittelwerte für Deutschland und seine Bundesländer. Unter Mitarbeit von Prof. Dr. Bruno Burger. Deutscher Wetterdienst DWD, Climate Data Center (CDC). Online verfügbar unter https://www.energy-charts.de/climate_y_avg_de.htm?areaSelect=countrySelect&source=sunHours_line.

Fraunhofer ISE (Hg.) (2022): Agri-Photovoltaik. Ein Leitfaden für Deutschland. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/agri-photovoltaik-chance-fuer-landwirtschaft-und-energiewende.html>.

Fraunhofer ISE (Hg.) (2023): Photovoltaik auf wiedervernässten Moor-Böden. Moor-PV. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/leitthemen/integrierte-photovoltaik/moor-pv.html>.

Fraunhofer ISE (Hg.) (2024): Installierte Solar-Leistung in allen verfügbaren Ländern. Online verfügbar unter https://energy-charts.info/charts/installed_power/chart.htm?l=de&c=ALL&expansion=installed_solar_by_country&chartColumnSorting=ascending&year=2022, zuletzt aktualisiert am 13.08.2024, zuletzt geprüft am 13.08.2024.

IRENA (2024): Renewable Energy Capacity Statistics 2024. Hg. v. International Renewable Energy Agency (IRENA). Online verfügbar unter <https://www.irena.org/Publications/2024/Mar/Renewable-capacity-statistics-2024>.

PIB (2024): Solarpaket. Mehr Solarstrom, weniger Bürokratie. Hg. v. Presse- und Informationsamt der Bundesregierung. Online verfügbar unter <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/tipps-fuer-verbraucher/solarpaket-photovoltaik-balkonkraftwerke-2213726>, zuletzt aktualisiert am 05.07.2024, zuletzt geprüft am 31.07.2024.

RWTH Aachen University (Hg.) (2024): Battery Charts. Online verfügbar unter <https://battery-charts.rwth-aachen.de/>, zuletzt geprüft am 31.07.2024.

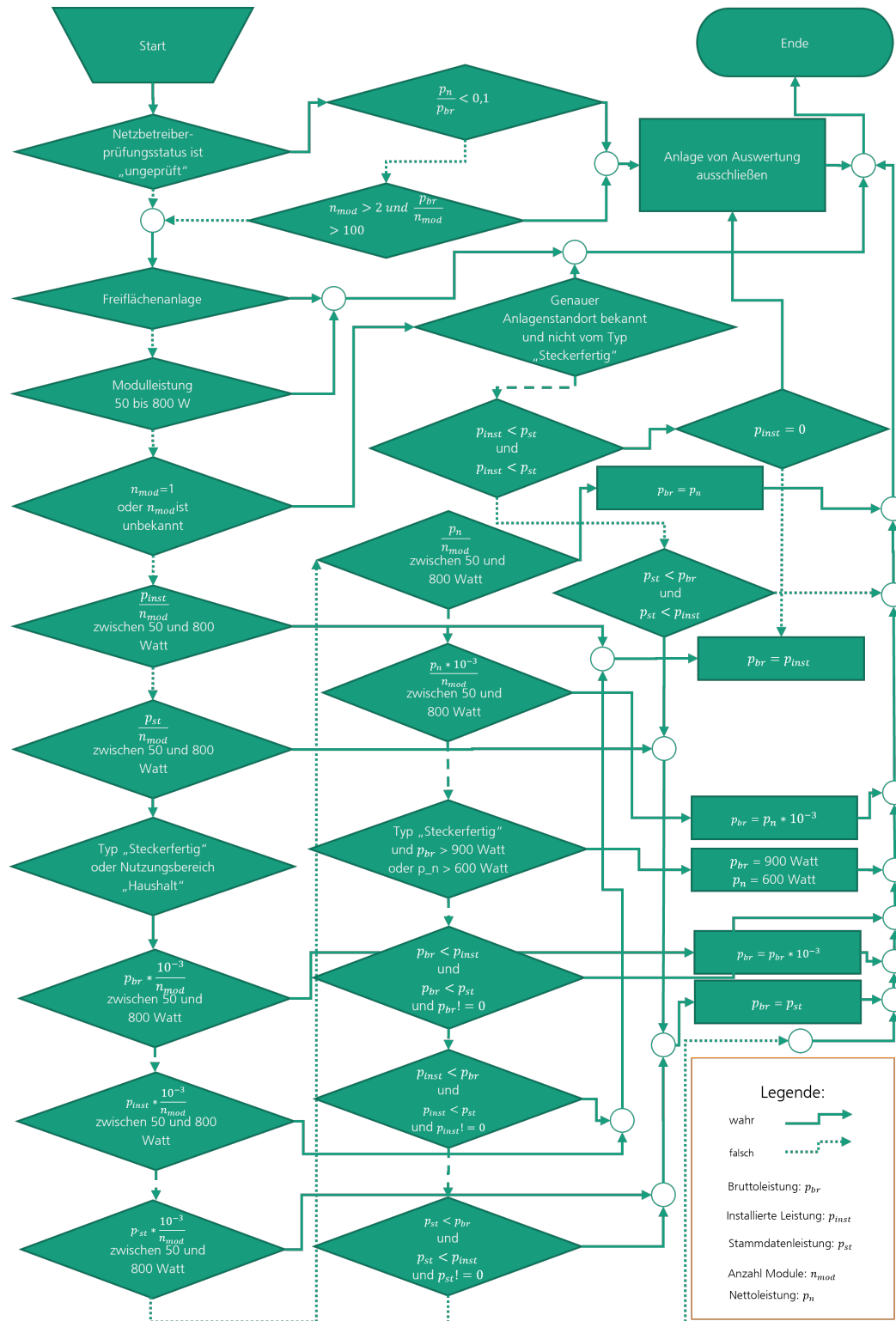
Wirth, Harry (2024): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland. Daten und Fakten. Hg. v. Fraunhofer ISE. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.html>.

ZSW; bosch & partner (Hg.) (2018): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie.

A Anhang

A.1 Bereinigungsroutrinen für Marktstammdatenregister

Abbildung 34: Algorithmus zur Plausibilitätsprüfung der Bruttoleistungsangabe der PV-Anlagen im MaStR zur Korrektur oder Entfernung nicht plausibler Datensätze



Quelle: Eigene Darstellung

Das oben dargestellte Flussdiagramm zeigt einen Algorithmus, der die Bruttoleistungsangabe der PV-Anlagen im MaStR anhand verschiedener Mechanismen auf Plausibilität prüft. Es werden Korrekturen am Originaldatensatz vorgenommen, bzw. nicht plausible Einträge als solche gekennzeichnet und von Auswertungen ausgeschlossen. Das Ziel ist die Verbesserung der Datenqualität durch das Herausfiltern von Falscheinträgen.

Erläuterung des Algorithmus

Ist eine Prüfung des entsprechenden MaStR-Eintrags durch den Netzbetreiber vorgesehen, aber noch nicht erfolgt, werden zwei Plausibilitätsmechanismen eingesetzt. Zum einen wird der Eintrag von der Auswertung ausgeschlossen, wenn das Verhältnis zwischen Netto- und Bruttoleistung kleiner ist als 0,1, zum anderen, wenn die Anzahl der Module größer ist als zwei und das Verhältnis zwischen Bruttoleistung und Anzahl der Module größer ist als 100.

Freiflächenanlagen sind von diesem Algorithmus ausgenommen, da diese in der Regel nicht von Privatpersonen betrieben werden. Daher kann davon ausgegangen werden, dass auch die Eintragung ins MaStR von geschulten Personen vorgenommen wird.

Anlagen gelten als plausibel, wenn die Angaben zu Bruttoleistung und Modulanzahl eine Modulleistung zwischen 50 und 800 Watt ergeben. Dieses Spektrum soll alle gängigen Modultypen und Leistungsklassen beinhalten.

Ist die Anlage unplausibel, werden nun weitere Mechanismen genutzt, um die Bruttoleistung zu korrigieren. Zunächst wird überprüft, ob die Modulanzahl unbekannt ist, bzw. mit eins angegeben wurde. Da auch bei großen Dachanlagen oft die Modulanzahl nicht angegeben ist, und von einer Richtigkeit der Bruttoleistungsangabe auch wie bei Freiflächenanlagen ausgegangen werden kann, werden diese auch von Korrekturen ausgenommen, sofern es sich nicht um „steckerfertige“ Anlagen handelt. Große Dachanlagen definieren sich durch die Angabe von Breiten-, Längengrad und Adressangabe. Diese sind im MaStR erst ab einer Anlagengröße von 30 kW Nettogleistung bei allen Anlagen öffentlich verfügbar. Zur Korrektur werden äquivalente Leistungsangaben herangezogen. Zum einen wird die Angabe der installierten Leistung im MaStR genutzt. Diese entspricht für PV-Anlagen der Bruttoleistung. Zum anderen werden die Angabe der Stammdatenleistung aus den Stammdaten der Übertragungsnetzbetreiber genutzt, welche sich über den Anlagenschlüssel mit der Anlage im MaStR zuordnen lässt. Die Bruttoleistung wird mit dem kleinsten dieser Leistungsangaben gleichgesetzt.

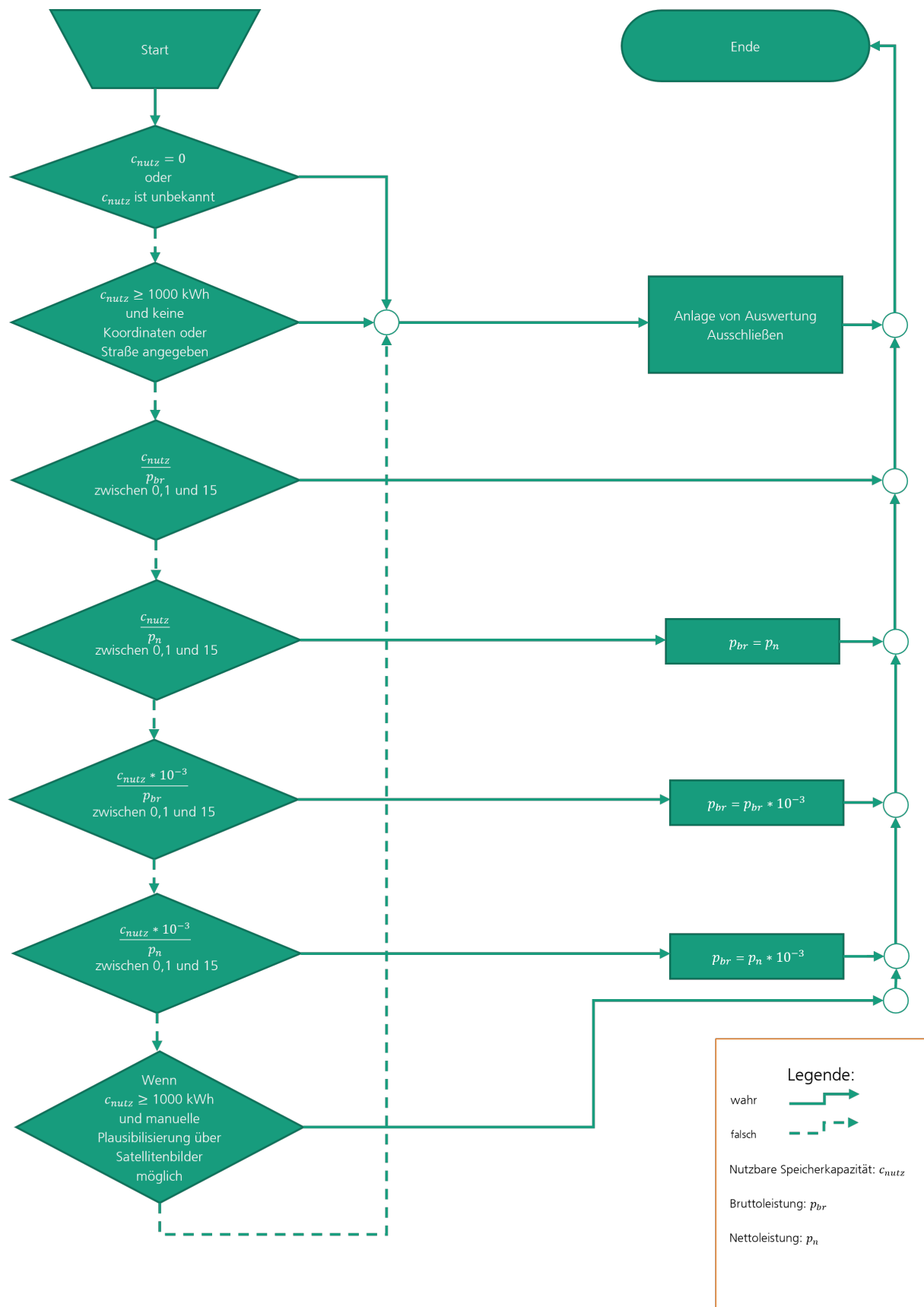
Ist die Modulanzahl gegeben, so wird überprüft, ob installierte Leistung oder Stammdatenleistung eine Modulleistung zwischen 50 und 800 Watt ergeben. Ist dies der Fall, wird die entsprechende Leistungsangabe als Bruttoleistung übernommen.

Eine weitere Fehlerquelle stellen Leistungsangaben in Watt, statt in Kilowatt dar. Um diese zu identifizieren, werden Bruttoleistung, installierte Leistung und Stammdatenleistung jeweils um den Faktor 1.000 modifiziert. Ergibt sich hierbei eine plausible Modulleistung zwischen 50 und 800 Watt, wird die entsprechend modifizierte Leistung als Bruttoleistung übernommen.

Als weitere Fehlerkorrekturmaßnahme wird die Nettogleistungsangabe herangezogen, da diese auch oft Aufschluss über die wahrheitsgemäße Leistung der Anlage gibt. Hier wird zunächst überprüft, ob die Nettogleistung in Zusammenhang mit der Modulanzahl eine Modulleistung im plausiblen Bereich ergibt. Anschließend wird auf den Fehler der Watt- anstatt Kilowattangabe geprüft. Die Bruttoleistung wird entsprechend korrigiert, sofern sich hier plausible Modulleistungen ergeben.

Konnte keine der bereits genannten Maßnahmen angewendet werden, so wird die kleinste Leistungsangabe aus Bruttoleistung, installierter Leistung und Stammdatenleistung gewählt.

Abbildung 35: Algorithmus zur Plausibilitätsprüfung der Kapazitätsangabe der Batteriespeicher-Anlagen im MaStR zur Korrektur oder Entfernung nicht plausibler Datensätze



Quelle: Eigene Darstellung

Das oben dargestellte Flussdiagramm zeigt einen Algorithmus, der die Kapazitätsangabe der Batteriespeicher-Anlagen im MaStR anhand verschiedener Mechanismen auf Plausibilität prüft. Es werden Korrekturen am Originaldatensatz vorgenommen, bzw. nicht plausible Einträge als solche gekennzeichnet und von Auswertungen ausgeschlossen. Das Ziel ist die Verbesserung der Datenqualität durch das Herausfiltern von Falscheinträgen.

Erläuterung des Algorithmus

Batteriespeicher, die mit einer nutzbaren Kapazität von 0 oder mit unbekannter Kapazität im MaStR hinterlegt sind, werden von der Auswertung ausgeschlossen.

Ist die nutzbare Kapazität größer als 1.000 kWh und sind keine Koordinaten oder Adressangaben vorhanden, wird die Anlagen ebenfalls von der Auswertung ausgeschlossen.

Ist die Energy-to-power-ratio (EPR)⁵ der Anlage in einem plausiblen Bereich zwischen 0,1 h und 15 h, wird die Anlage als plausibel angesehen. Ist dies nicht der Fall, so wird im nächsten Schritt die Nettoleistung anstatt der Bruttoleistung für die Bestimmung der EPR herangezogen. Befindet sich der Wert hier dann innerhalb des plausiblen Bereichs, so wird die Nettoleistung als Bruttoleistungsangabe verwendet.

Eine weitere Fehlerquelle, stellen Kapazitätsangaben in Wattstunden, statt in Kilowattstunden dar. Um diese zu identifizieren, werden Bruttoleistung und Nettoleistung jeweils um den Faktor tausend modifiziert. Ergibt sich hierbei eine plausible EPR zwischen 0,1 h und 15 h, wird die entsprechend modifizierte Kapazität übernommen.

Konnte keine der bereits genannten Maßnahmen angewendet werden und beträgt die nutzbare Kapazität größer als 1.000 kWh, so wird eine manuelle Prüfung auf Plausibilität anhand von Satellitenbildern verwendet. Besitzt der Speicher eine kleinere Kapazität, so wird diese automatisch von der Auswertung ausgeschlossen.

A.2 Relevante Parameter für die Zuschätzung von Selbstverbrauch und Netzeinspeisung

Die folgenden Tabellen erfassen alle relevanten Parameter zur Beschreibung des PV-Bestands und macht transparent, welche Werte auf der in Kapitel 5.1 beschriebenen Schätzmethode beruhen.

⁵ Energy-to-power-ratio: Definiert als nutzbare Kapazität geteilt durch die Bruttoleistung

Tabelle 25: SV-Meldequote und Anzahl der Teileinspeiser in MaStR und EEG-Bewegungsdaten (Betriebsjahr 2023) nach Selbstverbrauchskategorien

Kategorie	Größenklasse	Anzahl Teileinspeiseranlagen MaStR	Anzahl Anlagen mit SV-Meldung in Bewegungsdaten	SV-Meldequote
K_1	$x < 10$	9.255	413	4%
K_2	$x < 10$	141.208	152.552	108%
K_3	$x < 10$	161.397	21.984	14%
K_4	$x < 10$	1.233.846	32.363	3%
K_5	$10 \leq x < 20$	1.042	62	6%
K_6	$10 \leq x < 20$	56.275	62.710	111%
K_7	$10 \leq x < 20$	38.210	33.662	88%
K_8	$10 \leq x < 20$	24.980	10.137	41%
K_8_1	$10 \leq x < 20$	382.345	6.618	2%
K_9	$20 \leq x < 30$	468	34	7%
K_10	$20 \leq x < 30$	20.417	22.454	110%
K_11	$20 \leq x < 30$	13.855	13.773	99%
K_12	$20 \leq x < 30$	24.647	12.284	50%
K_12_1	$20 \leq x < 30$	60.939	2.005	3%
K_13	$30 \leq x < 100$	377	25	7%
K_14	$30 \leq x < 100$	9.196	9.581	104%
K_14_1	$30 \leq x < 100$	728	228	31%
K_15	$30 \leq x < 100$	11.045	10.536	95%
K_16	$30 \leq x < 100$	28.371	12.108	43%
K_16_1	$30 \leq x < 100$	13.261	905	7%
K_17	$100 \leq x < 500$	60	3	5%
K_18_1	$100 \leq x < 500$	119	11	9%
K_18	$100 \leq x < 500$	1.313	1.272	97%
K_19	$100 \leq x < 500$	3.177	2.875	90%
K_20	$100 \leq x < 500$	8.050	3.035	38%
K_20_1	$100 \leq x < 500$	4.355	377	9%
K_21	$500 \leq x \leq 750$	-	-	0%
K_22	$500 \leq x \leq 750$	23	2	9%
K_23	$500 \leq x \leq 750$	111	96	86%
K_24	$500 \leq x \leq 750$	1.368	560	41%
K_24_1	$500 \leq x \leq 750$	523	70	13%

K_25	750 < x ≤ 1000	-	-	0%
K_26	750 < x ≤ 1000	9	2	22%
K_27	750 < x ≤ 1000	48	35	73%
K_28	750 < x ≤ 1000	44	10	23%
K_28_1	750 < x ≤ 1000	167	13	8%
K_29	x > 1000	1	-	0%
K_30	x > 1000	4	-	0%
K_31	x > 1000	13	7	54%
K_32	x > 1000	54	13	24%
K_32_1	x > 1000	162	14	9%
K_36_1	x < 100	16.282	263	2%
K_36_2	100 ≤ x ≤ 750	264	37	14%

Quelle: AGEE-Stat 2024b; 50Hertz et al. 2024b

Tabelle 26: Methodik für Hochrechnung der Netzeinspeisung für zu erwartende Nachmeldungen beispielhaft für Anlagenklasse K_4 (Gebäude bis 10 kW)

Kategorie	Jahr	Monat	Inst. Leistung (MaStR) [kW]	Inst. Leistung (ÜNB) [kW]	Referenzkategorie für Zuschätzung	Referenzjahr für Zuschätzung	Inst. Leistung (geschätzt) [kW]	Erfassungsquote (ÜNB)	Netzeinspeisung (ÜNB) [kWh]	Netzeinspeisung (geschätzt) [kWh]	Netzeinspeisung (zugeschätzt) [kWh]
K_4	2022	Jan	88.858	82.404	K_4	2021	83.750	98%	45.085.690	45.821.824	736.134
K_4	2022	Feb	93.022	86.581	K_4	2021	87.674	99%	47.138.389	47.733.411	595.022
K_4	2022	Mrz	138.912	128.232	K_4	2021	130.926	98%	71.150.720	72.645.527	1.494.808
K_4	2022	Apr	121.805	112.645	K_4	2021	114.802	98%	62.310.031	63.503.219	1.193.187
K_4	2022	Mai	145.782	134.183	K_4	2021	137.401	98%	74.090.285	75.867.216	1.776.931
K_4	2022	Jun	138.708	126.239	K_4	2021	130.733	97%	69.231.229	71.696.053	2.464.824
K_4	2022	Jul	127.312	113.994	K_4	2021	119.992	95%	61.942.945	65.202.419	3.259.474
K_4	2022	Aug	186.553	166.494	K_4	2021	175.828	95%	92.341.703	97.518.270	5.176.567
K_4	2022	Sep	172.592	152.176	K_4	2021	162.669	94%	82.941.337	88.660.293	5.718.956
K_4	2022	Okt	146.673	126.150	K_4	2021	138.241	91%	71.808.709	78.691.267	6.882.558
K_4	2022	Nov	132.489	110.903	K_4	2021	124.872	89%	58.042.473	65.353.499	7.311.026
K_4	2022	Dez	68.711	54.576	K_4	2021	64.761	84%	27.495.577	32.627.063	5.131.486
K_4	2023	Jan	289.186	236.126	K_4	2021	272.560	87%	126.136.803	145.599.754	19.462.952
K_4	2023	Feb	239.177	189.991	K_4	2021	225.427	84%	94.399.633	112.006.219	17.606.586
K_4	2023	Mrz	296.259	228.281	K_4	2021	279.227	82%	104.984.315	128.413.596	23.429.281

K_4	2023	Apr	249.342	184.733	K_4	2021	235.007	79%	73.618.008	93.652.601	20.034.593
K_4	2023	Mai	298.363	215.322	K_4	2021	281.210	77%	70.215.284	91.700.718	21.485.434
K_4	2023	Jun	323.285	220.160	K_4	2021	304.699	72%	52.321.929	72.412.923	20.090.994
K_4	2023	Jul	303.439	196.056	K_4	2021	285.994	69%	32.527.974	47.449.745	14.921.771
K_4	2023	Aug	288.652	171.002	K_4	2021	272.058	63%	18.595.869	29.585.265	10.989.397
K_4	2023	Sep	275.471	146.117	K_4	2021	259.634	56%	8.326.570	14.795.431	6.468.861
K_4	2023	Okt	246.540	109.513	K_4	2021	232.366	47%	3.044.899	6.460.699	3.415.799
K_4	2023	Nov	233.264	80.546	K_4	2021	219.853	37%	1.289.400	3.519.456	2.230.056
K_4	2023	Dez	146.775	32.846	K_4	2021	138.337	24%	438.620	1.847.300	1.408.680

Quelle: BNetzA 2024d; 50Hertz et al. 2024b

A.3 Entwicklung Zubau nach Standorten

Tabelle 27: Zubau von installierten Anlagen nach Standort und Jahr der Inbetriebnahme

Bundesland	Vor 2000	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
keine Angabe	1												1					1							
Brandenburg	122	60	224	113	85	304	651	979	1.563	2.317	3.350	4.563	5.377	4.407	3.580	2.262	1.566	1.802	2.174	2.813	4.190	6.464	7.587	13.624	34.115
Berlin	284	100	147	68	38	145	110	151	231	355	565	736	876	678	548	427	322	317	572	538	832	1.547	1.922	3.834	10.917
Baden-Württemberg	943	1.699	5.498	5.236	5.900	10.668	15.473	15.081	18.287	26.201	33.903	44.992	40.368	26.583	18.463	11.878	8.434	9.645	12.266	14.375	20.505	32.714	39.314	57.681	148.515
Bayern	1.863	3.744	8.195	7.530	8.725	20.242	25.798	18.485	22.287	35.798	66.000	83.800	81.789	50.560	32.348	19.744	12.640	13.118	17.647	20.056	28.176	47.367	54.535	78.486	193.793
Bremen	69	19	44	28	28	40	55	74	62	77	116	258	285	217	179	116	63	68	69	94	141	299	387	809	2.908
Hessen	375	610	1.118	894	966	2.515	4.519	5.280	6.384	8.593	11.240	16.165	15.954	10.986	7.917	4.862	2.986	3.231	4.617	4.877	6.898	11.823	15.364	26.503	68.098
Hamburg	339	35	50	38	33	56	72	91	94	109	206	264	379	286	259	180	145	199	224	293	364	651	930	1.858	5.324
Mecklenburg-Vorpommern	85	23	188	79	77	197	437	480	605	894	1.301	2.056	2.737	2.338	1.768	968	629	621	892	1.095	1.641	2.494	3.033	8.019	21.394
Niedersachsen	364	654	1.763	980	934	2.911	4.498	5.034	5.202	7.249	14.845	26.681	27.174	16.716	10.905	6.465	3.867	4.061	5.342	6.067	10.191	17.635	25.208	47.778	137.304
Nordrhein-Westfalen	2.483	1.548	2.443	1.878	1.776	5.650	7.555	8.059	10.019	14.940	24.894	39.209	41.137	29.201	20.953	12.109	8.083	8.355	10.552	11.619	19.820	34.658	45.566	81.475	215.301
Rheinland-Pfalz	269	210	820	584	570	1.712	3.401	4.458	4.938	7.124	9.436	14.365	16.420	11.470	7.816	4.121	2.856	2.999	3.819	4.381	6.469	10.754	14.112	22.675	59.263
Schleswig-Holstein	253	126	341	198	171	891	1.418	1.470	1.848	2.646	4.553	7.758	8.100	5.534	3.448	1.995	1.273	1.324	1.594	1.761	2.641	4.868	6.620	13.305	42.193
Saarland	167	140	261	79	61	216	417	689	1.044	2.492	2.938	3.768	3.805	2.564	1.571	772	538	560	659	733	1.018	1.514	2.101	3.721	10.987
Sachsen	180	59	283	185	169	629	1.159	1.245	1.663	2.749	3.664	5.164	5.561	4.292	3.262	2.406	1.725	1.736	2.231	2.793	4.077	7.072	8.308	15.716	49.486
Sachsen-Anhalt	57	39	156	104	85	391	647	918	1.037	1.577	2.152	3.602	4.293	3.834	2.985	1.739	1.214	1.300	1.592	1.951	3.095	4.719	5.476	9.655	25.346
Thüringen	153	117	285	155	155	365	660	965	1.144	1.771	2.270	3.105	4.128	3.117	2.790	1.865	1.225	1.315	1.549	1.814	2.333	3.510	4.691	8.235	22.807
Ausschließliche Wirtschaftszone																									
Gesamt	8.007	9.183	21.816	18.149	19.773	46.932	66.870	63.459	76.408	114.892	181.433	256.486	258.384	172.783	118.792	71.909	47.566	50.652	65.799	75.260	112.391	188.089	235.154	393.374	1.047.751
keine Angabe	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Brandenburg	1,52%	0,65%	1,03%	0,62%	0,43%	0,65%	0,97%	1,54%	2,05%	2,02%	1,85%	1,78%	2,08%	2,55%	3,01%	3,15%	3,29%	3,56%	3,30%	3,74%	3,73%	3,44%	3,23%	3,46%	3,26%
Berlin	3,55%	1,09%	0,67%	0,37%	0,19%	0,31%	0,16%	0,24%	0,30%	0,31%	0,31%	0,29%	0,34%	0,39%	0,46%	0,59%	0,68%	0,63%	0,87%	0,71%	0,74%	0,82%	0,82%	0,97%	1,04%
Baden-Württemberg	11,78%	18,50%	25,20%	28,85%	29,84%	22,73%	23,14%	23,76%	23,93%	22,80%	18,69%	17,54%	15,62%	15,39%	15,54%	16,52%	17,73%	19,04%	18,64%	19,10%	18,24%	17,39%	16,72%	14,66%	14,17%
Bayern	23,27%	40,77%	37,56%	41,49%	44,13%	43,13%	38,58%	29,13%	29,17%	31,16%	36,38%	32,67%	31,65%	29,26%	27,23%	27,46%	26,57%	25,90%	26,82%	26,65%	25,07%	25,18%	23,19%	19,95%	18,50%
Bremen	0,86%	0,21%	0,20%	0,15%	0,14%	0,09%	0,08%	0,12%	0,08%	0,07%	0,06%	0,10%	0,11%	0,13%	0,15%	0,16%	0,13%	0,13%	0,10%	0,12%	0,13%	0,16%	0,16%	0,21%	0,28%

Hessen	4,68%	6,64%	5,12%	4,93%	4,89%	5,36%	6,76%	8,32%	8,36%	7,48%	6,20%	6,30%	6,17%	6,36%	6,66%	6,76%	6,28%	6,38%	7,02%	6,48%	6,14%	6,29%	6,53%	6,74%	6,50%
Hamburg	4,23%	0,38%	0,23%	0,21%	0,17%	0,12%	0,11%	0,14%	0,12%	0,09%	0,11%	0,10%	0,15%	0,17%	0,22%	0,25%	0,30%	0,39%	0,34%	0,39%	0,32%	0,35%	0,40%	0,47%	0,51%
Mecklenburg-Vorpommern	1,06%	0,25%	0,86%	0,44%	0,39%	0,42%	0,65%	0,76%	0,79%	0,78%	0,72%	0,80%	1,06%	1,35%	1,49%	1,35%	1,32%	1,23%	1,36%	1,45%	1,46%	1,33%	1,29%	2,04%	2,04%
Niedersachsen	4,55%	7,12%	8,08%	5,40%	4,72%	6,20%	6,73%	7,93%	6,81%	6,31%	8,18%	10,40%	10,52%	9,67%	9,18%	8,99%	8,13%	8,02%	8,12%	8,06%	9,07%	9,38%	10,72%	12,15%	13,10%
Nordrhein-Westfalen	31,01%	16,86%	11,20%	10,35%	8,98%	12,04%	11,30%	12,70%	13,11%	13,00%	13,72%	15,29%	15,92%	16,90%	17,64%	16,84%	16,99%	16,49%	16,04%	15,44%	17,63%	18,43%	19,38%	20,71%	20,55%
Rheinland-Pfalz	3,36%	2,29%	3,76%	3,22%	2,88%	3,65%	5,09%	7,03%	6,46%	6,20%	5,20%	5,60%	6,35%	6,64%	6,58%	5,73%	6,00%	5,92%	5,80%	5,82%	5,76%	5,72%	6,00%	5,76%	5,66%
Schleswig-Holstein	3,16%	1,37%	1,56%	1,09%	0,86%	1,90%	2,12%	2,32%	2,42%	2,30%	2,51%	3,02%	3,13%	3,20%	2,90%	2,77%	2,68%	2,61%	2,42%	2,34%	2,35%	2,59%	2,82%	3,38%	4,03%
Saarland	2,09%	1,52%	1,20%	0,44%	0,31%	0,46%	0,62%	1,09%	1,37%	2,17%	1,62%	1,47%	1,47%	1,48%	1,32%	1,07%	1,13%	1,11%	1,00%	0,97%	0,91%	0,80%	0,89%	0,95%	1,05%
Sachsen	2,25%	0,64%	1,30%	1,02%	0,85%	1,34%	1,73%	1,96%	2,18%	2,39%	2,02%	2,01%	2,15%	2,48%	2,75%	3,35%	3,63%	3,43%	3,39%	3,71%	3,63%	3,76%	3,53%	4,00%	4,72%
Sachsen-Anhalt	0,71%	0,42%	0,72%	0,57%	0,43%	0,83%	0,97%	1,45%	1,36%	1,37%	1,19%	1,40%	1,66%	2,22%	2,51%	2,42%	2,55%	2,57%	2,42%	2,59%	2,75%	2,51%	2,33%	2,45%	2,42%
Thüringen	1,91%	1,27%	1,31%	0,85%	0,78%	0,78%	0,99%	1,52%	1,50%	1,54%	1,25%	1,21%	1,60%	1,80%	2,35%	2,59%	2,58%	2,60%	2,35%	2,41%	2,08%	1,87%	1,99%	2,09%	2,18%

Quelle: BNetzA 2024d

Tabelle 28: Zubau von installierten Anlagen nach Standort und Jahr der Inbetriebnahme (kumuliert)

Bundesland	Vor 2000	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
keine Angabe	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2
Brandenburg	122	225	449	562	647	951	1.602	2.581	4.144	6.461	9.811	14.374	19.751	24.158	27.738	30.000	31.566	33.368	35.542	38.355	42.545	49.009	56.596	70.220	104.335
Berlin	284	423	570	638	676	821	931	1.082	1.313	1.668	2.233	2.969	3.845	4.523	5.071	5.498	5.820	6.137	6.709	7.247	8.079	9.626	11.548	15.382	26.299
Baden-Württemberg	943	2.805	8.303	13.539	19.439	30.107	45.580	60.661	78.948	105.149	139.052	184.044	224.412	250.995	269.458	281.336	289.770	299.415	311.681	326.056	346.561	379.275	418.589	476.270	624.785
Bayern	1.863	5.811	14.006	21.536	30.261	50.503	76.301	94.786	117.073	152.871	218.871	302.671	384.460	435.020	467.368	487.112	499.752	512.870	530.517	550.573	578.749	626.116	680.651	759.137	952.930
Bremen	69	100	144	172	200	240	295	369	431	508	624	882	1.167	1.384	1.563	1.679	1.742	1.810	1.879	1.973	2.114	2.413	2.800	3.609	6.517
Hessen	375	1.142	2.260	3.154	4.120	6.635	11.154	16.434	22.818	31.411	42.651	58.816	74.770	85.756	93.673	98.535	101.521	104.752	109.369	114.246	121.144	132.967	148.331	174.834	242.932
Hamburg	339	407	457	495	528	584	656	747	841	950	1.156	1.420	1.799	2.085	2.344	2.524	2.669	2.868	3.092	3.385	3.749	4.400	5.330	7.188	12.512
Mecklenburg-Vorpommern	85	138	326	405	482	679	1.116	1.596	2.201	3.095	4.396	6.452	9.189	11.527	13.295	14.263	14.892	15.513	16.405	17.500	19.141	21.635	24.668	32.687	54.081
Niedersachsen	364	1.178	2.941	3.921	4.855	7.766	12.264	17.298	22.500	29.749	44.594	71.275	98.449	115.165	126.070	132.535	136.402	140.463	145.805	151.872	162.063	179.698	204.906	252.684	389.988
Nordrhein-Westfalen	2.483	4.597	7.040	8.918	10.694	16.344	23.899	31.958	41.977	56.917	81.811	121.020	162.157	191.358	212.311	224.420	232.503	240.858	251.410	263.029	282.849	317.507	363.073	444.548	659.849
Rheinland-Pfalz	269	576	1.396	1.980	2.550	4.262	7.663	12.121	17.059	24.183	33.619	47.984	64.404	75.874	83.690	87.811	90.667	93.666	97.485	101.866	108.335	119.089	133.201	155.876	215.139
Schleswig-Holstein	253	449	790	988	1.159	2.050	3.468	4.938	6.786	9.432	13.985	21.743	29.843	35.377	38.825	40.820	42.093	43.417	45.011	46.772	49.413	54.281	60.901	74.206	116.399
Saarland	167	356	617	696	757	973	1.390	2.079	3.123	5.615	8.553	12.321	16.126	18.690	20.261	21.033	21.571	22.131	22.790	23.523	24.541	26.055	28.156	31.877	42.864
Sachsen	180	315	598	783	952	1.581	2.740	3.985	5.648	8.397	12.061	17.225	22.786	27.078	30.340	32.746	34.471	36.207	38.438	41.231	45.308	52.380	60.688	76.404	125.890

Bundesland	Vor 2000	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Sachsen-Anhalt	57	124	280	384	469	860	1.507	2.425	3.462	5.039	7.191	10.793	15.086	18.920	21.905	23.644	24.858	26.158	27.750	29.701	32.796	37.515	42.991	52.646	77.992
Thüringen	153	323	608	763	918	1.283	1.943	2.908	4.052	5.823	8.093	11.198	15.326	18.443	21.233	23.098	24.323	25.638	27.187	29.001	31.334	34.844	39.535	47.770	70.577
Ausschließliche Wirtschaftszone																									
Gesamt	8.007	18.969	40.785	58.934	78.707	125.639	192.509	255.968	332.376	447.268	628.701	885.187	1.143.571	1.316.354	1.435.146	1.507.055	1.554.621	1.605.273	1.671.072	1.746.332	1.858.723	2.046.812	2.281.966	2.675.340	3.723.091
keine Angabe	0,01%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Brandenburg	1,52%	1,19%	1,10%	0,95%	0,82%	0,76%	0,83%	1,01%	1,25%	1,44%	1,56%	1,62%	1,73%	1,84%	1,93%	1,99%	2,03%	2,08%	2,13%	2,20%	2,29%	2,39%	2,48%	2,62%	2,80%
Berlin	3,55%	2,23%	1,40%	1,08%	0,86%	0,65%	0,48%	0,42%	0,40%	0,37%	0,36%	0,34%	0,34%	0,34%	0,35%	0,36%	0,37%	0,38%	0,40%	0,41%	0,43%	0,47%	0,51%	0,57%	0,71%
Baden-Württemberg	11,78%	14,79%	20,36%	22,97%	24,70%	23,96%	23,68%	23,70%	23,75%	23,51%	22,12%	20,79%	19,62%	19,07%	18,78%	18,67%	18,64%	18,65%	18,65%	18,67%	18,65%	18,53%	18,34%	17,80%	16,78%
Bayern	23,27%	30,63%	34,34%	36,54%	38,45%	40,20%	39,64%	37,03%	35,22%	34,18%	34,81%	34,19%	33,62%	33,05%	32,57%	32,32%	32,15%	31,95%	31,75%	31,53%	31,14%	30,59%	29,83%	28,38%	25,60%
Bremen	0,86%	0,53%	0,35%	0,29%	0,25%	0,19%	0,15%	0,14%	0,13%	0,11%	0,10%	0,10%	0,10%	0,11%	0,11%	0,11%	0,11%	0,11%	0,11%	0,11%	0,11%	0,12%	0,12%	0,13%	0,18%
Hessen	4,68%	6,02%	5,54%	5,35%	5,23%	5,28%	5,79%	6,42%	6,87%	7,02%	6,78%	6,64%	6,54%	6,51%	6,53%	6,54%	6,53%	6,53%	6,54%	6,54%	6,52%	6,50%	6,50%	6,54%	6,53%
Hamburg	4,23%	2,15%	1,12%	0,84%	0,67%	0,46%	0,34%	0,29%	0,25%	0,21%	0,18%	0,16%	0,16%	0,16%	0,16%	0,17%	0,17%	0,18%	0,19%	0,19%	0,20%	0,21%	0,23%	0,27%	0,34%
Mecklenburg-Vorpommern	1,06%	0,73%	0,80%	0,69%	0,61%	0,54%	0,58%	0,62%	0,66%	0,69%	0,70%	0,73%	0,80%	0,88%	0,93%	0,95%	0,96%	0,97%	0,98%	1,00%	1,03%	1,06%	1,08%	1,22%	1,45%
Niedersachsen	4,55%	6,21%	7,21%	6,65%	6,17%	6,18%	6,37%	6,76%	6,77%	6,65%	7,09%	8,05%	8,61%	8,75%	8,78%	8,79%	8,77%	8,75%	8,73%	8,70%	8,72%	8,78%	8,98%	9,44%	10,47%
Nordrhein-Westfalen	31,01%	24,23%	17,26%	15,13%	13,59%	13,01%	12,41%	12,49%	12,63%	12,73%	13,01%	13,67%	14,18%	14,54%	14,79%	14,89%	14,96%	15,00%	15,04%	15,06%	15,22%	15,51%	15,91%	16,62%	17,72%
Rheinland-Pfalz	3,36%	3,04%	3,42%	3,36%	3,24%	3,39%	3,98%	4,74%	5,13%	5,41%	5,35%	5,42%	5,63%	5,76%	5,83%	5,83%	5,83%	5,83%	5,83%	5,83%	5,83%	5,82%	5,84%	5,83%	5,78%
Schleswig-Holstein	3,16%	2,37%	1,94%	1,68%	1,47%	1,63%	1,80%	1,93%	2,04%	2,11%	2,22%	2,46%	2,61%	2,69%	2,71%	2,71%	2,71%	2,70%	2,69%	2,68%	2,66%	2,65%	2,67%	2,77%	3,13%
Saarland	2,09%	1,88%	1,51%	1,18%	0,96%	0,77%	0,72%	0,81%	0,94%	1,26%	1,36%	1,39%	1,41%	1,42%	1,41%	1,40%	1,39%	1,38%	1,36%	1,35%	1,32%	1,27%	1,23%	1,19%	1,15%
Sachsen	2,25%	1,66%	1,47%	1,33%	1,21%	1,26%	1,42%	1,56%	1,70%	1,88%	1,92%	1,95%	1,99%	2,06%	2,11%	2,17%	2,22%	2,26%	2,30%	2,36%	2,44%	2,56%	2,66%	2,86%	3,38%
Sachsen-Anhalt	0,71%	0,65%	0,69%	0,65%	0,60%	0,68%	0,78%	0,95%	1,04%	1,13%	1,14%	1,22%	1,32%	1,44%	1,53%	1,57%	1,60%	1,63%	1,66%	1,70%	1,76%	1,83%	1,88%	1,97%	2,09%
Thüringen	1,91%	1,70%	1,49%	1,29%	1,17%	1,02%	1,01%	1,14%	1,22%	1,30%	1,29%	1,27%	1,34%	1,40%	1,48%	1,53%	1,56%	1,60%	1,63%	1,66%	1,69%	1,70%	1,73%	1,79%	1,90%

Quelle: BNetzA 2024d

Tabelle 29: Zubau von installierter Leistung nach Standort und Jahr der Inbetriebnahme in MW

Bundesland	Vor 2000	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
keine Angabe													0					0							
Brandenburg	1	0	1	1	1	3	7	9	19	37	179	404	987	912	184	128	146	201	170	325	303	442	351	829	978
Berlin	1	1	1	1	0	1	1	1	2	4	12	14	13	12	6	10	6	3	11	8	11	19	26	35	85
Baden-Württemberg	5	8	25	28	40	123	195	193	260	394	629	1.020	877	584	346	246	162	142	206	308	443	620	626	817	1.960

Bundesland	Vor 2000	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Bayern	9	15	39	51	73	312	396	294	457	697	1.723	2.410	1.834	1.387	837	404	297	242	413	680	974	1.353	1.561	2.161	3.845
Bremen	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	7	10	7	3	4	2	1	1	2	4	4	8	7	31
Hessen	2	3	4	4	5	33	49	55	80	114	203	338	344	275	155	87	58	51	70	114	163	229	244	384	706
Hamburg	1	0	0	0	0	0	1	1	1	2	3	5	10	6	4	2	1	1	3	4	5	9	9	14	48
Mecklenburg-Vorpommern	1	0	2	1	1	4	6	5	9	19	61	157	290	416	214	97	107	134	152	218	230	366	591	296	404
Niedersachsen	2	2	7	5	5	35	58	64	71	114	386	789	810	647	243	132	91	77	110	190	336	412	436	620	1.452
Nordrhein-Westfalen	13	7	14	12	11	67	88	88	125	200	497	897	922	708	348	191	134	142	179	283	489	604	639	955	2.212
Rheinland-Pfalz	2	1	3	3	5	23	46	57	76	126	191	362	360	311	178	99	77	97	75	107	141	186	271	357	975
Schleswig-Holstein	1	1	1	1	1	14	26	27	43	62	185	396	349	251	73	43	26	31	37	95	124	127	187	277	624
Saarland	1	0	1	0	0	10	8	7	18	24	37	66	65	82	56	29	10	12	27	16	23	38	78	100	157
Sachsen	1	0	1	1	1	12	21	17	46	86	135	257	365	411	143	68	52	70	64	191	242	248	198	251	641
Sachsen-Anhalt	0	0	1	1	1	9	8	9	22	51	106	267	468	515	191	142	161	199	102	263	340	303	311	243	453
Thüringen	1	0	2	1	1	4	12	13	18	38	75	153	240	311	135	73	82	90	49	145	191	200	180	148	272
Ausschließliche Wirtschaftszone																									
Gesamt	41	38	102	110	145	650	922	841	1.248	1.970	4.424	7.542	7.944	6.835	3.116	1.755	1.412	1.493	1.669	2.949	4.019	5.160	5.716	7.494	14.843
keine Angabe	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Brandenburg	2,44%	0,00%	0,98%	0,91%	0,69%	0,46%	0,76%	1,07%	1,52%	1,88%	4,05%	5,36%	12,42%	13,34%	5,91%	7,29%	10,34%	13,46%	10,19%	11,02%	7,54%	8,57%	6,14%	11,06%	6,59%
Berlin	2,44%	2,63%	0,98%	0,91%	0,00%	0,15%	0,11%	0,12%	0,16%	0,20%	0,27%	0,19%	0,16%	0,18%	0,19%	0,57%	0,42%	0,20%	0,66%	0,27%	0,27%	0,37%	0,45%	0,47%	0,57%
Baden-Württemberg	12,20%	21,05%	24,51%	25,45%	27,59%	18,92%	21,15%	22,95%	20,83%	20,00%	14,22%	13,52%	11,04%	8,54%	11,10%	14,02%	11,47%	9,51%	12,34%	10,44%	11,02%	12,02%	10,95%	10,90%	13,20%
Bayern	21,95%	39,47%	38,24%	46,36%	50,34%	48,00%	42,95%	34,96%	36,62%	35,38%	38,95%	31,95%	23,09%	20,29%	26,86%	23,02%	21,03%	16,21%	24,75%	23,06%	24,23%	26,22%	27,31%	28,84%	25,90%
Bremen	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,12%	0,08%	0,10%	0,05%	0,09%	0,13%	0,10%	0,10%	0,23%	0,14%	0,07%	0,06%	0,07%	0,10%	0,08%	0,14%	0,09%	0,21%
Hessen	4,88%	7,89%	3,92%	3,64%	3,45%	5,08%	5,31%	6,54%	6,41%	5,79%	4,59%	4,48%	4,33%	4,02%	4,97%	4,96%	4,11%	3,42%	4,19%	3,87%	4,06%	4,44%	4,27%	5,12%	4,76%
Hamburg	2,44%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,11%	0,12%	0,08%	0,10%	0,07%	0,07%	0,13%	0,09%	0,13%	0,11%	0,07%	0,07%	0,18%	0,14%	0,12%	0,17%	0,16%	0,19%	0,32%
Mecklenburg-Vorpommern	2,44%	0,00%	1,96%	0,91%	0,69%	0,62%	0,65%	0,59%	0,72%	0,96%	1,38%	2,08%	3,65%	6,09%	6,87%	5,53%	7,58%	8,98%	9,11%	7,39%	5,72%	7,09%	10,34%	3,95%	2,72%
Niedersachsen	4,88%	5,26%	6,86%	4,55%	3,45%	5,38%	6,29%	7,61%	5,69%	5,79%	8,73%	10,46%	10,20%	9,47%	7,80%	7,52%	6,44%	5,16%	6,59%	6,44%	8,36%	7,98%	7,63%	8,27%	9,78%
Nordrhein-Westfalen	31,71%	18,42%	13,73%	10,91%	7,59%	10,31%	9,54%	10,46%	10,02%	10,15%	11,23%	11,89%	11,61%	10,36%	11,17%	10,88%	9,49%	9,51%	10,72%	9,60%	12,17%	11,71%	11,18%	12,74%	14,90%
Rheinland-Pfalz	4,88%	2,63%	2,94%	2,73%	3,45%	3,54%	4,99%	6,78%	6,09%	6,40%	4,32%	4,80%	4,53%	4,55%	5,71%	5,64%	5,45%	6,50%	4,49%	3,63%	3,51%	3,60%	4,74%	4,76%	6,57%
Schleswig-Holstein	2,44%	2,63%	0,98%	0,91%	0,69%	2,15%	2,82%	3,21%	3,45%	3,15%	4,18%	5,25%	4,39%	3,67%	2,34%	2,45%	1,84%	2,08%	2,22%	3,22%	3,09%	2,46%	3,27%	3,70%	4,20%
Saarland	2,44%	0,00%	0,98%	0,00%	0,00%	1,54%	0,87%	0,83%	1,44%	1,22%	0,84%	0,88%	0,82%	1,20%	1,80%	1,65%	0,71%	0,80%	1,62%	0,54%	0,57%	0,74%	1,36%	1,33%	1,06%

Bundesland	Vor 2000	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Sachsen	2,44%	0,00%	0,98%	0,91%	0,69%	1,85%	2,28%	2,02%	3,69%	4,37%	3,05%	3,41%	4,59%	6,01%	4,59%	3,87%	3,68%	4,69%	3,83%	6,48%	6,02%	4,81%	3,46%	3,35%	4,32%
Sachsen-Anhalt	0,00%	0,00%	0,98%	0,91%	0,69%	1,38%	0,87%	1,07%	1,76%	2,59%	2,40%	3,54%	5,89%	7,53%	6,13%	8,09%	11,40%	13,33%	6,11%	8,92%	8,46%	5,87%	5,44%	3,24%	3,05%
Thüringen	2,44%	0,00%	1,96%	0,91%	0,69%	0,62%	1,30%	1,55%	1,44%	1,93%	1,70%	2,03%	3,02%	4,55%	4,33%	4,16%	5,81%	6,03%	2,94%	4,92%	4,75%	3,88%	3,15%	1,97%	1,83%

Quelle: BNetzA 2024d

Tabelle 30: Zubau von installierter Leistung nach Standort und Jahr der Inbetriebnahme in MW (kumuliert)

Bundesland	Vor 2000	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
keine Angabe		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Brandenburg	1	1	2	3	3	7	13	22	41	77	256	660	1647	2559	2744	2872	3018	3219	3388	3713	4017	4459	4810	5638	6616
Berlin	1	2	3	3	4	4	5	6	8	12	24	38	51	63	69	80	85	89	99	107	118	138	164	198	283
Baden-Württemberg	5	13	38	66	106	229	424	617	876	1271	1899	2919	3796	4380	4726	4972	5133	5276	5482	5791	6234	6854	7480	8297	10257
Bayern	9	23	62	114	187	498	894	1188	1645	2342	4065	6474	8309	9696	10533	10937	11233	11476	11889	12569	13543	14896	16457	18618	22463
Bremen	0	0	0	1	1	1	1	2	3	4	6	14	23	30	33	37	39	40	41	43	47	51	59	66	97
Hessen	2	5	9	12	18	51	100	155	235	348	551	890	1233	1509	1664	1751	1808	1859	1929	2043	2206	2435	2679	3063	3769
Hamburg	1	2	2	2	2	2	3	4	5	6	9	14	24	30	33	35	36	38	40	44	49	59	68	81	129
Mecklenburg-Vorpommern	1	1	3	4	5	9	15	20	29	48	109	266	557	973	1186	1283	1389	1523	1675	1893	2123	2488	3080	3376	3780
Niedersachsen	2	4	11	15	20	56	113	178	249	363	749	1538	2348	2995	3238	3370	3461	3538	3647	3838	4174	4586	5022	5642	7094
Nordrhein-Westfalen	13	20	34	46	58	125	213	301	425	625	1122	2019	2941	3649	3997	4188	4322	4464	4644	4927	5415	6020	6658	7613	9825
Rheinland-Pfalz	2	3	6	9	14	36	83	140	216	342	532	895	1255	1566	1745	1844	1920	2018	2093	2200	2342	2528	2799	3156	4131
Schleswig-Holstein	1	2	3	4	5	19	45	72	114	176	361	757	1106	1356	1429	1472	1499	1530	1566	1661	1785	1912	2098	2375	3000
Saarland	1	1	2	2	3	12	20	27	45	68	105	171	236	318	374	403	413	426	453	469	491	530	607	707	864
Sachsen	1	1	2	3	4	16	36	53	99	185	320	578	942	1354	1497	1565	1617	1687	1751	1941	2184	2431	2629	2880	3521
Sachsen-Anhalt	0	0	1	2	2	11	18	27	49	99	206	473	941	1455	1647	1789	1950	2149	2251	2514	2854	3158	3468	3712	4165
Thüringen	1	1	3	3	4	8	20	34	52	90	165	319	558	869	1004	1077	1159	1249	1299	1443	1635	1834	2014	2162	2434
Ausschließliche Wirtschaftszone		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Gesamt	41	79	181	290	434	1.084	2.005	2.844	4.090	6.058	10.483	18.024	25.967	32.801	35.918	37.673	39.084	40.579	42.246	45.196	49.216	54.378	60.093	67.585	82.429
keine Angabe	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Brandenburg	2,44%	1,08%	1,16%	0,94%	0,79%	0,63%	0,67%	0,77%	0,99%	1,28%	2,44%	3,66%	6,34%	7,80%	7,64%	7,62%	7,72%	7,93%	8,02%	8,22%	8,16%	8,20%	8,00%	8,34%	8,03%
Berlin	2,44%	2,28%	1,50%	1,12%	0,81%	0,39%	0,25%	0,22%	0,19%	0,19%	0,23%	0,21%	0,20%	0,19%	0,19%	0,21%	0,22%	0,22%	0,23%	0,24%	0,24%	0,25%	0,27%	0,29%	0,34%

Bundesland	Vor 2000	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Baden-Württemberg	12,20%	16,48%	20,87%	22,83%	24,41%	21,15%	21,15%	21,68%	21,43%	20,97%	18,12%	16,20%	14,62%	13,35%	13,16%	13,20%	13,13%	13,00%	12,98%	12,81%	12,67%	12,60%	12,45%	12,28%	12,44%
Bayern	21,95%	29,44%	34,44%	39,21%	43,05%	45,97%	44,58%	41,77%	40,22%	38,66%	38,77%	35,92%	32,00%	29,56%	29,32%	29,03%	28,74%	28,28%	28,14%	27,81%	27,52%	27,39%	27,39%	27,55%	27,25%
Bremen	0,00%	0,43%	0,27%	0,21%	0,16%	0,09%	0,07%	0,07%	0,06%	0,07%	0,06%	0,08%	0,09%	0,09%	0,09%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0,10%	0,09%	0,10%	0,10%	0,12%
Hessen	4,88%	5,84%	4,87%	4,30%	4,10%	4,70%	4,99%	5,44%	5,74%	5,75%	5,26%	4,94%	4,75%	4,60%	4,63%	4,65%	4,63%	4,58%	4,57%	4,52%	4,48%	4,48%	4,46%	4,53%	4,57%
Hamburg	2,44%	1,97%	0,99%	0,67%	0,48%	0,23%	0,15%	0,14%	0,11%	0,10%	0,09%	0,08%	0,09%	0,09%	0,09%	0,09%	0,09%	0,09%	0,10%	0,10%	0,10%	0,11%	0,11%	0,12%	0,16%
Mecklenburg-Vorpommern	2,44%	0,94%	1,54%	1,46%	1,11%	0,80%	0,75%	0,71%	0,72%	0,80%	1,04%	1,48%	2,14%	2,97%	3,30%	3,40%	3,55%	3,75%	3,97%	4,19%	4,31%	4,58%	5,12%	4,99%	4,59%
Niedersachsen	4,88%	5,09%	5,90%	5,28%	4,68%	5,13%	5,66%	6,25%	6,08%	5,99%	7,15%	8,53%	9,04%	9,13%	9,01%	8,95%	8,85%	8,72%	8,63%	8,49%	8,48%	8,43%	8,36%	8,35%	8,61%
Nordrhein-Westfalen	31,71%	25,57%	18,85%	15,93%	13,25%	11,53%	10,63%	10,58%	10,40%	10,32%	10,71%	11,20%	11,33%	11,12%	11,13%	11,12%	11,06%	11,00%	10,99%	10,90%	11,00%	11,07%	11,08%	11,26%	11,92%
Rheinland-Pfalz	4,88%	3,50%	3,32%	3,04%	3,12%	3,36%	4,12%	4,92%	5,28%	5,64%	5,08%	4,97%	4,83%	4,77%	4,86%	4,89%	4,91%	4,97%	4,95%	4,87%	4,76%	4,65%	4,66%	4,67%	5,01%
Schleswig-Holstein	2,44%	2,39%	1,72%	1,34%	1,08%	1,75%	2,24%	2,52%	2,79%	2,90%	3,45%	4,20%	4,26%	4,13%	3,98%	3,91%	3,83%	3,77%	3,71%	3,68%	3,63%	3,52%	3,49%	3,51%	3,64%
Saarland	2,44%	1,56%	1,11%	0,80%	0,59%	1,14%	1,01%	0,95%	1,09%	1,13%	1,01%	0,95%	0,91%	0,97%	1,04%	1,07%	1,06%	1,05%	1,07%	1,04%	1,00%	0,97%	1,01%	1,05%	1,05%
Sachsen	2,44%	1,37%	1,33%	1,13%	0,91%	1,44%	1,81%	1,87%	2,42%	3,06%	3,06%	3,20%	3,63%	4,13%	4,17%	4,15%	4,14%	4,16%	4,14%	4,30%	4,44%	4,47%	4,38%	4,26%	4,27%
Sachsen-Anhalt	0,00%	0,60%	0,62%	0,59%	0,51%	0,99%	0,92%	0,95%	1,19%	1,64%	1,96%	2,62%	3,62%	4,44%	4,58%	4,75%	4,99%	5,30%	5,33%	5,56%	5,80%	5,81%	5,77%	5,49%	5,05%
Thüringen	2,44%	1,46%	1,49%	1,15%	0,94%	0,72%	1,01%	1,18%	1,27%	1,49%	1,58%	1,77%	2,15%	2,65%	2,80%	2,86%	2,97%	3,08%	3,07%	3,19%	3,32%	3,37%	3,35%	3,20%	2,95%

Quelle: BNetzA 2024d

A.4 Entwicklung Zubau nach Ausrichtung

Tabelle 31: Zubau von installierten Anlagen nach verschiedenen Ausrichtungen und Jahr der Inbetriebnahme

Jahr	k.A.	Nord	Nord-Ost	Ost	Süd-Ost	Süd	Süd-West	West	Nord-West	Ost-West	nach geführt	Gesamt
Vor 2000	190	22	20	128	1.183	5.889	1.899	293	24	120	18	9.786
2000	132	16	9	70	1.108	5.747	1.756	269	8	54	14	9.183
2001	301	31	41	229	2.577	13.944	3.825	675	39	120	34	21.816
2002	352	17	24	167	2.195	11.749	3.074	425	22	89	35	18.149
2003	275	13	23	144	2.263	13.098	3.400	426	14	91	26	19.773
2004	676	33	35	346	5.796	30.329	8.237	1063	49	297	71	46.932
2005	1.044	39	75	574	8.498	42.197	11.997	1546	64	444	392	66.870
2006	1.021	54	70	566	8.135	39.173	12.116	1494	60	502	268	63.459
2007	1.195	79	106	867	10.160	46.253	14.654	2095	83	676	240	76.408
2008	1.884	135	160	1.442	15.541	68.314	22.091	3468	173	1236	448	114.892
2009	2.915	269	318	3.033	24.850	104.457	35.058	6942	312	3041	238	181.433
2010	4.608	524	584	5.266	35.272	141.247	50.699	11683	538	5492	573	256.486
2011	4.377	751	820	7.283	36.687	133.824	52.369	14172	792	7088	221	258.384
2012	2.927	701	718	5.726	24.845	84.246	35.596	10624	666	6608	126	172.783
2013	1.938	531	607	4.529	16.601	55.475	24.603	7628	504	6270	106	118.792
2014	1.159	396	378	3.021	9.759	33.072	14.170	4716	306	4857	75	71.909

Jahr	k.A.	Nord	Nord-Ost	Ost	Süd-Ost	Süd	Süd-West	West	Nord-West	Ost-West	nach geführt	Gesamt
2015	755	256	294	1.991	6.452	21.457	9.453	3162	251	3457	38	47.566
2016	747	269	335	2.210	6.823	22.648	10.034	3380	247	3895	64	50.652
2017	934	346	378	2.960	9.228	29.217	13.051	4381	326	4880	98	65.799
2018	870	493	577	3.821	10.331	32.712	14.541	5672	451	5696	96	75.260
2019	871	858	875	7.472	15.098	47.760	21.000	9938	693	7733	93	112.391
2020	1.335	1.289	1.518	10.478	24.371	79.445	34.166	14621	1109	19658	99	188.089
2021	2.376	1.764	2.144	12.884	29.785	98.139	42.967	17479	1765	25700	151	235.154
2022	8.089	2.365	3.424	21.551	46.638	175.363	69.558	28030	3098	34906	352	393.374
2023	14.149	7.154	10.638	59.818	121.576	471.196	189.420	72.448	9.480	90.921	951	1.047.751
Gesamt	40.288	11.034	13.337	95.495	350.326	1.320.394	503.412	152.733	11.407	141.125	3.843	3.723.091

Quelle: BNetzA 2024d

Tabelle 32: Zubau von installierten Anlagen nach verschiedenen Ausrichtungen und Jahr der Inbetriebnahme in Prozent

Jahr	k.A.	Nord	Nord-Ost	Ost	Süd-Ost	Süd	Süd-West	West	Nord-West	Ost-West	nach geführt	Gesamt
Vor 2000	1,94%	0,22%	0,20%	1,31%	12,09%	60,18%	19,41%	2,99%	0,25%	1,23%	0,18%	100%
2000	1,44%	0,17%	0,10%	0,76%	12,07%	62,58%	19,12%	2,93%	0,09%	0,59%	0,15%	100%
2001	1,38%	0,14%	0,19%	1,05%	11,81%	63,92%	17,53%	3,09%	0,18%	0,55%	0,16%	100%
2002	1,94%	0,09%	0,13%	0,92%	12,09%	64,74%	16,94%	2,34%	0,12%	0,49%	0,19%	100%

Jahr	k.A.	Nord	Nord-Ost	Ost	Süd-Ost	Süd	Süd-West	West	Nord-West	Ost-West	nach geführt	Gesamt
2003	1,39%	0,07%	0,12%	0,73%	11,44%	66,24%	17,20%	2,15%	0,07%	0,46%	0,13%	100%
2004	1,44%	0,07%	0,07%	0,74%	12,35%	64,62%	17,55%	2,26%	0,10%	0,63%	0,15%	100%
2005	1,56%	0,06%	0,11%	0,86%	12,71%	63,10%	17,94%	2,31%	0,10%	0,66%	0,59%	100%
2006	1,61%	0,09%	0,11%	0,89%	12,82%	61,73%	19,09%	2,35%	0,09%	0,79%	0,42%	100%
2007	1,56%	0,10%	0,14%	1,13%	13,30%	60,53%	19,18%	2,74%	0,11%	0,88%	0,31%	100%
2008	1,64%	0,12%	0,14%	1,26%	13,53%	59,46%	19,23%	3,02%	0,15%	1,08%	0,39%	100%
2009	1,61%	0,15%	0,18%	1,67%	13,70%	57,57%	19,32%	3,83%	0,17%	1,68%	0,13%	100%
2010	1,80%	0,20%	0,23%	2,05%	13,75%	55,07%	19,77%	4,56%	0,21%	2,14%	0,22%	100%
2011	1,69%	0,29%	0,32%	2,82%	14,20%	51,79%	20,27%	5,48%	0,31%	2,74%	0,09%	100%
2012	1,69%	0,41%	0,42%	3,31%	14,38%	48,76%	20,60%	6,15%	0,39%	3,82%	0,07%	100%
2013	1,63%	0,45%	0,51%	3,81%	13,97%	46,70%	20,71%	6,42%	0,42%	5,28%	0,09%	100%
2014	1,61%	0,55%	0,53%	4,20%	13,57%	45,99%	19,71%	6,56%	0,43%	6,75%	0,10%	100%
2015	1,59%	0,54%	0,62%	4,19%	13,56%	45,11%	19,87%	6,65%	0,53%	7,27%	0,08%	100%
2016	1,47%	0,53%	0,66%	4,36%	13,47%	44,71%	19,81%	6,67%	0,49%	7,69%	0,13%	100%
2017	1,42%	0,53%	0,57%	4,50%	14,02%	44,40%	19,83%	6,66%	0,50%	7,42%	0,15%	100%
2018	1,16%	0,66%	0,77%	5,08%	13,73%	43,47%	19,32%	7,54%	0,60%	7,57%	0,13%	100%
2019	0,77%	0,76%	0,78%	6,65%	13,43%	42,49%	18,68%	8,84%	0,62%	6,88%	0,08%	100%

Jahr	k.A.	Nord	Nord-Ost	Ost	Süd-Ost	Süd	Süd-West	West	Nord-West	Ost-West	nach geführt	Gesamt
2020	0,71%	0,69%	0,81%	5,57%	12,96%	42,24%	18,16%	7,77%	0,59%	10,45%	0,05%	100%
2021	1,01%	0,75%	0,91%	5,48%	12,67%	41,73%	18,27%	7,43%	0,75%	10,93%	0,06%	100%
2022	2,06%	0,60%	0,87%	5,48%	11,86%	44,58%	17,68%	7,13%	0,79%	8,87%	0,09%	100%
2023	1,35%	0,68%	1,02%	5,71%	11,60%	44,97%	18,08%	6,91%	0,90%	8,68%	0,09%	100%

Quelle: BNetzA 2024d

Tabelle 33: Zubau von installierter Leistung nach verschiedenen Ausrichtungen und Jahr der Inbetriebnahme in MW

Jahr	k.A.	Nord	Nord-Ost	Ost	Süd-Ost	Süd	Süd-West	West	Nord-West	Ost-West	nach geführt	Gesamt
Vor 2000	1	0,1	0,1	0,7	4,9	25,8	6,9	1,0	0,2	0,9	0,1	42
2000	0,5	0,1	0,3	0,3	4,9	23,8	6,7	0,8	0,0	0,4	0,1	38
2001	1,7	0,2	0,1	0,9	12,8	66,2	15,9	2,7	0,2	0,7	0,2	102
2002	2,5	0,1	0,9	0,8	12,3	74,1	15,1	2,1	0,1	0,7	0,4	109
2003	2,5	0,2	0,1	1,0	16,5	99,0	21,4	2,5	0,1	0,5	0,2	144
2004	11,0	0,5	0,4	3,6	78,1	427,3	101,0	11,1	0,7	4,8	11,8	650
2005	17,1	0,7	0,8	7,4	112,3	597,3	149,3	16,0	0,9	7,4	11,6	921
2006	17,0	1,1	0,8	6,4	103,7	534,2	143,6	16,5	1,3	9,8	4,7	839
2007	22,0	1,4	1,6	13,2	159,7	792,4	198,7	28,5	1,3	16,3	10,1	1.245
2008	35,2	5,5	2,7	24,8	262,7	1.224,0	308,7	53,9	3,3	34,2	13,6	1.969
2009	86,3	8,3	8,9	71,9	496,1	2.787,8	666,5	148,7	9,2	119,0	22,1	4.425
2010	200,9	21,2	16,8	141,6	801,6	4.661,9	1.105,5	283,3	13,9	262,4	32,5	7.542

Jahr	k.A.	Nord	Nord-Ost	Ost	Süd-Ost	Süd	Süd-West	West	Nord-West	Ost-West	nach geführt	Gesamt
2011	151,8	29,7	27,0	193,8	786,9	4.926,7	1.146,2	322,8	19,1	321,7	17,2	7.943
2012	137,0	35,0	22,4	156,2	668,0	4.434,6	780,2	253,5	19,9	321,2	5,8	6.834
2013	79,4	22,8	13,9	96,4	315,0	1.827,6	401,4	135,9	11,3	211,0	2,0	3.117
2014	36,6	24,2	9,6	67,9	153,0	992,5	231,5	88,3	6,9	141,3	3,4	1.755
2015	29,9	9,5	7,8	50,2	120,2	867,2	143,5	61,7	10,4	110,0	1,1	1.411
2016	35,9	8,5	8,7	54,9	130,9	852,1	180,7	73,6	5,9	142,4	1,0	1.495
2017	22,6	14,6	10,6	70,4	158,7	921,4	211,3	89,7	10,0	155,1	2,9	1.667
2018	40,5	27,9	32,2	157,1	290,6	1.484,2	393,4	197,4	28,5	292,8	5,2	2.950
2019	56,9	60,5	55,4	333,6	402,2	1.818,4	512,7	354,4	43,5	377,4	5,6	4.021
2020	53,1	58,3	63,7	250,3	506,3	2.483,7	593,5	324,4	40,9	783,0	4,4	5.162
2021	101,1	54,2	51,0	234,2	436,6	3.097,2	639,2	286,6	34,7	767,9	12,1	5.715
2022	132,0	61,1	55,4	325,0	594,8	4.019,3	814,7	374,3	52,0	1.040,1	23,7	7.492
2023	277,7	131,9	168,2	846,0	1.421,2	6.934,9	1.780,4	868,4	132,4	2.266,6	15,6	14.843
Gesamt	1.552	578	559	3.108	8.050	45.974	10.568	3.998	447	7.388	207	82.429

Quelle: BNetzA 2024d

Tabelle 34: Zubau von installierter Leistung in MW nach verschiedenen Ausrichtungen und Jahr der Inbetriebnahme in Prozent

Jahr	k.A.	Nord	Nord-Ost	Ost	Süd-Ost	Süd	Süd-West	West	Nord-West	Ost-West	nach geführt	Gesamt
Vor 2000	1,88%	0,32%	0,31%	1,62%	11,84%	62,20%	16,50%	2,51%	0,44%	2,21%	0,18%	100%
2000	1,23%	0,31%	0,80%	0,79%	12,98%	62,79%	17,60%	2,23%	0,06%	1,07%	0,15%	100%
2001	1,66%	0,20%	0,14%	0,85%	12,64%	65,14%	15,69%	2,61%	0,19%	0,70%	0,18%	100%

Jahr	k.A.	Nord	Nord-Ost	Ost	Süd-Ost	Süd	Süd-West	West	Nord-West	Ost-West	nach geführt	Gesamt
2002	2,34%	0,06%	0,78%	0,76%	11,26%	67,93%	13,82%	1,93%	0,11%	0,63%	0,38%	100%
2003	1,75%	0,11%	0,07%	0,67%	11,48%	68,80%	14,86%	1,71%	0,05%	0,37%	0,13%	100%
2004	1,69%	0,07%	0,05%	0,55%	12,02%	65,72%	15,54%	1,70%	0,10%	0,74%	1,81%	100%
2005	1,86%	0,08%	0,09%	0,80%	12,19%	64,86%	16,21%	1,74%	0,10%	0,81%	1,26%	100%
2006	2,02%	0,14%	0,09%	0,76%	12,36%	63,66%	17,11%	1,97%	0,15%	1,17%	0,57%	100%
2007	1,76%	0,11%	0,13%	1,06%	12,82%	63,64%	15,96%	2,29%	0,11%	1,31%	0,81%	100%
2008	1,79%	0,28%	0,14%	1,26%	13,34%	62,18%	15,68%	2,74%	0,17%	1,73%	0,69%	100%
2009	1,95%	0,19%	0,20%	1,62%	11,21%	63,00%	15,06%	3,36%	0,21%	2,69%	0,50%	100%
2010	2,66%	0,28%	0,22%	1,88%	10,63%	61,82%	14,66%	3,76%	0,18%	3,48%	0,43%	100%
2011	1,91%	0,37%	0,34%	2,44%	9,91%	62,03%	14,43%	4,06%	0,24%	4,05%	0,22%	100%
2012	2,00%	0,51%	0,33%	2,29%	9,77%	64,89%	11,42%	3,71%	0,29%	4,70%	0,08%	100%
2013	2,55%	0,73%	0,45%	3,09%	10,11%	58,64%	12,88%	4,36%	0,36%	6,77%	0,06%	100%
2014	2,08%	1,38%	0,55%	3,87%	8,72%	56,55%	13,19%	5,03%	0,39%	8,05%	0,19%	100%
2015	2,12%	0,67%	0,55%	3,55%	8,52%	61,44%	10,17%	4,37%	0,74%	7,79%	0,08%	100%
2016	2,40%	0,57%	0,58%	3,67%	8,76%	57,02%	12,09%	4,92%	0,40%	9,53%	0,06%	100%
2017	1,36%	0,88%	0,63%	4,22%	9,52%	55,26%	12,68%	5,38%	0,60%	9,31%	0,17%	100%
2018	1,37%	0,95%	1,09%	5,32%	9,85%	50,32%	13,34%	6,69%	0,97%	9,93%	0,18%	100%
2019	1,42%	1,50%	1,38%	8,30%	10,00%	45,23%	12,75%	8,81%	1,08%	9,39%	0,14%	100%
2020	1,03%	1,13%	1,23%	4,85%	9,81%	48,12%	11,50%	6,28%	0,79%	15,17%	0,09%	100%
2021	1,77%	0,95%	0,89%	4,10%	7,64%	54,20%	11,19%	5,01%	0,61%	13,44%	0,21%	100%
2022	1,76%	0,82%	0,74%	4,34%	7,94%	53,64%	10,87%	5,00%	0,69%	13,88%	0,32%	100%

Jahr	k.A.	Nord	Nord-Ost	Ost	Süd-Ost	Süd	Süd-West	West	Nord-West	Ost-West	nach geführt	Gesamt
2023	1,87%	0,89%	1,13%	5,70%	9,57%	46,72%	11,99%	5,85%	0,89%	15,27%	0,11%	100%

Quelle: BNetzA 2024d

A.5 Entwicklung Zubau nach Neigungswinkel

Tabelle 35: Zubau von installierten Anlagen nach verschiedenen Neigungswinkeln und Jahr der Inbetriebnahme

Jahr	k.A.	Nach geführt	< 20 Grad	20 - 40 Grad	40 - 60 Grad	> 60 Grad	Fassaden integriert	Gesamt	k.A.	Nach geführt	< 20 Grad	20 - 40 Grad	40 - 60 Grad	> 60 Grad	Fassaden integriert
Vor 2000	296	43	569	5.105	3.055	103	114	9.285	3,19%	0,46%	6,13%	54,98%	32,90%	1,11%	1,23%
2000	241	31	523	5.563	2.658	58	108	9.182	2,62%	0,34%	5,70%	60,59%	28,95%	0,63%	1,18%
2001	540	82	1.490	13.693	5.667	113	228	21.813	2,48%	0,38%	6,83%	62,77%	25,98%	0,52%	1,05%
2002	515	73	1.570	11.705	4.014	92	178	18.147	2,84%	0,40%	8,65%	64,50%	22,12%	0,51%	0,98%
2003	479	56	2.120	12.569	4.275	100	166	19.765	2,42%	0,28%	10,73%	63,59%	21,63%	0,51%	0,84%
2004	1.145	153	5.444	29.385	10.214	205	381	46.927	2,44%	0,33%	11,60%	62,62%	21,77%	0,44%	0,81%
2005	1.768	826	7.220	41.120	15.069	312	551	66.866	2,64%	1,24%	10,80%	61,50%	22,54%	0,47%	0,82%
2006	1.779	537	6.340	38.540	15.292	345	623	63.456	2,80%	0,85%	9,99%	60,73%	24,10%	0,54%	0,98%
2007	2.067	444	9.160	45.859	17.744	384	741	76.399	2,71%	0,58%	11,99%	60,03%	23,23%	0,50%	0,97%
2008	3.210	642	14.507	68.713	26.239	526	1.047	114.884	2,79%	0,56%	12,63%	59,81%	22,84%	0,46%	0,91%
2009	4.854	583	25.709	108.548	39.485	761	1.483	181.423	2,68%	0,32%	14,17%	59,83%	21,76%	0,42%	0,82%
2010	7.607	1.231	41.794	146.260	55.972	1.299	2.306	256.469	2,97%	0,48%	16,30%	57,03%	21,82%	0,51%	0,90%
2011	7.333	789	42.014	144.706	59.870	1.355	2.304	258.371	2,84%	0,31%	16,26%	56,01%	23,17%	0,52%	0,89%
2012	4.980	562	28.559	93.784	42.086	1.097	1.699	172.767	2,88%	0,33%	16,53%	54,28%	24,36%	0,63%	0,98%

2013	3.345	412	18.344	62.580	32.005	800	1.259	118.745	2,82%	0,35%	15,45%	52,70%	26,95%	0,67%	1,06%
2014	1.934	244	12.942	37.354	18.096	517	784	71.871	2,69%	0,34%	18,01%	51,97%	25,18%	0,72%	1,09%
2015	1.292	174	8.685	24.672	11.911	311	509	47.554	2,72%	0,37%	18,26%	51,88%	25,05%	0,65%	1,07%
2016	1.283	172	9.388	26.244	12.690	370	482	50.629	2,53%	0,34%	18,54%	51,84%	25,06%	0,73%	0,95%
2017	1.522	242	12.864	34.169	15.870	453	658	65.778	2,31%	0,37%	19,56%	51,95%	24,13%	0,69%	1,00%
2018	1.550	199	17.456	38.385	16.536	484	586	75.196	2,06%	0,26%	23,21%	51,05%	21,99%	0,64%	0,78%
2019	1.357	159	26.790	58.392	21.913	392	460	109.463	1,24%	0,15%	24,47%	53,34%	20,02%	0,36%	0,42%
2020	2.054	176	38.197	100.807	37.926	536	511	180.207	1,14%	0,10%	21,20%	55,94%	21,05%	0,30%	0,28%
2021	3.233	248	42.441	124.963	47.597	642	589	219.713	1,47%	0,11%	19,32%	56,88%	21,66%	0,29%	0,27%
2022	9.349	358	51.268	169.324	74.270	1.033	842	306.444	3,05%	0,12%	16,73%	55,25%	24,24%	0,34%	0,27%
2023	15.089	797	121.920	426.279	180.968	2.184	2.426	749.663	2,01%	0,11%	16,26%	56,86%	24,14%	0,29%	0,32%
Gesamt	78.822	9.233	547.314	1.868.719	771.422	14.472	21.035	2.643.394							

Auswertung ohne steckerfertige Anlagen und Anlagen bis 2 kW mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2019.

Quelle: BNetzA 2024d

Tabelle 36: Zubau von installierter Leistung nach verschiedenen Neigungswinkeln und Jahr der Inbetriebnahme in MW

Jahr	k.A.	Nach geführt	< 20 Grad	20 - 40 Grad	40 - 60 Grad	> 60 Grad	Fassaden integriert	Gesamt	k.A.	Nach geführt	< 20 Grad	20 - 40 Grad	40 - 60 Grad	> 60 Grad	Fassaden integriert
Vor 2000	1,3	0,2	4,4	24,4	10,0	0,3	0,6	41	3,06%	0,46%	10,78%	59,22%	24,26%	0,84%	1,38%
2000	0,9	0,1	4,2	23,1	9,0	0,2	0,5	38	2,29%	0,28%	10,96%	60,97%	23,68%	0,42%	1,41%
2001	2,7	0,4	12,2	64,6	20,2	0,4	1,1	102	2,63%	0,43%	12,01%	63,59%	19,90%	0,36%	1,08%
2002	3,4	0,8	15,6	70,7	17,2	0,3	1,1	109	3,10%	0,74%	14,33%	64,75%	15,78%	0,28%	1,01%
2003	3,9	0,4	21,1	93,1	23,8	0,5	1,1	144	2,68%	0,28%	14,69%	64,70%	16,51%	0,38%	0,75%
2004	16,7	12,5	133,0	393,9	88,9	1,8	3,4	650	2,57%	1,92%	20,46%	60,58%	13,68%	0,27%	0,52%

2005	25,3	16,0	166,8	576,7	128,3	2,5	5,4	921	2,74%	1,74%	18,11%	62,62%	13,93%	0,27%	0,59%
2006	21,9	10,6	147,6	524,2	126,1	3,2	5,6	839	2,61%	1,26%	17,58%	62,46%	15,03%	0,38%	0,67%
2007	32,0	8,4	254,2	780,8	157,7	4,0	8,0	1.245	2,57%	0,67%	20,41%	62,71%	12,67%	0,32%	0,65%
2008	57,3	19,7	451,2	1.172,5	251,1	5,4	11,3	1.969	2,91%	1,00%	22,92%	59,56%	12,76%	0,28%	0,57%
2009	113,9	37,6	1.171,6	2.603,6	465,4	9,9	22,7	4.425	2,58%	0,85%	26,48%	58,84%	10,52%	0,22%	0,51%
2010	273,3	57,9	2.085,6	4.352,2	708,5	25,5	38,3	7.541	3,62%	0,77%	27,66%	57,71%	9,40%	0,34%	0,51%
2011	203,1	24,6	2.382,9	4.619,3	659,8	19,2	33,9	7.943	2,56%	0,31%	30,00%	58,16%	8,31%	0,24%	0,43%
2012	206,0	14,0	2.268,3	3.863,2	440,9	17,9	23,4	6.834	3,01%	0,21%	33,19%	56,53%	6,45%	0,26%	0,34%
2013	107,3	6,0	1.045,4	1.639,7	286,4	17,8	13,9	3.117	3,44%	0,19%	33,54%	52,61%	9,19%	0,57%	0,45%
2014	44,0	6,6	641,5	908,1	140,7	5,2	9,0	1.755	2,51%	0,37%	36,55%	51,74%	8,02%	0,30%	0,51%
2015	34,8	3,2	551,4	723,3	88,0	2,8	7,7	1.411	2,47%	0,23%	39,07%	51,25%	6,23%	0,20%	0,55%
2016	45,2	1,5	753,4	598,4	88,4	3,3	4,4	1.495	3,03%	0,10%	50,41%	40,04%	5,91%	0,22%	0,29%
2017	32,4	4,6	822,0	680,4	117,4	4,6	6,0	1.667	1,94%	0,27%	49,30%	40,81%	7,04%	0,28%	0,36%
2018	60,3	4,9	1.627,7	1.099,1	140,5	8,4	8,9	2.950	2,04%	0,17%	55,18%	37,26%	4,76%	0,28%	0,30%
2019	73,7	4,4	2.334,7	1.395,5	196,1	7,1	6,6	4.018	1,83%	0,11%	58,11%	34,73%	4,88%	0,18%	0,16%
2020	71,4	3,5	2.757,7	1.969,3	338,2	9,8	5,7	5.156	1,38%	0,07%	53,49%	38,20%	6,56%	0,19%	0,11%
2021	116,2	13,8	2.757,7	2.341,2	458,3	9,4	6,9	5.704	2,04%	0,24%	48,35%	41,05%	8,04%	0,16%	0,12%
2022	154,1	24,2	3.550,6	2.970,4	708,3	14,5	8,2	7.430	2,07%	0,33%	47,78%	39,98%	9,53%	0,20%	0,11%
2023	337,7	19,8	6.428,0	5.968,0	1.799,0	29,0	24,5	14.606	2,31%	0,14%	44,01%	40,86%	12,32%	0,20%	0,17%
Gesamt	2.039	296	32.389	39.456	7.468	203	258	82.108							

Auswertung ohne steckerfertige Anlagen und Anlagen bis 2 kW mit Inbetriebnahme ab dem Jahr 2019.

Quelle: BNetzA 2024d

A.6 Entwicklung Zubau Batteriespeicher

Tabelle 37: Zubau von installierten Anlagen (Speichern) nach Kapazitätskategorien und Jahr der Inbetriebnahme

Kapazitätskategorie	Vor 2014	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
$x \leq 5$ kWh	1.624	1.935	2.751	3.451	4.652	4.765	7.573	13.400	19.168	33.062	82.786
$5 < x \leq 10$ kWh	2.038	2.222	3.485	6.629	10.876	13.663	25.576	51.838	83.721	130.065	330.170
$10 < x \leq 20$ kWh	607	608	580	836	2.001	4.098	8.480	19.976	35.494	48.548	141.369
$20 < x \leq 30$ kWh	112	87	80	99	141	241	435	947	1.887	3.040	8.635
$30 < x \leq 100$ kWh	57	50	44	38	103	216	353	700	966	1.217	2.544
$100 < x \leq 500$ kWh	8	7	8	4	11	30	54	82	122	158	292
$500 < x < 1000$ kWh	1	0	0	0	1	2	4	5	4	17	11
$30 < x < 1000$ kWh	66	57	52	42	115	248	411	787	1.092	1.392	2.847
$x \geq 1000$ kWh	0	3	3	14	17	15	10	14	13	49	61
Gesamt	4.447	4.912	6.951	11.071	17.802	23.030	42.485	86.962	141.375	216.156	565.868
$x \leq 5$ kWh	36,52 %	39,39 %	39,58 %	31,17 %	26,13 %	20,69 %	17,83 %	15,41 %	13,56 %	15,30 %	14,63 %
$5 < x \leq 10$ kWh	45,83 %	45,24 %	50,14 %	59,88 %	61,09 %	59,33 %	60,20 %	59,61 %	59,22 %	60,17 %	58,35 %
$10 < x \leq 20$ kWh	13,65 %	12,38 %	8,34 %	7,55 %	11,24 %	17,79 %	19,96 %	22,97 %	25,11 %	22,46 %	24,98 %
$20 < x \leq 30$ kWh	2,52 %	1,77 %	1,15 %	0,89 %	0,79 %	1,05 %	1,02 %	1,09 %	1,33 %	1,41 %	1,53 %
$30 < x \leq 100$ kWh	1,28 %	1,02 %	0,63 %	0,34 %	0,58 %	0,94 %	0,83 %	0,80 %	0,68 %	0,56 %	0,45 %
$100 < x \leq 500$ kWh	0,18 %	0,14 %	0,12 %	0,04 %	0,06 %	0,13 %	0,13 %	0,09 %	0,09 %	0,07 %	0,05 %
$500 < x < 1000$ kWh	0,02 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,01 %	0,00 %	0,01 %	0,00 %
$30 < x < 1000$ kWh	1,48 %	1,16 %	0,75 %	0,38 %	0,65 %	1,08 %	0,97 %	0,90 %	0,77 %	0,64 %	0,50 %
$x \geq 1000$ kWh	0,00 %	0,06 %	0,04 %	0,13 %	0,10 %	0,07 %	0,02 %	0,02 %	0,01 %	0,02 %	0,01 %

Quelle: BNetzA 2024d

Tabelle 38: Zubau von installierten Anlagen (Speichern) nach Kapazitätskategorien und Jahr der Inbetriebnahme (kumuliert)

Kapazitäts-kategorie	Vor 2014	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
x <= 5 kWh	1.624	3.559	6.310	9.761	14.413	19.178	26.751	40.151	59.319	92.381	175.167
5 < x <= 10 kWh	2.038	4.260	7.745	14.374	25.250	38.913	64.489	116.327	200.048	330.113	660.283
10 < x <= 20 kWh	607	1.215	1.795	2.631	4.632	8.730	17.210	37.186	72.680	121.228	262.597
20 < x <= 30 kWh	112	199	279	378	519	760	1.195	2.142	4.029	7.069	15.704
30 < x <= 100 kWh	57	107	151	189	292	508	861	1.561	2.527	3.744	6.288
100 < x <= 500 kWh	8	15	23	27	38	68	122	204	326	484	776
500 < x < 1000 kWh	1	1	1	1	2	4	8	13	17	34	45
30 < x < 1000 kWh	66	123	175	217	332	580	991	1.778	2.870	4.262	7.109
x ≥ 1000 kWh	0	3	6	20	37	52	62	76	89	138	199
Gesamt	4.447	9.359	16.310	27.381	45.183	68.213	110.698	197.660	339.035	555.191	1.121.059
x <= 5 kWh	36,52 %	38,03 %	38,69 %	35,65 %	31,90 %	28,11 %	24,17 %	20,31 %	17,50 %	16,64 %	15,63%
5 < x <= 10 kWh	45,83 %	45,52 %	47,49 %	52,50 %	55,88 %	57,05 %	58,26 %	58,85 %	59,01 %	59,46 %	58,90%
10 < x <= 20 kWh	13,65 %	12,98 %	11,01 %	9,61%	10,25 %	12,80 %	15,55 %	18,81 %	21,44 %	21,84 %	23,42%
20 < x <= 30 kWh	2,52%	2,13%	1,71%	1,38%	1,15%	1,11%	1,08%	1,08%	1,19%	1,27%	1,40%
30 < x <= 100 kWh	1,28%	1,14%	0,93%	0,69%	0,65%	0,74%	0,78%	0,79%	0,75%	0,67%	0,56%
100 < x <= 500 kWh	0,18%	0,16%	0,14%	0,10%	0,08%	0,10%	0,11%	0,10%	0,10%	0,09%	0,07%
500 < x < 1000 kWh	0,02%	0,01%	0,01%	0,00%	0,00%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,01%	0,00%
30 < x < 1000 kWh	1,48%	1,31%	1,07%	0,79%	0,73%	0,85%	0,90%	0,90%	0,85%	0,77%	0,63%
x ≥ 1000 kWh	0,00%	0,03%	0,04%	0,07%	0,08%	0,08%	0,06%	0,04%	0,03%	0,02%	0,02%

Quelle: BNetzA 2024d

Tabelle 39: Zubau der installierten Speicherkapazität nach Kapazitätskategorien und Jahr der Inbetriebnahme in MWh

Kapazitäts-kategorie	Vor 2014	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
$x \leq 5$ kWh	6	7	10	13	19	20	33	59	87	156	385
$5 < x \leq 10$ kWh	15	17	26	49	84	105	193	399	657	1.067	2.738
$10 < x \leq 20$ kWh	8	8	8	11	27	53	109	257	449	615	1.777
$20 < x \leq 30$ kWh	3	2	2	3	4	6	11	23	45	72	202
$30 < x \leq 100$ kWh	3	2	2	2	5	10	18	34	46	59	124
$100 < x \leq 500$ kWh	1	1	1	1	3	5	10	14	23	28	52
$500 < x < 1000$ kWh	1	0	0	0	1	2	3	4	3	12	7
$30 < x < 1000$ kWh	5	3	4	3	9	17	30	52	71	99	182
$x \geq 1000$ kWh	0	8	10	130	97	194	81	92	47	483	337
Gesamt	38	46	60	209	239	395	457	883	1.356	2.492	5.622
$x \leq 5$ kWh	16,47%	15,26%	17,17%	6,43%	7,91%	5,03%	7,17%	6,72%	6,42%	6,27%	6,85%
$5 < x \leq 10$ kWh	40,17%	36,89%	43,74%	23,46%	35,02%	26,64%	42,31%	45,23%	48,45%	42,82%	48,70%
$10 < x \leq 20$ kWh	21,70%	18,25%	13,24%	5,40%	11,31%	13,47%	23,79%	29,10%	33,10%	24,67%	31,61%
$20 < x \leq 30$ kWh	7,46%	4,97%	3,65%	1,29%	1,56%	1,57%	2,39%	2,63%	3,32%	2,89%	3,60%
$30 < x \leq 100$ kWh	8,34%	5,24%	3,47%	0,91%	2,17%	2,62%	3,83%	3,84%	3,37%	2,36%	2,20%
$100 < x \leq 500$ kWh	3,94%	2,08%	2,48%	0,36%	1,18%	1,24%	2,18%	1,63%	1,69%	1,11%	0,92%
$500 < x < 1000$ kWh	1,92%	0,00%	0,00%	0,00%	0,35%	0,41%	0,56%	0,44%	0,20%	0,49%	0,12%
$30 < x < 1000$ kWh	14,20%	7,32%	5,95%	1,28%	3,70%	4,27%	6,57%	5,91%	5,26%	3,96%	3,24%
$x \geq 1000$ kWh	0,00%	17,31%	16,25%	62,14%	40,50%	49,02%	17,77%	10,41%	3,45%	19,39%	5,99%

Quelle: BNetzA 2024d

Tabelle 40: Zubau der installierten Speicherkapazität nach Kapazitätskategorien und Jahr der Inbetriebnahme in MWh (kumuliert)

Kapazitäts-kategorie	Vor 2014	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
$x \leq 5$ kWh	6	13	23	37	56	76	108	168	255	411	797
$5 < x \leq 10$ kWh	15	32	58	107	191	296	490	889	1.546	2.613	5.351
$10 < x \leq 20$ kWh	8	17	24	36	63	116	225	482	931	1.545	3.323
$20 < x \leq 30$ kWh	3	5	7	10	14	20	31	54	99	171	373
$30 < x \leq 100$ kWh	3	6	8	10	15	25	43	77	122	181	304
$100 < x \leq 500$ kWh	1	2	4	5	7	12	22	37	60	87	139
$500 < x < 1000$ kWh	1	1	1	1	2	3	6	10	12	25	31
$30 < x < 1000$ kWh	5	9	12	15	24	41	71	123	194	293	475
$x \geq 1000$ kWh	0	8	18	148	244	438	519	611	658	1.141	1.478
Gesamt	38	84	143	353	592	986	1.444	2.327	3.683	6.175	11.797
$x \leq 5$ kWh	16,47%	15,80%	16,37%	10,47%	9,44%	7,67%	7,51%	7,21%	6,92%	6,66%	6,75%
$5 < x \leq 10$ kWh	40,17%	38,37%	40,60%	30,44%	32,29%	30,03%	33,92%	38,21%	41,98%	42,32%	45,36%
$10 < x \leq 20$ kWh	21,70%	19,80%	17,07%	10,15%	10,62%	11,76%	15,57%	20,70%	25,27%	25,03%	28,16%
$20 < x \leq 30$ kWh	7,46%	6,09%	5,07%	2,83%	2,32%	2,02%	2,14%	2,33%	2,69%	2,77%	3,16%
$30 < x \leq 100$ kWh	8,34%	6,63%	5,32%	2,70%	2,49%	2,54%	2,95%	3,29%	3,32%	2,93%	2,58%
$100 < x \leq 500$ kWh	3,94%	2,91%	2,73%	1,33%	1,27%	1,26%	1,55%	1,58%	1,62%	1,41%	1,18%
$500 < x < 1000$ kWh	1,92%	0,87%	0,51%	0,21%	0,26%	0,32%	0,40%	0,41%	0,33%	0,40%	0,27%
$30 < x < 1000$ kWh	14,20%	10,41%	8,56%	4,24%	4,02%	4,12%	4,90%	5,28%	5,27%	4,74%	4,03%
$x \geq 1000$ kWh	0,00%	9,52%	12,32%	41,87%	41,32%	44,40%	35,97%	26,27%	17,87%	18,48%	12,53%

Quelle: BNetzA 2024d

A.7 Marktumfeld und Vermarktungsformen

Eine Übersicht von Institutionen und Organisationen, die Statistiken zum Zubau und Bestand von Photovoltaikanlagen außerhalb von Deutschland veröffentlichen, ist in Tabelle 41 zu finden.

Tabelle 41: Übersicht PV-Statistiken für Zubau und Bestand außerhalb von Deutschland

Institution/Organisation	Region	Link	Beschreibung
Australian PV Institute	Australia	pv-map.apvi.org.au	Ein von der Australian Renewable Energy Agency finanziertes Projekt, das eine Vielzahl an Daten veranschaulicht: PV-Installationen (monatlich), live PV Leistung, usw.
Eurostat	Europa	ec.europa.eu/eurostat/	Der <i>PV Status Report</i> wird jährlich veröffentlicht, zu finden unter: EU Science Hub >Research topic > Photovoltaics; der Report liefert einen Überblick über aktuelle Trends (Herstellung, Installationen und Märkte)
SolarPower Europe	Europa & Welt	solarpowereurope.org	Folgende Berichte sind veröffentlicht: <i>EU Market Outlook for Solar Power</i> ; <i>Global Market Outlook</i>
EIA	USA	eia.gov/electricity/annual	Der „Electricity Data Browser“ ist ein anpassbares Programm und der <i>Electric Power Annual</i> Bericht liefert ebenfalls eine Vielzahl an Datensätzen
IEA-PVPS	Welt	iea-pvps.org	IEA veröffentlicht nationale Erhebungsberichte für verschiedene Länder: China, Japan, Schweiz, usw., sowie den <i>Snapshot of global PV Markets</i> ; IEA veröffentlicht auch jährlich eine <i>Renewables</i> Analyse
IRENA	Welt	irena.org	IRENA veröffentlicht jährlich <i>Renewable Energy Capacity Statistics</i> und <i>Renewable Energy Statistics</i> ; Länderberichte und Analysen werden ebenfalls in unregelmäßigen Abständen veröffentlicht. Das Statistics Dashboard veröffentlicht Daten zu Kapazität, Stromerzeugung und Energiebilanzen

Tabelle 42: Entwicklung der Volumina der verschiedenen Vermarktungsformen von PV-Strom

Jahr	Einspeisevergütung	Direktvermarktung (Marktprämienmodell)	sonstige Direktvermarktung	Netzeinspeisung (Summe)
[-]	[GWh]	[GWh]	[GWh]	[GWh]
2000	61	-	-	61
2001	76	-	-	76
2002	162	-	-	162
2003	313	-	-	313
2004	557	-	-	557
2005	1.282	-	-	1.282
2006	2.220	-	-	2.220
2007	3.075	-	-	3.075
2008	4.420	-	-	4.420
2009	6.578	-	-	6.578
2010	11.683	-	0	11.683
2011	19.340	-	1	19.340
2012	24.369	1.025	1	25.394
2013	25.259	3.526	1	28.785
2014	27.548	5.444	3	32.995
2015	28.652	6.558	1	35.212
2016	26.699	7.785	6	34.490
2017	26.507	8.909	12	35.428
2018	29.116	11.668	22	40.806
2019	28.453	12.901	25	41.379
2020	29.555	15.363	106	45.024
2021	27.881	15.714	656	44.252
2022	30.926	19.517	2.612	53.055
2023	30.846	19.124	2.962	52.932

Quelle: 50Hertz et al. 2024a; AGEE-Stat 2023