

CLIMATE CHANGE

10/2020

Analyse der Stromeinspeisung ausgeförderter Photovoltaik- anlagen und Optionen einer rechtlichen Ausgestaltung des Weiterbetriebs

Weiterbetrieb ausgeförderter Photovoltaikanlagen –
Kurzgutachten

CLIMATE CHANGE 10/2020

Projektnummer 121293

UBA-FB000278

Analyse der Stromspeicherung ausgeförderter Photovoltaikanlagen und Optionen einer rechtlichen Ausgestaltung des Weiterbetriebs

Weiterbetrieb ausgeförderter Photovoltaikanlagen –
Kurzgutachten

von

Jochen Metzger, Tobias Kelm, Anna-Lena Fuchs
Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Stuttgart


Dr. Markus Kahles, Daniela Fietze
Stiftung Umweltenergierecht, Würzburg


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

 [/umweltbundesamt.de](https://www.facebook.com/umweltbundesamt.de)

 [/umweltbundesamt](https://twitter.com/umweltbundesamt)

Durchführung der Studie:

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

Stiftung Umweltenergierecht
Ludwigstraße 22
97070 Würzburg

Abschlussdatum:

Januar 2020

Redaktion:

Fachgebiet V 1.3 Erneuerbare Energien
Matthias Futterlieb

Publikationen als pdf:

<http://www.umweltbundesamt.de/publikationen>

ISSN 1862-4359

Dessau-Roßlau, Februar 2020

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

Kurzbeschreibung: Analyse der Stromeinspeisung ausgeförderter Photovoltaikanlagen und Optionen einer rechtlichen Ausgestaltung des Weiterbetriebs

Ab dem Jahr 2021 endet für die ersten Anlagen die Förderdauer des EEG. Bei vielen PV-Anlagen ist zu erwarten, dass diese umgerüstet werden und ein Teil des Stroms selbst verbraucht wird, bei einigen Anlagen wird jedoch die Volleinspeisung fortgeführt werden. Vor diesem Hintergrund besteht weiterhin die Notwendigkeit zur Netzeinspeisung von Strom aus PV-Weiterbetriebsanlagen, einerseits für Volleinspeiseanlagen, bei denen keine Möglichkeit zur Eigenversorgung besteht sowie andererseits für Überschussstrom bei Eigenversorgungsanlagen. Die derzeitige Regelung des EEG bietet als Möglichkeit zur Stromeinspeisung für Anlagen nach Förderende lediglich die Möglichkeit der sonstigen Direktvermarktung. Bei den ab 2021 in die Weiterbetriebsphase laufenden PV-Anlagen handelt es sich jedoch zu einem weit überwiegenden Anteil um sehr kleine bis kleine Anlagen, so dass es fraglich ist, ob die Direktvermarktung des eingespeisten Stroms wirtschaftlich darstellbar ist. Ziel der vorliegenden Kurzstudie ist es deswegen, die Wirtschaftlichkeit der sonstigen Direktvermarktung bei PV-Anlagen nach Förderende zu bewerten und Optionen einer möglichen vereinfachten Abnahmeregulierung für Strom aus diesen Anlagen zu entwickeln und zu analysieren. Dazu erfolgt zunächst eine quantitative Analyse der bis zum Jahr 2026 vom Förderende betroffenen Anlagen und deren Stromerzeugung bzw. -einspeisung. Daran anschließend wird die rechtliche Situation der Stromeinspeisung nach Förderende erörtert und es erfolgt eine Bewertung der wirtschaftlichen Randbedingungen der sonstigen Direktvermarktung. Basierend auf diesen Ergebnissen werden die derzeitigen Entscheidungsoptionen aus Sicht der Anlagenbetreiber verdeutlicht und es werden Varianten zur Ausgestaltung einer vereinfachten Stromabnahmeregulierung vorgestellt und bewertet. Abschließend wird die rechtliche Umsetzbarkeit einer Marktwertdurchleitung geprüft.

Abstract: Analysis of the electricity feed-in of PV-systems after the end of the subsidy period and options for a legal design

Beginning in 2021, the EEG funding period for the first renewable energy plants will end. It is to be expected, that on the one hand PV systems will be retrofitted to partly use electricity for self-consumption, on the other hand there will be PV systems without retrofit, where all of the produced electricity is supposed to be fed into the grid. This is why there will still be a need for grid feed-in of electricity from PV systems, on the one hand for systems without the possibility of self-consumption and on the other hand for excess electricity from self-consumption systems. For PV systems whose funding period has ended, the only option for electricity feed-in within the current EEG regulation is 'other direct marketing' (sonstige Direktvermarktung). However, the vast majority of PV systems reaching from 2021 onwards the continued operation phase are very small to small systems, so that it is questionable whether direct marketing of the produced electricity is economically feasible. The aim of this brief study is therefore to assess the economic viability of 'other direct marketing' for PV systems after the end of the subsidy period and to analyze options for a simplified feed-in regulation for these systems. To this end, a quantitative analysis of the plants affected by the end of funding until 2026 and their electricity feed-in is first carried out. Subsequently, the legal situation of the electricity feed-in after the end of the subsidy period is discussed and the economic boundary conditions of other direct marketing are assessed. Based on these results, the decision options from the point of view of the plant operators under the current regulation are clarified and options for the design of a simplified feed-in regulation are presented and evaluated. Finally, the legal feasibility of the transmission of market value is examined.

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis.....	8
Tabellenverzeichnis.....	8
Abkürzungsverzeichnis.....	9
Zusammenfassung.....	10
Summary.....	12
1 Einleitung.....	14
2 Stromerzeugung und Klimawirkung ausgeförderter PV-Anlagen.....	15
2.1 Quantifizierung eingespeister Strommengen.....	15
2.1.1 Anlagenleistung und Gesamtstromerzeugung.....	15
2.1.2 Annahmen zum Selbstverbrauch.....	17
2.1.3 Verteilung der Stromerzeugung auf Einspeisung und Selbstverbrauch.....	20
2.2 Klimarelevanz.....	22
3 Rechtliche Situation von PV-Kleinanlagen nach Förderende.....	24
3.1 Ausgangssituation: Pflicht zum Wechsel in die sonstige Direktvermarktung.....	24
3.2 Folgen eines fehlerhaften Wechsels in die sonstige Direktvermarktung.....	25
3.3 Folgen eines unterlassenen Wechsels in die sonstige Direktvermarktung.....	25
3.3.1 Vertragliches Recht auf Einspeisung durch Netznutzungsvertrag?.....	25
3.3.2 Gesetzliches Recht auf Einspeisung?.....	26
3.4 Rechtsfolgen einer unberechtigten Einspeisung nach Ablauf der Einspeisevergütung.....	27
3.4.1 Unberechtigte Einspeisung als Ordnungswidrigkeit?.....	27
3.4.2 Vertragliche Ansprüche des Netzbetreibers?.....	27
3.4.2.1 Anschlussstrennung durch den Netzbetreiber?.....	27
3.4.2.2 Schadensersatzanspruch des Netzbetreibers?.....	28
3.4.2.3 Ausgleichsenergiepflichtigkeit des Anlagenbetreibers?.....	28
3.4.3 Gesetzliche Ansprüche des Netzbetreibers?.....	28
3.4.3.1 Unterlassungsanspruch (§ 1004 BGB).....	29
3.4.3.2 Schadensersatzansprüche (§§ 280, 823 BGB).....	29
3.4.3.3 Bereicherungsrechtlicher Anspruch aufgrund unberechtigter Netznutzung (§ 812 Abs. 1 Satz 1 Alt. 2 BGB)?.....	30
3.5 Ergebnis.....	30
4 Randbedingungen der Stromvermarktung nach Förderende.....	32
4.1 Marktwert des eingespeisten Stroms.....	32
4.2 Wirtschaftlichkeit der Direktvermarktung bei Weiterbetriebsanlagen.....	34
4.2.1 Direktvermarktungs- und Weiterbetriebskosten.....	34

4.2.2	Einordnung der Vermarktungs- und Weiterbetriebskosten gegenüber dem PV-Marktwert.....	38
5	Optionen für den Umgang mit eingespeisten Strommengen nach Förderende	41
5.1	Entscheidungsoptionen der Anlagenbetreiber nach Förderende	41
5.2	Mögliche Ausgestaltungvarianten einer vereinfachten Abnahmeregelung zur Stromeinspeisung.....	42
5.3	Bewertung der Ausgestaltungvarianten einer vereinfachten Abnahmeregelung zur Stromeinspeisung.....	45
5.4	Rechtliche Umsetzbarkeit der Ausgestaltungsvariante „Durchleitung des Marktwerts“	48
5.4.1	Vereinbarkeit mit der EE-RL und der Strombinnenmarkt-VO	49
5.4.2	Vereinbarkeit mit dem Beihilferecht	50
5.4.3	Ergebnis.....	52
6	Fazit und Empfehlungen.....	53
7	Quellenverzeichnis	55

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Anzahl ausgeförderter PV-Anlagen nach Leistungsklassen und Beginn des Weiterbetriebs	15
Abbildung 2: Leistung ausgeförderter PV-Anlagen nach Leistungsklassen und Beginn des Weiterbetriebs sowie durchschnittliche Anlagengröße	16
Abbildung 3: Stromerzeugung der Weiterbetriebsanlagen im jeweiligen Betriebsjahr	17
Abbildung 4: Anteile der ausgeförderten PV-Anlagenleistung mit und ohne Selbstverbrauch	20
Abbildung 5: Angenommene Nutzung der Optionen zur Steigerung des Selbstverbrauchs als Anteil der insgesamt ausgeförderten PV-Anlagenleistung im jeweiligen Jahr*	21
Abbildung 6: Verteilung der Stromerzeugung der Weiterbetriebsanlagen auf Einspeisung und Selbstverbrauch	22
Abbildung 7: Bandbreite der vermiedenen CO ₂ -Emissionen im Zeitraum 2021 bis 2026 pro Jahr	23
Abbildung 8: Entwicklung des durchschnittlichen Börsenstrompreises sowie des Marktwerts von PV	33
Abbildung 9: Entwicklung des Marktwertfaktors von PV	33
Abbildung 10: Marktwertszenario für PV	34
Abbildung 11: Vermarktungskosten (bezogen auf die eingespeiste Strommenge) und Weiterbetriebskosten (anteilig bezogen auf die eingespeiste Strommenge) der Referenzanlagen in Abhängigkeit des Selbstverbrauchsanteils	39

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Annahmen zu Selbstverbrauchsanteilen des natürlichen Selbstverbrauchs	18
Tabelle 2: Annahmen zum Anteil der Selbstverbrauchsanlagen mit installiertem Speicher, sowie zum speicherbedingten, zusätzlichen Selbstverbrauch	19
Tabelle 3: Angenommene Spannbreite der Vermarktungsentgelte bezogen auf die eingespeiste Strommenge	36
Tabelle 4: Angenommene Spannbreite der spezifischen Kosten (bezogen auf die eingespeiste Strommenge) der Fernsteuerbarkeit	36
Tabelle 5: Spezifische Kosten (bezogen auf die eingespeiste Strommenge) der Viertelstundenmessung gemäß Preisobergrenzen nach § 31 Abs. 2 MsbG	37
Tabelle 6: Angenommene Spannbreite der Weiterbetriebskosten	38

Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BGB	Bürgerliches Gesetzbuch
BNetzA	Bundesnetzagentur
BKV	Bilanzkreisverantwortung
DV	Direktvermarktung
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
HKN	Herkunftsnachweis
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
PV	Photovoltaik
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
SV	Selbstverbrauch
THG	Treibhausgas
UEBLL	Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
WB	Weiterbetrieb

Zusammenfassung

Ab dem Jahr 2021 endet für die ersten Anlagen die Förderdauer des EEG. Bei vielen PV-Anlagen ist zu erwarten, dass diese umgerüstet werden und ein Teil des Stroms selbst verbraucht wird, bei einigen Anlagen wird jedoch die Volleinspeisung fortgeführt werden. Vor diesem Hintergrund besteht weiterhin die Notwendigkeit zur Netzeinspeisung von Strom aus PV-Weiterbetriebsanlagen: Einerseits für Volleinspeiseanlagen, bei denen keine Möglichkeit zur Eigenversorgung besteht, sowie andererseits für den Überschussstrom aus Eigenversorgungsanlagen. Die derzeitige Regelung des EEG bietet als einzige Möglichkeit zur Stromeinspeisung für Anlagen nach Förderende die sonstige Direktvermarktung. Bei den ab 2021 in die Weiterbetriebsphase laufenden PV-Anlagen handelt es sich jedoch zu einem weit überwiegenden Anteil um sehr kleine bis kleine Anlagen, so dass es fraglich ist, ob die Direktvermarktung des eingespeisten Stroms wirtschaftlich darstellbar ist.

Ziel der vorliegenden Kurzstudie ist es deswegen, die Wirtschaftlichkeit der sonstigen Direktvermarktung bei PV-Anlagen nach Förderende zu bewerten und Optionen einer möglichen vereinfachten Abnahmeregelung für diese Anlagen zu entwickeln und zu analysieren. Dazu erfolgt zunächst eine quantitative Analyse der bis zum Jahr 2026 vom Förderende betroffenen Anlagen und deren Stromerzeugung bzw. -einspeisung. Anschließend wird die rechtliche Situation der Stromeinspeisung nach Förderende erörtert und es erfolgt eine Bewertung der wirtschaftlichen Randbedingungen der sonstigen Direktvermarktung. Basierend auf diesen Ergebnissen werden die Entscheidungsoptionen aus Sicht der Anlagenbetreiber verdeutlicht und es werden Varianten zur Ausgestaltung einer vereinfachten Stromabnahmeregelung vorgestellt und bewertet. Abschließend wird die rechtliche Umsetzbarkeit einer Marktwertdurchleitung geprüft.

Hinsichtlich des Anlagenbestandes zeigt sich, dass gut 62 % der Anlagenleistung, für die bis zum Jahr 2024 der Weiterbetrieb beginnt, kleiner als 10 kW sind. Der Anteil der Anlagen zwischen 10 kW und 30 kW gewinnt ab dem Jahr 2024 an Bedeutung, derjenige von Anlagen über 30 kW ab 2025. Die durchschnittliche Anlagengröße der Weiterbetriebsanlagen steigt von 2021 bis 2024 von 3,9 kW auf 7,1 kW an. Entsprechend der Anlagenleistung steigt auch die prognostizierte Stromerzeugung der Weiterbetriebsanlagen von gut 50 GWh/a im Jahr 2021 auf gut 1.700 GWh/a im Jahr 2026 an. Im Verhältnis zur gesamten PV-Stromerzeugung im Jahr 2018 von knapp 45 TWh, die bis zum Jahr 2026 noch deutlich ansteigen dürfte, sind die Strommengen aus Weiterbetriebsanlagen damit vergleichsweise gering. Anhand getroffener Annahmen wird davon ausgegangen, dass rund drei Viertel der Strommengen weiterhin ins Netz eingespeist werden.

Die Analyse des rechtlichen Status quo der Stromeinspeisung ausgeförderter Anlagen zeigt, dass für Weiterbetriebsanlagen, die Strom ins Netz einspeisen, eine Pflicht zum Wechsel in die sonstige Direktvermarktung besteht. Der Wechsel muss daher aktiv vom Anlagenbetreiber vorgenommen werden. Findet kein Wechsel in die sonstige Direktvermarktung statt, geht das Recht auf Netzeinspeisung verloren. Falls Anlagenbetreiber ihren Strom trotzdem ungeregelt einspeisen, kann der Netzbetreiber unter Umständen allgemeine zivilrechtliche Schadensersatz- oder Unterlassungsansprüche geltend machen.

Die wirtschaftlichen Randbedingungen der sonstigen Direktvermarktung bestehen einerseits im Marktwert des eingespeisten Stroms und andererseits in den Kosten der Direktvermarktung. Gegenüber dem derzeitigen Marktwertniveau wird von einem Anstieg auf ca. 4,5 ct/kWh in den Jahren 2020 bis 2022 ausgegangen. Für Anlagen mit Selbstverbrauch wird ein um 5 % bis 10 % verringerter Marktwert angenommen. Die Kosten der Direktvermarktung setzen sich aus den Vermarktungsentgelten, den Kosten zur Herstellung der Fernsteuerbarkeit sowie den Kosten für die Viertelstundenmessung zusammen. Ausgehend von unterschiedlichen Anlagengrößen und

angenommenen Selbstverbrauchsanteilen ergeben sich für die spezifischen Kosten der Direktvermarktung Bandbreiten, die insbesondere bei den kleinen Anlagen, die in den ersten Jahren aus der Förderung laufen, oberhalb des erwarteten Marktwerts liegen. Die sonstige Direktvermarktung ist somit in vielen Fällen nicht kostendeckend. Dabei ist zu beachten, dass der Weiterbetrieb bei Volleinspeiseanlagen nicht durch vermiedene Strombezugskosten im Rahmen des Selbstverbrauchs finanziert werden kann, weshalb hier neben den Vermarktungskosten auch die Weiterbetriebskosten entscheidungsrelevant sind.

Betrachtet man vor diesem Hintergrund die gegenwärtigen Entscheidungsoptionen der Anlagenbetreiber, zeigt sich, dass einerseits ein hoher Anreiz zur Umrüstung der Anlagen auf Selbstverbrauch besteht und andererseits ein Anreiz besteht, über den Selbstverbrauch hinausgehende Strommengen abzuregeln. Bei Anlagen ohne die Möglichkeit eines signifikanten Selbstverbrauchs ist der Weiterbetrieb gefährdet. Aus diesem Grund werden verschiedene Möglichkeiten einer vereinfachten Abnahmeregulierung für Strom aus PV-Weiterbetriebsanlagen bewertet. Die untersuchte Bandbreite möglicher Regelungen liegt zwischen einer Vergütung oberhalb des PV-Marktwertes und einer Stromeinspeisung ohne Gegenleistung.

Da eine vereinfachte Abnahmeregulierung als Opportunität zu Vermarktungslösungen wirkt, verringert diese ggf. den wirtschaftlichen Spielraum für Vermarktungsangebote. Folglich ist zwischen der Marktintegration des Überschussstroms von Weiterbetriebsanlagen und dem Ziel, einen ausreichend großen Anreiz zur Stromeinspeisung bzw. zum Weiterbetrieb dieser Anlagen zu setzen, abzuwägen. Im Ergebnis wird die Durchleitung des Marktwerts als vereinfachte Abnahmeregulierung vorgeschlagen. Für Eigenversorgungsanlagen ist darüber hinaus denkbar, die Anlagenbetreiber über einen Abschlag an den Vermarktungskosten der Übertragungsnetzbetreiber zu beteiligen; dabei sollte jedoch ein ausreichender Anreiz zur Stromeinspeisung erhalten bleiben. Aus Sicht der Anlagenbetreiber weniger attraktive Lösungen führen eher zu einer Abregelung von Strom bzw. verhindern ggf. einen Weiterbetrieb, während es fraglich ist, ob der geschaffene Spielraum für Vermarktungslösungen ausreichen würde, um eine verbesserte Marktintegration zu bewirken. Durch Prozessstandardisierung und Kostensenkungen bei Digitaltechnik ist davon auszugehen, dass die Kosten der Direktvermarktung künftig weiter sinken. Vor diesem Hintergrund sollte eine vereinfachte Abnahmeregulierung regelmäßig überprüft werden und nur als Übergangslösung dienen, bis die Wirtschaftlichkeit der Direktvermarktung für die betreffenden Anlagen gegeben ist.

Eine vereinfachte Abnahmeregulierung für eingespeisten Strom könnte in Form eines Anspruchs für Betreiber ausgeförderter PV-Anlagen bis 100 kW¹ auf Durchleitung des Marktwerts innerhalb des EEG umgesetzt werden. Ein solcher Anspruch entspräche den hierfür maßgeblichen EU-Vorgaben der EE-RL sowie der Strombinnenmarkt-VO. Eine solche Regelung erscheint auch für den Fall, dass das EEG 2017 von der EU-Kommission weiterhin als Beihilfe eingestuft werden sollte, mit dem Beihilferecht vereinbar. Nach vorliegender Ansicht bestehen aufgrund der momentan unattraktiven wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in der sonstigen Direktvermarktung, der Beschränkung der Anschlussregelung auf die Höhe des Marktwerts sowie des Beitrags der Anlagen zur THG-Verminderung gute Argumente für eine beihilferechtliche Vereinbarkeit. Es verbleibt allerdings eine gewisse Restunsicherheit, da die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien eine Weiterförderung nach Ablauf des ursprünglichen Förderzeitraums eigentlich nicht vorsehen und die EU-Kommission letztendlich hierüber entscheidet. Zur weiteren beihilferechtlichen Absicherung erscheint es zudem ratsam, ein regelmäßiges Monitoring der Marktbedingungen vorzusehen, um die Regelung anpassen oder abschaffen zu können, sobald sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen verbessern.

¹ Die 100 kW-Grenze wird im Kontext einer möglichst einfachen Übergangsregelung gewählt, da diese heute bei Neuanlagen die Grenze zur Direktvermarktungspflicht darstellt und Anlagen zwischen 30 kW und 100 kW im Zeitraum bis 2024 kaum relevant sind.

Summary

Beginning in 2021, the EEG funding period for the first renewable energy plants will end. It is to be expected, that on the one hand PV systems will be retrofitted to partly use electricity for self-consumption, on the other hand there will be PV systems without retrofit, where all of the produced electricity is supposed to be fed into the grid. This is why there will still be a need for grid feed-in of electricity from PV systems, on the one hand for systems without the possibility of self-consumption and on the other hand for excess electricity from self-consumption systems. For PV systems whose funding period has ended, the only option for electricity feed-in within the current EEG regulation is 'other direct marketing' (sonstige Direktvermarktung). However, the vast majority of PV systems reaching from 2021 onwards the continued operation phase are very small to small systems, so that it is questionable whether direct marketing of the produced electricity is economically feasible.

The aim of this brief study is therefore to assess the economic viability of 'other direct marketing' for PV systems after the end of the subsidy period and to analyze options for a simplified feed-in regulation for these systems. To this end, a quantitative analysis of the plants affected by the end of funding until 2026 and their electricity feed-in is first carried out. Subsequently, the legal situation of the electricity feed-in after the end of the subsidy period is discussed and the economic boundary conditions of other direct marketing are assessed. Based on these results, the decision options from the point of view of the plant operators under the current regulation are clarified and options for the design of a simplified feed-in regulation are presented and evaluated. Finally, the legal feasibility of the transmission of market value is examined.

With regard to existing PV systems, it is shown that the capacity of about 62 % of the plants for which continued operation will begin until 2024 is less than 10 kW. PV systems between 10 kW and 30 kW will gain in importance from 2024 onwards, systems over 30 kW from 2025 onwards. The average size of PV systems whose funding period ends will increase from 3.9 kW to 7.1 kW between 2021 and 2024. In line with the system capacity reaching the end of funding, the forecast electricity generation of these systems will increase from about 50 GWh/a in 2021 to a about 1,700 GWh/a in 2026. In relation to the total PV electricity generation in 2018 of just under 45 TWh, which is expected to increase significantly by 2026, the amount of electricity from PV systems with ended funding period is thus comparatively small. Based on assumptions, it is estimated that around three-quarters of the generated electricity will continue to be fed into the grid.

The analysis of the legal status quo of grid feed-in by PV systems in the continued operation period shows that there is an obligation to switch to 'other direct marketing' (sonstige Direktvermarktung). The changeover must therefore be actively carried out by the plant operator. If the active switch to 'other direct marketing' is not carried out, the right to feed electricity into the grid is lost. If PV system operators nevertheless feed in their electricity in an unregulated manner, the grid operator may, under certain circumstances, be entitled to claim general civil law damages or injunctive relief.

The economic boundary conditions of 'other direct marketing' consist on the one hand in the market value of the electricity fed into the grid and on the other hand in the costs of direct marketing. Compared to the current market value level, an increase to approx. 4.5 ct/kWh is expected in the years 2020 to 2022. For plants with self-consumption, a market value reduced by 5 % to 10 % is assumed. The costs of direct marketing comprise the marketing fees, the costs for remote control and the costs for quarter-hourly metering. On the basis of different system sizes and assumed self-consumption shares, the specific costs of direct marketing result in bandwidths that are above the expected market value, especially for the small systems that will be phased out of promotion in the first years. 'Other direct marketing' is therefore in many cases

not cost-covering. It should be noted that the continued operation of PV systems without self-consumption cannot be financed by avoided electricity costs resulting from self-consumption, which is why in this case in addition to the marketing costs the costs of continued operation are relevant for decision.

Considering the current decision-making options of plant operators against this background, it becomes clear that on the one hand there is a strong incentive to retrofit the plants for partly self-consumption and on the other hand there is an incentive to regulate the PV system in a way that avoids electricity quantities exceeding self-consumption. For PV systems without the possibility of significant self-consumption, continued operation is endangered. For this reason, various options for a simplified feed-in regulation for electricity from PV plants are evaluated. The investigated range of possible regulations lies between a remuneration above the PV market value and an electricity feed-in without compensation.

Since a simplified feed-in scheme acts as an economic alternative for direct marketing solutions, this may reduce the economic scope for offers of direct marketing companies. Consequently, a balance must be struck between the market integration of feed-in electricity from PV system whose funding period has ended and the objective of providing a sufficiently strong incentive for these systems to feed electricity into the grid respectively to continue operation. As a result, the transmission of the market value is proposed as a simplified feed-in scheme. For PV systems with self-consumption, it is also conceivable that plant operators could participate in the marketing costs of the transmission system operators by means of a discount on the market value; in this case, however, a sufficient incentive to feed electricity into the grid should be maintained. Solutions that are less attractive from the point of view of the PV system operators are more likely to lead to avoidance of electricity feed-in respectively prevent further operation, while it is questionable whether the scope created for direct marketing solutions would be sufficient to improve market integration. Process standardization and cost reductions in digital technologies can be expected to further reduce the costs of direct marketing in the future. Considering this, a simplified feed-in scheme should be regularly reviewed and should only serve as a transitional solution until the economic viability of direct marketing for PV systems in the further operation period.

A simplified feed-in scheme for electricity fed into the grid could be implemented within the EEG in the form of a claim for operators of PV systems up to 100 kW whose funding period has ended, to pass on the market value. Such a claim would be in line with the relevant EU requirements of the Renewable Energy Directive and the Regulation on the Internal Market for Electricity. Even in case the EEG 2017 should continue to be classified as aid by the EU Commission, such a regulation appears to be compatible with state aid law. In the present view, the currently unattractive economic conditions in 'other direct marketing', the limitation of the proposed feed-in regulation to the market value and the contribution of PV systems to GHG reduction provide good arguments for compatibility under state aid law. However, a certain degree of uncertainty remains, since the environmental and energy aid guidelines do not actually provide for further support after the original support period has expired, and the EU Commission ultimately decides on this. In order to further safeguard the compatibility of the scheme under state aid law, it also seems advisable to provide for regular monitoring of market conditions so that the scheme can be adjusted or abolished as soon as the economic boundary conditions improve.

1 Einleitung

Ab dem Jahr 2021 endet für die ersten Anlagen, die ab dem Jahr 2000 im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) eine Einspeisevergütung erhalten haben, die Förderdauer. Davon betroffen sind auch zahlreiche PV-Anlagen, bei denen die technische Lebensdauer in den meisten Fällen noch nicht erreicht ist, sodass ein Weiterbetrieb auch nach Förderende möglich ist.

Die derzeitige Regelung des EEG sieht vor, dass eingespeister PV-Strom nach Förderende im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung zu vermarkten ist. Da es sich bei den ersten PV-Weiterbetriebsanlagen ab dem Jahr 2021 jedoch überwiegend um sehr kleine bis kleine Anlagen handelt, ist es fraglich, ob die Direktvermarktung für diese Anlagen wirtschaftlich darstellbar ist. Insbesondere besteht für die Anlagen ein hoher Anreiz zur Eigenversorgung, wodurch die ohnehin geringen zu vermarktenden Strommengen weiter vermindert werden. Die vorliegende Kurzstudie untersucht deswegen die Situation der Stromeinspeisung von PV-Weiterbetriebsanlagen unter den aktuell geltenden gesetzlichen Rahmenbedingungen und analysiert Optionen einer alternativen gesetzlichen Regelung.

In Kapitel 2 wird der Anlagenbestand ausgewertet, dessen Förderung bis zum Jahr 2026 endet. Dazu werden zunächst Anlagenzahl, -leistung sowie die Verteilung auf Größenklassen untersucht und es wird eine Prognose der Stromerzeugung bis zum Jahr 2026 vorgenommen. Es werden Annahmen zum möglichen Selbstverbrauch sowie zur Nutzung von Selbstverbrauchsoptionen getroffen, um im Anschluss die Stromeinspeisung von Weiterbetriebsanlagen zu quantifizieren. Anhand der vermiedenen Treibhausgasemissionen wird zudem die Klimarelevanz der Weiterbetriebsanlagen bewertet.

Kapitel 3 untersucht die rechtliche Situation von PV-Kleinanlagen nach Förderende. Dabei wird zunächst die Pflicht zum Wechsel in die sonstige Direktvermarktung erläutert und es werden die Folgen sowohl eines fehlerhaften als auch eines ausbleibenden Wechsels in die sonstige Direktvermarktung erörtert. Darüber hinaus werden die allgemeinen zivilrechtlichen Folgen einer unberechtigten Einspeisung nach Förderende geprüft.

Die wirtschaftliche Situation der PV-Kleinanlagen beim Weiterbetrieb wird in Kapitel 4 analysiert. Zunächst werden Annahmen zum künftigen Marktwert des eingespeisten Stroms getroffen, da dieser bei Weiterbetriebsanlagen den wirtschaftlichen Spielraum der sonstigen Direktvermarktung definiert. Zur Bewertung der Kostensituation der Direktvermarktung werden zudem die Kosten der Direktvermarktung bewertet und dem Marktwert als möglichem Erlös gegenübergestellt.

In Kapitel 5 werden schließlich Optionen für den Umgang mit eingespeistem Strom nach Förderende untersucht und bewertet. Dazu werden die sich aus dem rechtlichen Status quo ergebenden Entscheidungsoptionen von Anlagenbetreibern erläutert und es wird die Notwendigkeit einer vereinfachten Abnahmeregelung zur Stromeinspeisung von Weiterbetriebsanlagen begründet. Ausgestaltungsvarianten einer vereinfachten Abnahmeregelung werden skizziert und im Anschluss hinsichtlich verschiedener Zielsetzungen bewertet. Abschließend wird die rechtliche Ausgestaltung einer Marktwertdurchleitung für eingespeisten Strom im Detail betrachtet.

In Kapitel 6 wird aus den dargelegten Ergebnissen ein Fazit gezogen und es werden Empfehlungen daraus abgeleitet.

2 Stromerzeugung und Klimawirkung ausgeförderter PV-Anlagen

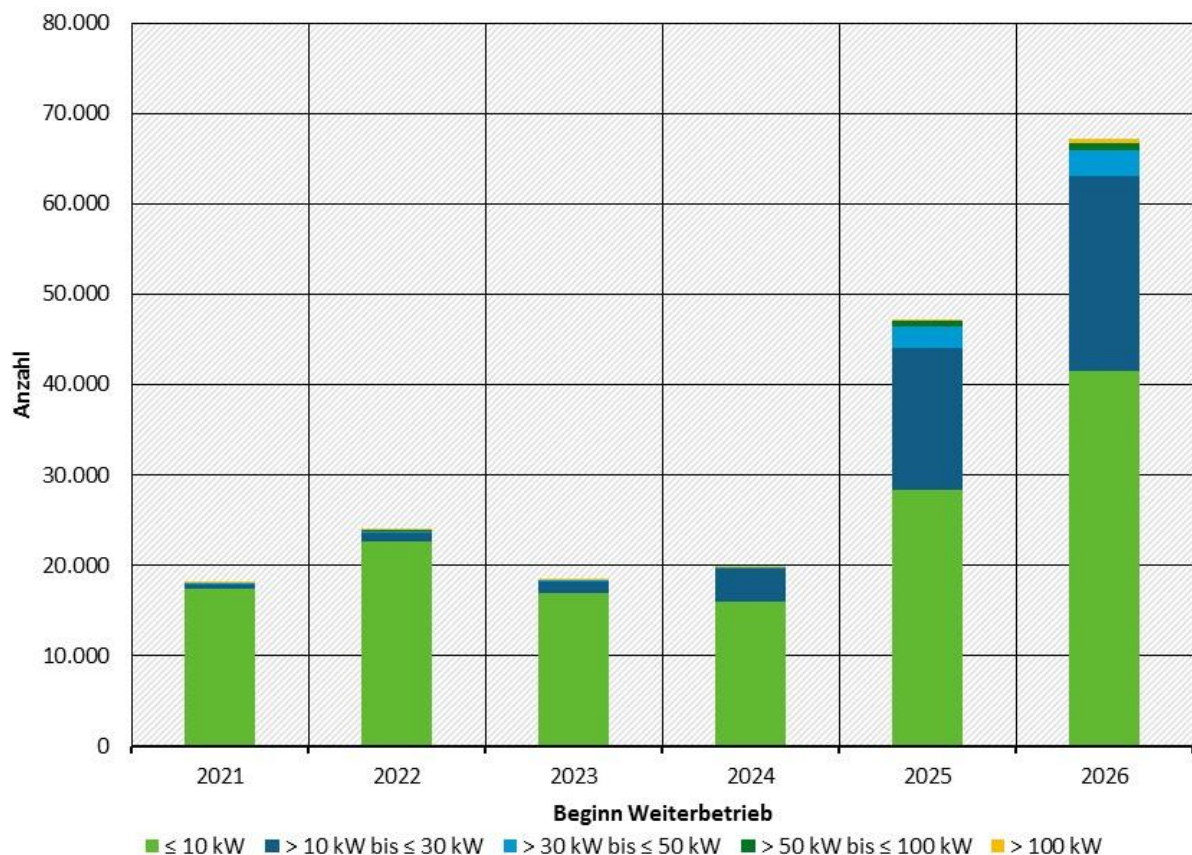
Zur Charakterisierung des Anlagenbestands, dessen Förderung bis zum Jahr 2026 endet, wird nachfolgend Anlagenzahl und -leistung nach Größenklassen ausgewertet und es werden Annahmen zur künftigen Stromerzeugung getroffen. Basierend auf Annahmen zur künftigen Eigenversorgung wird zudem die Einspeisung von Strom aus Weiterbetriebsanlagen quantifiziert. Darüber hinaus wird die Klimawirkung des Weiterbetriebs anhand vermiedener Treibhausgasemissionen bewertet.

2.1 Quantifizierung eingespeister Strommengen

2.1.1 Anlagenleistung und Gesamtstromerzeugung

Mit dem 31.12.2020 endet für rund 18.100 PV-Anlagen mit einer Leistung von gut 71 MW der EEG-Förderanspruch. Diese Summe erhöht sich bis zum 31.12.2025 deutlich: Bis dahin fallen rund 176.600 weitere Anlagen mit gut 1.930 MW aus der EEG-Förderung (vgl. Abbildung 1 und Abbildung 2).

Abbildung 1: Anzahl ausgeförderter PV-Anlagen nach Leistungsklassen und Beginn des Weiterbetriebs

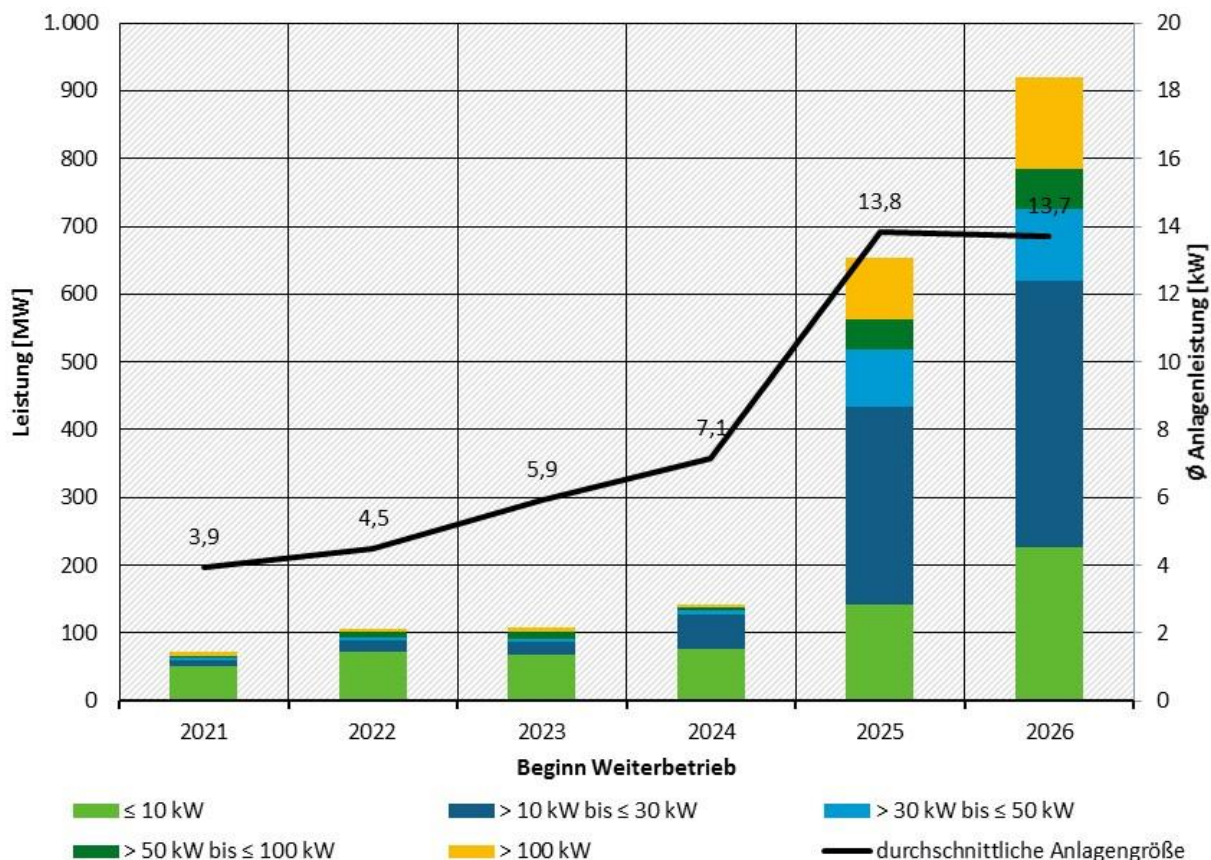


Quelle: Eigene Auswertung basierend auf EEG-Stammdaten

Bei den Anlagen, für die bis 2024 der Weiterbetriebszeitraum beginnt, entfällt der überwiegende Anteil auf Anlagen bis 10 kW (im Durchschnitt der Jahrgänge 2021 bis 2024 gewichtet gut 62 % der Anlagenleistung; vgl. Abbildung 2). Ab dem Jahr 2024 steigt der Anteil der Anlagen zwischen

10 und 30 kW stark an (36 % / 45 % / 43 % der Leistung in den Jahren 2024 bis 2026). Dementsprechend steigt die durchschnittliche Anlagengröße der ausgeförderter Anlagen von 3,9 kW im Jahr 2021 zunächst auf 7,1 kW im Jahr 2024 und erhöht sich danach stärker auf 13,8 kW (2025) bzw. 13,7 kW (2026). Bei den bis Anfang 2026 vom Förderende betroffenen Anlagen handelt es sich also überwiegend um kleine bis sehr kleine Anlagen.

Abbildung 2: Leistung ausgeförderter PV-Anlagen nach Leistungsklassen und Beginn des Weiterbetriebs sowie durchschnittliche Anlagengröße



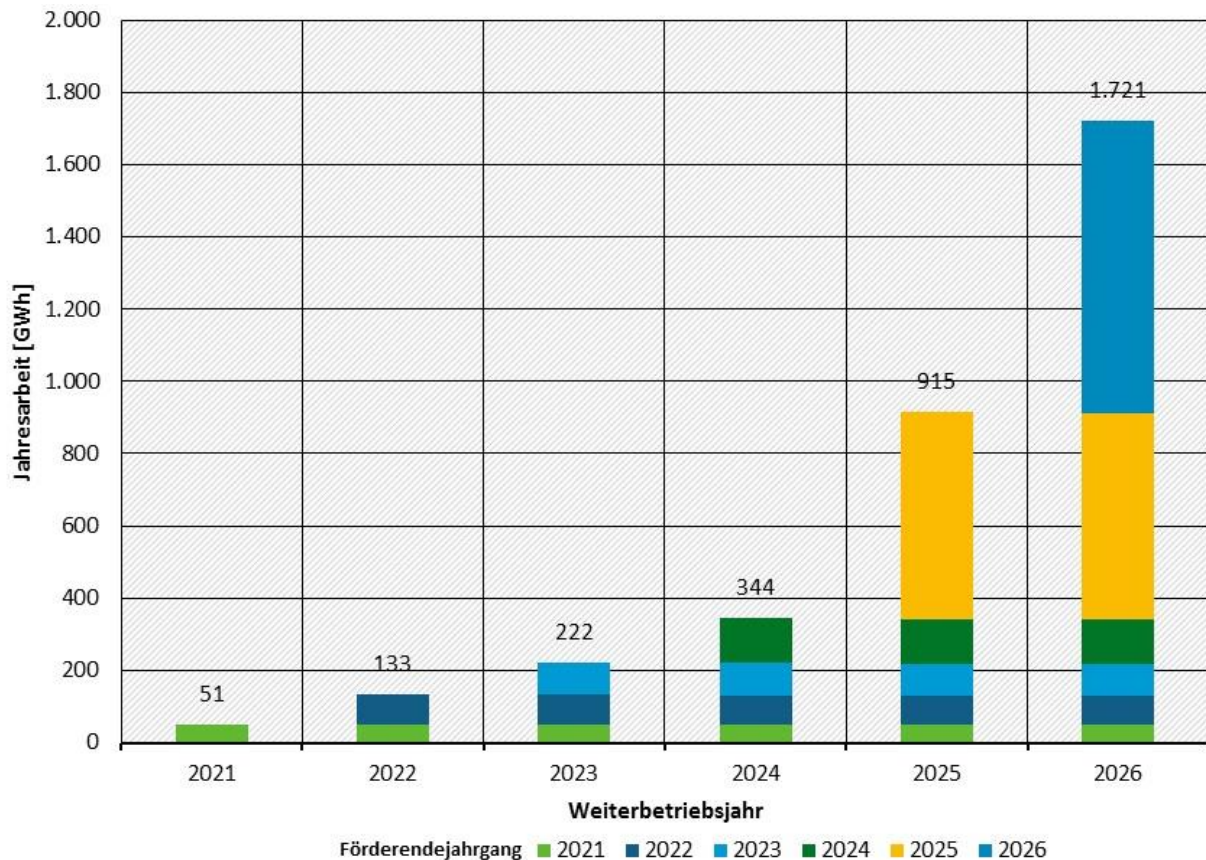
Quelle: Eigene Auswertung basierend auf EEG-Stammdaten

Um die voraussichtliche Stromproduktion der Anlagen nach Förderende zu quantifizieren, wurden die Volllaststunden der jeweiligen Inbetriebnahmejahrgänge 2000² bis 2005 in den Betriebsjahren 2013 bis 2017 anhand der EEG-Bewegungsdaten ausgewertet und auf das Mittel der Strahlungsjahre 1991 bis 2018 normalisiert. Die mittlere Volllaststundenzahl der fünf Betriebsjahre dient als Ausgangsbasis zur Berechnung der Volllaststundenzahl in den Weiterbetriebsjahren. Sie wird ausgehend vom Jahr 2017 mit einem Degradationsfaktor von 0,5 % pro Jahr auf die jeweiligen Weiterbetriebsjahre hochgerechnet, um die Anlagenalterung entsprechend abzubilden. Für die jeweilige Weiterbetriebsdekade ergeben sich damit Volllaststunden zwischen knapp 700 h (Weiterbetriebsjahrgang 2021) und gut 860 h (Weiterbetriebsjahrgang 2026). Im leistungsgewichteten Mittel der Jahrgänge ergeben sich gut 840 Volllaststunden. Aus den Volllaststunden und der jeweiligen Anlagenleistung des Inbetriebnahmejahrgangs im Weiterbetriebsjahr ergibt sich die Stromproduktion der Weiterbetriebsanlagen. Dabei wird davon ausgegangen, dass alle Anlagen weiterbetrieben werden. In der Realität künftig auftretende einzelne Außerbetriebnahmen aufgrund von technischen Defekten bleiben somit unberücksichtigt.

² Anlagen mit Inbetriebnahme bis einschließlich dem Jahr 2000 wurden vereinfachend als ein Inbetriebnahmejahrgang betrachtet.

Abbildung 3 zeigt, dass die Stromproduktion der Weiterbetriebsanlagen entsprechend der Anlagenleistung, die im jeweiligen Vorjahr das Vergütungsende erreicht, bis zum Jahr 2024 zunächst von 51 GWh im Jahr 2021 langsam auf 344 GWh ansteigt und sich im Jahr 2025 auf 915 GWh bzw. 1.721 GWh im Jahr 2026 dann stark erhöht.

Abbildung 3: Stromerzeugung der Weiterbetriebsanlagen im jeweiligen Betriebsjahr



Quelle: Eigene Schätzung

2.1.2 Annahmen zum Selbstverbrauch

Zur Quantifizierung der eingespeisten Strommengen muss zunächst der Selbstverbrauch der Weiterbetriebsanlagen berechnet werden. Neben dem jeweiligen Anteil der Anlagen, die voraussichtlich auf Selbstverbrauch umrüsten werden, werden auch Abschätzungen getroffen, welcher Anteil der umgerüsteten Anlagen Optionen zur Erhöhung des Selbstverbrauchs (Batteriespeicher, elektr. Wärmeerzeugung, Elektromobilität) nutzen wird. Darüber hinaus wird geschätzt, welcher Anteil der Gesamtstromerzeugung der Anlagen durch die einzelnen Selbstverbrauchsoptionen genutzt werden kann.

Für die Umrüstung auf Selbstverbrauch wird davon ausgegangen, dass ein Teil der Anlagenbetreiber nicht auf das Vergütungsende vorbereitet ist bzw. nicht rechtzeitig daran denkt und dementsprechend keine Maßnahmen zur Umrüstung einleitet. Dieser Teil der Anlagenbetreiber wird erst durch die ausbleibenden Zahlungen des Verteilnetzbetreibers auf die veränderte Vergütungssituation der PV-Anlage aufmerksam und nimmt daraufhin eine Umrüstung vor. Ein gewisser Anteil der Anlagenbetreiber wird voraussichtlich gar nicht auf Selbstverbrauch umrüsten, bspw. weil die betreffenden Personen sich in einem fortgeschrittenen Alter befinden, aus

Desinteresse, oder weil sie eine mögliche, geringe Zahlung für den eingespeisten Strom, nachdem die Anlage sich längst amortisiert hat, für ausreichend halten.³ Darauf basierend wird angenommen, dass 50 % der Anlagenleistung zeitgleich mit dem Vergütungsende auf Selbstverbrauch umgerüstet wird, weitere 25 % werden im zweiten Jahr nach Vergütungsende, sowie 5 % erst im dritten Jahr umgerüstet. Bei 20 % der Anlagenleistung wird davon ausgegangen, dass keine Umrüstung stattfindet. Die erreichbaren, selbst verbrauchten Stromanteile ohne Nutzung zusätzlicher Optionen zur Steigerung des Selbstverbrauchs (so genannter „natürlicher Selbstverbrauch“, vgl. Tabelle 1) werden anhand der Selbstverbrauchsanteile der Anlagen mit gefördertem Selbstverbrauch (Inbetriebnahme 2009 bis 2012) geschätzt (vgl. ZSW und Bosch & Partner 2019).

Tabelle 1: Annahmen zu Selbstverbrauchsanteilen des natürlichen Selbstverbrauchs

Anlagengröße [kW]	Selbstverbrauchsanteil
≤ 10	25%
> 10 bis ≤ 30	23%
> 30 bis ≤ 50	35%
> 50 bis ≤ 100	35%
> 100	40%

Angaben basierend auf (ZSW und Bosch & Partner 2019)

Durch die Installation eines Batteriespeichers lässt sich der Selbstverbrauch beim Weiterbetrieb von PV-Anlagen zum Teil deutlich erhöhen. Die Kostensenkungen von PV-Heimspeichern der letzten Jahre haben dazu geführt, dass inzwischen bei 55 % der PV-Neuanlagen bis 30 kW ein Speicher installiert wird (Figgenger et al. 2019), wenngleich dies, gegenüber dem Betrieb der PV-Anlage mit Selbstverbrauch ohne Speicher, in vielen Fällen noch nicht wirtschaftlich ist.⁴ Für die Installation von Speichern bei Weiterbetriebsanlagen wird bei Anlagen unter 30 kW von ähnlich hohen Anteilen ausgegangen wie bei Neuanlagen (vgl. Tabelle 2). Bei größeren Anlagen liegen die angenommenen Anteile mit 10 % bzw. 5 % deutlich niedriger. Basierend auf HTW Berlin (2019) wird der erreichbare zusätzliche Selbstverbrauch durch den Batteriespeicher für Anlagen unter 10 kW mit 30 % angenommen, bei Anlagen von 10 kW bis 30 kW mit 20 %. Für Anlagen über 30 kW wird ebenfalls von 20 % ausgegangen.

³ Der Anteil der Anlagenbetreiber, die nicht auf Selbstverbrauch umrüsten, wird unter anderem auch von der Attraktivität der Stromeinspeisung beeinflusst. Diese hängt im Falle der Unwirtschaftlichkeit der sonstigen Direktvermarktung für kleine PV-Anlagen wesentlich von der Existenz und Ausgestaltung einer alternativen Regelung für die Stromeinspeisung ausgeförderter Anlagen ab.

⁴ Die Gründe für die Installation trotz nachteiliger Wirtschaftlichkeit liegen in einem starken Fokus auf Selbstverbrauch bei vielen Installateuren und Anlagenbetreibern, sowie in Autarkiebestrebungen der Anlagenbetreiber.

Tabelle 2: Annahmen zum Anteil der Selbstverbrauchsanlagen mit installiertem Speicher, sowie zum speicherbedingten, zusätzlichen Selbstverbrauch

Anlagengröße [kW]	Anteil Anlagen mit Speicher	zus. SV-Anteil durch Speicher	SV-Anteil gesamt (nat. SV + Speicher)
≤ 10	60%	30%	55%
> 10 bis ≤ 30	50%	20%	43%
> 30 bis ≤ 50	10%	20%	55%
> 50 bis ≤ 100	10%	20%	55%
> 100	5%	20%	60%

Quelle: Eigene Annahmen, teilweise basierend auf Figgenger et al. (2019) und HTW Berlin (2019)

Eine weitere Option zur Erhöhung des Selbstverbrauchs besteht in der elektrischen Wärmeerzeugung bspw. mittels Wärmepumpen oder durch elektrische Wassererwärmung (Elektroheizstab, Durchlauferhitzer). Da es sich bei den Gebäuden auf denen die Weiterbetriebsanlagen installiert sind um Bestandsgebäude handelt, die mindestens 20 Jahre alt und z.T. deutlich älter sind, wird davon ausgegangen, dass der Einsatz von Wärmepumpen ohne eine entsprechende Sanierung und Dämmung des Hauses nicht in Frage kommt. In der weiteren Betrachtung scheiden Wärmepumpen somit als Selbstverbrauchsoption aus.

Möglich ist dagegen die Nachrüstung eines Heizstabs im Warmwasserspeicher, sowie die Wassererwärmung mit Elektroboilern. Es wird angenommen, dass die alleinige Warmwasserbereitung aus PV-Strom rund 55 % der erzeugten Strommenge selbst verbraucht (Drück und Sommer 2017). Da mit der elektrischen Warmwasserbereitung eine Wärmeerzeugung mit Gestehungskosten von ca. 6 ct/kWh bis 7 ct/kWh substituiert würde, erscheint diese Möglichkeit als wirtschaftlich nachteilig gegenüber der Substitution des Strombezugs zu Haushaltsstrompreisen von 25 ct/kWh und mehr. Hinzu kommt, dass bei gleichzeitiger Installation eines Batteriespeichers eine Konkurrenz in der Nutzung des PV-Stroms auftritt, die die Wirtschaftlichkeit der elektrischen Warmwassererzeugung und des Batteriespeichers verschlechtert. Es wird deswegen davon ausgegangen, dass die Nachrüstung einer elektrischen Wassererwärmung nur im Haushaltssegment bis 10 kW stattfindet und nur dort, wo kein Batteriespeicher installiert wird. Dabei wird geschätzt, dass ca. 10 % der Weiterbetriebsanlagen mit Selbstverbrauch eine elektrische Wassererwärmung nachrüsten.⁵

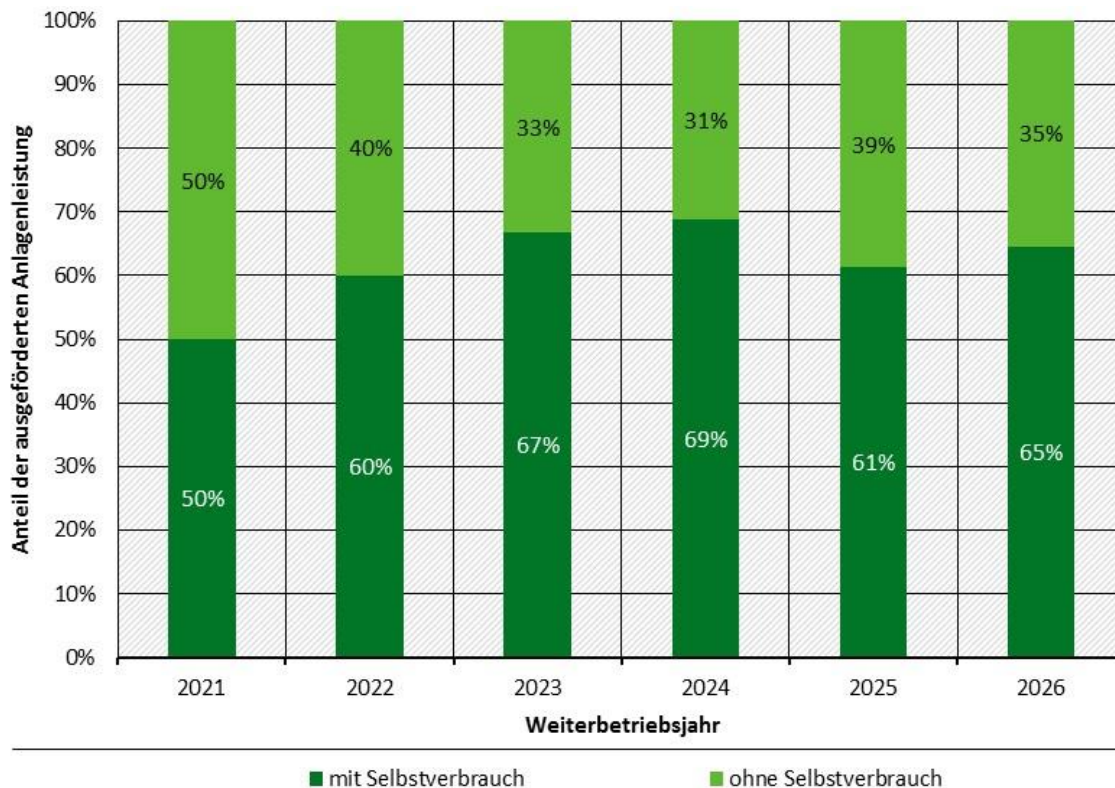
Eine zusätzliche Option zur Steigerung des Selbstverbrauchs besteht in der Elektromobilität. Nach einer Umfrage von EuPD Research beabsichtigen 45 % der PV-Anlagenbesitzer, sich ein Elektroauto anzuschaffen (EUPD Research 2019). Nachfolgend wird davon ausgegangen, dass 80 % der Besitzer einer ausgefördernten PV-Anlage, die gleichzeitig ein Elektroauto besitzen, eine eigene Ladelösung installieren werden. Da die Umfrage unter Nutzern der Onlineplattform Photovoltaikforum durchgeführt wurde, sind die Teilnehmer als überdurchschnittlich gut informiert und interessiert einzuschätzen – das Umfrageergebnis kann somit nicht als repräsentativ angesehen werden. Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, wird geschätzt, dass von den Besitzern der Weiterbetriebsanlagen mit Selbstverbrauch im Anlagensegment bis 10 kW ca. 20 % ein Elektroauto anschaffen. Im Segment zwischen 10 kW und 30 kW wird der Anteil auf 5 % geschätzt. Bei größeren Anlagen wird kein Selbstverbrauch durch Elektromobilität unterstellt. Der durch Elektroautos zusätzlich ermöglichte Selbstverbrauchsanteil wird unter Verwendung von Verbraucherzentrale NRW (2019) bei Anlagen bis 10 kW auf 10 % geschätzt, im Segment zwischen 10 kW und 30 kW auf 5 %.

⁵ Auch hier liegen die Gründe für die Installation, ähnlich wie bei Batteriespeichern, im Fokus auf Selbstverbrauch und Autarkiebestrebungen.

2.1.3 Verteilung der Stromerzeugung auf Einspeisung und Selbstverbrauch

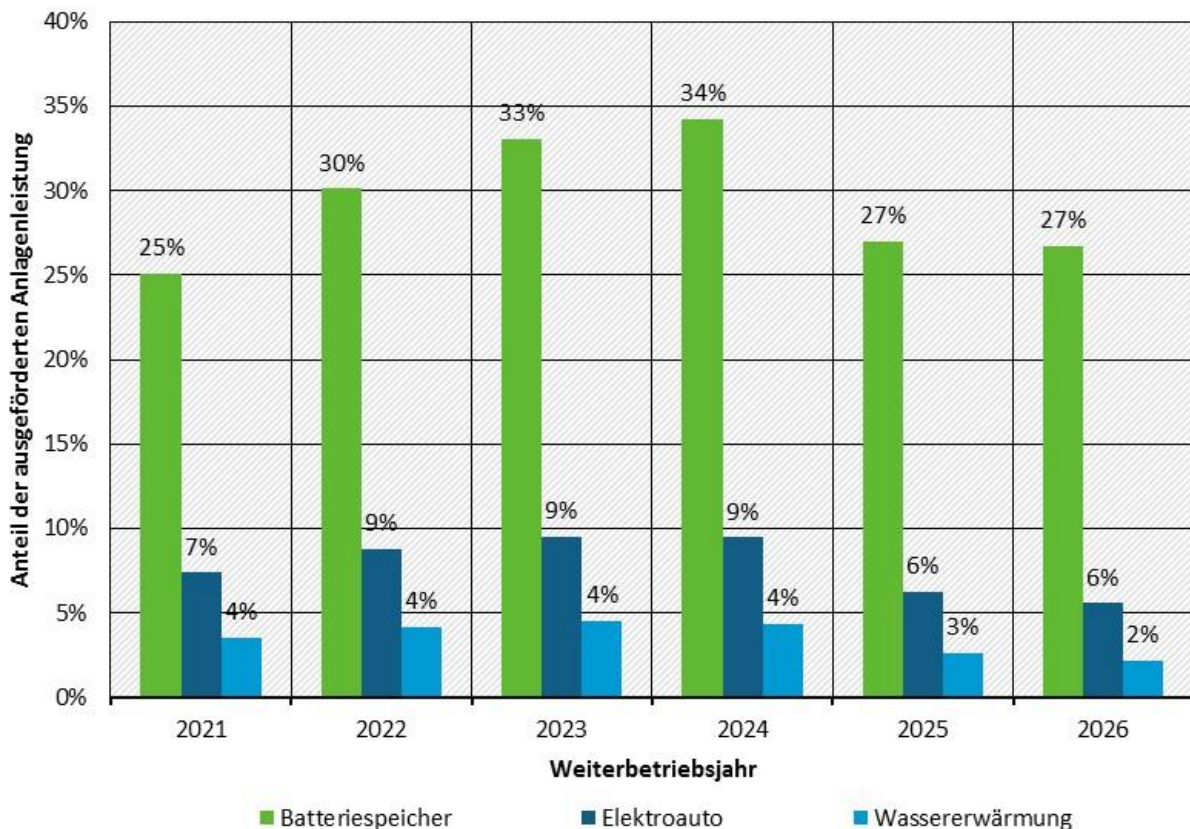
Anhand der getroffenen Annahmen ergibt sich die in Abbildung 4 dargestellte Aufteilung der Weiterbetriebsanlagen mit und ohne Selbstverbrauch. Dargestellt ist jeweils der Anteil mit/ohne Selbstverbrauch am kumulierten Bestand ausgeförderter PV-Anlagen. Der Anteil der Anlagen mit Selbstverbrauch nimmt bis zum Jahr 2024 von 50 % auf 69 % zu. Im Jahr 2025 fällt mit dem, im Vergleich zu den Vorjahren, zubaustarken Inbetriebnahmejahrgang 2004 (vgl. Abbildung 2) eine große Anlagenkapazität aus der Vergütung. Da die Hälfte dieser Anlagen zunächst ohne Selbstverbrauch angenommen wird, sinkt der Anteil der Anlagenleistung mit Selbstverbrauch zunächst wieder auf 61 %.

Abbildung 4: Anteile der ausgeführten PV-Anlagenleistung mit und ohne Selbstverbrauch



Quelle: Eigene Darstellung

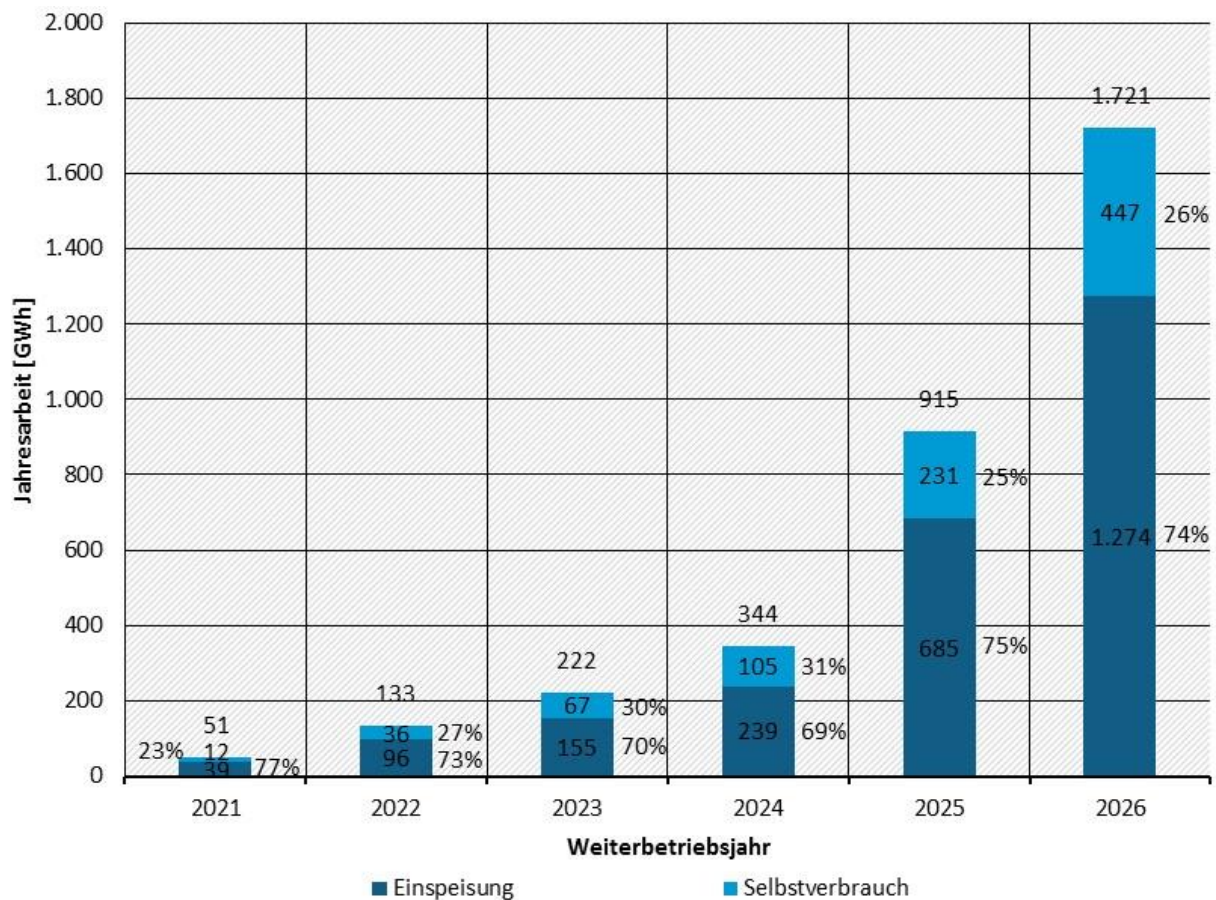
Abbildung 5 zeigt die aus den getroffenen Annahmen resultierende Nutzung der Optionen zur Steigerung des Selbstverbrauchs, bezogen auf die kumulierte Anlagenleistung, die zum jeweiligen Zeitpunkt das Förderende erreicht hat. Auch hierbei ist zu beachten, dass mit jedem weiteren Jahr zunächst 50 % der aus der Vergütung fallenden Anlagen keinen Selbstverbrauch aufweisen.

Abbildung 5: Angenommene Nutzung der Optionen zur Steigerung des Selbstverbrauchs als Anteil der insgesamt ausgeführten PV-Anlagenleistung im jeweiligen Jahr*

Quelle: Eigene Darstellung

* Bei der Nutzung von Batteriespeichern und Elektroautos können Überschneidungen bestehen

Ab dem Jahr 2021 steigt die von ausgeführten Anlagen selbst verbrauchte Strommenge von 12 GWh im Jahr 2021 auf knapp 450 GWh im Jahr 2026 an (vgl. Abbildung 6). Zur Einordnung: Bezogen auf den gesamten PV-Selbstverbrauch im Jahr 2017 von knapp 2.600 GWh liegt der Selbstverbrauch durch Weiterbetriebsanlagen im Jahr 2026 damit bei gut 17 %. Parallel zum Anstieg des Selbstverbrauchs liegt die eingespeiste Strommenge bei zunächst 39 GWh im Jahr 2021 und steigt auf 1.274 GWh im Jahr 2026 an. Der selbst verbrauchte Anteil der Stromerzeugung aller Weiterbetriebsanlagen liegt in den betrachteten Einzeljahren durchgehend zwischen rund einem Viertel und einem Drittel. Unter den getroffenen Annahmen wird somit – auch bei Nutzung zusätzlicher Optionen zur Steigerung des Selbstverbrauchs – der überwiegende Anteil der Stromproduktion ausgeführter Anlagen weiterhin ins Netz eingespeist.

Abbildung 6: Verteilung der Stromerzeugung der Weiterbetriebsanlagen auf Einspeisung und Selbstverbrauch

Quelle: Eigene Darstellung

2.2 Klimarelevanz

Zur Bewertung der Klimarelevanz des Weiterbetriebs ausgeförderter PV-Anlagen werden die zugehörigen vermiedenen Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) der Anlagen abgeschätzt, deren Förderung im Zeitraum 2021 bis 2026 endet. Dabei wird die erzeugte Strommenge (vgl. Abschnitt 2.1.1) mit einem Vermeidungsfaktor entsprechend der Vorgehensweise der Studie „Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger“ (Umweltbundesamt 2018) bewertet. Der Netto-Vermeidungsfaktor ergibt sich aus dem Brutto-Emissionsfaktor des substituierten fossilen Strommixes abzüglich des Emissionsfaktors der fremdbezogenen Hilfsenergie der PV-Anlage. Der Emissionsfaktor aus der Vorkette der PV-Anlage wird nicht berücksichtigt, da die Emissionen zur Herstellung der Anlage unabhängig vom Weiterbetrieb oder einer Stilllegung der Anlage in der Vergangenheit angefallen sind. Eine nähere Betrachtung der Eigenversorgungsmengen hinsichtlich denkbarer Substitutionsbeziehungen durch Sektorenkopplung wird nicht vorgenommen.

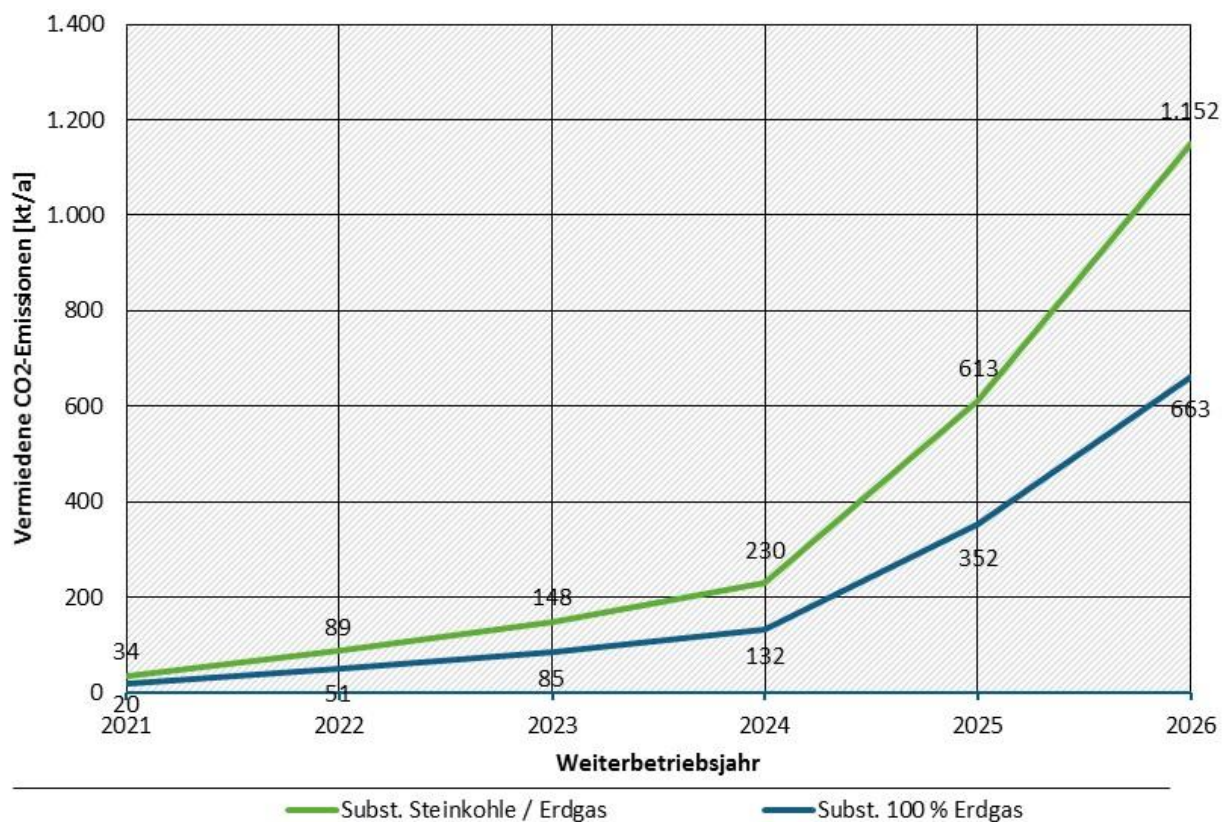
Da im Rahmen der vorliegenden Studie keine nähere Betrachtung des substituierten Strommixes im betrachteten Zeitraum von 2021 bis 2026 erfolgen kann, wird eine Bandbreite des substituierten Mixes betrachtet. Zum einen wird entsprechend der Berechnung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2017 ein Anteil der Stromerzeugung aus Steinkohle von 59 % und 41 % Erdgas als obere Bandbreite der substituierten Emissionen definiert und zum anderen nur die Substitution von Erdgas als untere Bandbreite angenommen. Damit wird die zunehmende Bedeutung von Erdgas in der Stromerzeugung abgebildet. Der Netto-Vermeidungsfaktor ergibt sich zu

rund 670 g CO₂-Äq./kWh für die Substitution des Mixes aus Steinkohle und Erdgas und 385 g CO₂-Äq./kWh als untere Bandbreite bei Substitution von Erdgas.

Durch den Weiterbetrieb der ausgeförderter PV-Anlagen ergeben sich bis zum Jahresende 2026 vermiedene THG-Emissionen zwischen 1,3 Mio t und rund 2,3 Mio t CO₂-Äq. (kumuliert). Die sich durch den Weiterbetrieb ergebende THG-Vermeidung steigt dabei entsprechend der Stromerzeugung der betreffenden Anlagen von zunächst 20.000 t bis 34.000 t CO₂-Äq./a im Jahr 2021 auf zwischen 663.000 t und 1,15 Mio. t CO₂-Äq./a im Jahr 2026 an (vgl. Abbildung 7).

Durch den Weiterbetrieb der ausgeförderter Anlagen ließen sich im Jahr 2026 somit gut 4 % der im Jahr 2017 durch Photovoltaik vermiedenen THG-Emissionen (Umweltbundesamt 2018) einsparen.

Abbildung 7: Bandbreite der vermiedenen CO₂-Emissionen im Zeitraum 2021 bis 2026 pro Jahr



Quelle: Eigene Darstellung

3 Rechtliche Situation von PV-Kleinanlagen nach Förderende

In diesem Kapitel wird untersucht, ob und inwieweit die netzseitige Aufnahme und Vergütung des eingespeisten Stroms aus PV-Kleinanlagen nach deren jeweiligem Förderende gesichert ist. Dabei wird konkret der Anwendungsfall einer ausgeförderter PV-Kleinanlage (bis 100 kW) betrachtet, deren Betreiber nach Förderende nicht aktiv in die sonstige Direktvermarktung wechselt. Es wird herausgearbeitet, welche Rechte die Anlagenbetreiber auch nach Ablauf der Zahlungsdauer weiterhin genießen, welche Pflichten weiterhin gelten bzw. womöglich neu auf sie zukommen und welche Rechtsfolgen Verstöße gegen diese Pflichten haben.

3.1 Ausgangssituation: Pflicht zum Wechsel in die sonstige Direktvermarktung

Auch nach Ablauf des Förderzeitraums ergeben sich maßgebliche Rechte und Pflichten der Anlagenbetreiber aus dem EEG⁶. Voraussetzung für die Anwendbarkeit des EEG ist, dass es sich bei der Anlage um eine Anlage i.S.v. § 3 Nr. 1 1. HS EEG 2017 handelt. Danach ist jede Einrichtung zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas eine Anlage. „Erneuerbare Energien“ sind gem. § 3 Nr. 21 lit. c) EEG 2017 Wasserkraft, Windenergie, solare Strahlungsenergie, Geothermie und Energie aus Biomasse. Darüber hinaus muss der Strom auf dem Staatsgebiet der Bundesrepublik Deutschland erzeugt werden, § 5 Abs. 1 EEG 2018.⁷

Diese Voraussetzungen – das Vorliegen einer „Anlage“ i.S.v. § 3 Nr. 1 EEG 2017 sowie die Erzeugung von Strom im Staatsgebiet der Bundesrepublik – sind im Falle ausgeförderter PV-Kleinanlagen erfüllt. Die Regelungen des EEG 2017 sind daher grundsätzlich auch nach Ende der Zahlungsdauer nach § 25 EEG 2017 auf sie anwendbar. Denn die Anwendbarkeit einer Norm hängt (nur) vom Vorliegen ihrer Tatbestandsvoraussetzungen ab. Nur da, wo das Vorliegen eines Zahlungsanspruchs Tatbestandsvoraussetzung ist, wäre eine Norm nicht auf ausgeförderter Anlagen anwendbar. Damit bleiben auch nach Förderende die allgemeinen, nicht zahlungsbezogenen Regelungen des EEG auf die ausgeförderter Anlagen anwendbar (so etwa die allgemeinen Bestimmungen zu Anschluss, Abnahme, Übertragung und Verteilung sowie zum Einspeisemanagement).

Insbesondere bleiben die Anlagenbetreiber gem. § 21b Abs. 1 EEG 2017 („müssen“) dazu verpflichtet, ihre Anlage einer der vier im EEG 2017 vorgesehenen Veräußerungsformen⁸ zuzuordnen. Da eine Zuordnung zu den ersten drei Varianten wegen § 25 EEG 2017 nicht mehr möglich ist – danach sind gesetzlich bestimmte Marktprämien, Einspeisevergütungen oder Mieterstromzuschläge für die Dauer von 20 Jahren nach Inbetriebnahme bis zum 31. Dezember des zwanzigsten Jahres der Zahlung zu gewähren – bleibt nur noch die Möglichkeit des Wechsels in die „sonstige Direktvermarktung“ gem. § 21a EEG 2017.

In der „sonstigen Direktvermarktung“ hat der Anlagenbetreiber weiterhin einen Anspruch auf vorrangige physikalische Abnahme des erzeugten Stroms (Netzzugang) gem. § 11 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017. Den Anspruch auf kaufmännische Abnahme des Stroms durch den Netzbetreiber aus § 11 Abs. 1 Satz 2 EEG 2017 hingegen hat der Anlagenbetreiber nicht (mehr): Dieser besteht

⁶ Im Folgenden wird, wenn es um konkrete Normen geht, auf das zur Zeit der Erstellung gültige EEG 2017 abgestellt: Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014, BGBl. I S. 1066, zuletzt geändert durch Art. 5 des Gesetzes vom 13. Mai 2019, BGBl. I S. 706.

⁷ Oder unter den Voraussetzungen von § 5 Abs. 2-4 EEG 2017 im Ausland; hier jedoch nicht relevant (Preisermittlung durch gemeinsame Ausschreibungen auf Grundlage einer völkerrechtlichen Vereinbarung).

⁸ Marktprämie, Einspeisevergütung, Mieterstromzuschlag, sonstige Direktvermarktung.

gem. § 11 Abs. 1 Satz 2 EEG 2017 nur, wenn und solange der Anlagenbetreiber sich in der Veräußerungsform der Einspeisevergütung oder des Mieterstromzuschlags befindet. Der Anlagenbetreiber muss sich also nach dem Ende der Einspeisevergütung selbstständig einen Käufer des von ihm produzierten Stroms suchen und sich um die notwendigen (rechtlichen) Voraussetzungen für die Belieferung seiner Abnehmer kümmern.⁹ Insbesondere muss er sich um die bilanzielle Zuordnung des von ihm eingespeisten Stroms in einen Bilanzkreis, § 4 Abs. 3 StromNZV, kümmern.

3.2 Folgen eines fehlerhaften Wechsels in die sonstige Direktvermarktung

Zur Vornahme des erforderlichen Wechsels in die sonstige Direktvermarktung hat der Anlagenbetreiber verschiedene Pflichten nach dem EEG zu erfüllen, deren Nichtbeachtung bestimmte Sanktionen nach sich zieht.

Formelle Vorgaben für den Wechsel – u.a. die Frist, innerhalb derer der Wechsel dem Netzbetreiber gemeldet werden muss – enthalten §§ 21b, 21c EEG 2017: Danach muss der Wechsel vor Beginn des dem geplanten Wechsel vorangehenden Kalendermonats an den Netzbetreiber gemeldet werden. Zudem müssen die Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber den Bilanzkreis angeben, dem der direkt vermarktete Strom zugeordnet werden soll (§ 21c Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017). Wird der Wechsel nicht ordnungsgemäß nach Maßgabe des § 21c EEG 2017 vorgenommen, ordnet § 52 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2017 die Verringerung des anzulegenden Werts auf den Monatsmarktwert an. Da sich Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung unabhängig von der Förderung durch das EEG 2017 finanzieren, liefe diese Sanktion im Falle ausgeförderter Anlagen allerdings ins Leere.

Ein Wechsel in die sonstige Direktvermarktung ist auch mit schärferen Mess- und Bilanzierungspflichten verbunden. So muss die Anlage gem. § 21b Abs. 3 EEG 2017 mit einer Messeinrichtung ausgerüstet werden, die es ermöglicht, dass die gesamte Ist-Einspeisung der Anlage in viertelstündlicher Auflösung gemessen und bilanziert wird. Bei einem Verstoß gegen diese Pflicht verliert der Anlagenbetreiber gem. § 52 Abs. 4 EEG 2017 den Anspruch auf ein Entgelt für dezentrale Einspeisung nach § 18 StromNEV („vermiedenes Netzentgelt“) und den Anspruch auf die vorrangige physikalische Abnahme, Übertragung und Verteilung nach § 11 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017. Da Entgelte für die dezentrale Einspeisung gem. § 120 Abs. 3 EnWG für Anlagen mit volatiler Erzeugung ab 2020 nicht mehr gezahlt werden dürfen, liefe diese Sanktion jedenfalls teilweise ebenfalls ins Leere.

3.3 Folgen eines unterlassenen Wechsels in die sonstige Direktvermarktung

Wechselt der Erzeuger nach Ablauf der Förderdauer überhaupt nicht (auch nicht fehlerhaft, s.o.) in die sonstige Direktvermarktung, speist aber trotzdem weiterhin Strom ins Netz ein, stellt sich die Frage nach den Rechtsfolgen eines solchen unterlassenen Wechsels. Dabei ist zunächst zu klären, ob der Anlagenbetreiber in einem solchen Fall überhaupt zur weiteren Nutzung des Netzes in Form der Einspeisung berechtigt ist. Ein solches Recht auf Netzzugang kann sich entweder aus Vertrag oder aus Gesetz ergeben.

3.3.1 Vertragliches Recht auf Einspeisung durch Netznutzungsvertrag?

Ein Recht auf Netznutzung erhalten Netznutzer durch den Abschluss eines Netznutzungsvertrages mit ihrem Anschlussnetzbetreiber, der sowohl die Stromentnahme als auch die Stromeinspeisung regeln kann (§ 20 Abs. 1a EnWG, § 3 Abs. 1 StromNZV). Die Netzbetreiber sind gemäß §

⁹ Er kann diese Aufgaben auch gegen Entgelt an einen Dritten – ein Direktvermarktungsunternehmen – auslagern.

20 Abs. 1 EnWG zum Abschluss eines solchen Vertrags verpflichtet (Britz, G., Herzmann, K. 2015; Säcker, F. J. 2019).

Betreiber von kleinen PV-Anlagen, die bislang eine Einspeisevergütung nach dem EEG erhalten haben, dürften in der Regel allerdings keinen Netznutzungsvertrag zur Einspeisung abgeschlossen haben. Denn das EEG begründet ein gesetzliches Schuldverhältnis zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber, welches den Anspruch auf Netzzugang gem. § 11 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 beinhaltet. Gem. § 7 Abs. 1 EEG 2017 benötigen EE-Anlagenbetreiber daher auch keinen separaten Vertrag mit dem Netzbetreiber, um die Rechte nach dem EEG geltend machen zu können. Es ist somit davon auszugehen, dass in den meisten Fällen ausgeförderter PV-Kleinanlagen kein Einspeise-Netznutzungsvertrag zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber abgeschlossen wurde.

Im Regelfall dürfte bei Betreibern kleiner PV-Anlagen, die vor Ablauf der Zahlungsdauer eine Einspeisevergütung erhielten, somit lediglich die Netznutzung zum Zwecke der Entnahme von Strom durch den Lieferanten im Rahmen eines Lieferantenrahmenvertrags abgedeckt sein (§ 20 Abs. 1a Satz 2 EnWG). Für Betreiber kleiner PV-Anlagen, die einen Netznutzungsvertrag in ihrer Rolle als Letztverbraucher abgeschlossen hätten, würde sich daraus kein Recht ergeben, das Netz auch zur Einspeisung zu nutzen: Ausgehend vom Standard-Netznutzungsvertrag (BNetzA 2017), regelt der Netznutzungsvertrag für Letztverbraucher nur die Nutzung des Netzes zwecks Entnahme von Strom, § 1 Abs. 3 Standard-Netznutzungsvertrag. Die Nutzung des Netzes zur Einspeisung von Strom ist gerade nicht abgedeckt.

Selbst wenn ein separater Einspeise-Netznutzungsvertrag abgeschlossen worden sein sollte, wäre ein Recht auf Einspeisung von der Einhaltung der Bilanzierungspflichten abhängig (§20 Abs. 1a Satz 5 EnWG; §§ 3 Abs. 2; 4; 26 StromNZV). Der Netzzugang setzt gem. § 20 Abs. 1a S. 5 EnWG voraus, dass über einen Bilanzkreis, der in ein vertraglich begründetes Bilanzkreissystem einbezogen ist, ein Ausgleich zwischen Einspeisung und Entnahme stattfindet. Für den Netznutzer bedeutet dies, dass er „seine“ Einspeisestelle einem Bilanzkreis zuordnen muss, § 4 Abs. 3 Satz 1 StromNZV. Solange diese Zuordnung zu einem Bilanzkreis im Rahmen einer unregelmäßigen Einspeisung nicht erfolgt, bestünde auch kein Recht auf Netzzugang.

3.3.2 Gesetzliches Recht auf Einspeisung?

Die Betreiber ausgeförderter PV-Kleinanlagen haben auch kein Netzzugangsrecht aus § 11 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017. Denn dieser statuiert eine Pflicht zur physikalischen Abnahme des erzeugten Stroms durch den Netzbetreiber – was dem Anspruch auf Netzzugang entspricht – für „Strom, der in einer Veräußerungsform nach § 21b Absatz 1 veräußert wird“. Dies geschieht bei der „ungeregelten Einspeisung“ nach unterlassenem Wechsel in die sonstige Direktvermarktung gerade nicht, so dass § 11 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 schon tatbestandlich nicht erfüllt ist.

Etwas Anderes ergibt sich auch nicht aus § 52 Abs. 4 EEG 2017. Danach verlieren Anlagenbetreiber, die keinen Anspruch nach § 19 Abs. 1 EEG 2017¹⁰ geltend machen, den Anspruch auf vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung nach § 11 EEG 2017, solange sie gegen § 21b Abs. 3 EEG 2017¹¹ verstoßen (s.o.).

Man könnte hier zwar im Wege eines Umkehrschlusses argumentieren, ein Anlagenbetreiber könne ein Recht – hier das Recht auf vorrangige Abnahme nach § 11 Abs. 1 Satz 1 EEG 2017 – nur dann verlieren, wenn er es überhaupt gehabt habe. Dies würde aber Folgendes verkennen: § 52 Abs. 4 EEG 2017 sanktioniert gerade nicht die „ungeregelte“ Einspeisung, sondern einen Verstoß gegen die Mess- und Bilanzierungsvorschrift des § 21b Abs. 3 EEG 2017. (Die Geltung

¹⁰ Also auf Zahlung der Marktprämie, der Einspeisevergütung oder des Mieterstromzuschlags.

¹¹ Pflicht, die gesamte Ist-Einspeisung der Anlage in viertelstündlicher Auflösung zu messen und zu bilanzieren.

von) § 21b Abs. 3 EEG 2017 setzt aber einen Wechsel in die Veräußerungsform der Direktvermarktung voraus. Der Umkehrschluss lässt sich daher nicht ziehen.

Im Falle der unregelmäßigen Einspeisung hat der Anlagenbetreiber jedenfalls kein gesetzliches Recht auf Einspeisung, unabhängig davon, ob diese Rechtsfolge bereits unmittelbar aus § 11 Abs. 1 S. 1 EEG 2017 oder § 52 Abs. 4 EEG 2017 abgeleitet wird.

3.4 Rechtsfolgen einer unberechtigten Einspeisung nach Ablauf der Einspeisevergütung

Die obige Analyse hat ergeben, dass nach Ablauf der Förderdauer weder ein gesetzliches noch ein vertragliches Recht auf Einspeisung für den Fall besteht, dass kein aktiver Wechsel in die sonstige Direktvermarktung vorgenommen wird. Nachfolgend wird daher untersucht, welche Sanktionsmöglichkeiten im Fall einer solchen unberechtigten Einspeisung bestünden.

3.4.1 Unberechtigte Einspeisung als Ordnungswidrigkeit?

Die unregelmäßige oder nichterlaubte Einspeisung von Strom ins Netz ist im Energierecht nicht ordnungsrechtlich sanktioniert. Das EEG enthält in § 86 EEG 2017 Bußgeldtatbestände, das EnWG in § 95 EnWG. Die Einspeisung von Strom ins Netz ohne Anspruch auf Netznutzung ist keine der dort aufgezählten Ordnungswidrigkeiten und kann daher nicht mit einem Bußgeld belegt werden. Gleiches gilt für § 29 StromNZV.

3.4.2 Vertragliche Ansprüche des Netzbetreibers?

Besteht ein Einspeise-Netznutzungsvertrag, können sich Rechtsfolgen einer unberechtigten Einspeisung aus diesem ergeben. Exemplarisch kann hier auf den Standard-Netznutzungsvertrag (BNetzA 2017) zurückgegriffen werden: Der Standard-Netznutzungsvertrag der BNetzA gilt zwar nur für die Entnahme von Strom, vgl. § 1 Abs. 3 Standard-Netznutzungsvertrag, wird aber von Netzbetreibern inhaltlich teilweise auch für die Einspeisung verwendet.¹²

3.4.2.1 Anschlusstrennung durch den Netzbetreiber?

So kann im Einspeise-Netznutzungsvertrag etwa, angelehnt an § 10 Abs. 3 Buchst. d) des Standard-Netznutzungsvertrags, das Recht des Netzbetreibers zu einer Unterbrechung der Netznutzung oder einer Trennung des Netzanschlusses für den Fall vereinbart sein, dass eine Marktlokation keinem Bilanzkreis mehr zugeordnet ist. Eine „Marktlokation“ steht für eine Einspeise- bzw. Entnahmestelle im Sinne der Stromnetzzugangsverordnung. Wenn an einem Standort Marktlokationen vorhanden sind, die Energie erzeugen und Energie verbrauchen, werden diese als separate Marktlokationen behandelt. Sofern also die Einspeisestelle keinem Bilanzkreis zugeordnet ist – was im Fall der „unregelmäßigen Einspeisung“ der Fall wäre – so wäre der Netzbetreiber berechtigt, den Anschluss vom Netz zu trennen. In technischer Hinsicht könnten sich bei der Ausübung dieses Rechts allerdings Schwierigkeiten ergeben, nur die Einspeisung vom Netz zu trennen. Würde durch die Anschlusstrennung gleichzeitig auch die Entnahme aus dem Netz verhindert, stellt sich die Frage der Verhältnismäßigkeit. Insofern läge es in solchen Fällen näher, an einen vertraglichen Anspruch auf Unterlassung der Einspeisung durch den Anlagenbetreiber zu denken.

¹² Vgl. z.B. die online abrufbaren Einspeise-Netznutzungsverträge der Stadtwerke Iserlohn (https://www.heimatversorger.de/iserlohnGips/SW-Iserlohn/EnwgTool/Stromnetz/Netzzugang_Entgelte/Netznutzungsvertrag_gueltig_ab_pril_2018/NNV-Einspeisung-STROM.pdf) oder der Alliander Netz Heinsberg GmbH (<https://www.alliander-netz.de/wp-content/uploads/2019/08/Strom-Netznutzungsvertrag-Einspeisung.pdf>).

3.4.2.2 Schadensersatzanspruch des Netzbetreibers?

Auch dürften in einem solchen Einspeise-Netznutzungsvertrag in der Regel Schadensersatzpflichten im Falle der Verletzung von Vertragspflichten geregelt sein, vgl. § 12 Abs. 2 des Standard-Netznutzungsvertrages. Ob dem Netzbetreiber im Falle einer unberechtigten Einspeisung nach Förderende Sach- oder Vermögensschäden entstehen, die auf ein Verschulden des Anlagenbetreibers zurückzuführen sind, wäre dann nach den Umständen des jeweiligen Einzelfalls zu beurteilen. Im Falle ausgeförderter PV-Kleinanlagen ist allerdings nicht davon auszugehen, dass in der Regel ein solcher Einspeise-Netznutzungsvertrag besteht, da dieser zur Erfüllung der gesetzlichen Schuldverhältnisse des EEG nicht erforderlich ist (s.o.).

3.4.2.3 Ausgleichsenergiepflichtigkeit des Anlagenbetreibers?

Wird durch unregelmäßige Einspeisungen die Systembilanz gestört, so kann dies zu einem erhöhten Bedarf an Regelleistung und zu entsprechenden Kosten beim Übertragungsnetzbetreiber führen. Sowohl die Wälzung der Kosten für Regelleistung als auch für Regelarbeit sind abschließend im System von StromNZV und ARegV geregelt.

Gemäß § 8 Abs. 1 StromNZV, § 11 Abs. 2 Satz 2 Nr. 3 ARegV fließen die Kosten für das Vorhalten von Regelleistung in die Netzentgelte. Gemäß § 8 Abs. 2 Satz 2 StromNZV werden die Kosten für abgerufene Regelarbeit als Ausgleichsenergie den Bilanzkreisverantwortlichen (auf Grundlage einer viertelstündlichen Abrechnung) in Rechnung gestellt.

Rechtsgrundlage für diese Ausgleichsforderung der Netzbetreiber ist der Bilanzkreisvertrag, die Ausgleichsenergieforderung richtet sich an den darin bestimmten Verantwortlichen. Da im Falle der unregelmäßigen Einspeisung eben gerade kein Bilanzkreisvertrag besteht, kann auf dieser Grundlage auch keine Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt werden. Selbst wenn man § 8 Abs. 2 Satz 2 StromNZV als unmittelbare gesetzliche Anspruchsgrundlage für den Anspruch des Netzbetreibers ansähe, würde sich dieser ebenfalls nur gegen den vertraglich bestimmten Bilanzkreisverantwortlichen – und gerade nicht an unregelmäßig einspeisende Netznutzer – richten.

3.4.3 Gesetzliche Ansprüche des Netzbetreibers?

Im Falle ausgeförderter PV-Kleinanlagenbetreiber ist in der Regel davon auszugehen, dass weder ein separater Einspeise-Netznutzungsvertrag noch ein Bilanzkreisvertrag besteht, da diese zur Erfüllung der gesetzlichen Schuldverhältnisse des EEG nicht erforderlich sind (s.o.). Der Netzbetreiber hat dann allerdings möglicherweise gesetzliche Schadensersatz- und Unterlassungsansprüche gegenüber dem Anlagenbetreiber im Fall der unregelmäßigen Einspeisung.

Da die Beziehung zwischen Netzbetreiber und Netznutzer dem Grunde nach eine privatrechtliche ist, ist grundsätzlich auch allgemeines Zivilrecht anwendbar. Eine Ausnahme wäre nur dann anzunehmen, wenn das Energierecht als „besonderes“ Zivilrecht abschließende Regelungen für einen bestimmten Tatsachenkomplex getroffen hätte.

Die Regelungen zur Netznutzung sind zwar ein umfassend gestaltetes System: So sind die Voraussetzungen der Netznutzung, die Entgeltstruktur für die Netznutzung und auch die Kostentragung für den Ausgleich etwaiger Ungleichgewichte im Netz detailliert geregelt. Allerdings fehlen Regelungen für den hier zu betrachtenden Fall der weiteren Einspeisung nach dem Ende der Einspeisevergütung ohne aktiven Wechsel in die Direktvermarktung und damit ohne Einspeise-Netznutzungsvertrag und Bilanzkreiszuordnung.

Dieser Fall ist im System schlicht nicht vorgesehen: Handelt es sich um einen „normalen“ Netzzugang eines Letztverbrauchers, ermöglicht der Netzbetreiber die Netznutzung erst dann, wenn entsprechende vertragliche Regelungen zur Netznutzung und Bilanzkreisverantwortung vorliegen. Die Sondersituation, dass PV-Anlagenbetreiber ihr Recht auf Netzzugang und auf kaufmännische Abnahme verlieren, das Netz aber womöglich faktisch weiter zur Einspeisung nutzen,

entsteht, weil die Sonderregelung im EEG – gesetzlich gewährtes Recht auf Netznutzung und bilanzielle Zuordnung des Stroms im Rahmen des EEG-Bilanzkreises – zeitlich befristet ist. Eine Auffangregelung für den Fall, dass der nach Ablauf der Dauer der Einspeisevergütung erforderliche Wechsel in die sonstige Direktvermarktung nicht aktiv durch den Anlagenbetreiber vorgenommen wird, aber dennoch eine Einspeisung erfolgt, gibt es somit nicht. Das EEG regelt nur die Rechtsfolgen des fehlerhaften Wechsels in die sonstige Direktvermarktung, nicht aber den Fall des unterbliebenen Wechsels nach Förderende. Ein Rückgriff auf die allgemeinen Regelungen des Zivilrechts ist daher möglich.¹³

3.4.3.1 Unterlassungsanspruch (§ 1004 BGB)

Ohne aktiven Wechsel in die sonstige Direktvermarktung hat der Anlagenbetreiber nach dem Ende der Einspeisevergütung weder ein gesetzliches noch ein vertragliches Recht zur Netznutzung im Wege der Einspeisung (s. o.). Speist der Anlagenbetreiber in einem solchen Fall dennoch Strom in das Netz ein, könnte der Netzbetreiber als Eigentümer des Netzes die Unterlassung der Einspeisung nach § 1004 BGB vom Anlagenbetreiber verlangen. Gem. § 1004 Abs. 1 BGB kann der Eigentümer die rückwirkende Beseitigung und präventive Unterlassung einer Beeinträchtigung seines Eigentums verlangen, sofern er nicht zur Duldung verpflichtet ist.

Eine Eigentumsbeeinträchtigung liegt dabei vor, wenn ein Eingriff in die rechtliche oder tatsächliche Herrschaftsmacht des Eigentümers vorgenommen wird (Herrler, S., 2017, Rn. 6). Dazu zählt auch die tatsächliche Benutzung fremden Eigentums (Herrler, S., 2017, Rn. 7). Die Nutzung des Netzes durch die Einspeisung des Stroms stellt eine solche Beeinträchtigung dar, die der Netzbetreiber grundsätzlich auch nicht dulden muss. Abhängig von den konkreten Umständen des Einzelfalls, könnte dem Netzbetreiber somit ein Unterlassungsanspruch gegenüber dem Anlagenbetreiber zustehen.

3.4.3.2 Schadensersatzansprüche (§§ 280, 823 BGB)

Im Falle der unberechtigten Netzeinspeisung durch einen Anlagenbetreiber nach dem Ende der Einspeisevergütung ohne aktiven Wechsel in die sonstige Direktvermarktung stünden auch mögliche Schadensersatzansprüche des Netzbetreibers gegenüber dem Anlagenbetreiber im Raum.

In Betracht käme eine mögliche Pflichtverletzung aus einem Schuldverhältnis nach § 280 Abs. 1 BGB. Zwar liegt kein vertragliches Schuldverhältnis zwischen Anlagen- und Netzbetreiber vor (s. o.). Allerdings kann auch ein gesetzliches Schuldverhältnis ein Schuldverhältnis im Sinne des § 280 Abs. 1 BGB darstellen. Ein solches besteht einerseits nach Ablauf der Einspeisevergütung nicht mehr, da der Netzbetreiber nicht mehr zur Abnahme des Stroms verpflichtet ist (s. o.). Andererseits besteht für die Anlagenbetreiber die gesetzliche Pflicht gegenüber dem Netzbetreiber, den Wechsel in die sonstige Direktvermarktung vorzunehmen und die damit einhergehenden Pflichten einzuhalten (§§ 21b, 21c EEG 2017). Zwar enthält das EEG bereits spezielle Sanktionen für den Fall des Verstoßes gegen die Wechselflichten (s.o.). Allerdings könnte die weitere Einspeisung womöglich eine Verletzung der aus diesem gesetzlichen Schuldverhältnis resultierenden Schutz- und Rücksichtnahmepflichten nach § 241 Abs. 2 BGB darstellen.

Insofern müsste sich der Anlagenbetreiber auch nach dem Ende der Einspeisevergütung so verhalten, dass die Rechte, Rechtsgüter und Interessen des Netzbetreibers nicht verletzt werden. Im Einzelfall müsste allerdings der Nachweis eines durch die Pflichtverletzung (= unberechtigte Einspeisung) kausal verursachten Schadens beim Netzbetreiber gelingen.

¹³ Insofern unterscheidet sich der vorliegende Fall auch von dem durch den BGH entschiedenen Fall der unterlassenen Ausstattung einer Anlage mit einer Einrichtung zur Fernsteuerung. Dort waren aufgrund des abschließenden Charakters der EEG-Bestimmungen allgemeine zivilrechtliche Ansprüche des Anlagenbetreibers gegenüber dem Netzbetreiber gesperrt, vgl. BGH, Urteil vom 18. November 2015 - VIII ZR 304/14.

Ebenso käme ein deliktsrechtlicher Schadensersatzanspruch nach § 823 Abs. 1 BGB in Betracht. Durch die unberechtigte Einspeisung in das Netz des Netzbetreibers stünde eine vorsätzliche oder fahrlässige Verletzung des Eigentums oder sonstigen Rechten des Netzbetreibers im Raum. Auch hier müsste allerdings ein jeweils im Einzelfall dem Netzbetreiber durch die Einspeisung kausal entstandener Schaden nachgewiesen werden.

3.4.3.3 Bereicherungsrechtlicher Anspruch aufgrund unberechtigter Netznutzung (§ 812 Abs. 1 Satz 1 Alt. 2 BGB)?

Womöglich könnte der Netzbetreiber aber eine Vergütung für die unberechtigte Nutzung des Netzes aus § 812 Abs. 1 Satz 1 Alt. 2 BGB (so genannte Leistungskondiktion) fordern. Ein solcher Anspruch bestünde, wenn der Anlagenbetreiber durch einen Eingriff in die Sphäre des Netzbetreibers und auf dessen Kosten etwas erlangt hätte. Hier kann jedoch schon am Vorliegen des ersten Tatbestandsmerkmals gezweifelt werden:

„Das Erlangte“ ist jeder vermögensrechtlich nutzbare Vorteil (Sprau, H., 2017, Rn. 42). Man könnte nun darauf verweisen, dass die Anlagenbetreiber die Nutzung der Infrastruktur Netz erlangt hätten. Allerdings ist fraglich, inwiefern sie diese wirklich genutzt und dadurch etwas erlangt haben: Üblicherweise wird Netzinfrastruktur genutzt, um Dritte zu beliefern und damit Gewinn zu erzielen. Die Anlagenbetreiber aber haben nur Strom in das Netz eingespeist, dadurch aber keine weiteren Vorteile erlangt: Weder haben sie mit dem Strom einen Dritten beliefert – und dafür eine Vergütung erhalten – noch haben sie den Strom etwa im Sinne eines Net-Metering „im Netz“ gespeichert, um ihn später „zurückzuholen“ und zu verbrauchen.

Man könnte höchstens darauf abstellen, dass die Anlagenbetreiber das Netz insoweit genutzt haben, dass sie den in ihrer Anlage erzeugten Strom durch die Einspeisung „los geworden“ sind. Fraglich ist hier allerdings, inwiefern sie dadurch etwas erlangt haben – etwa in Form von ersparten Aufwendungen (Sprau, H., 2017, Rn. 11). Zusätzliche Schwierigkeiten dürfte die Bestimmung des Werts eventuell ersparter Aufwendungen bereiten. Kosten für die Vornahme technischer Lösungen zur Nutzung des Stroms im Rahmen der Eigenversorgung (z. B. Speicher) oder die im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung eigentlich anfallenden Kosten (z. B. Kosten für die Inanspruchnahme eines Direktvermarkters) setzen ja gerade die spätere Nutzung des Stroms, nicht nur das einfache „Loswerden“ voraus. Auch haben sich die Anlagenbetreiber kein Netzentgelt für die Einspeisung erspart, da ein solches für die Netzeinspeisung nicht erhoben wird, § 15 Abs. 1 Satz 2 StromNEV. Ersparte Kosten könnten insofern womöglich noch die Kosten sein, die notwendig wären, um eine Abregelung von überschüssigem Strom am Wechselrichter zu ermöglichen.

Die Geltendmachung eines Anspruchs aus § 812 Abs. 1 Satz 1, Alt. 2 BGB dürfte somit maßgeblich von einem Nachweis ersparter Aufwendungen des Anlagenbetreiber im Einzelfall abhängig sein.

3.5 Ergebnis

Nach Ablauf des Vergütungszeitraums der Einspeisevergütung besteht für Anlagenbetreiber die Pflicht zum Wechsel in die sonstige Direktvermarktung und die Übernahme der damit einhergehenden Verpflichtungen. Nehmen die Anlagenbetreiber diesen Wechsel nicht aktiv vor, sind sie weder auf gesetzlicher noch auf vertraglicher Grundlage zur Stromeinspeisung berechtigt. Eine dennoch erfolgende Stromeinspeisung könnte somit durch den Netzbetreiber, falls ein Einspeise-Netznutzungsvertrag bestehen sollte, auf vertraglicher, ansonsten aber unter Berufung auf die gesetzliche Anspruchsgrundlage des § 1004 BGB in Form eines Unterlassungsanspruchs unterbunden werden.

Falls ein Einspeise-Netznutzungsvertrag besteht, kämen auch vertragliche Schadensersatzansprüche in Betracht. Bestehen keine vertraglichen Ansprüche, da der Abschluss eines Einspeise-Netznutzungsvertrags für EE-Anlagen in der Einspeisevergütung nicht erforderlich ist, können allgemeine zivilrechtliche Ansprüche auf Ausgleich einer ungerechtfertigten Bereicherung (§ 812 BGB) oder Schadensersatz (§§ 280, 823 BGB) im Raum stehen. Alle Ansprüche haben gemeinsam, dass deren Bestehen sowie deren Umfang vom konkreten Nachweis des Erlangten bzw. eines kausalen Schadens im Einzelfall abhängig sind.

4 Randbedingungen der Stromvermarktung nach Förderende

4.1 Marktwert des eingespeisten Stroms

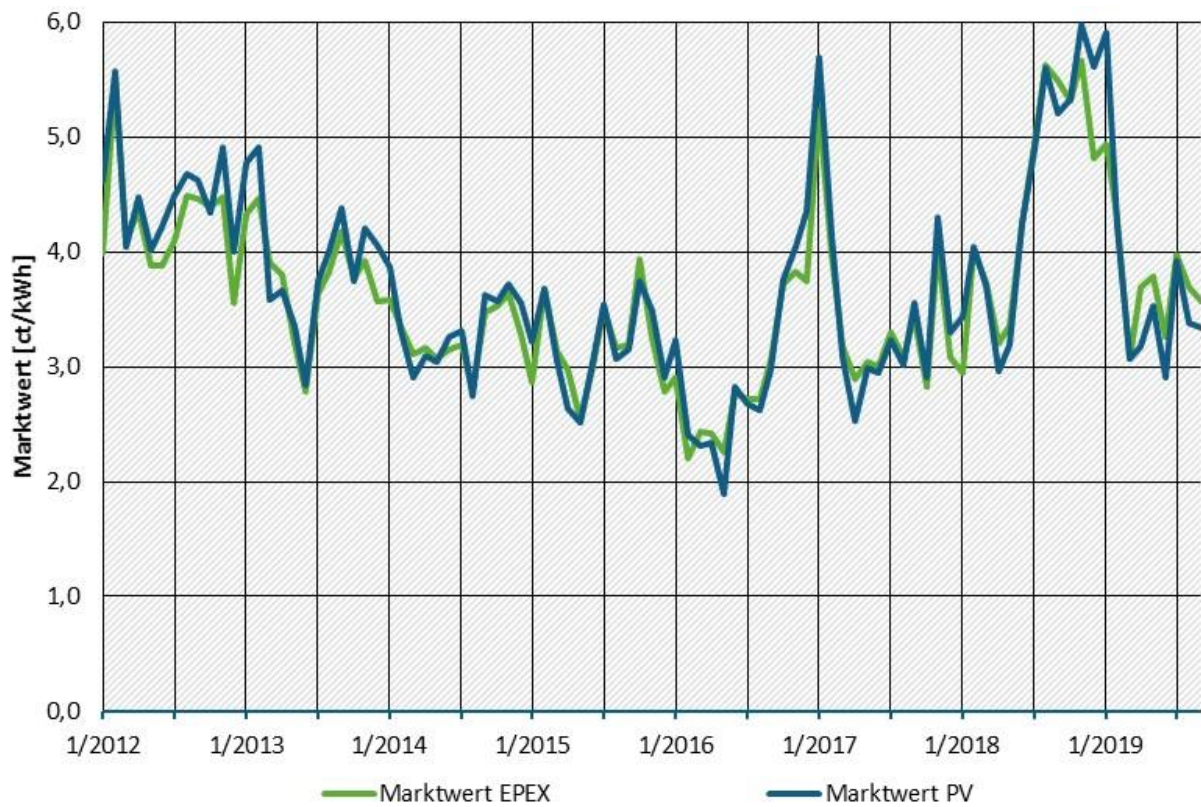
Eine wesentliche wirtschaftliche Rahmenbedingung für die Vermarktung von eingespeistem Strom nach Förderende setzt der Marktwert des PV-Stroms. Nur wenn der Marktwert des Stroms oberhalb der Vermarktungskosten innerhalb der sonstigen Direktvermarktung liegt, besteht für Anlagenbetreiber ein Anreiz, entsprechende Angebote zu nutzen.

Der Marktwert des eingespeisten Stroms ist dabei von verschiedenen Faktoren abhängig (Fraunhofer ISI 2015). Zum einen besteht eine Abhängigkeit vom allgemeinen Preisniveau an der Strombörse. Dieses wird beeinflusst vom Marktanteil erneuerbarer Energien, dem zeitlichen Verlauf der Abschaltung konventioneller Kraftwerke, dem Preisniveau von Brennstoffen und CO₂-Zertifikaten, der Verfügbarkeit von Stromspeichern sowie von Angebots- und Nachfrageflexibilität, dem Netzausbau sowie der Marktkopplung. Zum anderen ist der Marktwert von PV-Strom von dessen eigenem Marktanteil und damit auch von der Zubaugeschwindigkeit von PV abhängig. Je höher der PV-Marktanteil ist, desto stärker wirkt sich die überwiegend gleichzeitig stattfindende Einspeisung des PV-Stroms senkend auf den Börsenpreis aus. Schließlich wird der Wert des eingespeisten Stroms noch vom Verbrauchsprofil des Selbstverbrauchs beeinflusst. Da der Selbstverbrauch häufig parallel zu anderen Verbräuchen stattfindet, wird zu Zeiten hoher Nachfrage (und damit höherer Preise) in der Tendenz weniger Strom eingespeist. Der Marktwert des eingespeisten Stroms bei Selbstverbrauch liegt also unter dem Marktwert eines reinen PV-Einspeiseprofiles.

In Abbildung 8 ist der Verlauf der monatlichen Durchschnittspreise an der Strombörse (EPEX Spot) sowie der durchschnittliche Monatsmarktwert von PV ab dem Jahr 2012 dargestellt. Der Marktwert von PV liegt im zeitlichen Verlauf zum Teil ober- und zum Teil unterhalb des durchschnittlichen Börsenwertes. Abbildung 9 zeigt den Marktwertfaktor von PV als Verhältnis beider Werte. Dieser nimmt wie erwartet mit steigender installierter PV-Leistung im Laufe der Zeit ab. Für die Bewertung der Wirtschaftlichkeit von Direktvermarktungsangeboten ist jedoch weniger der relative Marktwertfaktor entscheidend, sondern das absolute Niveau des PV-Marktwertes. Im Jahr 2017 lag der durchschnittliche Marktwert von PV bei 3,47 ct/kWh, im Jahr 2018 bei 4,52 ct/kWh und im Jahr 2019 bei 3,77 ct/kWh.

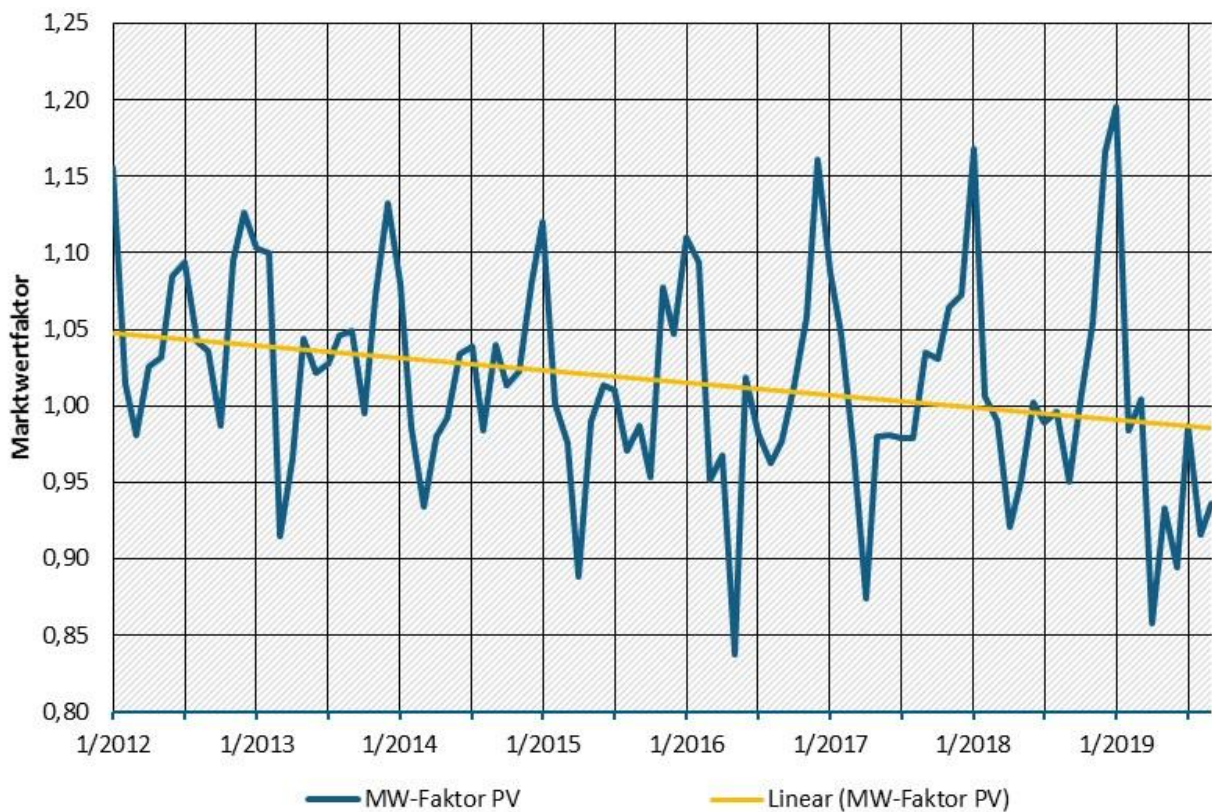
Neben dem reinen Marktwert besitzt bei Anlagen nach Förderende zudem die grüne Eigenschaft des Stroms in Form von Herkunftsnachweisen (HKN) einen Wert, wodurch sich eine weitere Erlösquelle erschließen könnte (vgl. zu HKN in Verbindung mit PV-Kleinanlagen: Hauser et al. 2019, 213 ff.). Wegen des eher niedrigen Preisniveaus der HKN, der Mindestgröße von 1 MWh und dem administrativen Aufwand der Registrierung von Einzelanlagen im HKN-Register wird diese Option im vorliegenden Gutachten nicht weiter betrachtet.

Abbildung 8: Entwicklung des durchschnittlichen Börsenstrompreises sowie des Marktwerts von PV



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (50 Hertz et al. 2019)

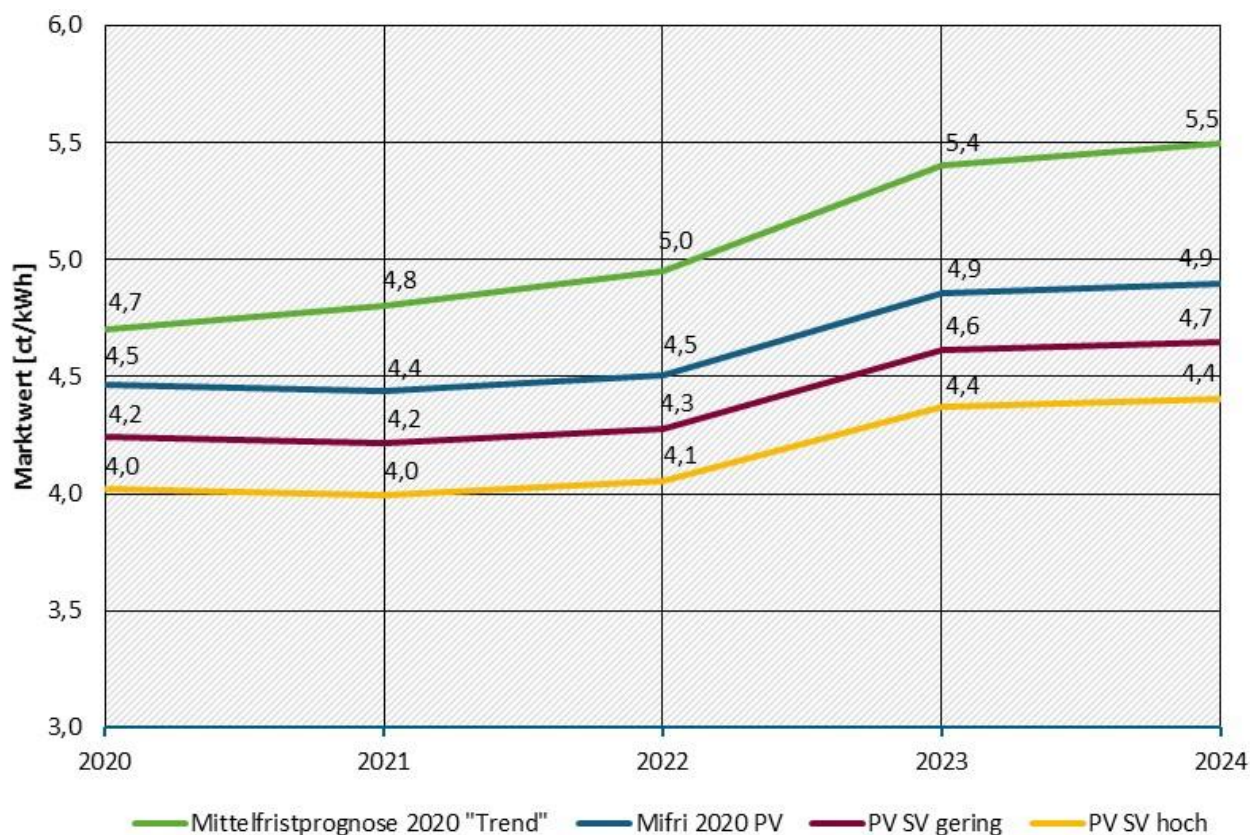
Abbildung 9: Entwicklung des Marktwertfaktors von PV



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (50 Hertz et al. 2019)

Zur Prognose des PV-Marktwerts für die Weiterbetriebsjahre ab 2021 werden die Strompreise sowie die Marktwertfaktoren des „Trend“-Szenarios aus Enervis (2019) zugrunde gelegt. Wie in Abbildung 10 zu erkennen ist, steigen die prognostizierten Marktwerte an, gleichzeitig nimmt der Abstand zwischen durchschnittlichem Großhandelsstrompreis (Mittelfristprognose 2020 „Trend“) und dem Marktwert von PV im Laufe der Zeit weiter zu. Zusätzlich zu dem – im Vergleich zum durchschnittlichen Großhandelsstrompreis – niedrigeren Marktwert von PV-Strom wird für die in der weiteren Bewertung angenommene Spannbreite des Marktwerts davon ausgegangen, dass der Marktwert für Anlagen mit geringem Selbstverbrauch (25 %) 5 % unter dem Marktwert der Volleinspeiseanlagen liegt. Bei Anlagen mit hohem Selbstverbrauch (65 % bzw. 50 %) wird von einem um 10 % niedrigeren Marktwert ausgegangen. Für das Jahr 2021 ergibt sich somit ein PV-Marktwert zwischen 4,0 ct/kWh und 4,4 ct/kWh.

Abbildung 10: Marktwertszenario für PV



Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Enervis 2019) und eigenen Annahmen

4.2 Wirtschaftlichkeit der Direktvermarktung bei Weiterbetriebsanlagen

4.2.1 Direktvermarktungs- und Weiterbetriebskosten

Die Kosten der Direktvermarktung setzen sich zusammen aus den Vermarktungsentgelten der Direktvermarkter, den Kosten zur Herstellung der gesetzlich geforderten Viertelstundenmessung (§ 21b Abs. 3 EEG), sowie den Kosten zur Herstellung der Fernsteuerbarkeit der Anlage. Da die Vermarktung beim Weiterbetrieb nach Förderende im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung erfolgt, ist die Fernsteuerbarkeit der Anlagen nicht gesetzlich vorgeschrieben. Es ist jedoch davon auszugehen, dass Direktvermarkter diese als notwendige Voraussetzung fordern, um einerseits Anlagen bei negativen Strompreisen gegebenenfalls abregeln zu können und andererseits anhand von Echtzeitdaten Prognosen verbessern zu können.

Informationen zu Direktvermarktungskosten sind in der Regel nicht frei zugänglich, weswegen die Informationslage hierzu als intransparent zu bezeichnen ist. Hinzu kommt, dass es sich bei der Vermarktung von Weiterbetriebsanlagen um Anlagen ohne Förderanspruch handelt, womit die Vermarktung im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung erfolgen muss. In den ersten Jahren ab 2021 handelt es sich zudem um sehr kleine Anlagen (vgl. Abschnitt 2.1.1, Abbildung 2).

Um eine Datenbasis zur Bewertung der Direktvermarktungskosten zu schaffen, wurden im Rahmen einer Befragung zwölf Direktvermarktungsunternehmen gebeten, für vier Referenzanlagen (5 kW, 10 kW, 20 kW, 30 kW) Angaben zu Vermarktungsentgelten im Zuge der sonstigen Direktvermarktung zu machen. Je Anlage wurde dabei eine Volleinspeisung, ein geringer Selbstverbrauch von 25 % sowie ein hoher Selbstverbrauch von 65 % (5 kW und 10 kW) bzw. 50 % (20 kW und 30 kW) unterstellt. Neben Vermarktungsentgelten wurden auch Kosten zur Schaffung der Vermarktungsvoraussetzungen, sowie eine Einschätzung zum Marktwert von PV-Strom abgefragt. Die Unternehmen konnten jeweils angeben, ob die Antworten mit Nennung des Unternehmensnamens oder anonym veröffentlicht werden dürfen, oder, ob die Angaben nur zur projektinternen Auswertung zu verwenden sind.

Der versendete Fragebogen wurde lediglich von einem Unternehmen (EnBW) ausgefüllt. Fünf Unternehmen gaben an, keine Angaben machen zu können, da sie bisher keine Anlagen dieser Größenklasse im Portfolio haben. Bei fünf Unternehmen befindet sich derzeit ein entsprechendes Produkt in Entwicklung. Öffentliche Angaben zu Vermarktungsentgelten im Rahmen der geförderten Direktvermarktung gibt es von den Unternehmen EnBW, Next Kraftwerke sowie Mark-E. Eine detaillierte Auswertung hierzu wurde in ZSW und Bosch & Partner (2019, 23) durchgeführt. Bei den Angeboten von Next Kraftwerke und Mark-E steigen die spezifischen Entgelte im unteren Leistungsbereich sehr stark an, sodass davon auszugehen ist, dass diese Angebote in der Praxis nicht wahrgenommen werden. Somit liegen nur Angaben eines Unternehmens vor. Auf Grundlage dieser Datenbasis ist die Einschätzung der Direktvermarktungskosten mit einer hohen Unsicherheit behaftet.

Zur Abbildung der bestehenden Unsicherheiten hinsichtlich der Direktvermarktungskosten werden nachfolgend Spannbreiten der Kostenbestandteile angenommen. Hinsichtlich der Vermarktungsentgelte wird davon ausgegangen, dass die im Rahmen der Befragung angegebenen Entgelte von EnBW am unteren Rand der verfügbaren Angebote liegen. Als obere Spannbreite wird ein 2,5-faches Vermarktungsentgelt¹⁴ angenommen. Unter der Annahme von durchschnittlich 840 Volllaststunden (vgl. Auswertungen in Abschnitt 2.1.1) in der Weiterbetriebsdekade ergeben sich für die Referenzanlagen die in Tabelle 3 dargestellten Vermarktungsentgelte, die jeweils auf die eingespeiste Strommenge bezogen sind. Diese ist bei Anlagen mit Selbstverbrauch entsprechend verringert, was zu höheren spezifischen Vermarktungsentgelten führt.

Zur Herstellung der Fernsteuerbarkeit wird von Einmalkosten zwischen 50 € und 500 € ausgegangen, je nachdem, ob lediglich die Aufschaltung einer vorhandenen Wechselrichterschnittstelle vorgenommen werden muss, oder ob ggf. zusätzliche Hardware zu verbauen ist. Aus der Annuität der Einmalkosten (10 Jahre Weiterbetriebszeitraum, 3 % kalkulatorischer Zins) ergeben sich die in Tabelle 4 dargestellten spezifischen Kosten, jeweils bezogen auf die jährlich eingespeiste Strommenge.

¹⁴ Zur Einordnung: Die angesprochenen öffentlichen Angebote von Next Kraftwerke und Mark-E, liegen im Bereich zwischen 5 kW und 30 kW um den Faktor 6 bis 8 (5 kW) bzw. 4 bis 5 (30 kW) oberhalb der gewählten Untergrenze.

Tabelle 3: Angenommene Spannweite der Vermarktungsentgelte bezogen auf die eingespeiste Strommenge

SV-Anteil	Anlagen- größe [kW]	Vermarktungsentgelt [ct/kWh _{netto}]	
		min	max
0%	5	2,1	5,4
	10	1,2	3,0
	20	0,7	1,8
	30	0,6	1,4
25%	5	2,9	7,2
	10	1,6	4,0
	20	1,0	2,4
	30	0,7	1,9
65%	5	6,1	15,3
	10	3,4	8,5
50%	20	1,4	3,6
	30	1,1	2,8

Quelle: Eigene Annahmen basierend auf Befragungsergebnissen

Tabelle 4: Angenommene Spannweite der spezifischen Kosten (bezogen auf die eingespeiste Strommenge) der Fernsteuerbarkeit

SV-Anteil	Anlagen- größe [kW]	Kosten Fernsteuerbarkeit [ct/kWh _{netto}]	
		min	max
0%	5	0,14	1,4
	10	0,07	0,7
	20	0,04	0,4
	30	0,02	0,2
25%	5	0,19	1,9
	10	0,10	1,0
	20	0,05	0,5
	30	0,03	0,3
65%	5	0,41	4,1
	10	0,20	2,0
50%	20	0,07	0,7
	30	0,05	0,5

Quelle: Eigene Annahmen basierend auf Befragungsergebnissen

Zur Herstellung der Viertelstundenmessung wird davon ausgegangen, dass der Einbau eines Smart-Meters notwendig ist. Zwar sind auch nicht zertifizierte Zähler in der Lage, 15-Minutenwerte bereitzustellen, jedoch werden diese von den Verteilnetzbetreibern häufig nicht anerkannt (ComMetering 2019). Bezüglich der Kosten wird von den Preisobergrenzen gemäß § 31

Abs. 2 MsbG ausgegangen. Vereinfachend wird angenommen, dass die Kosten bei einer 5 kW-Anlage gleich der Preisobergrenze für Anlagen zwischen 7 kW und 15 kW sind (100 €/a). Bezogen auf die angenommenen Strommengen ergeben sich die spezifischen Kosten in Tabelle 5.

Tabelle 5: Spezifische Kosten (bezogen auf die eingespeiste Strommenge) der Viertelstundenmessung gemäß Preisobergrenzen nach § 31 Abs. 2 MsbG

SV-Anteil	Anlagengröße [kW]	Kosten Smart-Meter [ct/kWh _{netto}]
0%	5	2,0
	10	1,0
	20	0,7
	30	0,4
25%	5	2,7
	10	1,3
	20	0,9
	30	0,6
65%	5	5,7
	10	2,9
50%	20	1,3
	30	0,9

Quelle: Eigene Annahmen basierend auf Preisobergrenzen gem. § 31 Abs. 2 MsbG

Bei Volleinspeiseanlagen sind neben den Direktvermarktungskosten auch die Weiterbetriebskosten für die Beurteilung der Wirtschaftlichkeit der Direktvermarktung relevant (da diese nicht durch vermiedene Strombezugskosten im Zuge des Selbstverbrauchs gedeckt werden). Dagegen sind bei Anlagen mit Selbstverbrauch nur die Direktvermarktungskosten relevant, da davon auszugehen ist, dass die Weiterbetriebskosten im Rahmen des Selbstverbrauchs abgedeckt sind. Zur Bewertung der Weiterbetriebskosten werden diese aus ZSW und Bosch & Partner (2019, 130) auf die sich aus den Auswertungen in Abschnitt 2.1.1 ergebende, mittlere Vollaststundenzahl der Weiterbetriebsjahrgänge 2021 bis 2026 von 840 h (vgl. Abschnitt 2.1.1) umgerechnet und für die Referenzanlagen interpoliert (Tabelle 6). Dabei ist zu beachten, dass die Vollaststundenzahl der ersten Jahrgänge, die ab 2021 nicht mehr gefördert werden, zum Teil deutlich niedriger liegen können, wodurch sich höhere Kosten ergeben können.¹⁵

¹⁵ Hintergrund ist die vergleichsweise niedrige Performance Ratio von Altanlagen bereits in deren Inbetriebnahmejahr (ZSW und Bosch & Partner 2019).

Tabelle 6: Angenommene Spannweite der Weiterbetriebskosten

Anlagen- größe [kW]	Weiterbetriebskosten [ct/kWh _{netto}]	
	min	max
5	3,0	4,7
10	2,7	4,4
20	2,6	4,1
30	2,5	3,9

Quelle: Angepasste Berechnung basierend auf ZSW und Bosch & Partner (2019)

4.2.2 Einordnung der Vermarktungs- und Weiterbetriebskosten gegenüber dem PV-Marktwert

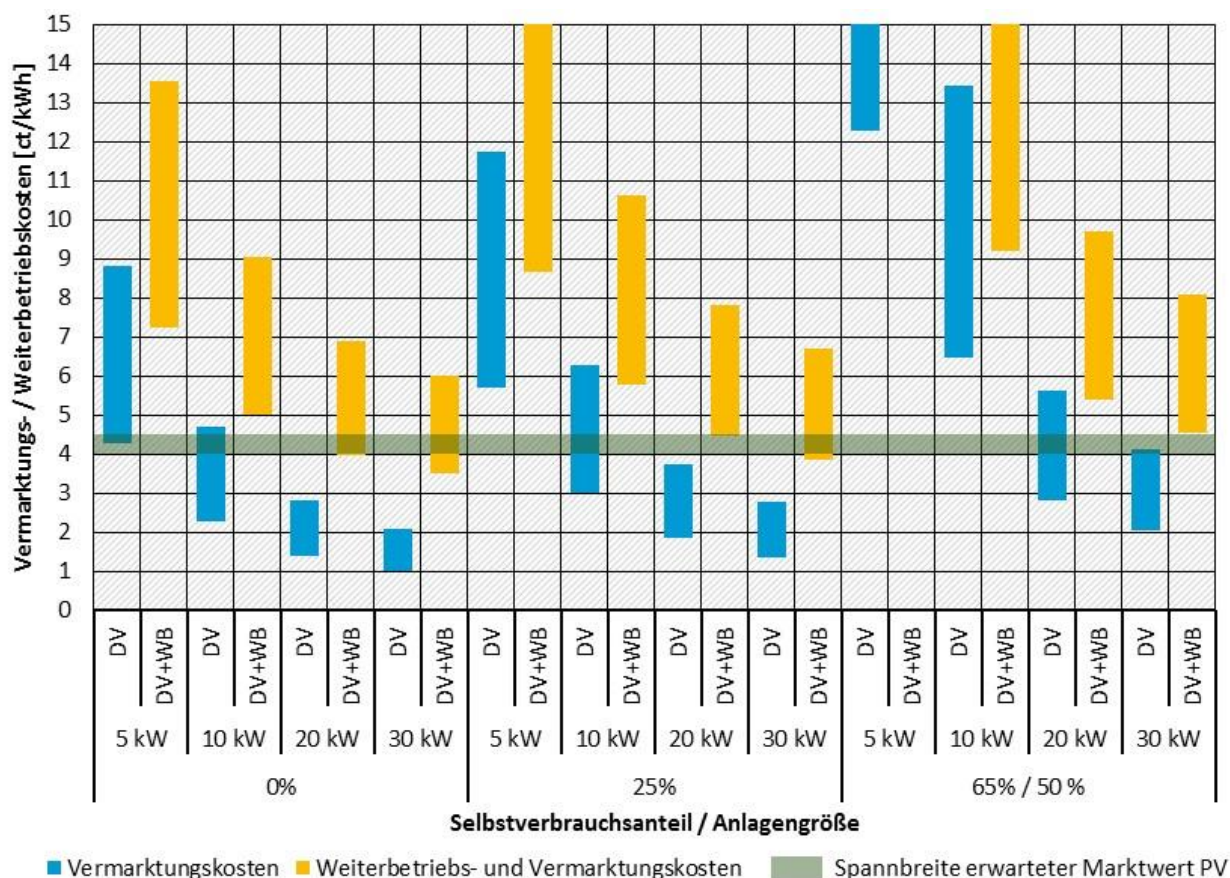
Abbildung 11 stellt die Spannweiten der Vermarktungskosten sowie der addierten Weiterbetriebs- und Vermarktungskosten der Spannweite des PV-Marktwertes in den ersten Weiterbetriebsjahren gegenüber. Dabei ist zu beachten, dass die Vermarktungskosten jeweils nur auf die vermarkteten, also eingespeisten Strommengen zu beziehen sind, während die Weiterbetriebskosten grundsätzlich auf die Gesamtstromerzeugung der Anlagen zu beziehen sind¹⁶. Wie angedeutet, muss in der Bewertung zwischen Volleinspeiseanlagen und Anlagen mit Selbstverbrauch unterschieden werden. Für den Fall der Volleinspeiseanlagen (0 % Selbstverbrauch) zeigt sich, dass die Summe aus Vermarktungs- und Weiterbetriebskosten bei den betrachteten Referenzanlagen durch den Marktwert nicht abgedeckt wird. Lediglich bei der 30 kW-Anlage könnte im Falle niedriger Kosten der Weiterbetrieb mit sonstiger Direktvermarktung kostendeckend sein.

Für Anlagen mit niedrigem Selbstverbrauch (25 %) ist die Wirtschaftlichkeit der Direktvermarktung im Weiterbetriebsfall¹⁷ bei der Referenzanlage mit 5 kW nicht gegeben, bei der 10 kW-Anlage ist sie fraglich. Bei Anlagen mit 20 kW und 30 kW liegen die angenommenen Direktvermarktungskosten unterhalb des erwarteten Marktwertes von PV. Bei Anlagen mit hohem Selbstverbrauch (65 %) liegt die Spannweite der angenommenen Vermarktungskosten lediglich bei 30 kW-Anlagen fast vollständig unterhalb des Marktwertes.

¹⁶ Bei Volleinspeiseanlagen stimmen vermarktete Menge und Gesamtstromerzeugung überein, bei Anlagen mit Selbstverbrauch ist dies nicht der Fall. Die Addition der Werte ist trotzdem zulässig, da die anteilig auf die eingespeisten Strommengen zu beziehenden Weiterbetriebskosten spezifisch gleich hoch sind, wie der Bezug der gesamten Weiterbetriebskosten auf die Gesamtstromerzeugung.

¹⁷ Die Bewertung im Weiterbetriebsfall ist keinesfalls gleichzusetzen mit der Betrachtung bei Neuanlagen, bei denen neben Vermarktungs- und Betriebskosten auch der Anlageninvest finanziert werden muss. Als Bezugsgröße für die Wirtschaftlichkeit der Direktvermarktung ist dort folglich die Erhöhung des anzulegenden Wertes im Falle der Vermarktung und nicht der Marktwert des PV-Stroms relevant.

Abbildung 11: Vermarktungskosten (bezogen auf die eingespeiste Strommenge) und Weiterbetriebskosten¹⁸ (anteilig bezogen auf die eingespeiste Strommenge) der Referenzanlagen in Abhängigkeit des Selbstverbrauchsanteils



Quelle: Eigene Darstellung

Die durchschnittliche Größe der Anlagen, für die bis Anfang 2023 die Förderung endet, liegt zwischen 3,9 kW (Weiterbetrieb ab 2021) und 5,9 kW (Weiterbetrieb ab 2023) (vgl. Abbildung 2). Bezogen auf die Anzahl sind 94 % der Weiterbetriebsanlagen bis 2023 kleiner als 10 kW, bezogen auf die Anlagenleistung 67 %. Vor diesem Hintergrund wird angesichts der dargestellten Kosten deutlich, dass die Wirtschaftlichkeit der Direktvermarktung in allen betrachteten Fällen (Volleinspeisung, niedriger Selbstverbrauch, hoher Selbstverbrauch) in den ersten Weiterbetriebsjahren für einen Großteil der Anlagen nicht gegeben ist. Die derzeitige gesetzliche Regelung zur Stromeinspeisung dieser Anlagen (vgl. Abschnitt 3.1) schafft somit einen Anreiz, einzuspeisenden Strom entweder abzuregeln (niedriger / hoher Selbstverbrauch) oder die Anlagen nicht weiter zu betreiben (Volleinspeisung) (vgl. Abschnitt 5.1).

Selbst bei den Referenzanlagen, bei denen die angenommenen Direktvermarktungskosten unterhalb des Marktwertes liegen ist zu hinterfragen, ob aus Anlagenbetreibersicht ein großer Anreiz besteht, an der Direktvermarktung teilzunehmen. Der Mehrerlös der 20 kW-Referenzanlage mit geringem Selbstverbrauch in der sonstigen Direktvermarktung beträgt gegenüber einer Abregelung des Überschussstroms je nach Kosten- und Marktwertannahme zwischen rund 330 € und gut 30 € pro Jahr. Zur Erzielung dieses Mehrerlöses muss der Anlagenbetreiber sich um die Auswahl des Direktvermarkters und den Vertragsabschluss kümmern. Mit der Schaffung der Di-

¹⁸ Die Weiterbetriebskosten von Anlagen mit hohem Selbstverbrauch enthalten keine Kosten für Speicher oder andere Optionen zur Erhöhung des Selbstverbrauchs, die notwendig sind um entsprechende Selbstverbrauchsanteile zu erreichen.

rektvermarktungsvoraussetzungen (Viertelstundenmessung, Fernsteuerbarkeit) fällt zusätzlicher Transaktionsaufwand an, der zudem ggf. mit einer Investition bei ungewisser Weiterbetriebsdauer verbunden ist.

In der vorliegenden Bewertung nicht betrachtet werden Vermarktungsangebote, die mit einer Produktbündelung (bspw. Stromliefervertrag, Verkauf eines Batteriespeichers etc.) einhergehen, oder die eine erhöhte Zahlungsbereitschaft bei Stromkunden oder Anlagenbetreibern voraussetzen, bspw. für bestimmte Stromeigenschaften oder aus Autarkiebestrebungen heraus (emotionale Produkte). Da Produktbündel die Bereitschaft von Anlagenbetreibern voraussetzen, weitere Produkte zu kaufen, können diese nicht als Bewertungsgrundlage dienen. Emotionale Produkte sind insbesondere beim Absatz von Batteriespeichern in der Praxis zwar von Bedeutung, eine erhöhte Zahlungsbereitschaft kann jedoch nicht für alle Anlagenbetreiber unterstellt werden.

5 Optionen für den Umgang mit eingespeisten Strommen- gen nach Förderende

Die Auswertungen in Kapitel 4 zeigen, dass die bei Stromeinspeisung von Weiterbetriebsanlagen derzeit gesetzlich verpflichtende sonstige Direktvermarktung für den überwiegenden Teil der in den ersten Jahren ab 2021 aus der Förderung laufenden Anlagen nicht wirtschaftlich ist. Zur Verdeutlichung der sich daraus ergebenden Konsequenzen für Weiterbetriebsanlagen werden nachfolgend die Entscheidungsoptionen aus Sicht der Anlagenbetreiber dargestellt. Anschließend werden mögliche Optionen zur Gestaltung der Stromeinspeisung von Weiterbetriebsanlagen aufgezeigt und insbesondere die Option „Durchleitung des Marktwertes“ rechtlich bewertet.

5.1 Entscheidungsoptionen der Anlagenbetreiber nach Förderende

Als Grundlage für die Bewertung möglicher Ausgestaltungsvarianten einer Regelung zur Stromeinspeisung ausgeförderter Anlagen werden zunächst die Entscheidungsoptionen der Anlagenbetreiber erläutert. Ausgehend vom rechtlichen Status quo ergeben sich folgende Möglichkeiten:

1. Der in der Anlage erzeugte Strom wird weiterhin vollständig eingespeist. Dies erfolgt im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung.

Die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs ist in diesem Fall - Stand heute - nicht gegeben, da in der Volleinspeisung keine vermiedenen Strombezugskosten im Rahmen der Eigenversorgung anfallen. Folglich müssen sowohl die Weiterbetriebskosten als auch die Direktvermarktungskosten alleine durch den Marktwert des eingespeisten Stroms abgedeckt werden, was angesichts der erwarteten Kosten und des voraussichtlichen Marktwerts nicht möglich ist (vgl. Abbildung 11).

2. Umrüstung auf Selbstverbrauch. Stromüberschüsse werden im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung ins Netz eingespeist.

Durch die Umrüstung auf Selbstverbrauch können die Weiterbetriebskosten abgedeckt werden. Die Kosten der Direktvermarktung liegen in vielen der betrachteten Anlagensegmente oberhalb des Marktwerts des eingespeisten Stroms. Insbesondere die in den ersten Jahren ab 2021 in den Weiterbetrieb laufenden Anlagen sind hiervon in großem Umfang betroffen. Die sonstige Direktvermarktung ist für diese Anlagen nicht kostendeckend. Zwar könnten die Direktvermarktungskosten theoretisch über die vermiedenen Strombezugskosten der Eigenversorgung abgedeckt werden, jedoch ist die Direktvermarktung aus Sicht der Anlagenbetreiber nicht rational, solange diese nicht zumindest ihre eigenen Kosten abdeckt. Insbesondere wenn ein Batteriespeicher nachgerüstet wird, handelt es sich um vergleichsweise geringe Überschussmengen, die vermarktet werden müssten. Aus Sicht des Anlagenbetreibers kann es deshalb rational sein, Stromüberschüsse abzuregeln.

3. Umrüstung auf Selbstverbrauch. Abregelung von Stromüberschüssen.

Auch hier werden die Weiterbetriebskosten durch den Selbstverbrauch abgedeckt. Die Unwirtschaftlichkeit der Direktvermarktung unter Entscheidungsoption 2 bzw. die zu geringen Mengen stellen einen hohen Anreiz dar, überschüssige Strommengen abzuregeln. Bei neueren Wechselrichtern ist dies durch eine entsprechende Einstellung des Arbeitspunktes möglich. Bei älteren Wechselrichtern kann diese Option durch Nachrüstung ergänzt werden. Sollte im Einzelfall noch ein sehr alter Wechselrichter in Betrieb sein, ist im Zuge der Entscheidung zum Weiterbetrieb ohnehin ein Tausch des Wechselrichters in Erwägung zu ziehen. Aus Sicht der Anlagenbetreiber stellt die Option, überschüssigen Strom abzuregeln, unter den derzeitigen rechtlichen und wirt-

schaftlichen Rahmenbedingungen einen einzelwirtschaftlichen Anreiz dar. Der Anreiz zur Abregelung ist umso größer, je höher die Selbstverbrauchsquote (und damit je geringer die mögliche Überschusseinspeisung) ist.

In der Praxis gibt es zudem Fälle, in denen zusätzlich zu einer ursprünglich installierten Anlage, deren Förderende ansteht, eine weitere Anlage installiert wurde, die zur Eigenversorgung genutzt wird. Eine Umrüstung der älteren Anlage auf Eigenversorgung ist in diesen Fällen nicht wirtschaftlich, da das Potenzial für selbstverbrauchten Strom aus dieser Anlage nur sehr gering ist. Ohne eine kostendeckende Option zur Einspeisung ist der Weiterbetrieb dieser Anlagen somit gefährdet.

Neben den betrachteten rechtlich zulässigen Optionen des Weiterbetriebs können in der Praxis auch Fälle auftreten, in denen Strom ohne Zuordnung zur sonstigen Direktvermarktung, also unberechtigt, eingespeist wird (vgl. Abschnitt 3.3). Dies könnte bei Volleinspeiseanlagen, insbesondere aber nach Umrüstung auf Selbstverbrauch und bei hohen Selbstverbrauchsquoten, der Fall sein. Nicht alle Anlagenbetreiber dürften rechtzeitig an das Förderende ihrer Anlagen denken oder erinnert werden, insbesondere wenn kein Wissen oder Interesse daran besteht, die Anlage zur Eigenversorgungsanlage umzurüsten. Vor diesem Hintergrund ist nach dem Auslaufen der Förderung von einem Anteil an unberechtigt einspeisenden Anlagen auszugehen, dessen Ausmaß vorab jedoch nicht eingeschätzt werden kann. Aufgrund der in Kapitel 3 dargestellten möglichen Rechtsfolgen dürfte diese unberechtigte Einspeisung jedoch nur vorübergehend stattfinden, sofern der Netzbetreiber entsprechend darauf reagiert. Ein rechtzeitiger Hinweis der Netzbetreiber an die Anlagenbetreiber ist insofern nicht nur zu empfehlen, sondern liegt auch im Eigeninteresse der Netzbetreiber.

5.2 Mögliche Ausgestaltungvarianten einer vereinfachten Abnahmeregelung zur Stromeinspeisung

Die in Abschnitt 5.1 dargestellten Entscheidungsoptionen auf Basis des rechtlichen Status quo zeigen, dass für viele Anlagenbetreiber – neben einem hohen Anreiz zur Umrüstung auf Selbstverbrauch – ein hoher Anreiz zur Abregelung überschüssiger Strommengen besteht. Neben dieser Problemstellung sollte eine vereinfachte Abnahmeregelung für den eingespeisten Strom ausgeförderter Anlagen folgende Randbedingungen adressieren:

- Eine Anlagenstillegung (ohne Ersatz) sowie eine nicht netzbedingte Abregelung von Überschussmengen ist aus klimapolitischen Gründen zu vermeiden.
- Grundsätzlich ist eine marktliche Lösung zur Abnahme des Überschussstroms einer ordnungsrechtlichen Lösung vorzuziehen, um eine möglichst hohe Marktintegration des PV-Stroms zu gewährleisten.
- Je nach Ausgestaltung kann eine ordnungsrechtliche Lösung zur Abnahme des Überschussstroms als Opportunität zu einer Marktlösung die Wirtschaftlichkeit dieser erschweren bzw. verhindern.
- Basierend auf den (in Kapitel 4) aufgeführten Untersuchungen gibt es Anlagensegmente, für die eine Marktlösung / Direktvermarktung nicht wirtschaftlich darstellbar ist. Eine vereinfachte Abnahmeregelung soll insbesondere diese Anlagensegmente adressieren.

Bei der Ausgestaltung einer Abnahmeregelung sind verschiedene Varianten denkbar, die sich in ihrer Attraktivität aus Sicht der Anlagenbetreiber und bezüglich weiterer Kriterien unterscheiden. In den folgenden Varianten b) bis e) wird davon ausgegangen, dass der Weiterbetrieb der Anlage über eingesparte Stromkosten im Rahmen des Selbstverbrauchs finanziert wird. Die Ausgestaltungsvarianten werden nachfolgend kurz erläutert und anschließend anhand verschiedener Kriterien bewertet.

- a) Feste Vergütung oberhalb des Marktwertes:** Bei einer reinen Durchleitung des Marktwertes von PV-Strom können die Kosten des Weiterbetriebs (insbesondere bei kleinen Anlagen) ohne Umrüstung auf Selbstverbrauch ggf. nicht bei allen Anlagen gegenfinanziert werden. Da es Anlagenbetreiber geben wird, die aus verschiedenen Gründen (z.B. nachträglich installierte Zweitanlage mit Eigenversorgung, Alter, fehlendes Wissen oder Interesse, etc.) ihre Anlage nicht auf Eigenversorgung umrüsten werden, kann der Weiterbetrieb dieser Anlagen gefährdet sein. Zur Gewährleistung des Weiterbetriebs ohne Selbstverbrauch kann eine feste Vergütung des eingespeisten Stroms oberhalb des Marktwertes Weiterbetriebsanreize setzen.
- b) Durchleitung des Marktwertes:** Regelungen zur Durchleitung des Marktwertes bestehen im EEG bereits bspw. für Anlagen, die die Höchstdauer der Ausfallvergütung überschreiten. In diesem Fall verringert sich der anzulegende Wert auf den Monatsmarktwert (§ 52 Abs. 2 Satz 1 Nummer 3 EEG). Bei KWK-Anlagen bis 100 kW besteht eine ähnliche Regelung (§ 4 Abs. 2 KWKG). So erhalten betreffende KWK-Anlagen für den eingespeisten Strom den „üblichen Preis“ (durchschnittlicher Base-Preis des vorangegangenen Quartals).
- c) Durchleitung des Marktwerts abzüglich der Kosten der Stromvermarktung durch die ÜNB:** Da bei den Übertragungsnetzbetreibern Kosten für die Stromvermarktung anfallen (vgl. § 3 EEV Abs. 4 Nr. 6 bis 9), stellt sich grundsätzlich die Frage, ob diese Kosten von allen Stromverbrauchern im Rahmen der EEG-Umlage zu tragen sind, oder ob die Kosten von den Anlagenbetreibern zu tragen sind und somit bei einer Durchleitung des Marktwertes von diesem abzuziehen sind. Einerseits gibt es mit den angesprochenen Regelungen bei KWK-Anlagen und der Überschreitung der Höchstdauer der Ausfallvermarktung vergleichbare Fälle, in denen die Vermarktungskosten nicht abgezogen werden. Andererseits lässt sich auch argumentieren, dass die Förderung der betreffenden Anlagen (und darin enthalten auch die Kosten der Stromvermarktung durch die ÜNB) bereits über 20 Jahre durch die Letztverbraucher finanziert wurde.
- d) Durchleitung des Marktwerts abzüglich eines Betrages, der über die Kosten der Stromvermarktung durch die ÜNB hinausgeht:** Eine vereinfachte Abnahmeregulung für einzuspeisenden Strom nach Förderende steht als Entscheidungsoption für die Anlagenbetreiber in direkter Konkurrenz zur Stromeinspeisung im Zuge der sonstigen Direktvermarktung. Je nach Ausgestaltung der Regelung können entsprechende Direktvermarktungsangebote weniger attraktiv werden. Zum einen liegt dies daran, dass diese mit zusätzlichen Anforderungen (Viertelstundenmessung, Fernsteuerbarkeit) und damit einhergehenden Kosten verbunden sind. Zum anderen müssen die angebotenen Direktvermarktungstarife in diesem Fall nicht mehr nur vorteilhaft gegenüber den erzielbaren Erlösen aus der Vermarktung (also gegenüber dem Marktwert des PV-Stroms) sein, sondern auch gegenüber den Erlösen in der vereinfachten Abnahmeregulung. Um einer hemmenden Wirkung der vereinfachten Abnahmeregulung auf angebotene Marktlösungen entgegenzuwirken, kann es notwendig sein, den Marktwert bei der Durchleitung ggf. um einen höheren Betrag als die Kosten der Stromvermarktung durch die ÜNB zu verringern. Denkbar wäre auch eine zeitlich gestaffelte Erhöhung des Abzugsbetrags.
- e) Möglichkeit zur Einspeisung ohne Durchleitung des Marktwertes:** Mögliche Erlöse aus einer Abnahmeregulung engen den wirtschaftlichen Spielraum von Angeboten im Zuge der sonstigen Direktvermarktung ein. Bei einer hohen politischen Gewichtung der Marktintegration von PV-Überschussstrom nach Förderende, wäre es auch denkbar, grundsätzlich eine Option zur Stromeinspeisung außerhalb der sonstigen Direktvermarktung zu schaffen, für diesen Strom jedoch keine Durchleitung des Marktwertes zu gewähren. Die Erlöse aus der

Stromvermarktung der ÜNB könnten in diesem Fall das EEG-Konto entlasten, die Einspeisung der über den Selbstverbrauch hinausgehenden Strommengen würde dadurch legalisiert.

Grundsätzlich wäre für die Abnahme des Überschussstroms auch eine verpflichtende Einspeisung im Zuge der sonstigen Direktvermarktung denkbar. Dabei könnte argumentiert werden, dass die Wirtschaftlichkeit der Anlagen bereits durch den Selbstverbrauch gegeben ist und in den meisten Fällen noch Spielraum enthält, um ggf. auch hohe Vermarktungsentgelte (oberhalb des Marktwertes) mitzufinanzieren. Eine solche Regelung würde bei Anlagenbetreibern jedoch voraussichtlich auf erheblichen Widerstand stoßen. Zudem dürfte eine Pflicht zur Einspeisung des Überschussstroms und zur Vermarktung zumindest einen eingehender zu prüfenden Eingriff in Grundrechte der Anlagenbetreiber darstellen. Ebenso stünde die künftige Vereinbarkeit mit dem Europarecht in Frage. Die neue Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 (EE-RL) ist spätestens bis zum 30.06.2021 in deutsches Recht umzusetzen. Dort ist u. a. festgeschrieben, dass EE-Eigenversorger das Recht haben, ihre Überschussproduktion auf verschiedenen Wegen zu verkaufen (Art. 21 Abs. 2 lit. a). Die Einräumung eines solchen Rechts beinhaltet konsequenterweise auch die Möglichkeit für Eigenversorger, sich gegen den Verkauf des Überschussstroms zu entscheiden. Dieses Wahlrecht würde den Eigenversorgern durch eine verpflichtende Einspeisung und Direktvermarktung verwehrt. Daher wird diese Option nachfolgend nicht weiter bewertet.

Ebenfalls denkbar wäre die Einführung von Net-Metering für ausgeförderte PV-Anlagen. Damit würden die vermiedenen Strombezugskosten im Vergleich zum normalen Selbstverbrauch steigen, wodurch die Wirtschaftlichkeit des Weiterbetriebs zusätzlich verbessert würde. Ohne die gleichzeitige Einführung zusätzlicher Zahlungsverpflichtungen der Anlagenbetreiber in ausreichender Höhe, bspw. für die Kapazität des genutzten Netzanschlusses, würde eine solche Regelung jedoch zu einer Überförderung des Weiterbetriebs führen. Gleichzeitig würde die entsprechende Minderung der Strombezugsmengen zu geringeren Zahlungen bei Netzentgelten, Abgaben und Umlagen führen. Die Einführung von Net-Metering (samt weiterführender Regelungen, mit denen Finanzierungsbeiträge zu Netzinfrastrukturen, Abgaben und Umlagen bspw. über leistungsabhängige Entgelte zu adressieren sind) würde eine grundsätzliche Systemumstellung im Umgang mit Eigenversorgung bedeuten, die weit über den betrachteten Anwendungsbereich des Weiterbetriebs nach Förderende hinausgeht. Entsprechende Ansätze sind daher in einem größeren Kontext zu diskutieren. Net-Metering wird deswegen im Folgenden als Option für Weiterbetriebsanlagen nicht näher bewertet.

5.3 Bewertung der Ausgestaltungsvarianten einer vereinfachten Abnahmeregulierung zur Stromeinspeisung

Zur besseren Einordnung werden die möglichen Ausgestaltungsoptionen anhand der folgenden Kriterien in einer tabellarischen Übersicht bewertet:

- **Einspeiseanreiz für Anlagenbetreiber:** Wie groß ist der Anreiz für Anlagenbetreiber, bei einer entsprechenden Abnahmeregulierung den Strom ins Netz einzuspeisen, anstatt ihn abzuregeln? (++) sehr hoher Anreiz zur Einspeisung, -- kein Anreiz zur Einspeisung)
- **Belastung der Letztverbraucher:** Werden die Vermarktungskosten der ÜNB mit der angedachten Regelung gedeckt und fallen ggf. zusätzliche Erlöse an, die dem EEG-Konto zugutekommen, oder findet die Finanzierung zulasten des EEG-Kontos statt? (++) maximale Zusatzerlöse für EEG-Konto, -- zusätzliche Belastung für EEG-Konto)
- **Wirtschaftlicher Spielraum für Vermarktungsangebote:** Wirkt die vereinfachte Abnahmeregulierung als Hemmnis für die Nutzung bzw. Schaffung von Vermarktungsangeboten? (++) unveränderte Situation für Vermarktungsangebote, -- kein wirtschaftlicher Spielraum für Vermarktungsangebote)
- **Rechtliche Umsetzbarkeit:** Ist die Option rechtlich umsetzbar? Relevant sind hier die europarechtlichen Anforderungen des neuen EU-Gesetzespakets „Saubere Energie für alle Europäer“ (EE-RL und Strombinnenmarkt-VO) sowie die Vereinbarkeit mit dem Beihilferecht. Verfassungsrechtliche Aspekte werden im Folgenden nicht näher betrachtet, da nicht erwartet wird, dass die Einführung eines solchen Anspruchs verfassungsrechtliche Schwierigkeiten mit sich bringt. Die rechtliche Einschätzung der Optionen erfolgt kursorisch und kann einer Prüfung eines final ausformulierten Gesetzesvorschlags nicht vorgreifen. Es werden daher weder „++“ noch „--“ vergeben. Die Skala reicht von „+“ (voraussichtlich rechtlich umsetzbar) bis „-“ (voraussichtlich nicht rechtlich umsetzbar).

	Feste Vergütung oberhalb des Marktwertes	Durchleitung Marktwert	Durchleitung Marktwert abzüglich Vermarktungskosten des ÜNB	Durchleitung Marktwert abzüglich Betrag > Vermarktungskosten des ÜNB	Einspeisemöglichkeit ohne Vergütung
Einspeiseanreiz Anlagenbetreiber¹⁹	++ Auch ohne Selbstverbrauch werden die Weiterbetriebskosten der Anlagen sicher abgedeckt	+ Anlagenbetreiber bekommt den vollen Marktwert seines Stroms vergütet → hohe Nachvollziehbarkeit → voraussichtlich hohe Akzeptanz	o Marktwert wird zwar um Vermarktungskosten reduziert, Reduktion dürfte aufgrund der anfallenden Kosten jedoch zumindest nachvollziehbar sein	- Reduktion des Marktwerts über die ÜNB-Vermarktungskosten hinaus; lässt sich zwar begründen (Opportunität Angebote sonstige DV), ist jedoch schwer nachvollziehbar	-- Anlagenbetreiber soll seinen Strom verschenken, was z.T. auf Ablehnung stoßen wird
Belastung der Letztverbraucher	-- zusätzlich zu den Vermarktungskosten des ÜNB muss die Differenz zwischen Marktwert und Vergütung über das EEG-Konto finanziert werden	- Vermarktungskosten werden durch den ÜNB voll auf die Letztverbraucher umgelegt	o Vermarktungskosten der ÜNB werden vollständig durch Anlagenbetreiber getragen	+ Vermarktungskosten der ÜNB werden vollständig durch Anlagenbetreiber getragen. Darüber hinaus fallen Überschüsse an, die die EEG-Umlage entlasten	++ sämtliche Vermarktungserlöse kommen dem EEG-Konto zugute
Wirtschaftlicher Spielraum für Vermarktungsangebote	-- kein Spielraum für Angebote von Vermarktern, da ein Erlös oberhalb des Marktwertes (im Durchschnitt) nicht möglich ist und zudem Kosten für die Vermarktung anfallen	-- wenig Spielraum für Angebote von Vermarktern, da DV mit zusätzlichen Pflichten (und damit Kosten) verbunden ist, die bei Marktwert-Durchleitung nicht bestehen	- eingeschränkter Spielraum für Angebote von Vermarktern, da DV mit zusätzlichen Pflichten (und damit Kosten) verbunden ist, die bei Marktwert-Durchleitung nicht bestehen	o / + Je nach Höhe des Abzugs vom Marktwert erhöht sich der wirtschaftliche Spielraum für Angebote von Direktvermarktern	++ wirtschaftlicher Spielraum für Vermarktungsangebote unverändert ggü. der derzeitigen Situation
Vereinbarkeit mit EE-RL und Strombinnenmarkt-VO	+ Ausnahmen von BKV und Marktprämie < 400 bzw. 200 kW möglich. Vergütung kann Marktwert	+ Ausnahmen von BKV und Marktprämie < 400 kW bzw. 200 kW möglich.	+ Ausnahmen von BKV und Marktprämie < 400 kW bzw. 200 kW möglich. Geringere Vergütung als	+ siehe Spalte links	+ siehe Spalte links Aus EE-RL folgt keine Pflicht zur Vergütung

¹⁹ Grundsätzlich besteht beim Weiterbetrieb ein hoher Anreiz zum Selbstverbrauch. Die dargestellte Bewertung stellt somit nur eine Abstufung des im Verhältnis deutlich geringeren Anreizes dar, im Rahmen einer Weiterbetriebsregelung den Strom einzuspeisen oder abzuregeln.

	Feste Vergütung oberhalb des Marktwertes	Durchleitung Marktwert	Durchleitung Marktwert abzüglich Vermarktungskosten des ÜNB	Durchleitung Marktwert abzüglich Betrag > Vermarktungskosten des ÜNB	Einspeisemöglichkeit ohne Vergütung
	zzgl. Wert des Stroms für Netz/Umwelt/Gesellschaft berücksichtigen (Art. 21 Abs. 2 lit. d) EE-RL). Da als Option ausgestaltet, kein Konflikt mit Eigenversorgerrechten.	Durchleitung des Marktwerts als Option für Eigenversorger explizit angelegt (Art. 21 Abs. 2 lit. d) EE-RL). Da als Option ausgestaltet, kein Konflikt mit Eigenversorgerrechten.	Marktwert möglich (Art. 21 Abs. 2 lit. d EE-RL). Da als Option ausgestaltet, kein Konflikt mit Eigenversorgerrechten.		des Überschussstroms von Eigenversorgern.
Vereinbarkeit mit dem Beihilferecht²⁰	o/+ Ausnahmen von BKV und Marktprämie < 500 kW möglich (Rn. 125 UEBLL). Höhe der Vergütung oberhalb des Marktwerts muss auf das erforderliche Minimum beschränkt sein. Begründung für Notwendigkeit einer Anschlussförderung notwendig, da ursprünglicher Förderzeitraum abgelaufen (Rn. 129 UEBLL).	o/+ Ausnahmen von BKV und Marktprämie < 500 kW möglich (Rn. 125 UEBLL): Ähnliche Regelung des § 4 Abs. 2 KWKG durch KOM genehmigt (SA.42393, Rn. 166). Begründung für Notwendigkeit einer Anschlussförderung notwendig, da ursprünglicher Förderzeitraum abgelaufen (Rn. 129 UEBLL).	o/+ Ausnahmen von BKV und Marktprämie < 500 kW (Rn. 125 UEBLL, vgl. linke Spalte): Durch zusätzlichen Abzug der Vermarktungskosten wäre Beihilfe sogar noch stärker auf das erforderliche Minimum beschränkt. Begründung für Notwendigkeit einer Anschlussförderung notwendig, da ursprünglicher Förderzeitraum abgelaufen (Rn. 129 UEBLL).	o/+ Bereits fraglich, ob durch die Reduktion des Marktwerts über die ÜNB-Vermarktungskosten hinaus überhaupt ein beihilferechtlich relevanter Vorteil besteht. Falls Beihilfe: Vereinbar mit Rn. 125 UEBLL. Begründung für Notwendigkeit einer Anschlussförderung notwendig, Rn. 129 UEBLL (vgl. linke Spalte).	o/+ Bereits fraglich, ob überhaupt ein beihilferechtlich relevanter Vorteil besteht, da keine Vergütung erfolgt. Falls Beihilfe: Vereinbar mit Rn. 125 UEBLL. Begründung für Notwendigkeit einer Anschlussförderung notwendig, Rn. 129 UEBLL (vgl. linke Spalte).

²⁰ Die Bundesregierung befindet sich momentan in einem Verständigungsprozess mit der EU-Kommission über die Frage der Übertragbarkeit der EuGH-Entscheidung zur fehlenden Beihilfeeigenschaft des EEG 2012 auf das EEG 2017. Es erfolgt daher an dieser Stelle eine vorsorgliche beihilferechtliche Einschätzung für den Fall, dass künftige Änderungen am EEG trotz der EuGH-Entscheidung aus Gründen der Rechtssicherheit bei der EU-Kommission zur Genehmigung vorgelegt würden.

In der Abwägung der Bewertungskriterien ergibt sich ein Zielkonflikt zwischen der Schaffung eines ausreichenden Anreizes zur Stromeinspeisung (bzw. im Falle von Volleinspeiseanlagen zur Ermöglichung des Weiterbetriebs) der Anlagen einerseits und der Einschränkung des wirtschaftlichen Spielraums für Vermarktungsangebote durch eine aus Sicht der Anlagenbetreiber attraktive Abnahmeregelung andererseits.

Eine Vergütung oberhalb des Marktwertes ist schwer zu argumentieren, da die Anlagen bereits über 20 Jahre eine Förderung erhalten haben, abgeschrieben sind und somit für eine erneute Förderung im Weiterbetriebszeitraum keine Notwendigkeit besteht.

Im Fall von Volleinspeiseanlagen müssen die Weiterbetriebskosten allein aus den Erlösen der Stromeinspeisung finanziert werden. Um dies zu gewährleisten, ist bei diesen Anlagen die Durchleitung des Marktwertes notwendig. Da die Weiterbetriebskosten bei Anlagen mit Selbstverbrauch durch vermiedene Strombezugskosten abgedeckt werden, wären hier grundsätzlich auch Varianten denkbar, in denen für einen wirtschaftlichen Weiterbetrieb Erlöse aus der Stromeinspeisung unterhalb des Marktwertes ausreichen und damit eine Beteiligung des Anlagenbetreibers an den Vermarktungskosten zulassen (Option „Durchleitung Marktwert abzüglich Vermarktungskosten des ÜNB“). Je nach Schärfe dieser Regelung (d.h. der Höhe der angesetzten Vermarktungskosten) erhöht sich jedoch tendenziell die Wahrscheinlichkeit, dass Strommengen ggf. abgeregelt werden. Im Gegenzug würde zwar mehr Spielraum für Vermarktungslösungen geschaffen; jedoch ist, ausgehend von der vorgenommenen Einschätzung zur Wirtschaftlichkeit der Direktvermarktung (vgl. Abbildung 11), keineswegs sichergestellt, dass dieser Spielraum ausreicht, um eine deutlich verbesserte Marktintegration des Stroms zu erreichen. Im schlechtesten Fall würde eine solche Abnahmeregelung zur Abregelung von Strom führen und gleichzeitig keine Marktintegration erfolgen.

Vor diesem Hintergrund und wegen der vergleichsweise geringen Bedeutung des Weiterbetriebssegments in den ersten Jahren ab 2021 (vgl. Abschnitt 2.1.1) wird empfohlen, übergangsweise, d. h. bis zur Erreichung der Wirtschaftlichkeit von Direktvermarktungsangeboten bei kleinen bzw. sehr kleinen Anlagen, für eingespeisten Strom aus Weiterbetriebsanlagen den Marktwert durchzuleiten (ggf. reduziert um eine Beteiligung an den Vermarktungskosten für Eigenversorgungsanlagen²¹). Die rechtliche Umsetzbarkeit einer solchen Regelung wird nachfolgend in Abschnitt 5.4 untersucht.

5.4 Rechtliche Umsetzbarkeit der Ausgestaltungsvariante „Durchleitung des Marktwerts“

Die vereinfachte Abnahmeregelung „Durchleitung des Marktwerts“ könnte innerhalb des Systems des EEG durch die Einführung eines Anspruchs der Betreiber ausgeförderter PV-Anlagen bis 100 kW gegenüber den Netzbetreibern auf Zahlung des Marktwerts für den aus diesen Anlagen in das Netz eingespeisten Strom umgesetzt werden. Im Folgenden wird näher ausgeführt, dass die Einführung eines solchen Anspruchs mit den europarechtlichen Anforderungen der

²¹ In Anlehnung an Sötebier (2019) erscheint ein Abschlag in der Größenordnung max. 20 % vom Marktwert angemessen, um einerseits einen Beitrag zu den Vermarktungskosten zu leisten und andererseits einen ausreichend hohen Anreiz zur Einspeisung von Überschüssen zu bieten. Der Abschlag könnte sich auch an dem geringeren Marktwert des Stroms aus Selbstversorgungsanlagen orientieren (siehe Abschnitt 4.1) bzw. an der Differenz zwischen Marktprämien- und Einspeisevergütung nach EEG in Höhe von 0,4 ct/kWh (§ 53 EEG). Letzterer Abschlag hat das Ziel, die Direktvermarktungskosten auf Seiten der Anlagenbetreiber zu kompensieren, und könnte nun auf Seiten des vermarktenden ÜNB zur Kompensation der Vermarktungskosten in Anrechnung gebracht werden.

neuen EE-RL²² und der Strombinnenmarkt-VO²³ sowie dem Beihilferecht vereinbar wäre. Verfassungsrechtliche Aspekte werden im Folgenden nicht näher betrachtet, da davon ausgegangen wird, dass die Einführung eines solchen Anspruchs keine verfassungsrechtlichen Schwierigkeiten mit sich bringt.

5.4.1 Vereinbarkeit mit der EE-RL und der Strombinnenmarkt-VO

Die EE-RL legt nach Art. 4 allgemeine Regeln zur Ausgestaltung von Förderregelungen fest. Förderregelungen für EE-Strom sind danach so auszugestalten, dass die Integration von EE-Strom in den Elektrizitätsmarkt maximiert wird, die EE-Produzenten auf Preissignale reagieren und ihre Einnahmen maximieren (Art. 4 Abs. 3 Uabs. 1 EE-RL). Bei einem Anspruch auf Durchleitung des Marktwerts für eingespeisten Strom handelt es sich um ein direktes Preisstützungssystem im Sinne der EE-RL. In einem solchen Fall muss die Förderung in spezieller Ausprägung des allgemeinen Grundsatzes der Marktintegration in Form einer Marktprämie gewährt werden (Art. 4 Abs. 3 Uabs. 2 EE-RL).

Eine eigenständige Vermarktung des Stroms nach diesen Vorgaben findet im Fall der Durchleitung des Marktwerts allerdings nicht statt. Vielmehr bestünde ein Anspruch auf Abnahme des Stroms gegenüber dem Netzbetreiber sowie ein Anspruch auf Durchleitung des Marktwerts im Gegenzug zur Abgabe des Stroms. Ausnahmen vom Grundsatz der Marktintegration und der Förderung in Form der Marktprämie bestehen allerdings für Kleinanlagen (Art. 4 Abs. 3 Uabs. 3 EE-RL). Zwar ist in der EE-RL nicht näher bestimmt, bis zu welcher Anlagengröße von einer Kleinanlage ausgegangen werden kann. Die EE-RL verweist in dieser Hinsicht allerdings u.a. auf die Regelungen der Strombinnenmarkt-VO („unbeschadet der für Elektrizität geltenden Binnenmarktvorschriften“, Art. 4 Abs. 3 Uabs. 3 EE-RL). Diese sieht sowohl Ausnahmen von der Bilanzkreisverantwortung als auch von der Pflicht zum marktbasierten Dispatch für Anlagen zur Erzeugung von EE-Strom mit einer installierten Stromerzeugungskapazität von weniger als 400 kW vor (Art. 5 Abs. 2 lit. b) und Art. 12 Abs. 2 lit. a) Strombinnenmarkt-VO)²⁴. Da sich der Vorschlag zur Durchleitung des Marktwerts auf PV-Anlagen bis 100 kW bezieht, fällt dieser unter die geschilderten Ausnahmen von der Vermarktungspflicht und der Bilanzkreisverantwortung. Ein fester Anspruch für die Betreiber solcher Anlagen auf Durchleitung des Marktwerts, wann immer Strom produziert wird, entspricht somit den diesbezüglichen europarechtlichen Vorgaben.

Zusätzlich enthält die EE-RL spezielle Vorgaben für Eigenversorger mittels EE-Strom (Art. 21 EE-RL). Dort ist ausdrücklich vorgesehen, dass diese eine Vergütung für den von ihnen in das Netz eingespeisten Strom erhalten können, die dem Marktwert des eingespeisten Stroms entspricht (Art. 21 Abs. 2 lit. d) EE-RL).

Daneben spricht die EE-RL Eigenversorgern aus EE-Strom bestimmte Rechte zu. Die Mitgliedstaaten müssen u.a. dafür sorgen, dass solche Eigenversorger berechtigt sind, ihren Überschussstrom auf verschiedenen Wegen zu verkaufen, z.B. durch Verträge über den Bezug von EE-Strom, Liefervereinbarungen mit Elektrizitätsversorgern oder Peer-to-Peer Geschäftsvereinbarungen (Art. 21 Abs. 2 lit. a) EE-RL). EE-Eigenversorger sind darüber hinaus auch als aktive Kunden i. S. d. Strombinnenmarkt-RL²⁵ einzuordnen. Sie sind daher berechtigt, selbst erzeugten

²² Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen, ABl. Nr. L 328 vom 21.12.2018, S. 82.

²³ Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. Nr. L 158 vom 14.6.2019, S. 54.

²⁴ Für ab dem 01.01.2026 in Betrieb genommene Anlagen sinkt diese Grenze auf Anlagen kleiner 200 kW. Hiervon sind aber die hier betrachteten ausgefördernten Anlagen aufgrund ihres in der Vergangenheit liegenden Inbetriebnahmedatums nicht betroffen.

²⁵ Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, ABl. Nr. L 158 vom 14.06.2019, S. 125.

Strom diskriminierungsfrei am Strommarkt zu verkaufen (Art. 15 Abs. 2 lit. b) Strombinnenmarkt-RL). Eine Anschlussregelung zur Durchleitung des Marktwerts würde Betreibern ausgeförderter PV-Anlagen die Möglichkeit geben, ihren Überschussstrom an den Netzbetreiber abzugeben, es wäre aber keine Pflicht. Somit bestünde darüber hinaus die Möglichkeit, den Überschussstrom im Wege der sonstigen Direktvermarktung auf verschiedenen Wegen zu verkaufen. Die Regelung wahrt somit die Rechte der Anlagenbetreiber als EE-Eigenversorger und aktive Kunden zur Teilnahme am Strommarkt.

Für Eigenversorger nach Ablauf der Förderdauer ist zudem die Frage von großer Bedeutung, ob sie weiterhin mit Abgaben und Umlagen, wie der EEG-Umlage, belastet werden können. Die neue EU-Regelung zur Eigenversorgung mit EE-Strom sieht diesbezüglich eigentlich vor, dass eigenerzeugte Elektrizität keinen Abgaben, Umlagen oder Gebühren unterworfen sein darf (Art. 21 Abs. 2 a) ii) EE-RL). Dieser weitgehende Grundsatz wird allerdings durch die Regelung des Art. 21 Abs. 3 EE-RL wiederum eingeschränkt (vgl. näher Papke A., Kahles, M. 2018). Für den Fall der ausgeförderter Anlagen von besonderer Bedeutung ist dabei die Regelung des Art. 21 Abs. 3 a) EE-RL. Danach können die Mitgliedstaaten Eigenversorgern mit EE-Strom nichtdiskriminierende und verhältnismäßige Umlagen, Abgaben und Gebühren für den eigenverbrauchten Strom auferlegen, wenn der eigenerzeugte EE-Strom „im Rahmen von Förderregelungen effektiv gefördert wird“. Dies auch nur in einem solchen Umfang, dass die „Rentabilität des Projekts“ und der „Anreizeffekt der betreffenden Förderung“ dadurch nicht untergraben werden. Im Falle der hier betrachteten ausgeförderter PV-Anlagen, die zur Eigenversorgung genutzt werden, liegt bereits keine Förderung im Rahmen von Förderregelungen mehr vor. Damit wäre nach der Regelung der EE-RL im Gegenzug künftig auch keine Belastung mit der EEG-Umlage mehr möglich. Dies gilt zumindest für ausgeförderter PV-Anlagen bis 30 kW. Denn für Anlagen von über 30 kW ermöglicht es die EE-RL den Mitgliedstaaten weiterhin, nichtdiskriminierende und verhältnismäßige Umlagen, Abgaben und Gebühren aufzuerlegen, ohne, dass im Gegenzug eine Förderung erfolgen müsste (Art. 21 Abs. 3 c) EE-RL). Die Regelung des § 61a EEG 2017 wäre somit dahingehend zu ergänzen, dass zumindest im Falle ausgeförderter Anlagen bis 30 kW die EEG-Umlage für den selbst verbrauchten Strom entfällt. Die Umsetzungsfrist für die EE-RL läuft bis zum 30.06.2021 (Art. 36 EE-RL). Da für die ersten Anlagen der Zahlungsanspruch nach dem EEG bereits ab dem Jahr 2021 endet, besteht schon vor Ablauf dieser Umsetzungsfrist eine Regelungsnotwendigkeit.

5.4.2 Vereinbarkeit mit dem Beihilferecht

Ein Anspruch auf Durchleitung des Marktwerts nach Ablauf der Förderdauer würde nicht nur privaten Anlagenbetreibern, sondern auch Unternehmen als Anlagenbetreiber zustehen. Daher sind grundsätzlich auch die Vorgaben des EU-Beihilferechts bei der Umsetzung zu beachten (Art. 107 ff. AEUV).

Somit ist zunächst zu klären, ob es sich um eine Beihilfe i.S.d. Art. 107 Abs. 1 AEUV handeln würde. Hierunter fallen staatliche oder aus staatlichen Mitteln gewährte Beihilfen gleich welcher Art, die durch die Begünstigung bestimmter Unternehmen oder Produktionszweige den Wettbewerb verfälschen oder zu verfälschen drohen. Der Beihilfetatbestand ist somit recht weit und erfasst zahlreiche staatliche Maßnahmen, durch die Unternehmen ein wettbewerblicher Vorteil verschafft wird. Für die Beurteilung der Vereinbarkeit einer solchen Beihilfe mit dem EU-Binnenmarkt ist die EU-Kommission zuständig.

Zunächst wäre in der Durchleitung des Marktwerts wohl eine Begünstigung der anspruchsberechtigten PV-Anlagenbetreiber gegenüber den übrigen Anlagenbetreibern in der sonstigen Direktvermarktung zu sehen, da ihnen die Abnahme ihres Stroms zum Marktpreis ohne Vermarktungsaufwand garantiert wird. Es dürfte somit ein beihilferechtlich relevanter Vorteil für die anspruchsberechtigten Unternehmen vorliegen.

Es besteht in diesem Fall allerdings die Besonderheit, dass es sich um eine Anschlussregelung im Rahmen des EEG handeln würde. Damit würden die Kosten des Anspruchs auf Durchleitung des Marktwerts auch durch die EEG-Umlage finanziert. Für das EEG 2012 hatte der EuGH diesbezüglich zuletzt entschieden, dass die aus der EEG-Umlage finanzierte Förderung nicht als staatliche oder aus staatlichen Mitteln finanzierte Beihilfe angesehen werden könne²⁶. Inwiefern diese Entscheidung auch auf die heutige rechtliche Situation nach dem EEG 2017 übertragen werden kann, ist Gegenstand aktueller Diskussionen. Die Bundesregierung hat angekündigt, sich im Sinne der Rechtssicherheit um eine diesbezügliche Verständigung mit der EU-Kommission zu bemühen²⁷.

Die Frage, ob das geltende EEG 2017 eine Beihilfe darstellt oder nicht, ist nicht Gegenstand der vorliegenden Prüfung (Kahles, M., Nysten, J., 2019). Vorsorglich wird somit überprüft, ob eine Anschlussregelung zur Durchleitung des Marktwerts für ausgeförderte PV-Anlagen mit den beihilferechtlichen Vorgaben vereinbar wäre. Maßgebliche Vorgaben zur beihilferechtskonformen Ausgestaltung von Förderregelungen für EE-Strom hat die EU-Kommission in ihren Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (UEBLL)²⁸ festgelegt.

Für Anlagen mit einer installierten Stromerzeugungskapazität von weniger als 500 kW können Betriebsbeihilfen auch in Form einer Einspeisevergütung gewährt werden. Hierfür gelten Ausnahmen von dem Erfordernis, die Beihilfe in der Form einer Marktprämie zu gewähren und die Anlagen einer Standardbilanzausgleichsverantwortung zu unterwerfen (Rn. 125 UEBLL). Diese Ausnahmen können somit für die vorgeschlagene Anschlussregelung genutzt werden.

Allerdings ist zu beachten, dass es sich hier um Anlagen handelt, die bereits eine Förderung erhalten haben. Diesbezüglich führt die EU-Kommission aus, dass Beihilfen nur bis zur vollständigen Abschreibung der Anlage nach den üblichen Rechnungslegungsstandards gewährt werden dürfen (Rn. 129 UEBLL). Eine Ausnahme von diesem Grundsatz sieht die EU-Kommission ausdrücklich nur für bestehende Biomasseanlagen nach deren Abschreibung vor, solange deren höhere Betriebskosten den Marktpreis übersteigen (Rn. 132 ff. UEBLL). Diese Regelung wurde von der EU-Kommission analog bereits auch auf bestehende gasbefeuerte KWK-Anlagen im Rahmen des KWKG angewendet²⁹. Sowohl Biomasse- als auch gasbefeuerte KWK-Anlagen haben Brennstoffkosten, die zu höheren Betriebskosten führen können.

Auf die Situation bestehender PV-Anlagen sind die Ausführungen der EU-Kommission mangels Brennstoffkosten also nicht vollständig übertragbar. Es zeigt sich aber, dass die EU-Kommission durchaus auch dafür aufgeschlossen ist, den Abbau bestehender Anlagen zu verhindern, die zur Erreichung des EU-Klimaschutzziels beitragen. Zudem hat der EuGH entschieden, dass die EU-Kommission auch solche Fälle objektiv auf ihre beihilferechtliche Vereinbarkeit prüfen muss, die zwar so von ihr nicht in Beihilfeleitlinien vorgesehen sind, für die der Mitgliedstaat aber eine Regelungsnotwendigkeit sieht³⁰.

Die Regelung zur Durchleitung des Marktwerts zielt darauf, einen Weiterbetrieb für kleine bestehende PV-Anlagen zu ermöglichen und im Fall der Umstellung auf Eigenversorgung zu verhindern, dass Überschussstrom abgeregelt wird und damit verloren geht. Für die Netzeinspei-

²⁶ EuGH, C-405/16P vom 28.03.2019 – EEG 2012.

²⁷ BT-Drs. 19/11186 (neu) vom 26.06.2019, S. 12.

²⁸ Mitteilung der Kommission, Leitlinien für staatliche Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2014-2020, ABl. Nr. C 200 vom 28.06.2014, S. 1.

²⁹ COM, C (2016) 6714 final, 24.10.2016, SA.42393 (2016/C) (ex 2015/N) – Reform of support for cogeneration in Germany, Rn. 194 ff.

³⁰ EuGH Kotnik, C-526/14, Rn. 38 ff.

sung von Strom aus solchen Anlagen sind derzeit nach Förderende keine wirtschaftlich attraktiven Rahmenbedingungen in der sonstigen Direktvermarktung zu erwarten (vgl. Kapitel 4). Die Regelung würde es somit ermöglichen, deren Weiterbetrieb zu einem Bruchteil der früheren Förderkosten beschränkt auf die Höhe des Marktwerts zu ermöglichen. Ansonsten wäre die Einstellung des Betriebs dieser Anlagen oder zumindest die Abregelung des Überschussstroms zu befürchten. Dadurch würde der Beitrag dieser Anlagen zur Vermeidung von THG-Emissionen verloren gehen (vgl. hierzu Kapitel 2.2).

Die Regelung wäre zudem auf kleine Anlagen beschränkt, die ohnehin von den Vermarktungspflichten befreit werden können. Die Regelung zielt somit weniger darauf, den Betreibern dieser Anlagen einen finanziellen Vorteil zu verschaffen. Vielmehr soll die Einspeisung des Stroms in das Netz zu Marktkonditionen ermöglicht werden, gleichzeitig aber der Vermarktungsaufwand erspart bleiben, der die Netzeinspeisung nach den derzeitigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen unattraktiv macht. Eine solche Anschlussregelung könnte somit auch dazu beitragen, kleine EE-Eigenversorger und aktive Kunden von unverhältnismäßigem Verfahren zu befreien und würde somit auch dem Sinn und Zweck der neuen EE-RL sowie der neuen Strombinnenmarkt-RL entsprechen.

Da nicht auszuschließen ist, dass sich das Marktumfeld für die sonstige Direktvermarktung kleiner ausgeförderter Anlagen künftig verbessert, könnte es als zusätzliche beihilferechtliche Absicherung ratsam sein, gesetzlich ein regelmäßiges Monitoring des Marktumfelds vorzusehen. Auf der Basis eines solchen Monitorings könnte in regelmäßigen Abständen entschieden werden, die Anschlussregelung ggf. anzupassen oder abzuschaffen, insoweit sie zum Erhalt ausgeförderter Anlagen nicht mehr erforderlich erscheint.

5.4.3 Ergebnis

Eine vereinfachte Abnahmeregelung in Form eines Anspruchs für Betreiber ausgeförderter PV-Anlagen bis 100 kW auf Durchleitung des Marktwerts entspräche den hierfür maßgeblichen EU-Vorgaben der EE-RL sowie der Strombinnenmarkt-VO. Über die Vereinbarkeit mit dem EU-Beihilferecht entscheidet die EU-Kommission. Sollte das EEG 2017 im Zuge der EuGH-Entscheidung zum EEG 2012 keine Beihilfe darstellen, müsste die Anschlussregelung für kleine PV-Anlagen bereits nicht bei der EU-Kommission zur Überprüfung ihrer Vereinbarkeit angemeldet werden. Würde das heutige EEG 2017 als Beihilfe eingestuft, verbliebe eine gewisse Unsicherheit bezüglich der Frage, wie die EU-Kommission die Notwendigkeit einer Anschlussregelung für bestehende Anlagen nach Ablauf ihrer ursprünglichen Förderdauer auf Grundlage der Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien beurteilen würde. Nach vorliegender Ansicht bestehen aufgrund der momentanen unattraktiven wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in der sonstigen Direktvermarktung, der Beschränkung der Anschlussregelung auf die Höhe des Marktwerts sowie des Beitrags der Anlagen zur THG-Verminderung gute Argumente für eine beihilferechtliche Vereinbarkeit. Letzten Endes entscheidet hierüber allerdings die EU-Kommission. Zur weiteren beihilferechtlichen Absicherung erscheint es zudem ratsam, ein regelmäßiges Monitoring der Marktbedingungen vorzusehen, um die Regelung anpassen oder abschaffen zu können, sobald sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen verbessern.

6 Fazit und Empfehlungen

Bei den PV-Anlagen, für die in den ersten Jahren ab 2021 die Vergütung endet, handelt es sich zu sehr hohen Anteilen um sehr kleine und kleine Anlagen.³¹ Die Stromerzeugung der betreffenden Anlagen steigt von rund 50 GWh im Jahr 2021 auf rund 1.700 GWh im Jahr 2026 an. Bezogen auf die PV-Stromerzeugung im Jahr 2018 von knapp 45 TWh handelt es sich somit um vergleichsweise geringe Strommengen. Mit knapp 195.000 Anlagen bis zum Jahr 2026 sind jedoch rund 10 % der derzeit installierten Anlagenzahl davon betroffen. Für diese Anlagen besteht nach Förderende ein hoher Anreiz zur Umrüstung auf Selbstverbrauch. Für Strommengen, die nicht selbst verbraucht werden, ist die derzeit einzige rechtlich zulässige Möglichkeit die Stromeinspeisung im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung.

Für Anlagenbetreiber besteht hierbei die Pflicht, den Wechsel ihrer Anlage in die sonstige Direktvermarktung aktiv vorzunehmen. Bleibt der Wechsel aus, geht das Recht auf Netzeinspeisung verloren. Findet eine Einspeisung trotzdem statt, besteht seitens des Netzbetreibers ein Unterlassungsanspruch. Mögliche Schadensersatzansprüche des Netzbetreibers oder Ansprüche auf Ausgleich einer ungerechtfertigten Bereicherung des Netzbetreibers gegenüber dem Anlagenbetreiber lassen sich nicht ausschließen, bedürfen jedoch eines konkreten Nachweises im Einzelfall. Da davon auszugehen ist, dass einige Anlagenbetreiber nicht an das Förderende ihrer Anlage denken, sollte ein rechtzeitiger Hinweis der Netzbetreiber erfolgen.

Direktvermarktungsangebote sind für den weit überwiegenden Teil der Anlagen, für die in den ersten Jahren ab 2021 die Förderdauer endet, Stand heute nicht wirtschaftlich. Dies liegt vor allem an den Vermarktungskosten, die bei sehr kleinen Anlagen auf eine geringe Strommenge umgelegt werden und damit vergleichsweise hoch ausfallen. Für Anlagenbetreiber mit der Möglichkeit zum Selbstverbrauch besteht somit ein Anreiz, nicht selbst benötigte Strommengen abzuregeln. Bei Volleinspeiseanlagen ist der Weiterbetrieb vor diesem Hintergrund gefährdet.

Um einer nicht netzbedingten, unerwünschten Abregelung von erneuerbarem Strom sowie dem Rückbau von funktionsfähigen PV-Anlagen vor dem Ende ihrer technischen Lebensdauer entgegenzuwirken, wird die Schaffung einer vereinfachten Abnahmeregulierung für eingespeisten Strom aus Weiterbetriebsanlagen empfohlen. Je nach Attraktivität der Regulierung ist dabei zu beachten, dass eine Abnahmeregulierung als Opportunität zur sonstigen Direktvermarktung wirkt und Vermarktungsangeboten dadurch ggf. die Grundlage entzogen wird. Dem steht entgegen, dass weniger attraktive Regelungen bei Volleinspeiseanlagen mit hoher Wahrscheinlichkeit zu einer Stilllegung von Anlagen und bei Anlagen mit Selbstverbrauch eher zu einer Abregelung von Überschussstrom führen.

Angesichts dessen, dass der Umfang der Strommengen aus Weiterbetriebsanlagen erst ab 2025 deutlich steigt, ist die Bedeutung dieser Anlagen für die Marktintegration von PV-Strom in den ersten Jahren gering bis vernachlässigbar. Gleichzeitig ist eine verhältnismäßig große Anzahl von Anlagenbetreibern von der häufig noch nicht gegebenen Wirtschaftlichkeit der sonstigen Direktvermarktung betroffen.

Vor diesem Hintergrund stellt die Durchleitung des Marktwertes für eingespeisten Strom aus Weiterbetriebsanlagen für einen Übergangszeitraum eine einfach umzusetzende Lösung dar, die die Einspeisung von Überschussstrom attraktiv macht bzw. den Weiterbetrieb von Volleinspeiseanlagen gewährleisten kann. Regelungen zur Marktwertdurchleitung bestehen bereits bei Pflichtverstößen im EEG (§ 52 Abs. 2) sowie für KWK-Anlagen (§ 4 Abs. 2 KWKG). Für Eigenversorgungsanlagen ist weiterhin denkbar, die Anlagenbetreiber über einen Abschlag an den Vermarktungskosten der Übertragungsnetzbetreiber zu beteiligen, dieser sollte sich jedoch in einer

³¹ Bezogen auf die Anzahl sind 91 % der bis 2024 vom Förderende betroffenen Anlagen kleiner als 10 kW, bezogen auf die Leistung 62 %. Das Segment zwischen 10 kW und 30 kW macht im gleichen Zeitraum einen Anteil von 8 % (Anzahl) bzw. 22 % (Leistung) aus.

Größenordnung bewegen, die einen ausreichenden Anreiz zur Stromeinspeisung setzt. Als maximale Größe für Anlagen in der angedachten Regelung erscheinen 100 kW sinnvoll. Dies trägt mit der gleich hohen, bestehenden Grenze zur Direktvermarktungspflicht von Neuanlagen der Einfachheit der angedachten Übergangsregelung Rechnung. Gleichzeitig ist die Bedeutung bei Anlagen zwischen 30 und 100 kW in den Weiterbetriebsjahren bis 2024 äußerst gering. Bei Anlagen über 100 kW ist auch bei Weiterbetriebsanlagen von einer wirtschaftlichen Direktvermarktung auszugehen.

Für Betreiber ausgeförderter PV-Anlagen weniger attraktive Regelungen ließen zwar mehr Raum für Vermarktungsangebote, können jedoch eher zu einer Abregelung des Stroms bzw. einer Deinstallation von Anlagen führen. Gleichzeitig schränken auch solche Kompromisslösungen den wirtschaftlichen Spielraum von Vermarktungsangeboten ggf. stark ein. Bei der – Stand heute – auch ohne die Opportunität einer vereinfachten Abnahmeregelung, häufig nicht gegebenen Wirtschaftlichkeit der Direktvermarktung bei kleinen und sehr kleinen Weiterbetriebsanlagen würde somit im schlechtesten Fall weder eine Marktintegration des Stroms noch eine Stromeinspeisung bzw. ein Weiterbetrieb erreicht.

Es ist davon auszugehen, dass die Kosten der Direktvermarktung durch weitere Standardisierung von Prozessen und Kostensenkungen bei Digitaltechnik im Zeitverlauf sinken werden. Dementsprechend sollte die Einführung einer vereinfachten Abnahmeregelung nur für einen Übergangszeitraum erfolgen, bis ein regelmäßig durchzuführendes Monitoring ergibt, dass die Wirtschaftlichkeit von Vermarktungslösungen für entsprechende Anlagengrößen erreicht ist. Für dann neu aus der Förderung laufende Anlagen ist eine Vermarktungslösung anzustreben.

Die Umsetzung einer vereinfachten Abnahmeregelung als Anspruch für Betreiber ausgeförderter PV-Anlagen bis 100 kW auf Durchleitung des Marktwerts entspräche den hierfür maßgeblichen EU-Vorgaben der EE-RL sowie der Strombinnenmarkt-VO. Eine solche Regelung erscheint auch für den Fall, dass das EEG 2017 von der EU-Kommission weiterhin als Beihilfe eingestuft werden sollte, mit dem Beihilferecht vereinbar. Nach vorliegender Ansicht bestehen aufgrund der momentanen unattraktiven wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in der sonstigen Direktvermarktung, der Beschränkung der Anschlussregelung auf die Höhe des Marktwerts sowie des Beitrags der Anlagen zur THG-Verminderung gute Argumente für eine beihilferechtliche Vereinbarkeit. Es verbleibt allerdings eine gewisse Restunsicherheit, da die Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien eine Weiterförderung nach Ablauf des ursprünglichen Förderzeitraums (hier in Form der durch die Letztverbraucher getragenen Vermarktungskosten) eigentlich nicht vorsehen und die EU-Kommission letztendlich hierüber entscheidet. Zur weiteren beihilfe-rechtlichen Absicherung erscheint es zudem ratsam, ein regelmäßiges Monitoring der Marktbedingungen vorzusehen, um die Regelung anpassen oder abschaffen zu können, sobald sich die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen verbessern.

7 Quellenverzeichnis

- 50Hertz Transmission GmbH; Amprion GmbH; TransnetBW GmbH; TenneT TSO GmbH (2019): Marktwertübersicht. <https://www.netztransparenz.de/EEG/Marktpraemie/Marktwerte>
- BNetzA (2017): Festlegung der Bundesnetzagentur, Az. BK6-17-168, Beschl. v. 20.12.2017.
- Britz, G., Herzmann, K. (2015): § 20 EnWG, in: Britz, G., Hellermann, J., Hermes, G. [Hrsg.], EnWG, 3. Auflage, C.H.Beck, München, Rn. 10.
- ComMetering (2019): Was tun zum Rollout-Start? – Bestandsschutz, Einbaupflichten, Fristen und alternative Optionen zum Beginn des Smart-Meter-Rollouts. https://www.commetering.de/wp-content/uploads/2019/11/ComMetering_Kurzanalyse_Rollout-Start_Analyse_November-2019.pdf
- Drück, H. und Sommer, K. (2017): PV-Wärme – die Alternative zur Solarthermie?! Beitrag zum 32. Symposium „Photovoltaische Solarenergie“ vom 08.03. - 10.03.2017.
- Enervis (2019): Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG- geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2020 bis 2024. https://www.netztransparenz.de/portals/1/2019-10-11_Endbericht_enervis.pdf
- EUPD Research (2019): Der deutsche Photovoltaik-Markt als Triebfeder für Elektromobilität. https://www.e3dc.com/fileadmin/user_upload/Dokumente/Pressemeldungen/EuPD_E3DC_Kurzstudie_PV_Emobilitaet_final.pdf
- Figgenger, J.; Kairies, K.; Haberschusz, D.; Wessels, O.; Sauer, D. U. (2019): Markt- und Technologieentwicklung von PV-Heimspeichern in Deutschland. BVES Pressekonferenz Energy Storage Europe. http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_2019_Marktentwicklung_Heimspeicher_ISEA_RWTH_Aachen.pdf
- Fraunhofer ISI (2015): Leitstudie Strommarkt – Arbeitspaket 4 „Welche Faktoren beeinflussen die Entwicklung des Marktwerts der Erneuerbaren Energien?“. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/J-L/leitstudie-strommarkt-arbeitspaket-4-literaturueberblick.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- Herrler, S. (2017): § 1004 BGB, in: Palandt, O., Bürgerliches Gesetzbuch, 76. Auflage, C.H.Beck, München.
- HTW Berlin (2019): Unabhängigkeitsrechner. <https://pvspeicher.htw-berlin.de/unabhaengigkeitsrechner/> (25.07.2019)
- Hauser, E., Heib, S., Hildebrand, J., Rau, I., Weber, A., Welling, J., Guldenberg, J., Maaß, C., Mundt, J., Werner, R., Schudak, A., Wallbott, T. (2019): Marktanalyse Ökostrom II - Marktanalyse Ökostrom und HKN, Weiterentwicklung des Herkunftsnachweissystems und der Stromkennzeichnung. Im Auftrag des Umweltbundesamtes. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/marktanalyse-oekostrom-ii>
- Kahles, M., Nysten, J. (2019): Alles auf Anfang? – Die fehlende Beihilfeeigenschaft des EEG. In: Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft (EnWZ), 2019, C.H.Beck, München, S. 147 ff.
- Papke, A., Kahles, M. (2018): Neue EU-Regelungen zur Eigenversorgung – Auswirkungen des Art. 21 der neuen Erneuerbare-Energien-Richtlinie auf das deutsche Recht, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 36 vom 14.12.2018, S. 14 ff.
- Säcker, F. J. (2019): § 20 EnWG, in: Säcker, F. J. [Hrsg.], Berliner Kommentar zum Energierecht, 4. Auflage, Deutscher Fachverlag, Frankfurt a.M., Rn. 12.
- Sötebier, J. (2019): Ausgeförderte EE- und KWK-Anlagen aus Sicht der Bundesnetzagentur. Vortrag im Rahmen des Fachgesprächs Clearingstelle EEG/KWKG am 28.02.2019 in Berlin. https://www.clearingstelle-eeg-kwkg.de/sites/default/files/node/4490/1_Soetebier_0.pdf
- Sprau (2017): § 812 BGB, Palandt, O., Bürgerliches Gesetzbuch, 76. Auflage, C.H.Beck, München.

Umweltbundesamt (2018): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger – Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2017. https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-10-22_climate-change_23-2018_emissionsbilanz_erneuerbarer_energien_2017_fin.pdf

Verbraucherzentrale NRW (2019): Solarrechner: Wie hoch ist der Anteil des Solarstroms im E-Auto? <https://www.verbraucherzentrale.nrw/solarrechner> (25.07.2019)

ZSW, Bosch & Partner (2019): Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie – Abschlussbericht. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/zsv-boschundpartner-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=7