

Stellungnahme des Bundesverbandes Solarwirtschaft e. V. (BSW-Solar) zum
Gesetzentwurf des EEG 2023 in der Fassung vom 06.04.2022 (Stand der Arbeitsfassung: 23.05.2022)

EEG-Novelle 2023

1. Potenziale der Gebäude-PV heben, statt sie zu begrenzen ... Seite 4

- Beibehaltung eines einheitlichen Vergütungssatzes
- Vergütungssätze auf ein wirtschaftliches Niveau erhöhen
- Attentionismus verhindern – höhere Vergütungssätze bereits 2022
- Atmende Hebebühne einführen anstelle intransparenter und langwieriger Vergütungsanpassungen über Verordnungsermächtigungen
- Gleitender Vergütungsübergang im Falle einer gesetzlichen Zweiteilung der Vergütungssätze
- Anhebung Ausschreibungsgrenze und Abschaffung des § 48 Abs. 5 EEG bereits in 2022
- Genug Spielraum bei Gebotshöchstwerten schaffen
- Gebotstermine der Ausschreibungen des 2. Segments auf drei erhöhen
- Gebäudenahe, kleine sonstige Solaranlagen mit Gebäude-PV-Anlagen gleichstellen

2. PV-Freifläche: Ausbau beschleunigen ... Seite 20

- Flächenkulisse für Solarpark-Standorte ausweiten
- Ausbaudeckel für Solarparks abschaffen
- Kommunale Beteiligung und naturschutzfachliche Kriterien anpassen
- Ausschreibungsdesign des 1. Segments anpassen (Gebotsgröße 30 MW, Höchstwerte maßvoll anheben, Gebotstermine auf vier erhöhen)
- Verlängerung Realisierungsfrist bei unverschuldeten Verzögerungen
- PPA-Ausbau voranbringen
- Besondere Solaranlagen ins eigene Ausschreibungssegment überführen
- Floating-PV nicht durch unverhältnismäßige Flächenvorgaben verhindern
- Höchstwert der InnoA durch die Umstellung auf die gleitende Marktprämie anpassen

3. Prosuming voranbringen

... Seite 33

- ➔ EVU-Status innerhalb Kundenanlage abschaffen
- ➔ Begriff der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ und des „Quartiers“ streichen Wirksame Anreize für PV-Mieterstromprojekte schaffen
- ➔ Nutzungsmöglichkeit von Solarstrom in Wärmepumpen gewährleisten
- ➔ Anpassung von Grenz- und Schwellenwerten auf sinnvolle und aufeinander abgestimmte Werte
- ➔ Modultauschbedingungen verbessern

4. Weitere Änderungen im Energierecht

... Seite 38

- ➔ Notwendige Änderungen im Bereich der technischen Anforderungen
- ➔ Pflichtrollout des Smart-Meter-Gateways auf den Prüfstand stellen
- ➔ Stau beim vereinfachten Anlagenzertifikat auflösen
- ➔ Anmeldeprozess in der Niederspannung vereinfachen
- ➔ Speicher: Recht auf Multi-Use einführen
- ➔ Marktstammdatenregister ergänzen
- ➔ Herkunftsnachweise für kleine Solaranlagen und Eigenverbrauch ermöglichen
- ➔ Weiterentwicklung von Zahlungen mit Stakeholdern diskutieren

5. Steuerliche Herausforderungen lösen

... Seite 43

- ➔ Erbschaftssteuer für landwirtschaftliche Flächen mit einer Solaranlage anpassen
- ➔ Stromsteuerbefreiungen vereinfachen
- ➔ Kleine Prosumer steuerlich entbürokratisieren

Einleitung und Zusammenfassung

Der Gesetzesentwurf (GE) eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor wurde vom Bundeskabinett am 6. April 2022 beschlossen. Der BSW bewertet mit dieser Stellungnahme den Gesetzesentwurf und benennt den zur Zielerreichung notwendigen Anpassungsbedarf auf Basis seiner inzwischen 40-jährigen Branchenerfahrung und der Konsultation mit seinen rd. 800 Mitgliedsunternehmen (gesamte Wertschöpfungskette, darunter auch zahlreiche Energierechtskanzleien, Forschungseinrichtungen und Finanzierungsinstitute).

Die Solarwirtschaft begrüßt ausdrücklich, dass die neue Bundesregierung schnell eine umfangreiche EEG-Novelle angestoßen hat und sich ambitionierte Ziele beim Ausbau der Solartechnik setzt. Sie sieht aber dringenden und erheblichen Nachbesserungsbedarf am vorliegenden EEG-Gesetzesentwurf, der an zentralen Stellschrauben der Energiewende gravierende Mängel aufweist. Ohne deren Beseitigung sind die im Koalitionsvertrag fixierten Photovoltaik- und Klimaschutzziele nicht erreichbar und der angestrebte Ausbau der Photovoltaik-Leistung von gegenwärtig rund 60 Gigawatt (GW) auf rd. 215 GW bis zum Jahr 2030 nicht realisierbar.

Die PV-Ausbauziele lassen sich nur erreichen, wenn für alle relevanten PV-Marktsegmente jetzt schnell die notwendigen Anreize geschaffen werden und Investitionsbarrieren konsequent abgebaut werden. Um die von der Bundesregierung angestrebte Vervierfachung der jährlich installierten PV-Leistung zu erreichen, ist es unverzichtbar, konsequent die Investitionsbedingungen zu ermöglichen, die eine hinreichende Anzahl gewerblicher und privater PV-Investor:innen mobilisiert. Die Herleitung der in diesem Positionspapier enthaltenen Empfehlungen basiert auf aktuellen Repräsentativbefragungen potenzieller Investor:innen sowie leicht nachvollziehbaren Analogiebetrachtungen und statistischen Erhebungen u. a. der Bundesnetzagentur.

Als erfolgskritisch stuft der BSW insbesondere dringend erforderliche Nachbesserungen im Gesetzesentwurf bei der gewährten Einspeisevergütung für potenzielle neue Solardachbetreiber ein. Nach dem BMWK-Gesetzesentwurf sollen die EEG-Anreize aus nicht nachvollziehbaren Gründen für Teileinspeiser/Prosumer weitgehend unverändert bleiben. Dabei sind gerade sie unverzichtbare Treiber der Energiewende und einer politisch ausdrücklich erwünschten und notwendigen Sektorenkopplung.

Nicht nachvollziehbar ist, dass der GE die nach dem neuen Beihilferecht möglichen Spielräume bei Weitem nicht ausschöpft, denn dies widerspricht dem im Koalitionsvertrag geäußerten Willen der Bundesregierung.

Damit die ambitionierten Ausbauziele auch für ebenerdig errichtete Solarparks in den kommenden Jahren umgesetzt werden können, muss der Gesetzesentwurf die verfügbare Standortkulisse angemessen weiten, was im Rahmen des Gesetzesentwurfs noch nicht vorgesehen ist. So ist es zwar ein großer Schritt in die richtige Richtung, dass jährlich nach den Vorstellungen der Bundesregierung bis zu 9,9 Gigawatt an PV-Anlagen auf Freiflächen errichtet werden sollen. Ohne Bereitstellung geeigneter Standorte wird dies aber nicht

gelingen. So stünde bei einer Beibehaltung des derzeitigen Bundesländer-Vorbehalts nur eine Flächenkulisse auf sogenannten „benachteiligten Gebieten“ für lediglich die Hälfte dieser installierten Leistung zur Verfügung. Dieses „Standortkorsett“ und Markthemmnis muss dringend beseitigt werden.

Der BSW – Bundesverband Solarwirtschaft e. V. hat als Interessenvertretung der deutschen Solarbranche die nachfolgenden Kernpunkte identifiziert und bittet um deren Berücksichtigung im weiteren Gesetzgebungsprozess.

1. Potenziale der Gebäude-PV heben, statt sie zu begrenzen

Kernforderungen

- Beibehaltung eines einheitlichen Vergütungssatzes
- Vergütungssätze auf ein wirtschaftliches Niveau erhöhen
- Attentismus verhindern – höhere Vergütungssätze bereits 2022
- Atmende Hebebühne einführen anstelle intransparenter und langwieriger Vergütungsanpassungen über Verordnungsermächtigungen
- Anhebung Ausschreibungsgrenze und Abschaffung des § 48 Abs. 5 EEG bereits in 2022
- Genug Spielraum bei Gebotshöchstwerten schaffen
- Gebotstermine der Ausschreibungen des 2. Segments auf drei erhöhen
- Gebäudenähe, kleine sonstige Solaranlagen mit Gebäude-PV-Anlagen gleichstellen

1.1 Vergütungssätze für Solaranlagen unterhalb von 1 MW

Der BSW-Solar begrüßt, dass das BMWK die Hälfte des künftig angestrebten PV-Zubaus mit PV-Systemen der Leistungsklasse unterhalb von 1 Megawatt erreichen möchte. Die Vergütungshöhe dieser Anlagen muss dafür in den bisherigen §§ 48, 49 EEG neu kalibriert werden.

1.1.1 Beibehaltung eines einheitlichen Vergütungssatzes

Der Gesetzentwurf sieht durch ein Bonussystem eine Unterscheidung der Vergütungssätze zwischen neuen Solaranlagen mit Volleinspeisung und Anlagen mit Eigenverbrauch vor. Die vorgeschlagenen Vergütungssätze sind sowohl mit als auch ohne Eigenverbrauch unzureichend, um die notwendigen Investitionsimpulse für den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu setzen, wie im folgenden Kapitel erläutert wird. Davon unbenommen ist eine Unterscheidung der Vergütungssätze zwischen Voll- und Teileinspeiser aus Sicht des BSW für eine kosteneffiziente und verlässliche Energiewende im Stromsektor hinderlich.

Die Möglichkeit, den selbst erzeugten Strom selber nutzen zu können, ist ein wesentlicher Treiber des PV- und Speicherausbaus sowohl im Eigenheimsektor als auch im gewerblichen PV-Marktsegment. Die angeführte Begründung dieses BMWK-Vorschlags, Dächer vollständig für PV nutzen zu wollen, ist nachvollziehbar. Dies erfordert aber keine Unterscheidung der Vergütungssätze, sondern attraktive Vergütungssätze auch für Solaranlagen mit hoher Eigenverbrauchsquote. Insofern wirkt der Bonus für Volleinspeiseanlagen, verbunden mit niedrigen Vergütungssätzen für Eigenverbrauch, diesem richtigen Ziel entgegen.

Zudem gibt es z. B. im PV-Heimsegment durch die Effekte der Sektorenkopplung, etwa bei Wärmepumpen und E-Mobilität, bereits einen klar ablesbaren Trend zu deutlich größeren PV-Anlagen. Die Größe der Solaranlagen hängt wesentlich von der Barrierefreiheit für einen möglichen Eigenverbrauch und attraktiven Vergütungssätzen für den ins öffentliche Stromnetz eingespeisten Überschussstrom ab. Dies zeigen nicht zuletzt die Anhebung der EEG-Umlagenbefreiung des Eigenverbrauchs von 10 auf 30kWp im vergangenen Jahr und das damit verbundene Marktwachstum im PV-Kleinanlagensegment.

Im Falle einer Umsetzung der vom BMWK geplanten Unterscheidung der Vergütungssätze zwischen Voll- und Teileinspeiser müssten sich Investor:innen nun zwischen absoluter Volleinspeisung oder Eigenverbrauch entscheiden. Mit den gegenüber dem bisherigen EEG nahezu unveränderten und unattraktiven Vergütungshöhen für Teileinspeiser (Prosumer) dürfte nur ein Bruchteil des Solardach-Potenzials zu heben sein. Die Volleinspeisung ist gerade für viele private Verbraucher kein hinreichender PV-Investitionsgrund und daher keine Alternative zu einem attraktiven Rahmen für den Eigenverbrauch.

Auch gewerbliche Investor:innen legen oft Wert auf einen zumindest teilweisen Eigenverbrauch ihres selbst erzeugten Solarstroms. Es würden aber auch für den Gesamtzubau nötige größere PV-Anlagen, die eben nicht zu einhundert Prozent, aber dennoch zu einem überwiegenden Teil in das Netz einspeisen wollen, nicht realisiert. Denn sie erhielten aufgrund der Aufteilung der Vergütungssätze eine trotz hohen Einspeiseanteils geringe und nicht rentable Vergütung. Das hat sich bereits bei der Einführung des § 48 Absatz 5 EEG gezeigt, der eine 50-Prozent-Eigenverbrauchsquote zur Voraussetzung der Vergütungsleistung gemacht hat. Das Ergebnis war ein Marktrückgang größerer PV-Anlagen um rund 50 Prozent. Benötigt wird aber für das Zubauziel der Bundesregierung eine Zunahme auch größerer PV-Anlagen mit niedriger Eigenverbrauchsquote.

Hinzu kommt, dass auch bei den für Volleinspeiser im GE vorgeschlagenen Vergütungssätzen den Investor:innenerwartungen nicht entsprochen wird (vgl. nachfolgendes Kapitel).

Die vom BMWK vorgebrachte Argumentation einer Überförderung von Eigenverbrauchsanlagen im Falle einer Beibehaltung des derzeit im EEG praktizierten einheitlichen Tarifsystems ist nicht nachvollziehbar. Erhält eine Eigenverbrauchsanlage doch auch dann eine geringere Beihilfe als eine Volleinspeiseanlage. Denn jede eigenverbrauchte Kilowattstunde ist eine ungeforderte Kilowattstunde. Für sie wird keinerlei Vergütung geleistet und der Bundeshaushalt entsprechend weniger in Anspruch genommen.

Fehlentwicklungen im PV-Markt durch den vom BMWK aus nicht nachvollziehbaren Gründen offensichtlich intendierten Systemwechsel weg von Prosumer-Lösungen wären weitgehend irreversibel. Die teils politisch

bedingten PV-Markteinbrüche der Vergangenheit haben gezeigt, wie lange es dauern kann, das Vertrauen bei Investor:innen zurückzugewinnen und einmal zerstörte Branchenstrukturen wiederaufzubauen. Dabei sollte beachtet werden, dass gerade die Prosumer- und Speicherbranche sich in den letzten Jahren dynamisch und hoch innovativ entwickelt hat und diese auch in Zukunft global eine Wachstumsbranche bleiben wird. Vor diesem Hintergrund sollten die Marktführerrolle der deutschen Unternehmen im Bereich Prosuming und intelligenter PV-Systemlösungen sowie die damit verbundenen hoch qualifizierten Arbeitsplätze keinesfalls gefährdet werden.

Große PV-Anlagen mit geringer Eigenverbrauchsquote werden bei einer Zweiteilung der Vergütungssätze durch das vorgeschlagene Bonussystem weiterhin nicht realisiert werden und das Potenzial ungenutzt bleiben. Die Entweder-oder-Logik der Aufteilung der Vergütungen geht an den Kundenbedürfnissen vorbei und wird deswegen den Zubau in der notwendigen Höhe gerade im wichtigen gewerblichen Segment nicht auslösen.

Zu berücksichtigen ist ferner, dass auch die angestrebte Belegung des Ausbaus von reinen Volleinspeiseanlagen nicht gelingen wird. Der BSW erkennt die Notwendigkeit, sowohl Prosuming als auch Einspeiseanlagen anzureizen, an. Für den von der Bundesregierung angestrebten Zubau kann auf kein Segment verzichtet werden. Neben den im folgenden Kapitel analysierten zu niedrigen Vergütungssätzen kommt aber der Aufbau neuer bürokratischer Hürden hinzu, die Investor:innen von der Installation reiner Volleinspeiseanlagen abhalten werden. Der Grund dafür liegt eben in der Aufteilung der Vergütungen, die an den Tatbestand einer hundertprozentigen, sogar mit Pönale versehenen Volleinspeisung geknüpft sind. Die technischen Abgrenzungsprobleme sind damit vorprogrammiert. Die Entscheidungen der EEG-Clearingstelle sind, wie allen Installateuren wohl bekannt ist, voller Beispiele für derartige Abgrenzungsprobleme und werden Netz- und Anlagenbetreiber gleichermaßen vor praktische Probleme stellen. Das gilt auch für die Pönalen selbst. Durch die starre, nachgerade ideologisch anmutende Vorgabe einer reinen Volleinspeisung werden Investor:innen von der Errichtung von Anlagen mit hoher Einspeisung abgehalten werden und die Installateure dann eher zu Eigenverbrauchsanlagen raten. Das Ergebnis ist, dass nicht nur, wie oben dargelegt, PV-Anlagen mit hohem Einspeiseanteil nicht realisiert, sondern dass auch der Zubau von Volleinspeiseanlagen zu gering ausfallen dürfte.

Die im GE vorgesehene Zweiteilung der Vergütungsklassen führt zudem zu einer Verkomplizierung des EEG und damit zu einem weiteren Hemmnis beim Zubau der Photovoltaik. Dies bedeutet einen zusätzlichen Mehraufwand für die Planer und Handwerker bei der Beratung und Berechnung von Anlagen unter Berücksichtigung verschiedener Szenarien (mit/ohne Eigenverbrauch). Die jährliche Wechselmöglichkeit zwischen den beiden Tarifen ist grundsätzlich positiv, setzt aber eine Umstellung des Messsystems inklusive neuer Zähler voraus und relativiert keinesfalls die Kritik an einer Zweiteilung des Vergütungssystems in Teileinspeiser und Volleinspeiser.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW-Solar lehnt eine Zweiteilung der Vergütungssätze in Teil- und Volleinspeiser im Rahmen eines Bonussystems aus den oben genannten Gründen ab. Ein einheitlicher Vergütungssatz, der sich an dem im Abschnitt 1.1.2 gezeigten Vergütungssatz für PV-Eigenverbrauchsanlagen orientiert, würde in Kombination mit einer „atmenden Hebebühne“ (vgl. Abschnitt 1.2) hingegen zu dem gewünschten Turbo beim Ausbau der Photovoltaik führen und gleichzeitig die erforderlichen Steuermittel im Vergleich zur Volleinspeisung reduzieren.

1.1.2 Vergütungssätze auf ein wirtschaftliches Niveau erhöhen

Das erzielbare künftige Zubauvolumen von Solarstromanlagen auf Gebäuden wird maßgeblich davon abhängen, ob die neuen Fördersätze den Erwartungen potenzieller privater und gewerblicher Investor:innen entsprechen. Der vorliegende Gesetzentwurf erfüllt diese Anforderungen überwiegend nicht. Im Falle seiner Umsetzung wird er künftige potenzielle Investor:innen im gewerblichen, aber auch im privaten Bereich **größtenteils nicht aktivieren können**. Dies gilt sowohl für mögliche Solaranlagenbetreiber, die Solarstrom anteilig selbst verbrauchen können und nur eine Förderung für den ins Stromnetz eingespeisten Überschussstrom benötigen, als auch für solche Betreiber, die über diese Möglichkeiten nicht verfügen und den auf ihrem Gebäude erzeugten Solarstrom vollständig ins öffentliche Netz einspeisen müssen.

Die nachfolgende Tabelle stellt zunächst die derzeitigen, gemäß Gesetzentwurf geplanten sowie die nach den Berechnungen von Marktforscher:innen und nach Ansicht des BSW erforderlichen anzulegenden Werte zur Berechnung der EEG-Vergütungssätze bzw. Marktprämien dar, die für den ins öffentliche Stromnetz eingespeisten Überschuss-Solarstrom gewährt werden bzw. werden soll(te)n.

Sichtbar wird, dass im EEG-Gesetzentwurf für dieses PV-Marktsegment, das für den angestrebten Solar-turbo und einen Ausbau der Sektorenkopplung maßgeblich erfolgskritisch ist, fast ausnahmslos keine oder keine nennenswerten Nachbesserungen gegenüber dem aktuellen EEG vorgesehen sind. Dabei war dieses noch an den um den Faktor drei bis vier niedrigeren jährlichen PV-Ausbauzielen der vergangenen Bundesregierung ausgerichtet (!).

Es erschließt sich nicht, wie auf diese Weise insbesondere im Gebäudebestand eine Vervielfachung der PV-Nachfrage in den kommenden Jahren erreicht werden kann. Zeigt sich doch, dass bei vergleichbaren Ausgangsbedingungen derzeit ein viel kleinerer PV-Zubau im Gebäudebestand von Unternehmen, aber auch im Eigenheimsektor stattfindet. Die Folgen der Abschaffung der EEG-Umlage für die Investitionsbedingungen der Prosumer müssen ebenfalls berücksichtigt werden.

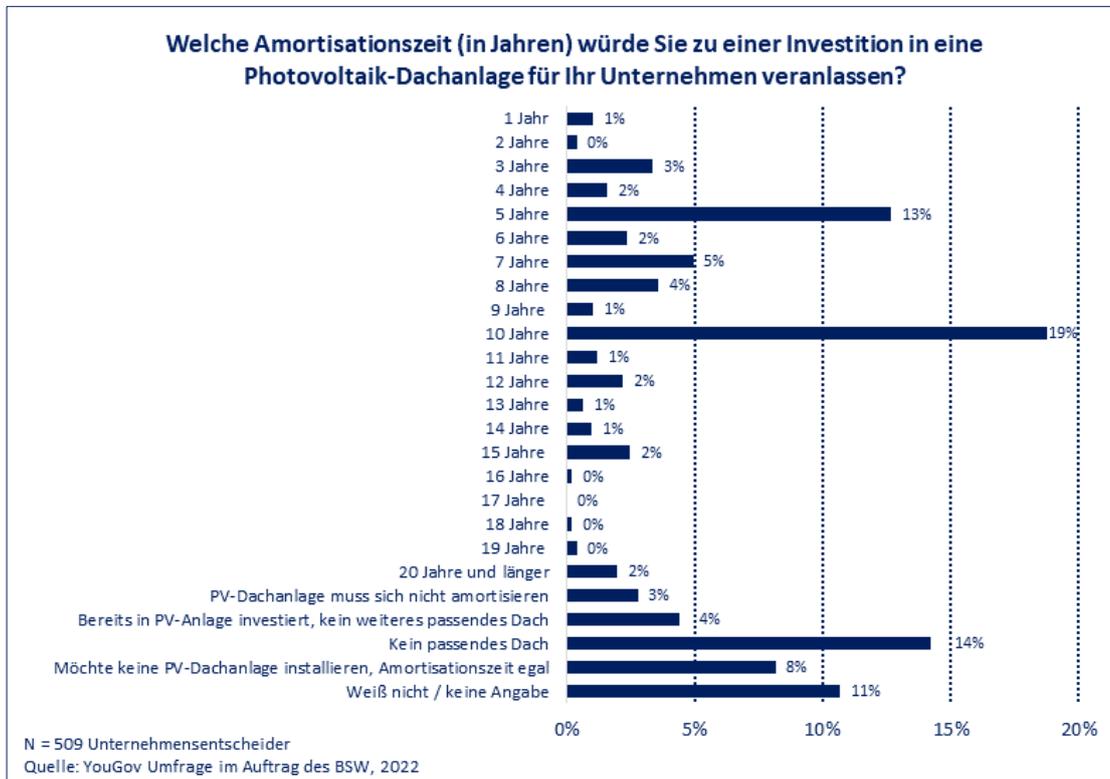
Vergütungssatz in € ct/kWh	Festvergütung für eingespeisten Überschuss-Solarstrom aus neuen PV-Anlagen (Prosumer) ... ohne Direktvermarktung				... mit Direktvermarktung	
	Bis 10 kWp	Bis 40 kWp	Bis 100 kWp	Sonstige Anlagen bis 100 kWp	40 kWp bis 1 MWp	Sonstige Anlagen bis 1 MWp
01.04.2022 nach aktuellem EEG	6,53	6,34	4,96	4,46	5,36	4,86
GE EEG 2023	6,53*	6,45*	4,96*	6,6*	5,36	7,00
Vergütungsänderung (gem. GE)	0,00	+0,11	0,00	+2,14	0,00	+2,14
Notwendige Vergütungssätze gemäß BSW-Berechnungen	9,59	10,13	10,24	N. N.	7,93	N. N.

*Von den im Gesetzesentwurf festgeschriebenen Werten werden in der Festvergütung 0,4 ct/kWh für die Vermarktung durch den Netzbetreiber abgezogen.

Aus der o. g. Tabelle geht die besorgniserregend hohe Diskrepanz der im Gesetzesentwurf vorgesehenen Einspeisevergütungssätze für Teileinspeiser (Prosumer) zu den eigentlich erforderlichen Vergütungssätzen hervor, die der BSW gemeinsam mit Marktforscher:innen aus aktuellen Zielgruppen-Umfragen berechnet hat.

Der Gesetzesentwurf liefert keine nachvollziehbare Begründung für die weitgehende Beibehaltung der gänzlich unzureichenden Förderkulisse für PV-Anlagen, die für Prosuming genutzt werden. Die Behauptung in der Gesetzesbegründung zum GE, die Degression habe nun ein Niveau erreicht, bei dessen Beibehaltung neue Solarstromanlagen „weiterhin wirtschaftlich betrieben werden können“ (GE S. 191 „Zu Nummer 21“ 4. Absatz), ist für den weitaus überwiegenden Teil der anzusprechenden Investor:innen-Zielgruppe schlicht falsch.

Über 90 Prozent der potenziellen PV-Dach-Investor:innen erwarten nach einer jüngsten Repräsentativbefragung von 500 Unternehmer:innen aus dem Januar 2022 kürzere Amortisationszeiten für eine Solardach-Investition als die mit dem Gesetzesentwurf absehbar je nach Anlagengröße lediglich möglichen 12-17 Jahre:



Geradezu irritierend ist, dass das Einfrieren der ohnehin zu niedrigen Vergütungssätze im Gesetzentwurf u. a. damit begründet wird, dass „die Kostenpositionen für die Solaranlagen derzeit aufgrund von Kostensteigerungen und Lieferkettenschwierigkeiten steigen“ (RefE S. 191 „Zu Nummer 21“ 4. Absatz) – also mit Kostensteigerungen (!). Diese würden ja eigentlich eher höhere Vergütungssätze für den eingespeisten Überschussstrom erfordern.

Auch die im EEG-Gesetzentwurf angedachten neu eingeführten Vergütungssätze für neue Solarstromanlagen, die mangels Eigenverbrauchs ihren erzeugten Solarstrom vollständig ins öffentliche Stromnetz einspeisen, liegen größtenteils deutlich unter den für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb erforderlichen Fördersätzen bzw. Marktprämien, wie die nachfolgende Tabelle veranschaulicht.

	Festvergütung für eingespeisten Überschuss-Solarstrom aus neuen PV-Anlagen (Volleinspeiser)					
	... ohne Direktvermarktung			... mit Direktvermarktung		
Vergütungssatz in € ct/kWh	Bis 10 kWp	Bis 100 kWp	Sonstige Anlagen bis 100 kWp	100 bis 400 kWp	400 kWp bis 1 MWp	Sonstige Anlagen bis 1 MWp
01.04.2022 nach aktuellem EEG	6,53	6,34	4,46	5,36	5,36	4,86

§ 48 GE EEG 2023	13,8*	11,3*	6,6*	9,4	8,1	7,0
Vorgesehene Vergütungsänderung (gem. GE)	+7,27	+4,96	+2,14	+4,04	+2,74	+2,14
Notwendige Vergütungssätze gemäß BSW-Berechnungen	14,47	14,57 (40 kWp) 12,12 (80 kWp)	N. N.	12,63		N. N.

* Von den im Gesetzesentwurf festgeschriebenen Werten werden in der Festvergütung 0,4 ct/kWh für die Vermarktung durch den Netzbetreiber abgezogen.

Die aus dem GE resultierenden Amortisationszeiten für neue gewerbliche PV-Dach-Investor:innen würden je nach Leistungsklasse bei 12-17 Jahren liegen. Damit wären sie nahezu doppelt so hoch wie die durchschnittliche Investitionsvoraussetzung von Unternehmer:innen. Nach der bereits genannten YouGov-Repräsentativbefragung unter 500 Unternehmer:innen würden bestenfalls 3-5 Prozent (!) von ihnen unter diesen Bedingungen ihr Firmendach mit einer PV-Anlage ausrüsten.

Eine Begründung dieser Annahmen bzw. eine Wirtschaftlichkeitsberechnung der BMWK-Gutachter findet sich wie auch schon bei den anzulegenden Werten für Teileinspeiser in der Gesetzesbegründung nicht. Es muss davon ausgegangen werden, dass, anders als bei den BSW-Berechnungen, den in den Gesetzesentwurf eingeflossenen Werten keine Repräsentativbefragung der Rentabilitätserwartungen potenzieller Investor:innen zugrunde gelegt wurde. Auch historische Daten der Bundesnetzagentur wurden anscheinend zuvor nicht hinreichend ausgewertet.

Allein schon eine Analyse der historischen Bundesnetzagentur-Daten der jüngeren Vergangenheit hätte gezeigt, dass die für neue PV-Betreiber mit Volleinspeisung im Gesetzesentwurf vorgesehenen Daten unzureichend sind. Dies sei an folgendem Beispiel illustriert:

Gemäß EEG-Gesetzesentwurf würde eine neue PV-Dachanlage mit einer Leistung von 250 kWp, die den gesamten erzeugten Solarstrom ins öffentliche Netz einspeist, nach Berücksichtigung der stufenweise anzulegenden Werte eine Marktprämie i. H. von 10,26 ct/kWh erhalten. Die Vergütung läge damit leicht unter dem Niveau der durchschnittlichen Marktprämie, die im 12-Monatszeitraum Juli 2018 bis einschließlich Juni 2019 für eine 250-kWp-Dachanlage gewährt wurde (10,30 ct/kWh). In diesem Zeitraum wurden gemäß Daten der BNetzA damals allerdings lediglich 1,2-1,3 Gigawatt neu installierter PV-Leistung im Gewerbedachsegment (30-750 kWp) von Volleinspeisern in Betrieb genommen. Zum Vergleich: Um die neuen PV-Ausbauziele der Bundesregierung zu erfüllen, müsste ab 2023 künftig jährlich durchschnittlich etwa doppelt so viel Solarstromleistung in diesem PV-Marktsegment von Volleinspeisern neu ans Netz gehen. Erschwerend kommt hinzu, dass die Kosten für schlüsselfertige PV-Systeme 2019 sogar etwa 10 Prozent unter den heutigen Kosten gelegen haben. **Es erschließt sich daher nicht, wie das BMWK im gewerblichen Solardachsegment mit den im Gesetzesentwurf vorgeschlagenen Marktprämien einen „Solarturbo“ zünden möchte, um den gewünschten PV-Zubau zu erreichen.**

Ebenfalls nicht nachvollziehbar ist, dass der GE die nach dem neuen Beihilferecht möglichen Spielräume bei Weitem nicht ausgeschöpft zu haben scheint, was dem im Koalitionsvertrag geäußerten Willen der Bundesregierung widerspricht.

Die vom BSW ausgerechneten notwendigen Vergütungssätze berücksichtigen hingegen die Vorgaben der neuen Klima- und Umweltenergiebeihilfe-Leitlinien (KUEBLL), die zuvor in einem Gutachten der Kanzlei Becker Büttner Held für den BSW eingehend analysiert wurden.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die anzulegenden EEG-Werte zur Festlegung der Vergütungssätze bzw. Marktprämien sollten rückwirkend noch in diesem Frühjahr auf ein Niveau angehoben werden, welches bei PV-Anlagen der Leistungsklasse 10 kWp bis 1 Megawatt eine Amortisation neuer Solarstromanlagen zumindest nach etwa 10 Jahren und bei kleineren, zumeist privat finanzierten PV-Systemen nach rd. 13 Jahren ermöglicht. Die Vergütungshöhen sollten sich an den Berechnungen des BSW für Anlagen mit Eigenverbrauch ausrichten (vgl. Abschnitt 1.1.2). Die BSW-Empfehlungen wurden von Marktforscher:innen auf der Basis umfangreicher Berechnungen und unter Berücksichtigung üblicher Markt- und Finanzierungsparameter erarbeitet.

Die Feinjustierung in Richtung des Gleichgewichts zwischen dem Ausbauziel und dem dafür benötigten Vergütungssatz kann und sollte dann über die „atmende Hebebühne“ erfolgen, eine Weiterentwicklung des im EEG derzeit integrierten „atmenden Deckels“ (vgl. Abschnitt 1.2).

1.1.3 Schaffung eines gleitenden Vergütungsübergangs zwischen Voll- und Teileinspeiser im Falle einer gesetzlichen Zweiteilung der Vergütungssätze

Der BSW-Solar setzt sich grundsätzlich für einen einheitlichen Vergütungssatz inklusive einer marktbasier- ten Vergütungsanpassung in Form einer – beihilferechtlich konformen – „atmenden Hebebühne“ als kosteneffizientes Instrument zur Zielerreichung ein [vgl. Kapitel 1.1 und 1.2].

Falls sich die politische Mehrheit jedoch für eine Unterscheidung der Vergütungssätze in Voll- und Teilein- speiser ausspricht, sollte zumindest sichergestellt werden, dass die vorgesehenen Vergütungssätze einen wirtschaftlichen Betrieb der Anlagen sicherstellen [vgl. Kapitel 1.1.2].

Unabhängig von der notwendigen Vergütungsanhebung verursacht eine Zweiteilung der Vergütungssätze einen Rentabilitätseinbruch bei Anlagen mit geringeren Eigenverbrauchsquoten. Denn bereits ab der ersten selbst verbrauchten Kilowattstunde sinkt die Einspeisevergütung durch den Wegfall des Volleinspeisebonus drastisch. Das führt zu einer zusätzlichen Unterförderung von Anlagen, bei denen nur wenig Eigenver- brauch möglich ist. In der Folge werden diese Anlagen gar nicht gebaut, weil der Eigenverbrauch ein wich- tiger und in vielen Fällen für die Investoren oder Dacheigentümer unverzichtbarer Motivationsanreiz für die Investition ist.

Bei vielen Projekten sind zudem Gebäudeeigentümer, Gebäudenutzer und Anlagenbetreiber verschiedene Akteure. Der Eigenverbrauch oder Direktstromlieferungen sind hier oft notwendiger Vertragsbestandteil auch bei kleinen Vor-Ort-Stromverbräuchen. Mit dem bisherigen Gesetzentwurf werden solche Projekte verhindert.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Sollte die politische Mehrheit trotz der zahlreichen entgegenstehenden Gründe an einer Aufspaltung festhalten, sollte neben der notwendigen Anhebung der Vergütungssätze zumindest ein gleitender Übergang von der höheren Volleinspeisevergütung zur niedrigeren Überschussvergütung bei Dachanlagen eingeführt werden. Dieser kann gesetzestechnisch durch eine kleine Gesetzesänderung (siehe Vorschlag unten) einfach umgesetzt werden: Der bisher nur bei Volleinspeisung geplante Vergütungsaufschlag wird auch für einen Teil des überschüssig ins Netz eingespeisten Solarstroms von Teileinspeiseanlagen in Abhängigkeit vom Anteil des hinterm Netzanschlusspunkt genutzten Stroms bezahlt. Indem dieser Anteil bei zunehmenden Eigenverbrauchsanteilen abnimmt, wird ein gleitender Übergang von der höheren Volleinspeisevergütung zur kleinen Eigenverbrauchsvergütung geschaffen.

Die gesetzestechnische Lösung wäre, für jede hinterm Netzanschlusspunkt verbrauchte Kilowattstunde Solarstrom eine als Überschuss ins Netz eingespeiste Kilowattstunde mit dem Teileinspeisesatz zu vergüten und für den darüber hinaus ins Netz eingespeisten Überschussstrom den „Volleinspeisebonus“ zu zahlen.

Die Funktionsweise wird an dem folgenden Beispiel deutlich:

Bei einer PV-Anlage mit 10 Prozent Eigenverbrauch werden weitere 10 Prozent mit dem Teileinspeisesatz vergütet. Die restlichen 80 Prozent erhalten den Volleinspeisebonus. Bei 40 Prozent Eigenverbrauch werden 40 Prozent mit dem Teileinspeisesatz vergütet und 20 Prozent erhalten den Aufschlag. Ab 50 Prozent Eigenverbrauch wird für den eingespeisten Strom nur noch der Teileinspeisesatz bezahlt.

Die Modifizierung des von der Bundesregierung vorgeschlagenen Vergütungsaufschlags für Volleinspeisung führt damit nicht zu einem Bruch zwischen Volleinspeisung und Teileinspeisung, sondern zu einem gleitenden Übergang. Eine Benachteiligung von Anlagen mit geringem Anteil von hinterm Netzanschlusspunkt verbrauchten Strom gegenüber der Volleinspeisung wird verhindert. Gleichzeitig findet auch eine vermeintliche Überförderung gegenüber dem vom Gesetzgeber gewollten Fördersatz nicht statt. Wirtschaftlichkeitsberechnungen zeigen, dass die Rentabilität z.B. einer 80-kWp-Anlage mit 30 Prozent Eigenverbrauch mit 4,1 Prozent auf einem ähnlichen Niveau wie die einer Volleinspeiseanlage liegt. Auch bei einer 750-kWp-Anlage würde die Rentabilität einer Anlage mit 30 Prozent Eigenverbrauch in etwa gleichauf mit der Wirtschaftlichkeit einer gleich großen Volleinspeiseanlage liegen.

Eine bisher im Gesetzentwurf vorgesehene jährliche Entscheidung und Ummeldung der Anlagenbetreiber beim Wechsel zwischen Volleinspeisung und Teileinspeisung entfällt. Damit entfallen auch ggf. dafür notwendige kostenträchtige technische Umbauten. Zudem wird der Aufbau neuer Bürokratie und Bilanzierungsprobleme durch den Wechsel zwischen Volleinspeisung und Teileinspeisung verhindert und damit eine einfachere Wahl- und Nutzungsfreiheit der Anlagenbetreiber geschaffen. Die Abrechnung anhand des gemessenen Eigenverbrauchsanteils erfolgt unkompliziert im Rahmen der bisherigen Jahresabrechnung.

Zur Vermeidung von neuen messtechnischen Anforderungen – z.B. bei kleinen Anlagen, die keinen Erzeugungszähler haben – sollte die gleitende Übergangsregel optional sein.

Die Wirtschaftlichkeit möglichst großer PV-Dachanlagen wird mit der Übergangsregel erhöht, da die Vor-Ort-Nutzung des erzeugten Solarstroms hinter dem Netzanschlusspunkt auch bei großen Anlagen mit geringem Eigenverbrauch einfach ermöglicht wird. Das Solarpotenzial kann damit umfangreich genutzt werden. Zudem wird ein Anreiz geschaffen, zum Investitionszeitpunkt bereits größere Solaranlagen zu bauen, auch wenn Sektorkopplungspotenziale (Wärme, Mobilität) erst später erschlossen werden können.

Gesetzesvorschlag:

Im Gesetzentwurf wäre lediglich der erste Teil des § 48 Abs. (2a) umzuformulieren. Der neuer Absatz 2a lautet:

(2a) Für den Anteil des gesamten in einem Kalenderjahr in der Anlage erzeugten Stroms, der das doppelte des nicht ins Netz eingespeisten Stroms übersteigt, erhöht sich der anzulegende Wert nach Absatz 2 in entsprechender Anwendung des § 24 Absatz 1 Satz 1 für den jeweils zuletzt in Betrieb genommenen Generator.

1.1.4 Attentismus verhindern – höhere Vergütungssätze bereits 2022 unkompliziert in Kraft treten lassen

Der Gesetzentwurf sieht vor, dass die vorgeschlagenen Vergütungssätze bereits in diesem Jahr genutzt werden können, um Attentismus zu verhindern. Der Vorschlag des BMWK gestaltet sich jedoch als kompliziert und führt zu einer Ungleichbehandlung von Anlagen mit gleichem Inbetriebnahmedatum. Denn die neuen Vergütungssätze sollen laut Gesetzentwurf nur angewandt werden, wenn der folgende Ablauf eingehalten wird:

- 1) BMWK veröffentlicht „im Frühjahr“ die neuen Vergütungssätze auf seiner Homepage.
- 2) Die Investor:in teilt dem zuständigen Netzbetreiber mit, dass sie die Vergütungssätze zur Kenntnis genommen hat.
- 3) Die PV-Anlage wird erst nach der Mitteilung an den Netzbetreiber verbindlich bestellt.

Nur bei Einhaltung dieses Prozesses sollen die neuen Vergütungssätze nach dem GE für Anlagen mit Inbetriebnahmedatum 2022 gewährt werden (vorbehaltlich der beihilferechtlichen Genehmigung der EU). Anlagen, die in diesem Jahr in Betrieb genommen werden und diesen Prozess nicht einhalten (können), erhalten den sich aus dem Degressionsmechanismus des EEG 2021 berechneten Vergütungssatz. Dadurch ergibt sich für Investor:innen eine Parallelität von zwei Vergütungssätzen für Anlagen mit gleichem Inbetriebnahmedatum in diesem Jahr.

Für die Erhöhung des Vergütungssatzes für sonstige Anlagen von 4,86 auf 7,00 ct/kWh sowie für Anlagen über 300 kWp im Volleinspeisetarif soll es laut Entwurf für 2022 überhaupt keine Übergangsregelung geben.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Zur Verhinderung von Attentismus sollte eine Erhöhung der Vergütungssätze (entsprechend des BSW-Vorschlags in Abschnitt 1.1.2) rückwirkend zum Kabinettsbeschluss des EEG 2023 erfolgen. Dabei sollte das Inbetriebnahmedatum ausschlaggebend sein und nicht die Einhaltung von bürokratischen Mitteilungspflichten oder das Bestelldatum der Anlage. Zudem sollte die Vergütung auch für gemietete und nicht nur für gekaufte PV-Anlagen gelten. Die Vergütungserhöhung für sonstige Solaranlagen sowie für Volleinspeiseanlagen ab 300 kWp sollte ebenfalls bereits in 2022 erfolgen.

1.2 Atmende Hebebühne einführen anstelle intransparenter und langwieriger Vergütungsanpassungen über Verordnungsermächtigungen

Der aktuell im EEG verankerte Degressionsmechanismus unterbindet erfolgreich eine Überförderung neuer Solarstromanlagen, jedoch unzureichend längere Phasen einer Unterförderung. Im Kontext einer Erhöhung der Ausbaupfade sowie einer Abflachung der technologischen Lernkurve, die durch erheblich gestiegene Kosten, z.B. beim Netzanschluss oder bei der Zertifizierung, zeitweise vollständig ausgeglichen wird, wird es zunehmend wichtiger, dass der atmende Deckel künftig beidseitig besser „atmen“ kann und zu einer „flexiblen Hebebühne“ umgebaut wird.

Der Gesetzentwurf sieht jedoch eine vollständige Abschaffung des bisherigen EEG-Degressionsmechanismus („atmender Deckel“) vor. Dieser soll in § 49 GE EEG 2023 ab 2024 durch eine pauschale halbjährliche Degression in Höhe von einem Prozent ersetzt werden. Zusätzlich soll eine Verordnungsermächtigung eingeführt werden, die es dem BMWK erlaubt, die Vergütungssätze bei Bedarf neu festzulegen.

Die vom BMWK im GE vorgesehene Anpassung der Vergütungssätze für neue PV-Dächer an veränderte Marktentwicklungen, notfalls im Rahmen der in § 95 Nr. 1 GE EEG 2023 vorgesehenen Verordnungsermächtigung (ohne Zustimmung des Bundestags und Bundesrats), kann einen transparenten Algorithmus für eine regelmäßige und schnell wirksame Anpassung der Förderhöhe im Falle einer Zielverfehlung nicht ersetzen. Hinzu kommt, dass, anders als bei einer einmaligen Reform des „atmenden Deckels“, im Falle einer Verordnung jedes Mal ein (langwieriger) beihilferechtlicher Genehmigungsvorbehalt der EU bestünde.

Eine weitere negative Nebenwirkung der Abschaffung des „atmenden Deckels“ bestünde darin, dass die vorgesehenen, um den Faktor drei bis vier erhöhten Ausbaupfade für Solardächer der Leistungsklasse unterhalb von einem Megawatt im Gesetz nicht klar verankert wären. Eine Steuerung des PV-Zubaus entlang der vom Ministerium bisher genannten und vom BSW unterstützten Aufteilung, hälftig zwischen PV-Freifläche und Gebäude-PV, wäre damit nicht mehr sichergestellt.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der „atmende Deckel“ sollte nicht abgeschafft werden, sondern zu einer beidseitig atmenden und symmetrisch gestalteten „flexiblen Hebebühne“ weiterentwickelt werden. Ein derart reformierter Degressions- und

Progressionsmechanismus würde zeitnah und nach einem transparenten Algorithmus automatisch reagieren und die Vergütungssätze anpassen, sobald sich eine Zielverfehlung abzeichnet.

Der „atmende Deckel“ sollte künftig weitgehend **symmetrisch ausgestaltet werden**, sodass er in beide Richtungen und nicht wie bisher nur im Falle der Überschreitung der angestrebten PV-Ausbaumengen schnell und wirksam genug reagieren kann. Ziel sollte sein, absehbare Phasen der Unterförderung künftig deutlich zu verkürzen. Dies wird gegenwärtig nicht gewährleistet, da im Falle eines Unterschreitens des politisch angestrebten PV-Ausbaupfades die dafür verantwortlichen zu hohen Degressionssätze zu langsam zurückgenommen werden.

Mit den vom BSW nachfolgend vorgeschlagenen Änderungen am atmenden Deckel wird sichergestellt, dass das Gleichgewicht zwischen den neuen von der Bundesregierung angestrebten PV-Ausbaumengen und der dafür notwendigen Vergütungshöhe gewahrt bleibt. Auch im Falle sich verändernder Marktbedingungen würde die Höhe der anzulegenden Werte schnell nachgesteuert werden. Im Falle einer abnehmenden PV-Dach-Nachfrage würde eine Progression greifen. Schießt die PV-Nachfrage hingegen deutlich über das Regierungsziel hinaus, so wahrt die dann einsetzende Degression der Vergütungshöhe für PV-Neuanlagen die Fördereffizienz.

Ein weiterer Reformbedarf des atmenden Deckels besteht darin, dass die im aktuellen EEG vorgesehene Basisdegression von monatlich 0,4 Prozent auf null Prozent abgesenkt werden sollte, solange sich die PV-Nachfrage im politisch gewünschten Zielkorridor bewegt.

Eine Beibehaltung der gegenwärtigen Basisdegression würde den PV-Vergütungssatz andernfalls auch dann regelmäßig unter das erforderliche Vergütungsniveau drücken und die PV-Nachfrage bremsen, wenn sich diese eigentlich auf dem politisch angestrebten Zielniveau befindet.

Der BSW schlägt vor, die Degressions- und Progressionsstufen des anzulegenden Werts im Rahmen einer „atmenden Hebebühne“ wie folgt symmetrisch auszugestalten. Die bisherigen Degressionsschritte des atmenden Deckels könnten weitgehend beibehalten werden. Die Erhöhung der Vergütung erfolgt – wie bisher gesetzlich festgelegt – quartalsweise, um Attentismus vorzubeugen.

Abweichung vom Ausbaupfad	Vergütungsentwicklung
> +3.000 MW	-2,20 %
> +2.000 MW	-1,80 %
> +1.000 MW	-1,40 %
> +500 MW	-1,00 %
-500 MW bis +500 MW	0 %
> -500 MW	+3,00 %
> -1.000 MW	+4,20 %
> -2.000 MW	+5,40 %
> -3.000 MW	+6,60 %

Die Berechnung sollte weiterhin anhand eines annualisierten PV-Jahreszubaus erfolgen. Der Bezugszeitraum beträgt dabei drei Monate, die dann auf einen fiktiven Jahreszubau hochgerechnet werden. Zur Vermeidung einer zu hohen Sensitivität des Instruments wurde um den Wert der Zielerreichung ein Abstand von 500 MW gewählt, bevor die Progression oder Degression einsetzt. Hintergrund ist, dass eine Abweichung von 500 MW vom Jahreszubau bereits gegeben ist, wenn der Zubau im dreimonatigen Bezugszeitraum 125 MW (Zubau Bezugszeitraum * 4 = annualisierter Jahreszubau) oberhalb des Zielpfades liegt. **Zur Zielerreichung einer installierten Leistung von 215 GW in 2030 sollte sich die „atmende Hebebühne“ an einem annualisierten PV-Nettozubau ausrichten und nicht wie bisher an dem annualisierten Bruttozubau.**

Bei der Vergütungsberechnung und -anwendung sollte auch bei der Progression Gleichzeitigkeit gelten.

Nach aktueller Gesetzeslage erfolgt die Entwicklung der Vergütungssätze im 2. Monat eines Quartals (1. Februar, 1. Mai, 1. August, 1. November), während die Vergütungserhöhung (Progression) zum Beginn des nachfolgenden Quartals erfolgt. Die Progression sollte zukünftig zeitgleich mit der Berechnung erfolgen.

Eine erstmalige Neuberechnung möglicher Anpassungen der Vergütungshöhen im Rahmen einer derart reformierten „atmenden Hebebühne“ sollte erfolgen, sobald die PV-Melddaten für die ersten drei Monate nach Wirksamwerden des EEG 2023 von der Bundesnetzagentur festgestellt wurden.

Vor diesem Hintergrund schlägt der BSW vor, § 49 EEG künftig folgendermaßen zu fassen:

- (1) *Die anzulegenden Werte nach § 48 Absatz 1, 2 und 2a und § 48a bleiben unverändert, wenn der annualisierte Netto-Zubau zwischen [Ausbaupfad minus 500 MW] und [Ausbaupfad plus 500 MW] Megawatt beträgt. Beträgt der annualisierte Netto-Zubau mehr als ([Ausbaupfad plus 500 MW] MW, ändern sich die anzulegenden Werte nach § 48 Absatz 1, 2 und 2a und § 48a ab dem 1. Mai 2023 dreimalig zum ersten Kalendertag eines Monats gegenüber den in dem jeweils vorangegangenen Kalendermonat geltenden anzulegenden Werten. Beträgt der annualisierte Netto-Zubau weniger als [Ausbaupfad minus 500 MW] MW, ändern sich die anzulegenden Werte nach § 48 Absatz 1, 2 und 2a und § 48a ab dem 1. Mai 2023 einmalig zum ersten Kalendertag eines Monats gegenüber dem in dem vorangegangenen Kalendermonat geltenden anzulegenden Wert. Die Änderung nach Satz 2 und 3 wird jeweils zum 1. Februar, 1. Mai, 1. August und 1. November eines Jahres nach Maßgabe der Absätze 2 und 3 aufgrund des Netto-Zubaus von Solaranlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt worden ist, bestimmt. Zum Zweck der Anpassung ist der im dreimonatigen Bezugszeitraum nach Absatz 4 registrierte Netto-Zubau auf ein Jahr hochzurechnen (annualisierter Netto-Zubau).*
- (2) *Wenn der annualisierte Netto-Zubau von Solaranlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt worden ist, den Wert von [Ausbaupfad + 500 MW] Megawatt*
 1. *um bis zu 500 Megawatt überschreitet, verringern sich die anzulegenden Werte nach § 48 Absatz 1, 2 und 2a und § 48a monatlich um 1,00 Prozent,*
 2. *um mehr als 500 Megawatt überschreitet, verringern sich die anzulegenden Werte nach § 48 Absatz 1, 2 und 2a und § 48a monatlich um 1,40 Prozent,*

3. *um mehr als 1.500 Megawatt überschreitet, verringern sich die anzulegenden Werte nach § 48 Absatz 1, 2 und 2a und § 48a monatlich um 1,80 Prozent,*
 4. *um mehr als 2.500 Megawatt überschreitet, verringern sich die anzulegenden Werte nach § 48 Absatz 1, 2 und 2a und § 48a monatlich um 2,20 Prozent.*
- (3) *Wenn der annualisierte Netto-Zubau von Solaranlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt worden ist, den Wert von [Ausbaupfad - 500 MW] Megawatt*
1. *um bis zu 500 Megawatt unterschreitet, erhöhen sich die anzulegenden Werte nach § 48 Absatz 1 und 2 und § 48a zum ersten Kalendertag des jeweiligen Zeitraums gemäß Absatz 1 Satz 4 einmalig um 3,00 Prozent,*
 2. *um mehr als 500 Megawatt unterschreitet, erhöhen sich die anzulegenden Werte nach § 48 Absatz 1 und 2 und § 48a zum ersten Kalendertag des jeweiligen Zeitraums gemäß Absatz 1 Satz 4 einmalig um 4,20 Prozent, oder*
 3. *um mehr als 1.500 Megawatt unterschreitet, erhöhen sich die anzulegenden Werte nach § 48 Absatz 1 und 2 und § 48a zum ersten Kalendertag des jeweiligen Zeitraums gemäß Absatz 1 Satz 4 einmalig um 5,40 Prozent.*
 4. *um mehr als 2.500 Megawatt unterschreitet, erhöhen sich die anzulegenden Werte nach § 48 Absatz 1 und 2 und § 48a zum ersten Kalendertag des jeweiligen Zeitraums gemäß Absatz 1 Satz 4 einmalig um 6,60 Prozent.*
- (4) *[unverändert]*
- (5) *[unverändert]*

Weiterhin schlägt der BSW vor, folgende Definition des Begriffs „Netto-Zubau“ in § 3 Nummer 34c (neu) aufzunehmen:

„Netto-Zubau“ die Summe der installierten Leistung aller Anlagen eines Energieträgers, die in einem bestimmten Zeitraum an das Register als in Betrieb genommen gemeldet worden sind, abzüglich der installierten Leistung aller Anlagen eines Energieträgers, die in einem bestimmten Zeitraum an das Register als endgültig außer Betrieb genommen gemeldet worden sind,

1.3 Anhebung Ausschreibungsgrenze und Abschaffung des § 48 Abs. 5 EEG bereits in 2022

Die Solarwirtschaft begrüßt die geplante Anhebung der Ausschreibungsgrenze auf den EU-beihilferechtlich möglichen Wert von einem Megawatt. Der Gesetzentwurf sieht zudem vor, den § 48 Abs. 5 EEG 2021 in zwei Stufen abzuschaffen. Die Regelung des § 48 Abs. 5 sah bisher vor, dass Solaranlagen zwischen 300

und 750 kWp im Marktprämienmodell nur maximal 50 Prozent der erzeugten Jahresstrommenge vergütet bekommen. Für Anlagen mit einem Eigenverbrauch unter 50 Prozent ergibt sich dadurch eine nicht vergütungsfähige Strommenge. Für diese Anlagen stellt die Regelung bisher eine indirekte und projektabhängige Vergütungskürzung dar. Als Folge brach der Zubau von Gewerbedächern in dieser Größenklasse mit dem Inkrafttreten der Regelung zum 1. April 2021 drastisch ein. Der Gesetzentwurf sieht nun durch die Neuformulierung des §48 GE ab 2023 eine Abschaffung der Regelung vor. Für 2022 ist im GE eine Anhebung der 50 Prozent auf 80 Prozent vorgesehen, aber nur für Anlagen, die nach dem Inkrafttreten des Artikel 1 der Novelle in Betrieb genommen wurden und mit Vorbehalt einer beihilferechtlichen Genehmigung der EU.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW begrüßt den Wegfall des § 48 Abs. 5 EEG 2021 und der damit verbundenen nicht sachgerechten Vergütungskürzung. Die Streichung der Regelung sollte jedoch nicht erst im nächsten, sondern bereits in diesem Jahr greifen und zwar auch für Anlagen, die vor dem Inkrafttreten des Artikel 1 der Novelle in Betrieb genommen wurden. Es ist nicht ersichtlich, warum diese indirekte Vergütungskürzung im Jahr 2022 noch erhalten bleiben soll. Die Beibehaltung von Hemmnissen beim Zubau von Gewerbedächern sollte kein Selbstzweck sein, um die Gebäude-PV-Ausschreibung in 2022 zu stützen.

Die Anhebung der Ausschreibungsgrenze auf ein Megawatt sowie die Abschaffung des § 48 Abs. 5 EEG 2021 können jedoch nur dann zu einem höheren PV-Zubau führen, wenn die Vergütungssätze für diese Anlagen auf ein ausreichendes Niveau angehoben werden (vgl. Abschnitt 1.1).

1.4 Gebäudeausschreibungen: Eigenverbrauch zulassen und angemessene Gebotshöchstwerte festlegen

Der Gesetzentwurf sieht eine Fortführung der Gebäude-PV-Ausschreibungen mit einem angemessenen Ausschreibungsvolumen, ansteigend von 650 MW in 2023 auf 1.000 MW in 2027 sowie 2028, vor. Die Solarwirtschaft begrüßt diese Gebäude-PV-Ausschreibungen für sehr große Solardachanlagen im Megawattbereich. Es ist zudem richtig, die Ausschreibungsmöglichkeit für Anlagen unter 1 MW wieder abzuschaffen. Der BSW hat in der Vergangenheit bereits mehrfach die Schwierigkeiten von Gebäude-PV-Ausschreibungen für kleine und mittelgroße Gewerbedächer deutlich gemacht. Es ist deshalb begrüßenswert, dass diesen Argumenten mit der Anhebung der Mindestgröße für Ausschreibungen auf einem Megawatt gefolgt werden soll. Zudem begrüßt der BSW die geplante und längst überfällige Abschaffung des Eigenverbrauchsverbots in Ausschreibungen nach §27a EEG.

1.4.2 Genug Spielraum bei Gebotshöchstwerten

Die Festlegung des Gebotshöchstwerts für die Ausschreibungen im 2. Segment ist im Gesetzentwurf noch offen. Es soll aber laut Gesetzesbegründung der degressive Höchstwert aus dem EEG 2021 fortgeschrieben werden.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die Festlegung des Gebotshöchstwerts für Solaranlagen des 2. Segments sollte angemessen erfolgen. Dabei sollte einerseits berücksichtigt werden, dass es sich noch um ein relativ neues Ausschreibungssegment handelt, in dem erst ab diesem Jahr größere Ausschreibungsvolumen ausgeschrieben werden. Andererseits sollte in Anbetracht der aktuellen Inflationsentwicklung der damit verbundene Anstieg bei den Systempreisen stärker berücksichtigt werden.

Zwar begrüßt der BSW in diesem Zusammenhang die in § 95 Nr. 1 GE EEG 2023 vorgesehene BMWK-Verordnungsermächtigung für zukünftig ggf. erforderlich werdende Anpassungen. Da diese eine erhebliche Vorlaufzeit haben könnten während die Systempreise aktuell steigen, sollte aber bereits jetzt ein Wert definiert werden, der Bieter:innen hinreichend Spielraum bietet. Zur Abfederung der Inflationsentwicklung und zur Aktivierung ausreichender Projekte im Kontext der Erhöhung der Ausschreibungsmengen schlägt der BSW deshalb vor den Gebotshöchstwert leicht zu erhöhen.

1.4.3 Gebotstermine der Ausschreibungen des 2. Segments auf drei erhöhen

Laut Gesetzentwurf soll es trotz Anhebung der Ausschreibungsmengen weiterhin nur zwei Gebotstermine für die Ausschreibungen des 2. Segments geben.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Zur besseren Verteilung der Ausschreibungstermine über das Jahr empfiehlt der BSW die Anzahl der Ausschreibungstermine von zwei auf drei Termine pro Jahr zu erhöhen.

1.5 Gebäudenahe, kleine sonstige Solaranlagen mit Gebäude-PV-Anlagen gleichstellen

Unter sonstigen Solaranlagen werden Solaranlagen verstanden, die nicht zur EEG-Kategorie der Gebäude-PV-Anlagen gehören. In den letzten Jahren hat sich zunehmend ein neues Marktsegment von kleinen sonstigen Solaranlagen gebildet, die zwar gebäudenahe sind, allerdings unter den Vergütungssatz für „sonstige Solaranlagen“ fallen. Zu diesem Segment gehören u. a. PV-Anlagen auf Terrassenüberdachungen sowie „Solarzäune“.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Gebäudenähe, kleine Solaranlagen sollten mit Solaranlagen auf, an oder in Gebäuden gleichgestellt werden. Es ist nicht ersichtlich, warum Solaranlagen auf dem Carport oder im Zaun schlechtere Vergütungssätze erhalten als konventionelle Solarstromanlagen auf Gebäuden.

Sonstige Solaranlagen bis zu einer Größe von 100 kWp sollten nach den Empfehlungen der Solarbranche die gleiche Vergütung erhalten können wie eine gleich große PV-Anlage auf dem Gebäudedach.

Der BSW schlägt diesbezüglich folgenden neuen § 48 Absatz 2 Satz 2 EEG vor:

„Satz 1 gilt entsprechend für Solaranlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 100 Kilowatt, die auf, an oder in Nebenanlagen oder Umzäunungen eines Gebäudes errichtet sind.“

2. PV-Freifläche: Ausbau beschleunigen

Kernforderungen

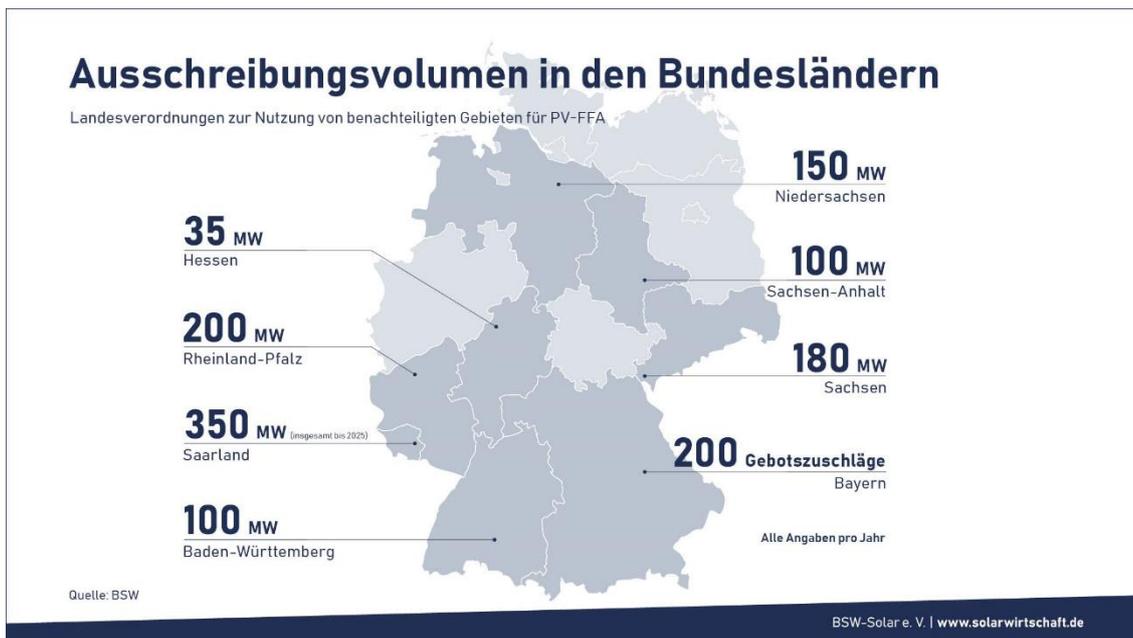
- Flächenkulisse für Solarpark-Standorte ausweiten
- Ausbaudeckel für Solarparks abschaffen
- Kommunale Beteiligung und naturschutzfachliche Kriterien anpassen
- Ausschreibungsdesign des 1. Segments anpassen (Gebotsgröße 30 MW, Höchstwerte maßvoll anheben, Gebotstermine auf vier erhöhen)
- Verlängerung Realisierungsfrist bei unverschuldeten Verzögerungen
- PPA-Ausbau voranbringen
- Besondere Solaranlagen ins eigene Ausschreibungssegment überführen
- Floating-PV nicht durch unverhältnismäßige Flächenvorgaben verhindern
- Höchstwert der InnoA durch die Umstellung auf die gleitende Marktprämie anpassen

2.1 Flächenkulisse für Solarpark-Standorte ausweiten

Der EEG-Gesetzentwurf sieht vor, dass die sehr restriktive EEG-Flächenkulisse zur Standortwahl für typische ebenerdig errichtete Solarparks derzeit nicht wesentlich ausgeweitet werden soll, obwohl diese bereits in vorangegangenen Gesetzesnovellen von zahlreichen Stakeholdern als drohende Investitionsbremse für den Ausbau ebenerdig errichteter Solarparks klar identifiziert wurde und aktuell eine zunehmende Bremswirkung auf den Markt entfaltet.

Die geplante Berücksichtigung der aktualisierten EU-Definition von „benachteiligten Gebieten“ in § 3 Nr. 7 GE EEG 2023 dürfte in der Praxis zu keiner relevanten Ausweitung der Flächenkulisse führen, da es den Bundesländern nach den bisherigen Vorstellungen des BMWK weiter obliegen soll, ob sie diese Flächen auf dem Ordnungswege überhaupt für die Errichtung von Solarstromanlagen bereitstellen wollen. Wie aus

der folgenden Grafik ersichtlich wird, hat bislang nur ein Teil der Bundesländer davon Gebrauch gemacht und diese Flächen zudem nochmals jährlich stark limitiert. Für das von der Bundesregierung künftig im GE vorgesehene jährliche Solarpark-EEG-Auktionsvolumen in Höhe von bis zu 9,9 Gigawatt stehen in der Summe nach aktueller Beschlusslage der Bundesländer lediglich Standortflächen auf benachteiligten Gebieten etwa für die Hälfte dieser Leistung zur Verfügung.



Auch die in den §§ 37 und 48 GE EEG 2023 vorgesehene Weitung der Flächenkulisse um entwässerte Moorböden, die im Falle einer Wiedervernässung von PV-Freiflächenanlagen genutzt werden können, dürfte in der Praxis zu keiner signifikanten Entspannung bei der Standortwahl führen. Denn für Moor-PV-Anlagen gibt es bisher noch keine Pilotprojekte und Praxiserfahrungen. Auch ist unklar, wer die mit der Wiedervernässung verbundenen Kosten tragen soll und ob der im GE geplante Bonus in Höhe von 0,5 ct/kWh für Moor-PV-Anlagen ausreichend ist.

Als im Grundsatz positiv bewertet der BSW die angestrebten Erleichterungen in den §§ 37 und 48 GE EEG 2023 für die Errichtung von Photovoltaikanlagen bei gleichzeitiger landwirtschaftlicher Nutzung. Die Doppelnutzung von Agrarflächen für die gleichzeitige Solarstromernte mittels sogenannter Agri-PV stellt eine besonders effiziente Form der Flächennutzung dar. Sie kann einen Beitrag zur Verringerung der Flächenkonkurrenz im Kontext der Energiewende leisten. Allerdings müssen dafür auch die richtigen Rahmenbedingungen festgelegt werden (vgl. Abschnitt 2.6). Die geplante Abschaffung des 15m Wildtierkorridors entlang des 200m-Verkehrsrandstreifens ist begrüßenswert, allerdings wäre hier eine deutliche Ausweitung der Flächen entlang von Verkehrswegen notwendig, um ausreichend Flächen für den stärkeren Freiflächenzubaubereitzustellen.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Im Zuge der Erhöhung der Ausbaukorridore für ebenerdig errichtete Photovoltaikanlagen im Kraftwerksmaßstab und mit der Zielsetzung einer gleichmäßigeren bundesweiten Verteilung sollte die derzeit sehr restriktive Flächenkulisse zur Standortwahl deutlich erweitert werden.

Landwirtschaftliche Flächen sollten generell auch für geförderte Solaranlagen geöffnet werden. Ggf. könnte den Bundesländern die Möglichkeit eingeräumt werden, dabei mittels einer Landesverordnung die Nutzung von landwirtschaftlichen Pachtflächen zu limitieren (Opt-out-Möglichkeit für Pachtflächen).

Zumindest aber sollte die Flächenkulisse der sogenannten benachteiligten Gebiete bundesweit für die Solarpark-Standortwahl im EEG geöffnet werden. Möglichen Vorbehalten seitens der Bundesländer könnte durch eine Opt-out-Regel begegnet werden (Möglichkeit für Bundesländer, eine generelle Öffnung der Standortkulisse für benachteiligte Gebiete mittels Landesverordnung zu limitieren) anstelle der in § 37c EEG 2021 gegenwärtig verankerten Opt-in-Regel (Möglichkeit für Bundesländer, länderspezifische Öffnungsklauseln zu verabschieden). Derartige Opt-out-Regelungen sollten aber klar limitiert sein. Dies würde auch dem Ziel dienen, den PV-Ausbau regional gleichmäßiger zu verteilen.

Der entsprechende Formulierungsvorschlag des BSW für § 37c EEG lautet wie folgt:

- (1) *Die Bundesnetzagentur darf Gebote für Freiflächenanlagen auf Flächen nach § 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe h und i bei dem Zuschlagsverfahren für Solaranlagen des ersten Segments **nicht** berücksichtigen, wenn und soweit die Landesregierung für Gebote auf den entsprechenden Flächen eine Rechtsverordnung nach Absatz 2 erlassen hat und die Bundesnetzagentur den Erlass der Rechtsverordnung vor dem Gebotstermin nach [§ 29](#) bekannt gemacht hat.*
- (2) *Die Landesregierungen werden ermächtigt, durch Rechtsverordnung zu regeln, dass Gebote für Freiflächenanlagen auf Flächen nach § 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe h oder i in ihrem Landesgebiet nicht bezuschlagt werden können, sofern und soweit in dem jeweiligen Bundesland ausreichend Flächen für die Errichtung von Solaranlagen zur Verfügung stehen, die Ausbauziele nach § 4 in dem jeweiligen Bundesland anteilig zu erreichen."*

§ 29 Absatz 1 Nummer 4 wäre insoweit – wie folgt – anzupassen:

*„die Angabe, ob Landesregierungen Rechtsverordnungen aufgrund von § 37c Absatz 2 erlassen haben und auf welchen Flächen unter Berücksichtigung dieser Rechtsverordnungen Gebote für Solaranlagen **nicht** bezuschlagt werden können“*

§ 38a Absatz 1 Nummer 3 lit. b) wäre insoweit – wie folgt – anzupassen:

„die Gebotsmengen von Geboten nach § 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe h oder i, dürfen nur für Freiflächenanlagen verwendet werden, die auf einer der im bezuschlagten Gebot benannten Flächenkategorien im Gebiet des im Gebot angegebenen Bundeslands errichtet worden sind,“

Bei der Nutzung der Opt-Out-Möglichkeit sollte das Bundesland nachweisen müssen, das es ausreichend Flächen in benachteiligten Gebieten zur Verfügung gestellt hat, um seinen proportionalen Anteil am Zubau der PV-Freifläche zu erfüllen.

Zudem sollte die Nutzung von Seitenrandstreifen entlang von Verkehrsachsen ausgeweitet werden. So sollten Flurstücke vollständig genutzt werden können, die zu mindestens 25 Prozent in diesen Randstreifen hineinreichen. Denn die meisten Flurstücke verlaufen quer zu den Verkehrswegen, wodurch der Bau einer PV-Anlage auf Seitenrandstreifen i. d. R. die Nutzung mehrerer Flurstücke notwendig macht. Die Planungs- und Projektkosten erhöhen sich dadurch signifikant. Des Weiteren sollten die Verkehrsrandstreifen von aktuell 200 m auf 500 m verbreitert und auf alle Bundesstraßen (bisher nur entlang von Autobahnen und Schienenwegen) ausgeweitet werden.

Zu diesem Zweck schlägt der BSW folgende Neuregelungen vor:

§ 37 Absatz 1 Nummer 3 lit. c) wird wie folgt gefasst:

„die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans längs von Autobahnen, Bundesstraßen oder Schienenwegen lag, wenn die Freiflächenanlage in einer Entfernung bis zu 500 Meter, gemessen vom äußeren Rand der befestigten Fahrbahn, oder innerhalb der Grenzen eines Grundstücks, von dessen Gesamtfläche mindestens 25 Prozent in einer Entfernung von bis zu 500 Metern, gemessen vom äußeren Rand der Fahrbahn liegen, errichtet werden soll.“

§ 48 Absatz 1 Nummer 3 lit. c) Doppellit. aa) wird wie folgt gefasst:

„die zum Zeitpunkt des Beschlusses über die Aufstellung oder Änderung des Bebauungsplans längs von Autobahnen, Bundesstraßen oder Schienenwegen lag, wenn die Freiflächenanlage in einer Entfernung bis zu 500 Meter, gemessen vom äußeren Rand der Fahrbahn, oder innerhalb der Grenzen eines Grundstücks, von dessen Gesamtfläche mindestens 25 Prozent in einer Entfernung von bis zu 500 Metern, gemessen vom äußeren Rand der Fahrbahn liegen, errichtet werden soll.“

Die Bundesregierung sollte sich schließlich gegenüber den Bundesländern dafür einsetzen, dass Landesregelungen, wie Vorranggebiete, Landesentwicklungspläne und Regionalpläne, nicht als Mittel zur Verhinderung von Solaranlagen (z. B. durch generellen Ausschluss von PV-Anlagen oder zum EEG widersprüchliche Flächenkulisse) genutzt werden.

2.2 Ausbaudeckel für Solarparks abschaffen – 215-GW-Ziel erreichen

Der Gesetzentwurf sieht in § 28a GE EEG 2023 eine erfreuliche Anhebung der Ausschreibungsmengen für die PV-Freifläche, schrittweise aufsteigend von 5,85 GW in 2023 auf 9,9 GW ab 2025, vor. Die Mengen sollen jedoch durch umfangreiche Abzugsmengen reduziert werden. So soll der gesamte außerhalb der Ausschreibung des 1. Segments realisierte künftige Solarpark-Zubau von diesem Auktionsvolumen des 1. Segments abgezogen werden. Dazu gehört u. a. der vorjährige Zubau kleiner PV-Freiflächenprojekte unter 1 MW, von förderfrei errichteten PPA-Anlagen sowie der im EU-Ausland bezuschlagten PV-Projekte mit Standort in Deutschland. Des Weiteren sollen die Zuschläge des Vorjahrs aus dem Bereich der Innovationsausschreibung (§ 39n GE EEG 2023) sowie innovative Konzepte (§ 39o GE EEG 2023) abgezogen werden.

Der Gesetzentwurf sieht damit faktisch eine **Deckelung des maximal möglichen Zubaus in der Freifläche** auf die im Entwurf für die Freiflächenausschreibung genannten Mengen vor.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Das Ziel der Bundesregierung sollte eine installierte Leistung von mindestens 215 GW sein. Eine Deckelung des Freiflächenzubaus inklusive der nicht geförderten PPA-Anlagen steht im Widerspruch zu dem Willen, den Ausbau der Erneuerbaren Energie möglichst schnell zu steigern, um den Kohleausstieg vorziehen zu können bzw. die Abhängigkeit von Energieimporten zu verringern. Auch im Kontext der aktuellen geopolitischen Lage ist nicht nachvollziehbar, dass der Zubau entsprechend begrenzt werden sollte. Zudem führen die zahlreichen Abzugsmengen zu vermeidbarer Planungsunsicherheit für Projektierer:innen beim real erwartbaren Ausschreibungsvolumen der Folgejahre. Auf die Anrechnung der o. g. PV-Zubaumengen im 1. Segment sollte daher im weiteren Gesetzgebungsverfahren verzichtet werden.

Vor diesem Hintergrund sind nach Auffassung des BSW § 28a Absatz 3 Nummer 2 und § 28b Absatz 3 Nummer 2 EEG ersatzlos zu streichen.

2.3 Kommunale Beteiligung und naturschutzfachliche Kriterien

Die kommunale Beteiligung wurde Mitte 2021 auf Freiflächenanlagen ausgeweitet und kann nach der Ende 2021 erfolgten beihilferechtlichen Genehmigung der EU seit wenigen Monaten angewandt werden. Der BSW begrüßt das Festhalten des BMWK an der Freiwilligkeit der kommunalen Beteiligung (§ 6 EEG GE 2021), die Ausweitung der Regelung auf PV-Bestandsanlagen sowie die Klarstellung, dass Anlagen, die vor 2021 in Betrieb genommen oder bezuschlagt wurden, die kommunale Beteiligung nutzen können (§ 100 Abs. 2 GE EEG 2023).

Die Regelung zur kommunalen Beteiligung bezieht sich jedoch nur auf PV-Freiflächenanlagen im Sinne des § 3 Nummer 22 EEG und nicht auch auf PV-Anlagen auf sogenannten sonstigen baulichen Anlagen (dies sind regelmäßig z.B. ehemalige Deponie-, Aufschüttungs- oder Tagebauflächen, ehemalige Lagerplätze, ehemalige Landebahnflächen, anderweitig betonierete oder versiegelte Flächen o.ä.). Ist eine Projektfläche

also etwa eine Konversionsfläche aus wirtschaftlicher Vornutzung, aber gleichzeitig – wie in der Praxis sehr häufig der Fall – auch eine sonstige bauliche Anlage, ist sie begrifflich keine Freiflächenanlage im Sinne des § 3 Nummer 22 EEG und damit derzeit und nach dem Gesetzesentwurf aus dem Anwendungsbereich des § 6 EEG ausgeschlossen (die beträfe etwa PV-Anlagen auf einem ehemaligen Sand-, Kies- oder Kohleabbau oder einer Mülldeponie). Diese Ungleichbehandlung der in der Allgemeinheit häufig als „Freiflächenanlagen“ betrachteten Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen ist den Gemeinden und Bürger:innen vor Ort nicht vermittelbar und schafft erhebliche Rechtsunsicherheiten für die Planung von (regelmäßig großen) PV-Anlagen.

Der Gesetzesentwurf sieht zudem die Einführung von naturschutzfachlichen Kriterien vor, bei denen es noch eine Reihe von Umsetzungsfragen gibt.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die kommunale Beteiligung inklusive der Erstattungsmöglichkeit gegenüber dem Netzbetreiber sollte auch für Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen ermöglicht werden. Dies könnte durch einen einfachen Austausch des Wortes „Freiflächenanlagen“ in § 6 EEG durch das Wort „Solaranlagen des ersten Segments“ erreicht werden, der sowohl Freiflächenanlagen im Sinne des § 3 Nummer 22 EEG als auch Solaranlagen auf sonstigen baulichen Anlagen umfasst. Damit würden einheitliche Rahmenbedingungen geschaffen werden.

Zudem sollte die Erstattungsmöglichkeit auch auf Anlagen in der sonstigen Direktvermarktung (z. B. PPA-Anlagen) ausgeweitet werden. Die Freiwilligkeit der Inanspruchnahme der kommunalen Beteiligung sollte auch im weiteren Verfahren beibehalten werden. Vor diesem Hintergrund sollte der § 6 Abs. 5 EEG wie folgt gefasst werden:

„Für die tatsächlich eingespeiste Strommenge und für die fiktive Strommenge nach Nummer 7.2 der Anlage 2, für die Betreiber von Windenergieanlagen an Land oder Solaranlagen des ersten Segments Zahlungen nach diesem Paragraphen an die Gemeinden oder Landkreise geleistet haben, können sie die Erstattung dieses im Vorjahr an die Gemeinden oder Landkreise geleisteten Betrages im Rahmen der Endabrechnung vom Netzbetreiber verlangen.“

Die im GE geplante Anknüpfbarkeit naturschutzfachlicher Kriterien an die kommunale Beteiligungsmöglichkeit sieht der BSW kritisch, da sie PV-Projektierer:innen vor die Herausforderung stellt, dass die Beteiligungsmöglichkeit und damit auch die Aushandlung naturschutzfachlicher Kriterien erst nach der Planung des Solarparks diskutiert und festgelegt werden dürfen. So sieht der § 6 EEG vor, dass ein Vertrag über die kommunale Beteiligung erst nach Satzungsbeschluss geschlossen werden darf. Zu dem Zeitpunkt wurde die Solaranlage jedoch bereits geplant. Die Festlegung von naturschutzfachlichen Kriterien zu diesem Zeitpunkt würde eine kostspielige und zeitintensive Überarbeitung der Pläne erfordern.

Zudem sollte ausgeschlossen werden, dass mit der Ausweitung der kommunalen Beteiligung die Einhaltung von naturschutzfachlichen Kriterien auch für Bestandsanlagen gefordert werden kann. Dies wäre ein

klarer Eingriff in den Bestandsschutz und würde Solarparkbetreibern unter Umständen erhebliche Zusatzkosten aufbürden, die zum Zeitpunkt der Auktionsteilnahme und Anlagenplanung nicht absehbar waren. Derartige nachträgliche politische Eingriffe würden zu einem nachhaltigen Vertrauensverlust auch bei künftigen PV-Investor:innen führen und deren Investitionsbereitschaft verringern.

Vor diesem Hintergrund schlägt der BSW vor, § 100 Absatz 2 EEG um folgenden Satz 3 zu ergänzen:

„Für Anlagen nach Satz 1 und 2 ist § 6 dieses Gesetzes jeweils mit der Maßgabe anzuwenden, dass § 6 Absatz 4 Satz 2 keine Anwendung findet“.

2.4 Ausschreibungsdesign des 1. Segments anpassen

2.4.1 Gebotsgröße und Höchstgrenze für Zahlungsberechtigungen für Freiflächenanlagen bei Ausschreibungen auf 30 MW anheben

Die maximale Gebotsgröße sowie die Höchstgrenze für Zahlungsberechtigungen für Freiflächenanlagen bei Ausschreibungen wird im EEG 2021 auf 20 MW begrenzt. Diese Begrenzung diente ursprünglich dazu, bei deutlich kleineren jährlichen Auktionsvolumen eine hinreichende Akteursvielfalt unter den Ausschreibungszuschlägen sicherzustellen.

Mit der nun im GE geplanten Vervielfachung der Auktionsvolumen sollte auch die maximale Gebotsgröße sowie die Höchstgrenze für Zahlungsberechtigungen für Freiflächenanlagen zumindest moderat angehoben werden. Dies führt zu geringeren Kosten bei Projektierer:innen und dem Staat und setzt limitierte Planungskapazitäten für weitere Projekte frei.

Schon heute gibt es durch die Erweiterung von bestehenden Solaranlagen zahlreiche Solarparks mit einer Größe von über 20 MW, ohne dass diese einen wesentlichen Effekt auf die lokale Akzeptanz und das Landschaftsbild haben.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die maximale Gebotsgröße bei Ausschreibungen des 1. Segments sowie die Höchstgrenze für Zahlungsberechtigungen für Freiflächenanlagen sollte von 20 auf 30 MW angehoben werden.

2.4.2 Höchstwerte maßvoll anheben

Der ausschreibungsspezifische Höchstwert für Solaranlagen des ersten Segments beträgt nach § 37b EEG 2021 seit diesem Jahr den um 8 Prozent erhöhten Durchschnitt der Gebotswerte des jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebots der letzten drei Gebotstermine, aber höchstens 5,9 ct/kWh. Der aktuelle Höchstwert betrug dadurch zum Gebotstermin 1.3.2022 nur [5,57 ct/kWh](#). Bei näherer Betrachtung der Novemberausschreibung wird ersichtlich, dass die durchschnittliche Gebotshöhe der Nicht-Zuschläge mit 5,53 ct/kWh

sehr dicht am ab 1. März 2022 geltenden Höchstwert von 5,57 ct/kWh lag. Da es sich dabei um einen Durchschnitt handelt, liegt ein großer Anteil der Gebote erwartungsgemäß sogar oberhalb des aktuell zulässigen Höchstwerts. Diese bereits geplanten und kurzfristig realisierbaren Projekte sollten im Kontext der geplanten Anhebung der Ausschreibungsmenge mobilisiert werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich die aktuell steigenden Systempreise auf die Gebotshöhe auswirken. Die Bundesregierung sollte unbedingt vermeiden, durch zu niedrige und marktfremde Gebotshöchstwerte Qualitätsmängel oder eine Unterzeichnung von Auktionen zu riskieren.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der maximale Gebotshöchstwert sollte zur Vermeidung von Unterzeichnungen im EEG 2023 maßvoll angehoben werden. Eine Änderung des Gebotshöchstwerts erst auf dem Wege einer in § 95 Nr.1 GE EEG 2023 vorgesehenen Verordnungsermächtigung könnte u. U. nicht schnell genug greifen.

Zur Abfederung der Inflationsentwicklung und zur Aktivierung ausreichender Projekte im Kontext der Erhöhung der Ausschreibungsmengen schlägt der BSW zudem vor beim ausschreibungsspezifischen Höchstwerts (Durchschnitt des letzten bezuschlagten Gebots der letzten drei Runden zzgl. 8 Prozent) den Zuschlag von 8 auf 20 Prozent zu erhöhen, um kurzfristige Preissteigerungen abfedern zu können. Denn bei aktuell nur drei Gebotstermine im Jahr gibt basiert die Berechnung des ausschreibungsspezifischen Höchstwerts auf eine Rückschau der Gebote von bis zu einem Jahr.

2.4.3 Gebotstermine für die Freifläche auf vier erhöhen

Der Gesetzentwurf sieht (wie bisher) drei Gebotstermine für die Ausschreibung von PV-Anlagen des 1. Segments vor. Diese sollen zum 1. März, 1. Juli und 1. Dezember stattfinden. Der Anhebung der Ausschreibungsmengen folgt damit keine Anhebung der Anzahl der Gebotstermine. Die Ausschreibungsmenge pro Ausschreibung würde damit deutlich steigen.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Für eine bessere Verteilung der Ausschreibungsmengen über das Jahr und eine Verringerung der Ausschreibungsmenge pro Gebot **sollte die Anzahl der Gebotstermine für PV-Anlagen des 1. Segments von drei auf vier Runden angehoben werden.**

2.4.5 Verlängerung Realisierungsfrist bei unverschuldeten Verzögerungen

Die Realisierungsfrist für PV-Freiflächenanlagen beträgt nach § 37d EEG 2021 für Solaranlagen des 1. Segments 24 Monate. In den letzten zwei Jahren kam es u. a. aufgrund der Corona-Pandemie, Lieferschwierigkeiten sowie der Flutkatastrophe im Juli 2021 zu verschiedenen unverschuldeten Verzögerungen bei der

Realisierung dieser Anlagen. Inwieweit sich der Ukraine-Krieg auf die Realisierung von Solaranlagen auswirken wird, ist noch nicht abschätzbar.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Eine Verlängerung der Realisierungsfristen ist bisher nur über langwierige Gesetzesänderungen möglich, die zu zusätzlichen Verzögerungen führen. **Zur schnelleren Reaktionsmöglichkeit im Falle unvorhersehbarer und unverschuldeter Verzögerungen sollte eine Verordnungsermächtigung geschaffen werden, die es dem BMWK erlaubt, die Realisierungsfristen kurzfristig und situationsabhängig zu verlängern.**

Dafür sollte in einem neuen § 88g EEG (*Verordnungsermächtigung zur Verlängerung der Realisierungsfristen für Ausschreibungsanlagen*) folgende Verordnungsermächtigung aufgenommen werden:

Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates für Anlagen, deren anzulegender Wert durch Ausschreibungen ermittelt wird, die Fristen nach § 36e Absatz 1, § 37d, § 38g, § 39e Absatz 1, § 39g Absatz 2, § 54 Absatz 1 und § 55 Absatz 1 sowie die Zeitpunkte des jeweiligen Beginns des Zahlungsanspruchs nach § 36i oder § 39h Absatz 1 in Sonderfällen zu verlängern, insbesondere wenn unter Berücksichtigung von Ereignissen allgemeiner Natur, an denen die Bieter keine Schuld treffen, eine Verlängerung sich als zweckmäßig erweist.

2.5 PPA-Ausbau vortreiben

Der förderfreie Zubau von Solaranlagen nimmt zunehmend Fahrt auf. Der BSW erwartet, dass ca. 10 Prozent des Zubaus bis 2030 über PPA-Anlagen erfolgen könnte, wenn die Rahmenbedingungen richtiggestellt werden. Im Fachgespräch zu Photovoltaik am 18. Februar hat das BMWK in seiner Vorstellung eine Folie mit Ideen zur Verbesserung der Rahmenbedingungen gezeigt. Diese konnten aus Zeitgründen in dem Fachgespräch nicht diskutiert werden, weshalb ein separater Stakeholderdialog angekündigt wurde, der aber noch nicht stattgefunden hat

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der Stakeholderdialog zur Stärkung der PPA-Rahmenbedingungen sollte zeitnah nachgeholt werden und die Rahmenbedingungen für PPA-Anlagen spätestens im Rahmen des Sommerpakets umgesetzt werden.

2.6 Besondere Solaranlagen und Floating PV

Der Gesetzentwurf sieht eine Neustrukturierung der Fördersystematik für besondere Solaranlagen (Agri-PV, Moor-PV und Parkplatz-PV) sowie für Floating-PV vor. Als im Grundsatz positiv bewertet der BSW die an-

gestrebten Erleichterungen für die Errichtung von Photovoltaikanlagen bei gleichzeitiger landwirtschaftlicher Nutzung. Dazu gehören der Wegfall der verpflichtenden Anlagenkombination sowie die bisherige Begrenzung der maximalen Gebotsgröße auf 2 MW. Die Doppelnutzung von Agrarflächen für die gleichzeitige Solarstromernte mittels sogenannter Agri-PV stellt eine besonders effiziente Form der Flächennutzung dar. Sie kann einen Beitrag zur Verringerung der Flächenkonkurrenz im Kontext der Energiewende leisten.

2.6.1 Unverhältnismäßige Flächenbegrenzungen bei Floating-PV verhindern

Der Kabinettsentwurf des EEG 2023 sieht zwei neue Beschränkungen vor, die dazu führen würden, dass ein Großteil der Potenziale von Floating-PV nicht gehoben werden könnten. So soll der Uferabstand von Floating-PV-Anlagen auf künstlichen oder erheblichen veränderten Gewässern mindestens 50m betragen. Zudem soll die Anlage max. 15 Prozent der Gewässeroberfläche bedecken dürfen.

Ein Großteil der potentiellen künstlichen Gewässer (z.B. Kiesgruben) sind jedoch flächenmäßig begrenzt, so dass bei einem Uferabstand von min. 50m eine Floating-PV-Anlagen nicht sinnvoll realisieren lassen könnte. Der 50m-Uferabstand würde zudem zu signifikanten Mehrkosten bei der Realisierung führen. Zudem wird die mögliche Anlagengröße durch die Begrenzung auf 15% der Gewässeroberfläche zusätzlich erheblich begrenzt.

Es ist nicht ersichtlich worauf sich die Vorgaben bzgl. des Uferabstands von min. 50m sowie die max. Belegungsquote von 15% der Gewässeroberfläche begründen. Insbesondere bei künstlichen Gewässer, wie Baggerseen, die häufig eine steile Uferkante haben, und von der Gewässerfläche begrenzt sind, sind diese neuen Hürden nicht nachvollziehbar.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die geplante Festlegung der neuen Beschränkungen in §36 Abs.3 Nr.2 sollte entsprechend wieder gestrichen werden.

2.6.2 Bürokratische Anforderungen beim Nachweis der landwirtschaftlichen Nutzung vereinfachen

Agri-PV-Anlagen müssen aktuell alle drei Jahre gegenüber der Bundesnetzagentur mittels Sachverständigen nachweisen, dass auf der Fläche min. 2/3 der landwirtschaftlichen Erträge erzielt wurden. Diese Vorgabe ist zeit- und kostenintensiv und verhindert die Finanzierung von Projekten. Insbesondere, wenn der Investor nicht der Landwirt der Fläche ist, werden Projekte schnell bürokratisch, da eine umfangreiche vertragliche Absicherung notwendig wird, in der die hinreichende Bewirtschaftung durch den Landwirt festgelegt wird.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Ein einmaliger Nachweis vor Anlageninbetriebnahme (beim Aufstellungsbeschluss auf kommunaler Ebene) wäre ausreichend, da der Landwirt ein Eigeninteresse an einen möglichst hohen Ertrag auf der Fläche hat.

2.6.3 Grünland zur Nutztierhaltung bei Agri-PV der Kategorie I (DIN SPEC) EEG-förderfähig machen

Agri-PV-Anlagen der Kategorie 1 auf Grünland zur Nutztierhaltung sollte EEG-förderfähig werden. Die nach DIN SPEC 91434 vorgegebene Definition stellt durch die Vorgabe einer 2,1 m hohe Aufständigung bereits eine klare Abgrenzung zur herkömmlicher PV-Freiflächenanlage sicher.

2.6.4 Eigene Ausschreibungssegmente für besondere Solaranlagen schaffen

Der Gesetzentwurf sieht eine Integration der Agri-, Floating- und Parkplatz-PV-Ausschreibung in die „klassische“ Freiflächenausschreibung vor. Die Solarstromerzeugung mittels dieser innovativen Marktsegmente führt jedoch erfahrungsgemäß zu nennenswerten, konstruktiv bedingten Mehrkosten, weshalb eine gezielte Förderung mittels eines jährlich aufwachsenden eigenen Auktionsvolumens notwendig ist. Der im Gesetzentwurf in § 38 Absatz 1 GE EEG 2023 vorgesehene Bonus für „horizontale“ Agri-PV-Anlagen von 1,2 ct/kWh für Gebotszuschläge in 2023 und dann schnell auf 0,5 ct/kWh für Gebotszuschläge ab 2026 abschmelzend, dürfte den Wettbewerbsnachteil von Agri-PV gegenüber klassischen Solarparks in der Regel nicht ausgleichen können. Der Begriff ist zudem nicht rechtssicher definiert.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Damit eine Öffnung der Flächenkulisse für Agri-PV-Anlagen nicht ins Leere läuft, sollte diese gemeinsam mit Floating-PV- und Parkplatz-PV-Anlagen in einem eigenen Auktionstopf mit einem jährlich aufwachsenden Auktionsvolumen und nicht im Wettbewerb zu klassischen Solarparks ausgeschrieben werden.

Das gesonderte Ausschreibungsvolumen für besondere Solaranlagen sollte entlang eines Anstiegspfad auf 300 MW ab 2023, 600 MW ab 2024, 800 MW ab 2026 und 1 GW ab 2029 ansteigen und nicht vom Ausschreibungsvolumen für Solaranlagen des 1. Segments abgezogen werden. Mithilfe von Mindestzuschlagsmengen für die einzelnen Technologien kann ein Markthochlauf der verschiedenen technologischen Ansätze erreicht werden. Dies ist sinnvoll, da erst im Laufe des Markthochlaufs die Kostensenkungspotenziale im Vergleich zu Pilotprojekten ersichtlich werden können.

Andernfalls müsste ein genereller Bonus für Agri-PV von mehreren ct/kWh gewährt werden und für alle Agri-PV-Anlagen unabhängig der Ausrichtung gelten. Zur Festlegung von Agri-PV-Anlagen kann die umfassende Definition der unterschiedlichen Agri-PV-Kategorien im [DIN SPEC 91434](#) genutzt werden, wie es

die Bundesnetzagentur als Grundlage für die Sonderausschreibung für besondere Solaranlagen am 1. April bereits getan hat.

2.7 Innovationsausschreibung: Höchstwert durch die Umstellung auf die gleitende Marktprämie anpassen

Die in der Innovationsausschreibungsverordnung vorgeschlagene Umstellung von der fixen auf die gleitende Marktprämie ist begrüßenswert. Allerdings sieht der Entwurf trotz dieser wesentlichen Umstellung keine Anpassung beim Gebotshöchstwert in Höhe von 7,5 ct/kWh vor. Damit verschlechtern sich die Rahmenbedingungen für die Innovationsausschreibung deutlich, da bei der fixen Marktprämie durch den Stromverkauf ein Erlös zusätzlich zur fixen Marktprämie erzielt werden kann. Bei der gleitenden Marktprämie hingegen werden die Erlöse an der Strombörse an die Marktprämie angerechnet. Zudem führt die Klarstellung vom vergangenen Jahr zu den Speicheranforderungen in der Innovationsausschreibung zu Mehrkosten. Entgegen den Erwartungen ist die nachzuweisende Speicherkapazität von zwei Stunden über die gesamte Förderdauer aufrechtzuerhalten. Aufgrund der Degradation von Speichern über die Lebenszeit müssen die Speicher deshalb zum Projektanfang mit einer deutlich höheren Speicherkapazität als zwei Stunden gebaut werden.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der Höchstwert für die Innovationsausschreibung sollte als Folge der Umstellung der Marktprämie von 7,5 ct/kWh auf mindestens 10 ct/kWh erhöht werden, um die geforderten Anlagenkombinationen (z. B. PV-Speicher-Anlagen) weiterhin realisieren zu können.

2.8 Innovative Konzepte

Der Gesetzentwurf sieht mit dem neuen § 39o GE EEG 2023 die Schaffung eines neuen Ausschreibungssegments „Innovative Konzepte“ zur Kombination von EE-Anlage(n), Elektrolyseur, Wasserstoffspeicher und Rückverstromungseinheit vor. Das Konzept soll laut BMWK die Wiederverstromung von Wasserstoff erproben. Dabei ist vorgesehen, dass die Anlage in der Regel den erzeugten Strom regulär ins Netz einspeist und der Elektrolyseur nur „Überschussstrom“ nutzen und damit nur sehr wenige Stunden im Jahr laufen soll. Der aus dem Überschussstrom erzeugte Wasserstoff darf zudem nur zur Wiederverstromung verwendet werden und steht der Sektorenkopplung nicht zur Verfügung. Zudem darf der Elektrolyseur auch keinen Strom aus dem Netz beziehen.

Das im neuen § 28d GE EEG 2023 festgelegte Ausschreibungsvolumen, welches sich laut dem dazugehörigen Fachgespräch des BMWK nicht auf die EE-Anlage, sondern auf die Wiederverstromungseinheit beziehen soll, beträgt dabei 400 MW in 2023 und soll schrittweise auf 1.000 MW in 2028 ansteigen. Insgesamt

beträgt das Ausschreibungsvolumen zwischen 2023 und 2028 4.4 GW. Bezuschlagte Ausschreibungsmengen werden dabei von der Ausschreibungsmenge für die regulären Ausschreibungen für Solaranlagen des 1. Segments abgezogen.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die Beschreibung des Konzepts vermittelt den Eindruck eines Pilotprojekts, u. a. durch die vom BMWK geplante sehr geringe Laufzeit des Elektrolyseurs. Gleichzeitig wird im Gesetzentwurf ein verhältnismäßig großes Ausschreibungsvolumen hinterlegt und ein systemdienliches Verhalten des Elektrolyseurs ausgeschlossen. Der systemische Nutzen dieses „innovativen Konzepts“ konnte aus Sicht der Solarwirtschaft noch nicht ausreichend begründet werden. Für die Bewertung des vorgeschlagenen Konzepts aus Sicht des Strommarkts verweisen wir auf die Stellungnahme des Bundesverbands Erneuerbare Energien.

Eine Einschätzung des Vorschlags aus Projektierer:innensicht ist aufgrund der Vielzahl noch offener Festlegungen bisher nicht möglich. So umfasst alleine die Verordnungsermächtigung für die Festlegung der Rahmenbedingungen dieser „innovativen Konzepte“ in § 88e GE EEG 2023 drei DIN-A4-Seiten und ermöglicht eine Änderung nahezu jeder Vorgabe des EEG. Es bleibt jedoch auf den ersten Blick fraglich, zu welchen Kosten diese Hybridanlagen realisiert werden könnten. Denn die Refinanzierung des Elektrolyseurs, des Wasserstoffspeichers, der Wiederverstromungseinheit sowie der Umwandlungsverluste soll laut Entwurf vollständig über den anzulegenden Wert des wiederverstromten und eingespeisten Stroms refinanziert werden. Die bezuschlagte Ausschreibungsmenge sollte nicht von der regulären Ausschreibung des 1. Segments abgezogen werden.

2.9 Grenzüberschreitende Ausschreibungen von Erneuerbaren Energien

Der Gesetzentwurf sieht eine Ausweitung der Möglichkeit von grenzüberschreitenden Ausschreibungen vor.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Für die Bewertung des grenzüberschreitenden Ausbaus verweisen wir auf die Stellungnahme des Bundesverbands Erneuerbare Energien.

3. Prosuming voranbringen

Kernforderungen

- EVU-Status innerhalb Kundenanlage abschaffen
- Begriff der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ und des „Quartiers“ streichen
- Wirksame Anreize für PV-Mieterstromprojekte schaffen

- ➔ Nutzungsmöglichkeit von Solarstrom in Wärmepumpen gewährleisten
- ➔ Anpassung von Grenz- und Schwellenwerten auf sinnvolle und aufeinander abgestimmte Werte
- ➔ Modultauschbedingungen verbessern

3.1 EVU-Status innerhalb Kundenanlage abschaffen

Um die Energiewende dezentraler und bürgernäher zu gestalten, müssen unterschiedliche Akteure zum Ausbau Erneuerbarer Energien motiviert werden. Ein wichtiger Hebel sind Wohn- und Gewerbequartierskonzepte, in denen lokal erzeugter Solarstrom von verschiedenen Anwohner:innen oder Unternehmen genutzt werden kann.

Die Rahmenbedingungen zur Nutzung von Solarstrom im räumlichen Bezug zur Erzeugung sollte im Sinne einer bürgernahen und erfolgreichen Energiewende verbessert werden. Die geplante Abschaffung der EEG-Umlage ist ein erster wichtiger Schritt, dem weitere Maßnahmen folgen sollten.

Wohnungseigentumsgemeinschaften, Firmen, bei denen Anlagenbetrieb und Stromverbrauch häufig durch zwei Gesellschaften erfolgt, sowie Anlagenbetreibern, die den erzeugten Strom mit benachbarten Nutzern oder schlicht in mehreren Wohnungen eines Gebäudes teilen möchten, droht nach aktueller Rechtslage die Einordnung als Energieversorgungsunternehmen im Sinne des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG). Gerade für kleinere PV-Anlagenbetreiber folgen daraus teils nicht realisierbare bürokratische Anforderungen und Verpflichtungen, was mögliche PV-Investitionen auf Millionen Gebäudedächern verhindert.

Die geplante Abschaffung der EEG-Umlage führt zwar zu einer administrativen Entlastung. Allerdings ergeben sich durch die parallele Abschaffung der EEG-Umlage auf den Netzstrom keine finanzielle Entlastung. Zudem werden Stromlieferungen an eine andere Rechtsperson durch die Einordnung als Energieversorgungsunternehmen und die unverhältnismäßigen damit verbundenen administrativen Anforderungen außerhalb des EEG weiterhin erschwert.

Die gemeinschaftliche Nutzung von Strom durch Energiegemeinschaften in Deutschland ist bisher nicht geregelt, obwohl nach EU-Recht diese bis Ende Juni 2021 bereits eingeführt werden musste.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Die Nutzung von Solarstrom hinter dem Netzanschlusspunkt sollte möglichst einfach und unkompliziert ermöglicht werden. Die Einstufung als Energieversorgungsunternehmen im Sinne des EnWG sollte für Anlagenbetreiber, die keine Energieversorger im eigentlichen Sinn sind, grundsätzlich entfallen. So könnten die bestehenden Barrieren für sinnvolle Wohn- und Gewerbequartierskonzepte für Solarstromversorgung abgebaut und eine effiziente lokale Sektorenkopplung ermöglicht werden.

3.2 Begriff der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ und des „Quartiers“ streichen

Eine Direktlieferung von Strom muss laut EEG in „unmittelbarer räumlicher Nähe“ erfolgen. Dieser unbestimmte Rechtsbegriff, der im EEG an verschiedenen Stellen unter anderem dazu dient, dezentrale Direktlieferungen von einer nach dem EEG umfassend regulierten Direktvermarktung abzugrenzen, führt in der Praxis immer wieder zu offenen Rechtsfragen und schränkt bei enger Auslegung die Direktlieferung unnötig ein. Diese Rechtsunsicherheiten führen dazu, dass grundsätzlich wünschenswerte Projekt – wie z.B. eine Versorgung eines Elektrolyseurs oder einer Power-to-Heat Anlage über eine Direktleitung aber auch Mieterstromprojekte – aufgrund von Rechtsunsicherheiten nicht realisiert werden. Dabei ist unklar, da bei einer Direktlieferung bereits eine Netznutzung ausgeschlossen ist, welchen Mehrwert das Erfordernis der unmittelbaren räumlichen Nähe in diesem Zusammenhang überhaupt haben soll. Entsprechendes gilt für die Voraussetzung für die Inanspruchnahme des Mieterstromzuschlages, dass der Strom im selben Quartier verbraucht worden sein muss. Der vorliegende Gesetzesentwurf geht nicht auf diese Problematik ein.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Durch die Streichung des Erfordernisses der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ in § 3 Nr. 16, § 21 Absätze 2 und 3 sowie § 21b Absatz 4 EEG und eine Beschränkung der Regelungen auf eine nicht erfolgende Netznutzung würden erhebliche Rechtsunsicherheiten ausgeräumt und die Realisierung zahlreicher Projekte vereinfacht.

Vor diesem Hintergrund schlägt der BSW die folgende Neufassung des § 3 Nummer 16 EEG vor:

„Direktvermarktung“ die Veräußerung von Strom aus erneuerbaren Energien oder aus Grubengas an Dritte, es sei denn, der Strom wird nicht durch ein Netz durchgeleitet,“

§ 21 Absatz 2 EEG wäre folgendermaßen neu zu fassen:

„Anlagenbetreiber, die die Einspeisevergütung in Anspruch nehmen, müssen dem Netzbetreiber den gesamten in dieser Anlage erzeugten Strom zur Verfügung stellen, der durch ein Netz durchgeleitet wird, und dürfen mit dieser Anlage nicht am Regenergiemarkt teilnehmen.“

Zur Neufassung des § 21 Absatz 3 EEG und Streichung des Begriffs „Quartier“ siehe das folgende Kapitel 3.3.

§ 21b Absatz 4 EEG wäre folgendermaßen neu zu fassen:

„Unbeschadet von Absatz 1 können Anlagenbetreiber

1. jederzeit ihren Direktvermarktungsunternehmer wechseln oder

2. Strom vollständig oder anteilig an Dritte weitergeben, sofern

a) der Strom nicht durch ein Netz durchgeleitet wird und

b) kein Fall des Absatzes 1 Satz 1 Nummer 2 in Form der Einspeisevergütung nach [§ 21 Absatz 1 Nummer 3](#) oder des Absatzes 1 Satz 1 Nummer 3 vorliegt.“

3.3 Wirksame Anreize für PV-Mieterstromprojekte schaffen

Mieterstromprojekte bieten durch die Kombination von Partizipationsmöglichkeiten der Mieter:innen und der Aktivierung zusätzlicher Dachflächen für die Solarstromproduktion die Möglichkeit, die Energiewende in die Städte zu tragen. In den letzten Jahren konnte jedoch nur ein geringer Zubau von Mieterstromprojekten verzeichnet werden. Dies liegt auch an den zahlreichen Hemmnissen von Mieterstromprojekten. So kann der Mieterstromzuschlag nur für Gebäude mit einem Wohnanteil an der Nutzung von mindestens 40 Prozent in Anspruch genommen werden. Gewerbliche Gebäude oder Gebäude mit Mischnutzungen und einem Wohnanteil von weniger als 40 Prozent können den Mieterstromzuschlag nicht in Anspruch nehmen. Auch soll die 100-kWp-Größenbegrenzung pro Anlage erhalten bleiben. Die geplante Abschaffung des 500 MW-Zubaudeckels beim Mieterstrom ist begrüßenswert, allerdings werden wesentlichere Hemmnisse nicht gelöst.

Ein gesetzgeberischer Formulierungsfehler sollte bereinigt werden: Bisher ist geregelt, dass der Strom auf einem Wohngebäude erzeugt werden muss.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die Rahmenbedingungen für Mieterstromprojekte sollten deutlich verbessert werden. Neben einer Vereinfachung des Mess- und Abrechnungssystems sollten auch Nichtwohngebäude den Mieterstromzuschlag nutzen können. Der im EEG 2021 neu eingeführte Quartiersbegriff sollte abgeschafft werden, da dieser zu Rechtsunsicherheiten führt und weiterhin die 100-kWp-Begrenzung pro Anlage aufgehoben werden. Der § 21 Absatz 2 EEG wäre hierfür wie vorstehend unter Ziffer 3.2 vorgeschlagen anzupassen.

Den § 21 Absatz 3 EEG schlagen wir vor, wie folgt zu ändern:

§ 21 (...) Mieterstromzuschlag

(3) Der Anspruch auf die Zahlung des Mieterstromzuschlags nach § 19 Absatz 1 Nummer 3 besteht für Strom aus Solaranlagen, die auf, an oder in einem Gebäude installiert sind, soweit er von dem Anlagenbetreiber oder einem Dritten ohne Durchleitung durch ein Netz an einen Letztverbraucher geliefert und in einem Wohngebäude oder Nebenanlagen zu einem Wohngebäude verbraucht worden ist.

§ 3 Nummer 50 ist mit der Maßgabe anzuwenden, dass mindestens 40 Prozent der Fläche des Gebäudes dem Wohnen dient. Im Fall der Nutzung eines Speichers besteht der Anspruch nach § 19 Absatz 1 Nummer 3 nicht für Strom, der in den Speicher eingespeist wird. Die Strommenge nach Satz 1 muss so genau ermittelt werden, wie es die Messtechnik zulässt, die nach dem Messstellenbetriebsgesetz zu verwenden ist.

3.4 Anbindung von Wärmepumpen bei Prosumern

Eine der wichtigsten Prosumeranwendungen zur Sektorkopplung ist die Eigenversorgung von Wärmepumpen mit selbst erzeugtem Solarstrom. Dabei wird ergänzend Netzstrom bezogen. Im Energie-Umlagen-Gesetz (EnUG) soll dieser Netzstrombezug nur dann von Umlagen befreit werden, wenn kein selbst erzeugter Solarstrom genutzt wird. Dies wird indirekt unterbunden durch die Vorschrift, dass umlagebegünstigter Strombezug für die Wärmepumpe einen separaten Zählpunkt mit dem Netz voraussetzt.

Aufgrund der neuen Systematik der Umlageerhebung ist der Umlageschuldner künftig der Netznutzer (d. h. der Stromversorger, der den Letztverbraucher beliefert), der Nutznießer der Umlagebefreiung soll aber der Letztverbraucher sein. Die Regelung lässt aber offen, wie der Letztverbraucher die Umlagebefreiung tatsächlich in Anspruch nehmen kann.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Damit sowohl selbst erzeugter Solarstrom als auch nach § 22 EnUG umlagebegünstigter Netzstrom für die Wärmepumpe genutzt werden kann, sollte das EnUG § 22 Abs. (1) Nr. 1 wie folgt geändert werden:

„1. die für die Wärmepumpe aus dem Netz bezogene Strommenge muss durch ein geeignetes Messkonzept ermittelt werden und“

Damit die gewünschte Umlagebefreiung in der Praxis anwendbar ist, muss klargestellt werden, dass der Letztverbraucher einen Anspruch gegenüber dem Netznutzer hat, in den Genuss dieser Umlagebefreiung zu kommen. Der Netznutzer wäre dann verpflichtet, die Umlagebefreiung zugunsten des Letztverbrauchers in Anspruch zu nehmen.

3.5 Grenz- und Schwellenwerte – Anpassung auf sinnvolle und aufeinander abgestimmte Werte

Mit dem EEG 2021 wurde mit § 9 Technische Vorgaben die bis dahin geltende Grenze von 30 kW für die Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit bzw. den Abruf der IST-Einspeisung auf 25 kW abgesenkt und zusätzlich wurde eine 7-kWp-Grenze eingeführt. Steuerrechtlich hingegen wird bisher eine Vereinfachungsgrenze von 10 kWp angesetzt (im GewStG und in einem BMF-Schreiben zur Einkommensteuer). Uneinheitliche und häufig unverhältnismäßig niedrig gesetzte Bagatellgrenzen führen häufig zu unverhältnismäßig hohem bürokratischen und finanziellen Mehraufwand, Unsicherheiten und Verwechslungen und verkomplizieren darüber hinaus auch die Administration auf allen Seiten.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Anhebung der 25-kW-Grenze bei den technischen Vorgaben in § 9 EEG 2021 (Steuerung) auf 30 kW nach EU-RL. Es sollten aufeinander abgestimmte und einheitliche Grenz- und Schwellenwerte etabliert werden.

3.6 Modultausch

PV-Anlagen erfordern aufgrund von technischen Problemen (z. B. Glasbruch, Hotspot, Delamination etc.) mitunter einen Modultausch, um die optimale Funktionsfähigkeit der Solaranlage nachhaltig sicherstellen zu können. Die Anforderung nach § 38b Abs. 2 EEG 2021, dass nur defekte Module ausgetauscht werden dürfen, nicht aber weitere Module im selben Strang, führt in der Praxis zu Problemen. Meist stehen bereits nach wenigen Jahren keine Originalmodule mehr zur Verfügung, auf die man zurückgreifen kann. Neue am Markt verfügbare Module haben andere technische Eigenschaften und damit Einfluss auf die technischen Eigenschaften eines ganzen Strangs bzw. eines Modulfelds. Ein 1:1-Tausch von einzelnen Modulen ist in der Praxis insbesondere bei PV-Großanlagen kaum möglich. Sinnvoll ist in solchen Fällen der Austausch ganzer Modulreihen, was aber zum Verlust der zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der PV-Anlage geltenden Einspeisevergütung für einen Teil der Module führen würde.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW hält die aktuelle Regelung für nicht praxistauglich und schlägt vor, eine Neuregelung zu erarbeiten. Dabei steht der Verband mit seiner Expertise gerne zur Verfügung.

4. Weitere Änderungen im Energierecht

Kernforderungen

- Notwendige Änderungen im Bereich der technischen Anforderungen
- Pflichtrollout des Smart-Meter-Gateways auf den Prüfstand stellen
- Stau beim vereinfachten Anlagenzertifikat auflösen
- Anmeldeprozess in der Niederspannung vereinfachen
- Speicher: Recht auf Multi-Use einführen

4.1 Notwendige Änderungen im Bereich der technischen Anforderungen

Die Einbindung von PV-Anlagen in das öffentliche Stromnetz wird in unterschiedlichen Gesetzen und Verordnungen adressiert. Die aktuellen Rahmenbedingungen stellen jedoch für zahlreiche PV-Marktsegmente hohe Hürden dar und gefährden sowohl einen beschleunigten PV-Ausbau als auch die Akzeptanz der Bürger:innen und Gewerbetreibenden für die aktive Umsetzung der Energiewende. Der Solarbranche ist bewusst, dass eine steigende Zahl von dezentralen PV-Anlagen umfangreichere qualitätssichernde Maßnahmen erfordert, um die Netzstabilität auch langfristig sicherstellen zu können. Um den Ausbau von EE-Anla-

gen in allen Spannungsebenen im notwendigen Umfang voranzutreiben, müssen technische Anforderungen an ihre Inbetriebnahme und ihren Betrieb aber auf das wirklich erforderliche Minimum begrenzt bleiben. Mit der Regeldichte des Status quo lassen sich die genannten Ausbauzahlen bei der Photovoltaik voraussichtlich nicht erreichen.

Hinderlich sind insbesondere das seit April 2019 notwendige Anlagenzertifikat für PV-Anlagen bei Anschluss an die Mittelspannung nach TAR 4110, der Pflichtrollout von intelligenten Messsystemen (iMSys) sowie die Überführung des Einspeisemanagements aus dem EEG in das Redispatch 2.0 nach EnWG.

4.1.1 Pflichtrollout des Smart-Meter-Gateways auf den Prüfstand stellen

Mit dem EEG 2021 wurde die Pflicht zur Kommunikation über ein iMSys für die Steuerung und den Abruf der Ist-Einspeisung eingeführt, sobald das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) die technische Möglichkeit für die entsprechende Funktion und Anlagenklasse erklärt. Der BSW unterstützt die Entwicklung zur Digitalisierung – alle Prozesse in PV- und Prosumeranlagen sind heute schon digital – und die Forderungen einer sicheren Kommunikation.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW mahnt aber an, dass die Kosten-Nutzen-Analyse insbesondere für kleine PV-Anlagen aktualisiert werden muss (die Datengrundlage stammt von 2011). Dabei muss grundsätzlich geprüft werden, ab welcher Größe überhaupt ein Nutzen durch den Abruf der IST-Einspeisung und der Steuerbarkeit gegeben ist. Aus Sicht des BSW ist die Architektur des Smart-Meter-Gateways (SMGW) zu komplex und lässt zu wenig Raum für Innovationen. Der Zertifizierungsprozess ist darüber hinaus zu aufwendig und behäbig. Mit dem vorliegenden Erstentwurf der Technischen Richtlinie TR-03109-5 beginnt sich immerhin eine deutliche Verbesserung abzuzeichnen.

Der BSW hat schon mehrfach darauf hingewiesen, dass eine Markterklärung durch das BSI erst dann erfolgen darf, wenn die Steuerbarkeit von Prosumern oder PV-Anlagen über das iMSys in der Praxis möglich ist. Dazu genügt es nicht, die technische Möglichkeit mit dem iMSys herzustellen, sondern es müssen die Prozesse aller Beteiligten aufeinander abgestimmt definiert sein. Die Solarbranche braucht die Sicherheit, dass genügend Zeit zur Verfügung steht, um die dazu notwendigen Funktionen integrieren zu können.

Grundsätzlich wäre ein bedarfsorientierter Einbau einem flächendeckenden Pflichtrollout vorzuziehen. Dies würde auch die Akzeptanz für das Gateway bei Kunden und Handwerkern steigern.

4.1.2 Vereinfachtes Anlagenzertifikat

Beim Anschluss von PV-Anlagen, insbesondere für PV-Mischanlagen in der Leistungsklasse bis 1 MW, an die Mittelspannung kommt es durch das eingeführte Anlagenzertifikat von einer akkreditierten Zertifizierungsstelle zu langen Verzögerungen bei der Inbetriebnahme und gestiegenen Kosten. Die Umsetzung der

Prozesse wird in der Praxis durch zwei Dinge erheblich erschwert: die Ausgestaltung der technischen Anforderungen und des notwendigen „vereinfachten“ Anlagenzertifikats sowie die in der Praxis hohe Vielfalt und unterschiedliche Konkretisierung der Anforderungen durch die jeweiligen Anschlussnetzbetreiber. Die Gründe für die Verzögerungen liegen nicht nur in einem Kapazitätsmangel an Zertifizierungsstellen oder in fehlender Fortbildung der Planer.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Um den Zertifizierungstau aufzulösen und die mit dem Zertifizierungsprozess verbundenen häufig unverhältnismäßigen Kosten zu senken, müssen Typgrenzen auf ein vertretbares Niveau angehoben, bürokratische Prozesse verschlankt werden und manche technischen Anforderungen generell auf den Prüfstand.

Durch den Einsatz von typgeprüften und zertifizierten Komponenten mit einem höheren Grad an Standardisierung und Automation bei der Konfigurierung der Anlage kann die Qualität und Systemsicherheit deutlich gesteigert werden – bei stark gesenktem Aufwand und Kosten.

Davon unbenommen wäre eine zentrale Datenbank mit allen Einheitenzertifikaten sowie den dazugehörigen Prüfberichten und den für den Antragsprozess notwendigen Komponentendaten sinnvoll und hilfreich.

4.1.3 Anmeldeprozess in der Niederspannung vereinfachen

Der aktuelle Prozess zur Anmeldung Strom erzeugender Anlagen in der Niederspannung nach VDE-AR-N 4105 ist äußerst aufwendig. Obwohl es in der Niederspannung so vorgesehen ist, besteht kein bundesweit einheitlicher Prozess. Dies führt zu monatelangen Wartezeiten, bis die Anmeldeprüfungen und die Inbetriebnahme abgeschlossen sind. Der BSW schlägt eine Verschlinkung und Vereinfachung des Anmeldeprozesses von Strom erzeugenden KWK- und PV-Anlagen in der Niederspannung vor. Auch hier wäre eine Datenbank für alle Einheitenzertifikate sinnvoll.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Es muss eine praktikable Lösung für den Netzanschlussprozess von Nieder- und Mittelspannungsanlagen erarbeitet werden, die einem vereinfachten Anlagenzertifikat gerecht wird, die Wirtschaftlichkeit von EE-Projekten erhält, einen qualitativ hochwertigen Netzbetrieb mit dezentralen EE-Anlagen in der Mittelspannung gewährleistet und gleichzeitig einen beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien ermöglicht.

Der BSW spricht sich für einheitliche und vollständig digitalisierte Prozesse aus. Diese gehen vom Netzanschlussbegehren bis zur endgültigen Betriebserlaubnis und sollten auch den späteren Betrieb der Anlagen einschließen.

4.2 Speicher: Recht auf Multi-Use einführen

Nach aktueller Rechtslage wird in einen Speicher geladener Grünstrom zu Graustrom, wenn der Speicher gleichzeitig für netzdienliche Flexibilität genutzt wird, und zwar indem (kurzzeitig) Netzstrom geladen wird. Kunden mit Solaranlage und Speicher dürfen ihren Solarstrom zwar speichern und auch danach noch als Erneuerbare Energie verbrauchen – beispielsweise nachts, wenn die Sonne nicht scheint. Dies ist eine sinnvolle Regel zur Verstetigung der volatilen Erneuerbaren Energien. Sie verlieren jedoch dieses Recht, sobald sie mit diesem Speicher zusätzlich weitere Dienstleistungen anbieten, etwa das Erbringen von Regelleistung („Ergrauen des Grünstroms“). Bereits kleinste Mengen Netzstrom (Graustrom), die in den Speicher gelangen, lassen den gesamten dort in einem Kalenderjahr gespeicherten Grünstrom „ergrauen“.

Dabei steht diesen Kunden gemäß Art. 21 Abs. 2 lit. a. Renewable Energy Directive II (RED II) das Recht zu, ihren eigenen Erneuerbaren Strom selbst zu erzeugen, zu speichern und auch danach noch als Erneuerbare Energie zu verkaufen. Zugleich haben Sie gemäß Art. 15 Abs. 5 lit. d) nun das Recht, mit ihrem Speicher mehrere Dienstleistungen gleichzeitig zu erbringen. Die deutsche Rechtslage, nach der sich der Erzeuger von Erneuerbarer Energie entscheiden muss, „Grünstrom speichern und später veräußern oder mit dem Speicher Netzdienstleistungen erbringen?“, ist damit nicht mehr vereinbar. Im vorliegenden Gesetzentwurf fehlt jedoch die Umsetzung des für Prosumer mit Speicher essenziellen Rechts auf Multi-Use, gemäß Art. 15 Abs. 5 lit. d) RL (EU) 944/2019.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Um die Vorgaben der EU zur Ermöglichung von Multi-Use (d. h. Mehrfachnutzung der Speicher in verschiedenen Energiemärkten) und der Erbringung von Flexibilität mit dezentralen Speichern umzusetzen, muss diese Regelung der „Ergrauung von Grünstrom“ abgeschafft werden, sodass auch gespeicherter Solarstrom seine Grünstrom-Eigenschaft behält. Dabei ist zu beachten, dass die Privilegien in der RED II zur Eigenversorgung aus Erneuerbaren Energien sich auf die „Elektrizität“ und nicht etwa auf „die Anlage“ oder „den Speicher“ beziehen. Der EE-Strom, der in einen Speicher eingespeichert wird, darf seine Privilegien nicht verlieren, wenn dort auch Graustrom eingespeichert wird. Es muss vielmehr eine bilanzielle Betrachtung des gespeicherten Stroms erfolgen.

Aufgrund der grundlegenden Bedeutung für die Marktteilnahme der einfachen Haushaltskunden mit Solaranlage und Speichern sollten die Absätze 1, 2 und 5 des Artikels 15 RL (EU) 2019/944 im Wortlaut in einen eigenen Paragraphen im EnWG übernommen werden. Nur so ist sichergestellt, dass sie die zentrale Funktion, die ihnen die Richtlinie für die Energiewende zuweist, auch in der Praxis effektiv entfalten können.

4.3 Marktstammdatenregister

Das Marktstammdatenregister bildet die Datengrundlage für das Monitoring des PV-Zubaus. Allerdings weist die Datenerfassung bisher einige blinde Flecke auf, die eine Auswertung des PPA-Bestands und –Zubaus erschweren. Dies liegt daran, dass mit der Abschaffung des 52-GW-Deckels das Feld „Werden oder wurden für die Solaranlagen Zahlungen des Netzbetreibers in Anspruch genommen?“ entfallen ist. Zudem ist aktuell noch fraglich, ob und wie der Zubau der geplanten gewerblichen Solarpflicht erfasst werden soll.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Für ein effektives Monitoring der PV-Zubaus sollten aus Sicht des BSW zwei zusätzliche Felder ins Marktstammdatenregister aufgenommen werden. Einerseits sollte das Feld „Werden oder wurden für die Solaranlagen Zahlungen des Netzbetreibers in Anspruch genommen?“ zur Abgrenzung von PPA-Anlagen wieder ins Marktstammdatenregister aufgenommen werden. Andererseits sollte zum Monitoring der Wirkung der geplanten Solarpflicht ein neues Feld „Anlage im Rahmen der Solarpflicht“ in das Marktstammdatenregister aufgenommen werden.

4.4 Herkunftsnachweise für kleine Solaranlagen und Eigenverbrauch ermöglichen

Herkunfts- und Regionalnachweise sind aus Sicht der Solarwirtschaft wichtige Instrumente für die Vermarktung von förderfreiem Erneuerbarem Strom. Das Doppelvermarktungsverbot im EEG erlaubt bis jetzt richtigerweise keine Nutzung von Herkunftsnachweisen (HKN), wenn gleichzeitig eine EEG-Vergütung in Anspruch genommen wird. HKN können deshalb aktuell nur von förderfreien oder Ü20-Solaranlagen in Anspruch genommen werden.

Gewerbliche und industrielle Unternehmen sind zunehmend (selbst-)verpflichtet ihre Nachhaltigkeitsbemühungen in Nachhaltigkeitsberichten nachzuweisen. Der Nachweis der Nutzung von sauberem Ökostrom ist bisher jedoch nur über den Kauf von Herkunftsnachweisen möglich. Unternehmen stehen deshalb vor der Herausforderung, dass sie den selbst erzeugten Solarstrom vom eigenen Dach in ihren Nachhaltigkeitsberichten nicht anrechnen können, da für diese bisher keine Herkunftsnachweise ausgestellt werden konnten.

Die aktuellen Rahmenbedingungen zur Nutzung von Herkunftsnachweisen sind aufgrund der hohen Registrierungs- und Kontoführungsgebühren von jeweils 50 Euro pro Anlage (und Jahr) aktuell nur für größere Anlagen wirtschaftlich möglich. In den nächsten Jahren werden jedoch zahlreiche kleine Solaranlagen nach 20 Jahren aus der Vergütung fallen. Diese Anlagen wären berechtigt, Herkunftsnachweise für den sauberen und förderfreien Strom zu beantragen. Allerdings würden die Kontoführungsgebühren teilweise um ein Vielfaches höher liegen als der Wert der Herkunftsnachweise.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der selbst erzeugte und verbrauchte Solarstrom vom Dach sollte als Grünstrom im Sinne der Herkunftsnachweisverordnung eingestuft werden können, sodass Unternehmen diese Strommengen in ihren Nachhaltigkeitsberichten verwenden können. Die Umsetzung könnte z. B. durch die Ausstellung nicht verkäuflicher Herkunftsnachweise erfolgen, die an das Unternehmen gebunden sind. Damit könnten zusätzliche Investitionsanreize im gewerblichen Segment geschaffen werden. Gleichzeitig sollte klarer gefasst werden, dass auch für dezentral – also ohne vorherige Einspeisung in das Netz der allgemeinen Versorgung – an Dritte gelieferte Strommengen Herkunftsnachweise ausgestellt werden können.

Zudem sollte aus Sicht der Solarwirtschaft sollten die Registrierungs- und Kontoführungsgebühren für kleine Solaranlagen deutlich abgesenkt werden. Wir schlagen daher vor, für kleine Solaranlagen, die keine EEG-Förderung in Anspruch nehmen, die Gebühr zur Registrierung der Anlagen und die jährliche Kontoführungsgebühr zu streichen oder dem Vermarkter solcher Anlagen zu erlauben, ein einziges Konto für alle von ihm vermarkteten Anlagen zu führen (Pooling). Der BSW hat dazu bereits ausführliche Vorschläge entwickelt, zu finden unter diesem Link: <https://bsw.li/3lxskKj>

4.5 Weiterentwicklung von Zahlungen – Einführung von CfDs

Der Gesetzentwurf sieht eine Verordnungsermächtigung zur Weiterentwicklung von Zahlungen inklusive einer möglichen Einführung von Contracts for Differences (CfDs) vor.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die Weiterentwicklung von Zahlungen sollte zuvor im Rahmen der geplanten Plattform Klimaneutrales Stromsystem umfangreich mit den betroffenen Stakeholdern diskutiert werden. Für eine umfangreiche Bewertung von CfDs verweisen wir auf die Stellungnahme des Bundesverbands Erneuerbare Energien.

4.6 Grenzüberschreitende Zahlungen

Der Gesetzentwurf sieht eine Ausweitung der Möglichkeit von grenzüberschreitenden Ausschreibungen vor.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Für die Bewertung des grenzüberschreitenden Ausbaus verweisen wir auf die Stellungnahme des Bundesverbands Erneuerbare Energien, der eine umfassende Bewertung des Konzepts vorgenommen hat.

5. Steuerliche Herausforderungen lösen

Kernforderungen

- Erbschaftssteuer für landwirtschaftliche Flächen mit einer Solaranlage anpassen
- Stromsteuerbefreiungen vereinfachen
- Kleine Prosumer steuerlich entbürokratisieren

Das EEG ist das Zugpferd für den Ausbau der Solarenergie. Allerdings unterliegen Solaranlagen daneben diversen anderen (z. T. nicht energierechtlichen) Gesetzen, wodurch zahlreiche weitere unmittelbare und mittelbare Hemmnisse beim Ausbau der Solarenergie entstehen. Die alleinige Novellierung des EEG wird deshalb nicht ausreichen, um die Ausbauziele der Bundesregierung zu erreichen. Es sind deshalb weitergehende gesetzliche Änderungen abseits des EEG notwendig. Dazu gehören u. a., aber nicht abschließend, die folgenden Steuerthemen.

5.1 Erbschaftssteuer für landwirtschaftliche Flächen mit einer Solaranlage anpassen

Die erbschaftssteuerliche Behandlung von PV-Anlagen wird zunehmend zu einer Herausforderung bei der Suche nach geeigneten Flächen für neue Freiflächenanlagen. Denn mit einer Verpachtung der Fläche zur Nutzung einer Freiflächenanlage drohen den Verpächter:innen immense erbschaftssteuerliche Risiken, die in keinem Verhältnis zu den Pachteinnahmen stehen. Die Problematik liegt darin begründet, dass für landwirtschaftliche Flächen umfangreiche Befreiungs- und Verschonungsregeln im Erbschaftssteuerrecht eingeführt wurden, die bei der Nutzung der Fläche für Solaranlagen entfallen können. Denn einige Finanzverwaltungen betrachten Flächen mit PV-Freiflächenanlagen nicht mehr als (größtenteils verschontes) landwirtschaftliches Betriebsvermögen, sondern als steuerpflichtiges Grundvermögen. Dies wird damit begründet, dass die Flächen nicht mehr dauerhaft im engeren Sinne dem Betrieb der Landwirtschaft dienen. Im Falle einer Vererbung bzw. Verschenkung während der Laufzeit des Pachtvertrags können so hohe erbschaftssteuerliche Belastungen entstehen, die Landeigentümer:innen davon abhalten, die Flächen entsprechend für die Solarstromerzeugung zu verpachten.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der Gesetzgeber sollte klarstellen, dass bei Verpachtung von Flächen zur Erzeugung von Solarstrom oder Solarwärme diese Flächen weiterhin zum landwirtschaftlichen Betriebsvermögen gehören und erbschaftssteuerrechtlich entsprechend als solche behandelt werden sollten. Es sollte auch beachtet werden, dass Pachtverträge zeitlich begrenzt sind (i. d. R. für den 20-jährigen Vergütungszeitraum) und die Flächen nach Auslaufen der Pachtverträge wieder als landwirtschaftliche Fläche an die Verpächter:in zurückgegeben werden müssen. Es ist deshalb nicht verhältnismäßig, dass der Verpächter:in immense steuerliche Belastungen

drohen, der dafür zugrunde gelegte Vermögenswert aber wenige Jahre später durch das Auslaufen des Flächennutzungsvertrags gar nicht mehr existiert.

5.2. Stromsteuerbefreiungen vereinfachen

Die zuletzt im Jahr 2019 geänderten Regelungen zur Stromsteuer haben dazu geführt, dass auch Anlagenbetreiber von bürokratischen Pflichten betroffen sind, die letztlich gar keine Stromsteuer zahlen müssen. Die Vorgaben sind teils ähnlich komplex und in der Anwendung widersprüchlich wie sie bisher bei der EEG-Umlage für Anlagenbetreiber waren. Sie lehnen sich teils an die bisherigen Anwendungsregeln bei der EEG-Umlage an (insbesondere bezüglich der Drittverbräuche innerhalb der Kundenanlage), weichen teilweise aber auch erheblich hiervon ab und konterkarieren damit die Vereinfachungen und Entbürokratisierungen, die durch die Abschaffung der EEG-Umlage beabsichtigt werden.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die Regelungen im Stromsteuergesetz sind so zu formulieren, dass von der Stromsteuer befreite Strommengen weder zu messen noch zu melden sind. Anlagenbetreiber ohne zu versteuernde Strommengen sollten von allen Anmelde-, Anzeige- und Meldepflichten befreit werden. Die Regelungen sind so zu vereinfachen, dass Anlagenbetreiber ohne komplizierte und teure Rechtsberatung durch Fachanwälte in der Lage sind zu beurteilen, ob bei ihnen stromsteuerpflichtige Strommengen anfallen. Der BSW hat dazu bereits ausführliche Vorschläge entwickelt, zu finden unter diesem Link: <https://bsw.li/3lq78pr>

5.3 Kleine Prosumer steuerlich entbürokratisieren

Der Bundesrat hat den Gesetzgeber mehrfach, zuletzt am 5. November 2021 dazu aufgefordert, für kleine Photovoltaikanlagen bis 30 Kilowatt eine Steuerbefreiung im Einkommensteuerrecht zu schaffen, um unnötige Bürokratie und Investitionshemmnisse im Bereich der überwiegend privat genutzten Photovoltaikanlagen zu beseitigen. Hilfsweise wurde diese Forderung durch ein BMF-Schreiben umgesetzt („Verwaltungsvereinfachung zur Liebhaberei“, 29.10.2021), welches jedoch keine Rechtssicherheit schafft und immer neue Anwendungsfragen aufwirft.

Es löst außerdem nicht dieses Problem: Private Betreiber von Photovoltaikanlagen dürfen aus umsatzsteuerrechtlichen Gründen in der Regel nicht mehr steuerlich von Lohnsteuerhilfvereinen beraten werden, sondern müssen sich an Steuerberater wenden, was Steuerberatungskosten verursacht, die wirtschaftliche Vorteile einer Photovoltaikanlage im Privathaushalt zunichtemachen.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die verwaltungsvereinfachende Steuerbefreiung für kleine Photovoltaikanlagen sollte bis zur EU-rechtlichen Grenze der kleinen Prosumer von 30 Kilowatt Anlagenleistung im Einkommensteuergesetz verankert werden. Bei diesen Anlagen liegt in der Regel keine steuerrechtliche Gewinnerzielungsabsicht mehr vor.



In § 3 EStG sollte nach Nr. 71 die folgende Nummer 72 angefügt werden: „72. die Einnahmen aus dem Betrieb von Solaranlagen im Sinne des § 3 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, die ausschließlich auf der Erzeugung und Vermarktung von Strom aus einer auf, an oder in einem Gebäude angebrachten, nach dem 31. Dezember 2019 errichteten Solaranlage bis zu einer installierten Leistung von 30 Kilowatt peak (kWp) beruhen.“

Das Steuerberatungsgesetz wird um den Verweis ergänzt, der den Betreibern dieser Anlagen in Anlehnung an bereits bestehende Ausnahmen weiterhin die Unterstützung durch Lohnsteuerhilfvereine ermöglicht:

In § 4 Abs. 11 b) StBerG sollte im zweiten Halbsatz der Verweis auf § 3 EStG um die Nr. 72: „...“, es sei denn, die den Einkünften zugrundeliegenden Einnahmen sind nach § 3 Nummer 12, 26, 26a, oder 26b oder 72 des Einkommensteuergesetzes in voller Höhe steuerfrei.“ ergänzt werden.

Diese Stellungnahme wird im laufenden Gesetzgebungsprozess weiterentwickelt und aktualisiert. Die aktuelle Fassung unserer Stellungnahme finden Sie unter diesem Link: <https://bsw.li/37nOUkH>

Rückfragen:

Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW-Solar)

Carsten Körnig, Hauptgeschäftsführer, geschaeftsleitung@bsw-solar.de

Christian Menke, Referent Politik & Solartechnik, menke@bsw-solar.de, Tel. 030 29 77788–34

Thomas Seltmann, Referent Solartechnik & Speicher, seltmann@bsw-solar.de, Tel. 030 29 77788–28