



Stellungnahme

Bundesverband Solarwirtschaft e. V.

**Öffentliche Anhörung zu Vorlagen zum Erneuerbare-Energien-Gesetz
- EEG 2027 auf BT-Drucksachen 21/7867, 21/7819, 21/8108, 21/8119,
21/7907**

Siehe Anlage

BSW-Stellungnahme zur EEG-Novelle 2027

zum

**Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren,
kosteneffizienten, netzverträglichen und
marktorientierten Ausbau der erneuerbaren
Energien im Stromsektor**

Stand: 01.10.2026

Inhalt

1. Zusammenfassung	5
2. Zeitnahe beihilferechtliche Genehmigung ermöglichen – CfD umgehend beschließen und Markteinbruch verhindern	8
2.1 Übergangsregel für Wind-Ausschreibungen auf Photovoltaik ausweiten (§103 EEG-E).....	9
3. Gebäude-Photovoltaik muss zentrale Säule der Energiewende bleiben	10
3.1 EEG-Förderung für Gebäude PV unter 25 kWp erhalten (§ 21 Abs. 1, § 25 Abs. 1a, § 85 Abs. 2 Nr. 2a EEG-E).....	10
3.2 Zwang zur Direktvermarktung nicht einführen – Voraussetzungen für systemdienlichen Solarausbau schaffen (§ 21, § 50c EEG-E).....	15
3.3 Volleinspeisebonus beibehalten (§ 48 Abs. 2a EEG-E)	18
3.4 Anpassung der Vergütungssätze aus Solarpaket sowie Staffelung der EEG-Förderung beibehalten (§ 48 EEG-E).....	19
3.5 Änderungen bei Ausschreibungsmengen für Gewerbedachanlagen (§ 28b EEG)...	20
3.6 Ausnahme von technischen Anforderungen zur Direktvermarktung für Anlagen unter 25 kWp beibehalten (§ 10b EEG-E)	21
3.7 Fristeinhaltung und Automatisierung bei Anmeldung in die Direktvermarktung forcieren (§ 10b EEG)	22
3.8 Klarstellung zur Vergabe der Marktlokations-ID umsetzen (§ 8b EEG-E).....	23
3.9 Weitere Empfehlungen zum Marktsegment Gebäude-PV	23
3.9.1 Rechtsicherheit für Kundenanlagen wiederherstellen	23
3.9.2 Klarstellung bei Mieterstromzuschlag für Anlagen über 1 MW (§ 48a EEG-E)	24
4. Zweiseitige Differenzverträge (CfD) praxisnah und rechtzeitig einführen – Drohenden Markteinbruch abwenden (§§ 21d, 21e EEG-E)	24
4.1. Steigende Erlörisiken und Vermarktungskosten durch Einführung eines Marktwertkorridors reduzieren	25
4.2. Option zur Abschöpfung nach realen Erlösen ermöglichen - Unverhältnismäßige Abschöpfungen verhindern (§ 21d EEG-E)	26
4.3. EU-Spielraum bei der Ausgestaltung nutzen – Refinanzierungsbeitrag erst für Anlagen ab 200 kWp einführen (§ 21d EEG-E)	27
4.4. Mehr Markt durch stärkere PPA-Einbindung ermöglichen (§21e EEG-E).....	27
4.5. Mindesterloß bei der dynamischen Abschöpfung einheitlich gestalten (Anlage 1 EEG-E)	28
4.6. Bürokratiearmen Umsetzung einführen	28
5. Festlegung von Ausschreibungsvolumen für PV-Anlagen nach 2029 (§§28a, 28b, 28e, 37d EEG-E).....	29
6. Drohender Markteinbruch beim Ausbau von Solarparks auf Grund steigender regulatorischer Mehrkosten verhindern	30
6.1 Kostenanstieg durch geplante regulatorische Maßnahmen verhindern und Höchstwert für PV-Freiflächen erhöhen (§ 37b EEG)	30

6.2	Geplanten Kahlschlag bei der Agri-PV und weiteren flächenschonenden Doppelnutzungsmöglichkeiten verhindern	32
6.2.1	Untersegment der Besonderen Solaranlagen erhalten und mit ausreichenden Ausschreibungsvolumen versehen – Geplanter Bonus unzureichend (§ 37d EEG-E)	33
6.2.2	Höchstwert für Besondere Solaranlagen beibehalten	34
6.2.3	Bonus für kleine Agri-PV-Anlagen ausreichend dimensionieren	34
6.2.4	Festlegungskompetenz auf BMWF und BMLEH übertragen	35
6.2.5	Förderfähigkeit von Agri-PV-Anlagen mit Trackern klarstellen	35
6.3	Anlagenzusammenfassung: Unverhältnismäßige Härten verhindern (§ 24 EEG-E)	36
6.4	Kleine PV-FFA nicht durch Förderkürzung erschweren (§ 48 EEG-E)	37
6.5	Kommunale Beteiligung: Keine zusätzlichen finanziellen Erwartungen bei Kommunen einseitig zu Lasten der Projektierer einführen (§ 6 EEG-E)	38
6.6	Landesbeteiligungsgesetze als Strom- und Förderkostentreiber durch effektive Leitplanken begrenzen	38
6.7	Wegenutzungsrecht: Realisierung von Kabeltrassen zwischen PV-Freiflächenanlagen und Netzanschlusspunkt beschleunigen (§ 11a/11b EEG)	40
6.8	Solarstromlieferungen über Direktleitungen praxisnah ermöglichen	41
6.9	Maximale Gebotsgröße auf 100 MW erhöhen (§ 37 EEG)	42
6.10	Abschaffung der Prüfung der Zahlungsberechtigung begrüßenswert, sofern Standortflexibilität erhalten bleibt (§§ 37e und 38 EEG-E)	42
6.11	Fristen bei Ausschreibungsverfahren verlängern (§ 37e EEG)	42
6.12	Weiterer Änderungsbedarf im Bereich der PV-Freifläche	43
6.12.1	Zusätzliche Verschärfung bei den naturschutzfachlichen Anforderungen streichen	43
6.12.2	Korrekturen bei der Garten-PV umsetzen (§ 3 Nr. 41b EEG-E)	44
6.12.3	Keine Naturschutzfachlichen Kriterien für bauliche Anlagen (§ 37 EEG)	44
7.	Rollout von intelligenten Messsystemen (iMSys) und Steuerungseinrichtungen – Anlagensteuerung über iMSys	45
7.1	Keine Absenkung der Steuerungsspflicht auf 2 kW mit hohen Folgekosten für Kleinstanlagen (§ 29 Abs. 1, Nr. 2, lit. b, § 30 Abs. 1 Nr. 4 MsbG-E)	46
7.2	Fernsteuerung von PV-Anlagen in der Direktvermarktung über iMSys in absehbarer Zeit nicht umsetzbar, technologieoffene Übergangslösung erforderlich, (§ 10b EEG / § 19 Abs. 2, § 34 MsbG)	47
7.3	Ausstattungsverpflichtungen des grundzuständigen Messstellenbetreibers nicht verzögern (§ 45 MsbG-E)	49

7.4	Recht auf Einbau auf Kundenwunsch stärken, um Teilhabe an neuen Geschäftsmodell zu ermöglichen (§ 34, Abs. 2, Nummer 1 MsbG)	50
7.5	Verantwortungsübergang am Netzanschlusspunkt - Die Steuerung am Netzanschlusspunkt ist sinnvoller als die Steuerung von Einzelanlagen	50
7.6	Vorbereitung der elektrischen Anlage (§ 9 EEG) – Planungssicherheit für Kundeninstallateure schaffen	51
7.7	Verantwortungszuweisung bei Schadensfällen am Smart-Meter-Gateway (SMGW) klären	51
8.	Resilienzausschreibungen – Industriepolitische Impulse für mehr Resilienz schaffen und Innovationsanreize beibehalten (§§ 28e, 88d EEG-E)	52
9.	Weitere relevante Themen der Novelle	55
9.1	Keine ÜNB-Vermarktung bei negativen Strompreisen (§ 5 EEG).....	55
9.2	Wechselmöglichkeit ins neue § 51 EEG für Bestandsanlagen verbessern (negative Preise)	56
9.3	Ausfallvergütung erhalten (§ 21 Abs. 1 Nr. 3 EEG-E).....	56

1. Zusammenfassung

Der Ausbau der Photovoltaik ist ein großer Erfolg für die Energiewende und den Wirtschaftsstandort Deutschland. Solarenergie ist dabei nicht nur eine zentrale Voraussetzung für wirksamen Klimaschutz, sie senkt zudem die Strompreise für Industrie und Verbraucher und macht Deutschland unabhängiger von teuren fossilen Energieimporten. Im letzten Jahr übertraf die durch PV-Anlagen erzielte Stromkosteneinsparung bereits die PV-bedingten EEG-Kosten um rund 40 Prozent.

Bezieht man die vermiedenen Energieimporte und Klimafolgekosten mit ein, so haben die mittlerweile in Deutschland installierten rund sechs Millionen Solarstromanlagen in den vergangenen sechs Jahren einen volkswirtschaftlichen Nutzen von rd. 250 Milliarden Euro erbracht. In Kombination mit dem derzeit stark anwachsenden Zubau von Batteriespeichern wird die Photovoltaik zu einer immer günstigeren, verlässlicheren und tragenden Säule im Stromsystem. Die Photovoltaik trägt dabei in besonders hohem Maße zur Bürgerbeteiligung und Beliebtheit der Energiewende bei.

Die Photovoltaik konnte ihre Fördereffizienz in den letzten 20 Jahren bereits um 90 % verbessern. Aufgrund ihrer Nähe zum Verbrauch zieht sie vergleichsweise niedrige Netzausbaukosten nach sich und liegt bei einem Systemkostenvergleich in etwa gleichauf mit Wind-Onshore.

Trotz dieser beachtlichen Erfolge ist auch die Solartechnik weiterhin auf verlässliche und attraktive Rahmenbedingungen angewiesen, um die gesetzlich verankerten Ausbauziele erreichen zu können.

In den letzten zweieinhalb Jahren stagnierte ihr Ausbau bei jährlich rd. 17,5 GW, im Bereich der Gebäude-PV war er 2024 und 2025 sogar stark rückläufig. Steigende Kosten, die Anfang 2025 mit dem Solarspitzengesetz verbundenen Einschnitte bei der Förderung und der teils ausbleibende Abbau von Marktbarrieren aus dem "Solarpaket 2024" trugen dazu bei, dass das jährliche Ausbauziel von 22 Gigawatt noch nicht in Sichtweite ist.

Vor diesem Hintergrund sind die im EEG-Gesetzentwurf und im Netzpaket geplanten massiven Einschnitte bei den Investitionsbedingungen für die Photovoltaik nicht nachvollziehbar. Nicht zuletzt vor dem Hintergrund wiederholter geopolitisch verursachter Energiekrisen und den damit verbundenen enormen Belastungen für die Menschen und Wirtschaft wirken die vom Bundeswirtschaftsministerium geplanten Einschnitte gänzlich aus der Zeit gefallen. Vielmehr wäre ein ungebremsster, ja beschleunigter Ausbau der Solar- und Speichertechnologien jetzt notwendig und in den Augen einer parteiübergreifenden klaren Bevölkerungsmehrheit erforderlich, wie Repräsentativumfragen in den letzten Wochen wiederholt belegt haben.

Die im Gesetzentwurf des EEG vorgesehenen, teils gänzlich unverhältnismäßigen Einschnitte und Auflagen werden insbesondere PV-Anlagen in der für die Energiewende systemrelevanten PV-Leistungsklasse 2-100 kWp im Falle ihrer Umsetzung die Investitionsgrundlage entziehen.

Eine an sich erfreuliche Aufstockung der Auktionsvolumen bei ebenerdig errichteten Solarparks dürfte zugleich weitgehend ins Leere laufen. U. a. die Verschlechterung der

Investitionsbedingungen durch den im Netzpaket-Entwurf weiterhin geplanten und lediglich leicht abgeschwächten Redispatch-Vorbehalt und eine unzureichende Ausgestaltung des nach dem EU-Recht geforderten Abschöpfungsmechanismus werden die Investitionsrisiken erhöhen, die Erzeugungskosten steigern und zu Investitionszurückhaltung führen.

Das geplante Ende der Einspeisevergütung, die Pflicht zur Direktvermarktung auch für PV-Kleinanlagen sowie der Redispatchvorbehalt besitzen das Schadenspotenzial, die PV-Nachfrage insgesamt zu halbieren und damit das Erreichen der gesetzlich verankerten EE-Ausbau- und Klimaschutzziele ernsthaft zu gefährden. Neben der politischen Glaubwürdigkeit stehen Zehntausende Solarjobs, ein zweistelliger Milliardenumsatz und entsprechende Ausfälle für den Bundeshaushalt auf dem Spiel.

Förderrahmen: Nachjustieren statt Abschaffen

Mit Hilfe des Solarspitzengesetzes wurden Anfang 2025 bereits die Nachteile der festen Einspeisevergütung für alle neuen Solaranlagen beseitigt und ein marktdienlicher Betrieb zu Zeiten negativer Börsenstrompreise angereizt. Gleichzeitig erhöhen seit geraumer Zeit degressive Fördersätze und die zunehmende Verbreitung von Batteriespeichern sowie das Zusammenspiel mit Wärmepumpen und E-Autos die Systemdienlichkeit und Fördereffizienz. Noch bleibt die EEG-Förderung für die überwiegende Zahl neuer privater und gewerblicher Photovoltaik-Kunden aber eine Investitionsvoraussetzung und ein notwendiges Absicherungsinstrument, wie Repräsentativumfragen unter Immobilieneigentümern und u. a. Analysen des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme belegen. Daher rät auch der im vergangenen Sommer vom Bundeswirtschaftsministerium vorgestellte Monitoringbericht von grundlegenden Änderungen an den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen ab. Auch der Koalitionsvertrag sieht keine Abschaffung der Einspeisevergütung vor und will stattdessen „Wirtschaft und Verbraucher stärker zu Mitgestaltern“ der Energiewende machen.

Vor dem Hintergrund der parallel geplanten Netzentgelterhöhung für Prosumer durch die Bundesnetzagentur (AgNes-Prozess) würde den Eigenheimsolaranlagen somit gleichzeitig die wirtschaftliche Grundlage für den Eigenverbrauch sowie für die Netzeinspeisung entzogen.

Vor Einschnitten warnt mit der Solarwirtschaft eine in Wirtschaft und Zivilgesellschaft breit verankerte Verbändeallianz. Die Erstunterzeichner eines entsprechenden Appells und ihre Mitgliedsverbände vertreten über 20 Mio. Einzelmitglieder, darunter über 50.000 Unternehmen (vgl. Verbändeappell zur Solarförderung: <https://bit.ly/48ybuEu>).

Zwang zur Direktvermarktung nicht einführen – Voraussetzungen für systemdienlichen Solarausbau schaffen

Auch kleinere Solaranlagen sollten zukünftig möglichst stärker auf Marktsignale reagieren können. Dafür müssen jedoch zunächst die technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen geschaffen werden, wie z. B. ein flächendeckender Rollout von intelligenten Messsystemen sowie massengeschäftstaugliche Marktkommunikationsprozesse. Ohne diese Voraussetzungen, deren Umsetzung nach Einschätzung von Experten u.a. aufgrund einer schleppenden Digitalisierung bei über 800 Verteilnetzbetreibern noch etliche Jahre dauern könnte,

würde eine Pflicht zur Direktvermarktung kleiner PV-Systeme einen weitgehenden Ausbaustopp zur Folge haben.

Die im EEG-Gesetzentwurf vorgesehene Drosselung der Einspeiseleistung von Kleinanlagen auf 50% stellt neben dem zunehmenden Speicherausbau bereits hinreichend sicher, dass Solarspitzen gekappt, Netzausbau eingespart und die Systemstabilität und -effizienz erhöht wird. Die absehbar aus technischen, prozessualen und wirtschaftlichen Gründen nicht umsetzbare Direktvermarktungspflicht für neue PV-Anlagen < 100 kW sollte im weiteren Gesetzgebungsverfahren unbedingt zurückgenommen werden. Weder die maximal bis 2032 vorgesehene befristete "Übergangszahlung" noch der "Direktvermarktungsbonus" können in den nächsten Jahren die Einspeisevergütung ersetzen.

Dringender Nachbesserungsbedarf besteht im EEG-Entwurf zudem zu den folgenden Themen:

- **Erlösabschöpfung (CfD) nachbessern, umgehend beschließen und Förderlücke verhindern:** Eine Erlösabschöpfung muss auf Grund europäischer Vorgaben für PV-Anlagen ab 200 kWp eingeführt werden. Die vorgeschlagene Weiterentwicklung des bestehenden Förderrahmens zu einem zweiseitigen Differenzvertrag (CfD) ist richtig, allerdings besteht an einigen Stellen noch dringender Nachbesserungsbedarf, insbesondere fehlt ein Marktwertkorridor. Die Einführung einer Erlösabschöpfung sollte umgehend erfolgen, um die Vorgaben für eine beihilferechtliche Genehmigung des EEG ab 2027 zu erfüllen und ein Ausbaustopp Anfang 2027 zu verhindern.
- **Untersegment für Besondere Solaranlagen (z. B. Agri-PV) erhalten:** Innovative Anlagen schaffen durch eine effiziente Flächennutzung, z. B. durch Agri-, Moor-, Floating- und Parkplatz-PV Mehrwerte und stärken die Akzeptanz, können aber durch leichte Mehrkosten im Vergleich zu klassischen PV-Freifläche in den Ausschreibungen nicht gegen diese konkurrieren. Das Untersegment in den Auktionen für Besondere Solaranlagen sollte deshalb erhalten bleiben.
- **Gewerbedach-PV nicht ausbremsen:** Die geplante Streichung des Volleinspeisebonus, die Absenkung der Fördersätze aus dem Solarpaket für Anlagen zwischen 40-750 kWp sowie die Reduktion Ausschreibungsmengen drohen das bereits deutlich rückläufige Marktsegment der Gewerbedachanlagen weiter auszubremsen. Von den vorgesehenen Änderungen ist daher dringend abzuraten.
- **PV-Lieferketten resilienter ausgestalten:** Die globalen Risiken der Lieferketten nehmen auf Grund der globalen politischen Entwicklungen zu. Für eine resiliente Energieversorgung sind resiliente Lieferketten für Solarkomponenten entscheidend. Die vorgesehenen Resilienzausschreibungen sind im Grundsatz zu begrüßen, das für PV vorgesehen Ausschreibungsvolumen allerdings unzureichend, um die europäische Produktion von Solarkomponenten in Europa zu stärken.

Der Bundesverband Solarwirtschaft hat zum parallellaufenden Verfahren des Netzpakets eine eigene [Stellungnahme](#) abgegeben.

Zu den geplanten Regelungen des Gesetzentwurfs sowie zu weiteren Maßnahmen, die jetzt umgehend umgesetzt werden sollten, nimmt der BSW-Solar wie folgt Stellung:

2. Zeitnahe beihilferechtliche Genehmigung ermöglichen – CfD umgehend beschließen und Markteinbruch verhindern

Die aktuelle beihilferechtliche Genehmigung des EEG läuft Ende dieses Jahres aus. Damit würden mit dem jetzigen Rechtsstand PV-Neuanlagen ab dem 1.1.2027 keine EEG-Förderung erhalten. Davon wären Anlagen betroffen, die ab 2027 an Ausschreibungen teilnehmen sowie Anlagen außerhalb von Ausschreibungen, die ab dem 1.1.2027 in Betrieb genommen werden. Davon betroffen sind auch EEG-Ausschreibungen aus 2026 betroffen, wenn diese bis zum 31.12.2026 nicht bezuschlagt worden sind, wie ein [Rechtsgutachten von Raue](#) zeigt. Dies würde insbesondere die Ausschreibung des 1. Segments (PV-Freifläche) mit dem Gebotstermin 1.12.2026 betreffen, bei der eine Bezuschlagung noch in 2026 unwahrscheinlich ist – so erfolgte die Bezuschlagung des Gebotstermins 01.12.2025 erst am 13. Februar 2026 (!) öffentlich bekannt gegeben.

Diese Unsicherheit wirkt sich bereits heute auf die Projektierung insbesondere auch von neuen PV-Gewerbedachanlagen aus – denn Anlagen mit Inbetriebnahme im kommenden Jahr werden bereits heute geplant oder finanziert. Schon jetzt erleben 44% der Unternehmen im Gewerbedachsegment und 56% der Unternehmen im Bereich PV-Freifläche ein Rückgang der Nachfrage nach PV-Anlagen mit Inbetriebnahme in 2027 auf Grund des Auslaufens der beihilferechtlichen Genehmigung (BSW-Geschäftsklimaindex, März 2026).

Zudem fehlt weiterhin die beihilferechtliche Genehmigung des Solarpaket I, insbesondere der Paragraphen § 28b Absatz 2, § 37 Absatz 3, § 37b Absatz 2, § 37d, § 38a Absatz 1 Nummer 5, § 38h Satz 2, § 48 Absatz 1b, 2 und 4 Satz 2 EEG sowie der Pauschaloption für Heimspeicher (§19 Abs. 3c EEG) aus dem Solarstromspitzengesetz, die zur Glättung der PV-Spitzen dringend nötig ist. Die fehlende beihilferechtliche Genehmigung des Solarpaket I verhindert den Markthochlauf innovativer Technologien, wie Agri-PV-Anlagen, blockiert wichtige Marktimpulse für das Gewerbedachsegment und führt zu Planungsunsicherheiten, insbesondere beim Repowering von PV-Dachanlagen.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Die Voraussetzung für eine schnelle beihilferechtliche Genehmigung der EU-Kommission ist die Einführung des von der EU-Kommission geforderten Abschöpfungsmechanismus (CfD). Dieser ist im Gesetzentwurf enthalten und benötigt nur an wenigen Stellen Nachbesserungen (vgl. Abschnitt 4).

Die CfD-Umsetzung muss umgehend beschlossen werden – im Falle einer erneuten Verzögerung des Gesetzgebungsverfahrens für das EEG 2027 gegebenenfalls auch durch ein Vorziehen der Regelung durch Anhang an ein anderes Gesetzgebungsverfahren. Ansonsten droht

eine verspätete beihilferechtliche Genehmigung und ein Markteinbruch insbesondere auch im PV-Gewerbedachsegment.

Mit Blick auf die im Solarpaket I erfolgten gesetzlichen Änderungen im Solarpaket sollten die beihilferechtliche Genehmigung die folgenden Punkte beachten, um Rechtssicherheit und Vertrauensschutz für Anlagen zu gewährleisten, die zwischen dem Inkrafttreten des Solarpaket I im Mai 2024 und des EEG 2027 im Vertrauen der rechtlichen Grundlagen In Betrieb genommen wurden:

- Sicherstellen der rückwirkenden Anwendbarkeit der beihilferechtlichen Genehmigung, insbesondere für das Repowering von Gebäude-PV-Anlagen.
- Keine rückwirkende Anwendbarkeit der Absenkung der Ausschreibungsgrenze für Gebäude-PV-Anlagen von 1.000 auf 750 kWp zur Vermeidung von unverhältnismäßigen Härten und Schaffung einer Übergangsfrist für zum Zeitpunkt der beihilferechtlichen Genehmigung bereits in Bau befindlicher Gebäude-PV-Anlagen zwischen 750 und 1.000 kWp.
- Anwendung des Bonus für Besondere Solaranlagen außerhalb von Ausschreibungen, die zwischen der Verkündung des Solarpaket I und dem Inkrafttreten des neuen EEG In Betrieb genommen wurden. Zahlreiche Anlagen wurden in Erwartung an einer baldigen Genehmigung frühzeitig geplant und finanziert und mussten in der Zwischenzeit In Betrieb genommen werden.

2.1 Übergangsregel für Wind-Ausschreibungen auf Photovoltaik ausweiten (§103 EEG-E)

Der Gesetzentwurf sieht mit Blick auf die offene beihilferechtliche Notifizierung des EEG 2027 in §103 EEG-E eine Übergangsregel für die erste Ausschreibungsrunde von Windkraft an Land im kommenden Jahr (Gebotstermin 1. Februar 2027) vor. Hintergrund dafür ist u.a., dass die Ausschreibungsrunde laut §29 EEG mindestens fünf Wochen vor Gebotstermin bekanntgegeben werden muss – und damit noch im Jahr 2026.

Falls die beihilferechtliche Genehmigung des EEG 2027 nicht rechtzeitig vorliegt, würde demnach die Ausschreibungsmenge der nicht-durchführbaren Windausschreibung zum 1.2.2027 auf die restlichen Ausschreibungstermine in 2027 aufgeteilt werden. Diese Übergangsregel gilt allerdings nur für Wind-an-Land und nicht für die PV-Ausschreibungen (1. Segments: Gebotstermin 1. März 2027; 2. Segments (Gebäude-PV): Gebotstermin 1. Februar 2027). Falls die Ausschreibung des 2. Segments am 1. Februar 2027 auf Grund einer fehlenden beihilferechtlichen Genehmigung nicht durchgeführt werden kann, würde die Ausschreibungsmengen der Gebäude-PV sogar komplett verloren gehen und im Folgejahr der Freifläche zugeschlagen werden.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Die Übergangsregel sollte auf die ersten PV-Ausschreibungsrunden in 2027 ausgeweitet werden (1. Segment: Gebotstermin 1. März 2027, 2. Segment: Gebotstermin 1. Februar 2027)

3. Gebäude-Photovoltaik muss zentrale Säule der Energiewende bleiben

3.1 EEG-Förderung für Gebäude PV unter 25 kWp erhalten (§ 21 Abs. 1, § 25 Abs. 1a, § 85 Abs. 2 Nr. 2a EEG-E)

Der Gesetzentwurf sieht vor, die Einspeisevergütung, die bisher für Anlagen unter 100 kWp ausgezahlt wurde, vollständig abzuschaffen. Anlagen unter 25 kWp sollen zukünftig keine Förderung mehr erhalten. Zur Überbrückung sollen Anlagenbetreiber für maximal 36 Monate nach Inbetriebnahme eine feste Einspeisevergütung in Höhe von 5,2 ct/kWh für den eingespeisten Strom erhalten („Übergangszahlung“). Nach Ablauf der Frist kann eine Stromeinspeisung nur noch in der Direktvermarktung oder für Anlagen unter 100 kWp in der unentgeltlichen Abnahme stattfinden. Anspruch auf die Übergangszahlung sollen gemäß KabE haben:

- Neuanlagen, die vor dem 1. Januar 2028, also im Laufe des Jahres 2027 in Betrieb genommen werden, mit einer installierten Leistung von weniger als 50 Kilowatt
- Neuanlagen, die vor dem 1. Januar 2029, also im Laufe der Jahre 2027 und 2028, in Betrieb genommen werden, mit einer installierten Leistung von weniger als 25 Kilowatt
- Neuanlagen, die vor dem 1. Januar 2031, also im Laufe der Jahre 2027-2030 in Betrieb genommen werden, mit einer installierten Leistung von weniger als 7 Kilowatt
- Steckersolargeräte sollen weiterhin von der Direktvermarktungspflicht ausgenommen sein. Für den Fall, dass Anlagenbetreiber ihren Strom noch nicht mit „angemessenem Aufwand“ direkt vermarkten können, soll der Bundesnetzagentur eine Festlegungskompetenz eingeräumt werden, um die Übergangszahlung für Anlagen unter 25 kWp bis Ende 2032 zu verlängern. Diese soll von der BNetzA insbesondere dann gezogen werden, wenn die „technische Ausstattung oder die Abrechnungsprozesse der Netzbetreiber für die Direktvermarktung noch nicht hinreichend massengeschäftstauglich und digitalisiert sind“ oder wenn „noch nicht genügend Direktvermarktungsunternehmen Angebote für das jeweilige Marktsegment bereitstellen“.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Auf eine Abschaffung der Einspeisevergütung sollte unbedingt verzichtet werden, da sie die Nachfrage in den betroffenen Photovoltaik-Marktsegmenten mehr als halbieren würde.

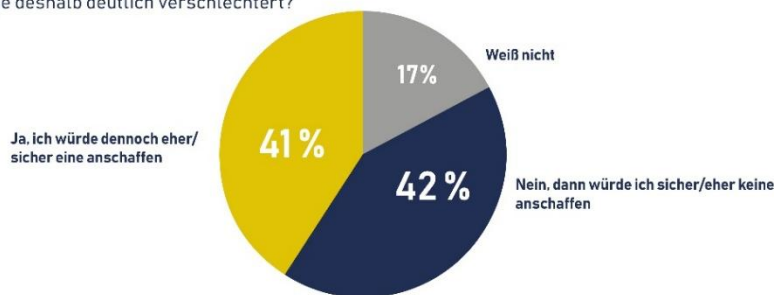
Begründung:

In den Jahren 2024 und 2025 hat sich der Zubau im kleinen PV-Aufdachsegment bereits um fast 40 % reduziert. Mit dem Solarspitzengesetz wurde Anfang 2025 bereits die Förderung zu

negativen Börsenstrompreiszeiten abgeschafft und ein marktdienlicher Betrieb angereizt. Von einer Überförderung kann somit keine Rede sein. Repräsentative Umfragen unter privaten Immobilienbesitzern weisen nach, dass sich lediglich vier von zehn Kunden ohne eine EEG-Förderung noch eine Solarstromanlage im Heimsegment anschaffen würden (vgl. nachfolgende Grafik). Weitere Einschnitte in der Solarförderung hätten somit einen massiven Markteinbruch zur Folge und würden sowohl das Erreichen der EE-Ausbauziele sowie der Klimaziele unmöglich machen.

Nur 4 von 10 PV-Interessierten würden auch ohne EEG-Förderung eine PV-Dachanlage installieren

Frage: Würden Sie sich auch eine Solarstrom-Dachanlage anschaffen, wenn Sie keine oder nur noch eine deutlich reduzierte EEG-Förderung mehr für den ins Netz eingespeisten Solarstrom bekämen und sich die Wirtschaftlichkeit der Anlage deshalb deutlich verschlechtert?



Quelle: Repräsentativumfrage von YouGov im Auftrag des BSW-Solar unter 1.048 deutschen Immobilienbesitzer:innen (Umfragezeitraum 30.09. bis 06.10.2025)
Basis Frage: N = 248 Immobilienbesitzer:innen mit geeigneter Solar-Dachfläche, die die Anschaffung einer PV-Dachanlage jetzt oder später bereits planen (keine Steckersolargeräte)
Alle Zahlen gerundet.

BSW-Solar | www.solarwirtschaft.de

Im Falle einer Abschaffung der EEG-Förderung für neue PV-Dachsysteme im Heimsektor würden sich nach Berechnungen des Fraunhofer Instituts für Solare Energiesysteme die Amortisationszeiten von PV-Systemen mit und ohne Speicher derart verlängern, dass sie für die Mehrzahl potenzieller Kunden unattraktiv werden dürfte. Besonders stark betroffen wären die rund 50 Prozent der privaten PV-Kundschaft im Marktsegment < 25 kWp, die über keine Wärmepumpe oder ein E-Auto und damit einen überschaubaren Stromverbrauch verfügen. Hier würde sich nach einem Wegfall der Förderung die Anschaffung nicht innerhalb von 30 Jahren amortisieren, auch beim Einbau eines Batteriespeichers nicht.

Doch selbst für die andere Hälfte potenzieller PV-Kunden im Heimsegment, die infolge einer Wärmepumpe oder eines E-Autos einen höheren Stromverbrauch haben, würde sich die notwendige Investition in ein PV-System mit Speicher je nach Verbrauchsprofil erst nach 15 bis 20 Jahren amortisieren.

Die nach dem EEG-Kabinettsentwurf anfänglich gewährte Übergangszahlung ändert nichts daran, dass sich die Amortisationszeiten gegenüber heute um rund 5 Jahre verlängern. Dies gilt auch für Szenarien, in denen mit anschließenden Erträgen aus einer Direktvermarktung gerechnet wurde, die aber eher zu bezweifeln sind (s.u.). Dies wäre mit den Amortisationserwartungen potenzieller Kunden i.d.R. nicht mehr in Deckung zu bringen. Diese betragen bei Privathaushalten und Firmen zumeist maximal 10 Jahre, wie eine Repräsentativbefragung unter privaten Immobilieneigentümern ergeben hat.

Fazit: Selbst bei Konstellationen mit hohem Eigenverbrauchsanteil durch E-Auto und Wärmepumpe stellt die Einspeisevergütung derzeit meist noch einen notwendigen Kaufanreiz dar.

Die vom BMWF vorgesehene, auf maximal drei Jahre befristete Übergangszahlung in Höhe von 5,2 Cent je kWh stellt keine geeigneten Auffangmechanismen dar, um die nach gegenwärtig geltender Gesetzeslage bislang über 20 Jahre gewährte Einspeisevergütung in Höhe von rd. 6,5 bis 7,5 Cent je kWh bei Teileinspeisern und rd. 10 bis 12 Cent je kWh bei Volleinspeisern auch nur ansatzweise zu kompensieren (bei Inbetriebnahme 2027, ff 1% Degression alle 6 Monate).

Die vorgesehene Option einer Verlängerung dieser Übergangszahlung durch die Bundesnetzagentur ist auf das Jahr 2032 befristet, unverbindlich und daher keine hinreichende Investitionsgrundlage. Auch der geplante "Direktvermarktungsbonus", der lediglich für maximal 4 Jahre gezahlt wird, ist viel zu niedrig und schafft keine Investitionssicherheit.

Belastend hinzu kommt, dass die Bundesnetzagentur in ihrer Reform der Netzentgeltsystematik (AgNES) plant Prosumer mit höheren Netzentgelten von rund 100 € pro Jahr zu belasten. Je nach Netzgebiet kann dieses zusätzliche Prosumernetzentgelt sogar auf 150 € pro Jahr ansteigen. Berechnungen des Fraunhofer ISE kommen dabei zu dem Ergebnis, dass ein zusätzliches Prosumernetzentgelt die Wirtschaftlichkeit von PV-Eigenheimanlagen nochmals erheblich verschlechtert. Eine Kombination aus zusätzlichem Prosumernetzentgelt und EEG-Förderende würde in den allermeisten Fällen dazu führen, dass sich eine Solaranlage nicht mehr wirtschaftlich rechnet. Wenn man EEG-Novelle und Netzpaket in Summe betrachtet, wird den Eigenheim Solaranlagen somit gleichzeitig die wirtschaftliche Grundlage für den Eigenverbrauch sowie für die Netzeinspeisung entzogen.

Der gesetzlich garantierte Förderanspruch ist für den ins öffentliche Stromnetz eingespeisten Solarstrom für die Mehrzahl neuer Solaranlagen-Betreiber nicht nur eine wichtige Rückversicherung, sondern er **ermöglicht zudem häufig erst den notwendigen Zugang zu günstigen Krediten**. Auf diese sind nahezu die Hälfte aller PV-Interessierten angewiesen, wie ebenfalls aus einer Repräsentativbefragung unter Eigenheimbesitzern hervorgeht.

Einer Umfrage unter rund 120 in den jeweiligen PV-Marktsegmenten installierenden Betrieben im Dezember 2025 zufolge gehen 3 von 4 PV-Installateure davon aus, dass eine Abschaffung der fixen EEG-Vergütung sowohl bei Gewerbedach- als auch bei Eigenheimsolaranlagen die Finanzierung mit Fremdkapital (eher) erschweren würde. Zwei Drittel der Installationsunternehmen erwarten zudem, dass sich durch eine Abschaffung der fixen EEG-Vergütung die Zinssätze für Fremdkapital erhöhen und somit die Anschaffung von PV-Anlagen verteuern würden.

Die GLS Bank, die den Ausbau der Erneuerbaren Energien seit Jahrzehnten mitfinanziert, bestätigt, dass der gesetzlich garantierte Förderanspruch des EEG zudem ein zentrales Instrument für erfolgreiche Finanzierungen darstellt. Insbesondere bei Anlagen mit geringeren Eigenverbrauchsquoten oder Direktliefermodellen würde ohne eine Absicherung durch die Einspeisevergütung nach EEG der Fremdkapitalanteil sinken und die Eigenkapitalanforderung

erhöht werden, wodurch die Umsetzungswahrscheinlichkeit solcher Projekte signifikant abnähme.

Anders als im 10-Punktepapier von BM Reiche wurde im „Monitoringbericht“ daher auch keine Abschaffung der Einspeisevergütung empfohlen. Stattdessen bestätigt der Monitoringbericht, dass sich die Zubau-Dynamik im Segment der Aufdachanlagen in den letzten Monaten abgeschwächt habe und ein Erreichen der PV-Ausbauziele nur bei „keinen grundlegenden Änderungen in den Umsetzungsvoraussetzungen wie Flächenverfügbarkeit oder wirtschaftlichen Rahmenbedingungen“ wahrscheinlich sei.

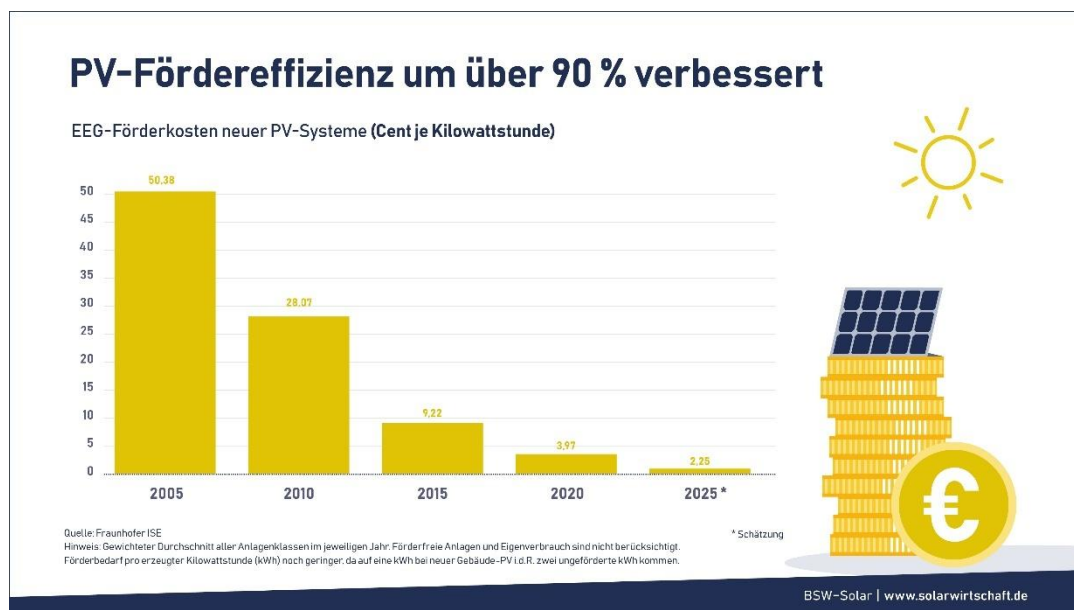
Die Systemkosteneffizienz für die Gebäude-PV ist hoch und liegt auf Augenhöhe mit PV-Freiflächenanlagen

Die Höhe der EEG-Einspeisevergütung für typische neue PV-Systeme im Eigenheim beträgt inzwischen 7,94 ct/kWh. Doch diese Zahl trügt: So liegt die tatsächliche Subventionshöhe **pro erzeugter** Kilowattstunde nach einer Analyse des Fraunhofer ISE bei allen untersuchten neuen PV-Anlagenkonfigurationen inzwischen bei unter 2,7 ct/kWh. **Die Fördereffizienz ist damit höher als gemeinhin angenommen**, was an zwei Gründen liegt:

- Es werden nur die Differenzkosten zum Marktwert an der Strombörse subventioniert. Letzterer betrug 2025 nach ÜNB-Angaben durchschnittlich rd. 4,5 Cent je Kilowattstunde
- In Prosumingkonstellationen, die heute bei der Gebäude-PV der Normalfall sind, wird von drei auf dem eigenen Solardach erzeugten Kilowattstunden nur eine ins öffentliche Netz eingespeist und nach dem EEG vergütet. Die anderen zwei kWh werden im Haushalt direkt verbraucht oder mit Hilfe eines Batteriespeichers zwischengespeichert. Solarparks erzielen für den eingespeisten Solarstrom zwar niedrigere Vergütungssätze je kWh, Eigenverbrauch findet hier i.d.R. jedoch nicht in nennenswertem Umfang vor Ort statt.

Eine [neue Studie der DUH](#) konnte zudem einen weiteren bisher unterschätzten Kostenvorteil der Gebäude-PV feststellen: Da Solardachanlagen i.d.R. dort gebaut werden, wo der Strom auch verbraucht wird, ist hier kein zusätzlicher Netzausbau nötig, der nicht ohnehin für die elektrischen Verbraucher anfallen würde (vgl. [HTW-Studie](#)). Durch die effiziente Netznutzung der Gebäude-PV können Netzausbaukosten eingespart werden. Im Systemkostenvergleich liegt die Gebäude-PV daher mit den Freiflächenanlagen in etwa gleich auf. Dies bestätigt in der Größenordnung auch eine Studie des Energiewirtschaftlichen Instituts Köln (EWI) im Auftrag des BSW-Solar. Eine Abkehr von der bisherigen Zielsetzung, einer etwa hälftigen Aufteilung des jährlichen PV-Zubaus zwischen Dach- und Freiflächenanlagen ist daher auch aus Systemkostenperspektive nicht zielführend.

Hinzu kommt: Die Fördereffizienz für neue PV-Systeme hat sich in den letzten Jahren aufgrund des technischen Fortschritts und des massiven internationalen Wettbewerbs bemerkenswert erhöht (vgl. nachfolgende Grafik).



Staatliche Förderung für Photovoltaik kommt Wirtschaft und allen Verbrauchern zugute

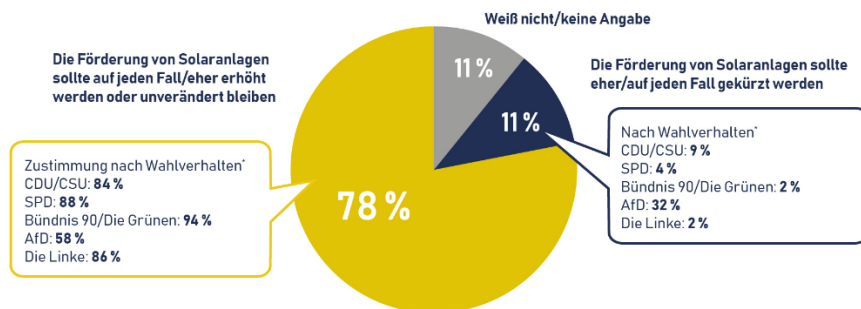
Der Koalitionsvertrag hat sich zum Ziel gesetzt, Unternehmen und Verbraucher von den Strompreisen zu entlasten. Die Photovoltaik ist die günstigste Möglichkeit der Stromerzeugung aus Neuanlagen und trägt in hohem Maße zu diesem Ziel bei: Sie drückt schon heute den Preis an der Strombörse: Eine Enervis-Studie im Auftrag des BSW-Solar kommt zu dem **Ergebnis, dass der Börsenpreis für Strom 2025 ohne Solarenergie um durchschnittlich 20 Prozent höher gewesen wäre als er mit Solarenergie war.** Für Energieverbraucher bedeutet das rund 15,7 Milliarden Euro geringere Kosten. Die strompreissenkende Wirkung der Photovoltaik übersteigt die EEG-Förderkosten für Solaranlagen damit schon heute jährlich um mehrere Milliarden Euro. Ein typischer Privathaushalt spart dabei (auch ohne eigene PV-Anlage) etwa 100 Euro Stromkosten pro Jahr. Für industrielle Verbraucher mit 10 GWh Verbrauch liegen die Einsparungen bei 235.000 Euro im Jahr. **Hinzu kommt die Vermeidung steigender Klimafolgekosten in Milliardenhöhe in den nächsten Jahren und Jahrzehnten. PV-Förderung ist somit klug investiertes Geld für die gesamte Volkswirtschaft.**

Diese Überzeugung wird - gesellschaftsübergreifend - von einer überwältigenden Mehrheit der Bevölkerung geteilt, **Wähler:innen aller Parteien sprechen sich sehr klar für eine Fortsetzung der Solarförderung aus** (vgl. nachfolgende Grafik).

Deutliche Mehrheit für Fortsetzung der Solarförderung

Zustimmung nach Wahlverhalten

Frage: Sollte die Bundesregierung die finanzielle Förderung von Solaranlagen eher kürzen oder eher erhöhen?



Quelle: Repräsentative Bevölkerungsumfrage von YouGov im Auftrag des BSW-Solar mit 2.248 Befragten (Umfragezeitraum März 2026)
*bei der Bundestagswahl 2025
Alle Zahlen gerundet.

BSW-Solar | www.solarwirtschaft.de

Die Einspeisevergütung spielt zudem eine wichtige Rolle für die Photovoltaik in Mehrfamilienhäusern. Gesetzlich vorgegebene Modelle wie Mieterstrom oder die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung mittels virtuellem Summenzähler werden von den meisten Netzbetreibern noch nicht umgesetzt. Daher ist die Einspeisevergütung - insbesondere in Kombination mit dem Volleinspeisebonus - oft die einzige Option, um PV-Projekte auf Mehrfamilienhäusern auf den Weg zu bringen und dann später auf eine Mieterversorgung zu wechseln, sobald die Netzbetreiber ihre gesetzlichen Pflichten erfüllen. Eine Abschaffung der Einspeisevergütung würde somit auch das PV-Mehrfamilienhaussegment treffen.

Die Gebäude-Photovoltaik hat zahlreiche weitere Vorteile, die für den Erfolg der Energiewende eine entscheidende Rolle spielen: Sie sichert Wirtschaftsunternehmen dauerhaft günstige Strompreise, schont landwirtschaftliche Flächen, schafft Akzeptanz und Beteiligungsmöglichkeiten, nutzt bestehende Netzkapazitäten ideal aus, ermöglicht Sektorenkopplung, schafft Wertschöpfung und sichert rund 70.000 Arbeitsplätze (VÄ) vor Ort (vgl. [BSW-Argumentarium](#)).

Eine Abschaffung der Einspeisevergütung lehnt die Solar- und Speicherbranche aus den dargelegten Gründen daher strikt ab.

3.2 Zwang zur Direktvermarktung nicht einführen – Voraussetzungen für systemdienlichen Solarausbau schaffen (§ 21, § 50c EEG-E)

Die Bundesregierung plant eine verpflichtende Direktvermarktung für alle Neuanlagen. Ausgenommen sind lediglich Anlagen unter 100 kWp die den Strom ohne Vergütung und auch ohne Marktwertdurchleitung zum Preis von 0 ct/kWh einspeisen (sog. unentgeltliche Abnahme, vgl. § 21 Abs. 1 Nr. 2 EEG). Für eine Übergangsphase sollen Anlagen unter 25 kWp für vier Jahre ab Beginn der Direktvermarktung einen Bonus in Höhe von 1,5 ct/kWh erhalten.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW-Solar begrüßt Bemühungen der Bundesregierung, die (Marktkommunikations-)Prozesse zwischen Netzbetreibern und Direktvermarktern zu entbürokratisieren, zu digitalisieren und massengeschäftstauglich zu machen, um die Direktvermarktung mittel- bis langfristig möglichst auch für kleinere PV-Anlagen zu ermöglichen und attraktiv zu machen.

Eine Pflicht zur Direktvermarktung für Solarstrom, der ins öffentliche Netz eingespeist wird, sollte hingegen unbedingt vermieden werden. Ebenso wie die geplante Streichung der Förderung würde er zu einem massiven Markteinbruch im betroffenen Marktsegment führen.

Die Schaffung der technischen und organisatorischen Voraussetzungen für ein flächendeckend funktionierendes Angebot einer kleinen Direktvermarktung durch die Netzbetreiber dürfte selbst im Falle klarer politischer Vorgaben noch etliche Jahre in Anspruch nehmen. Der Zeitpunkt ihres Erreichens ist derzeit kaum absehbar.

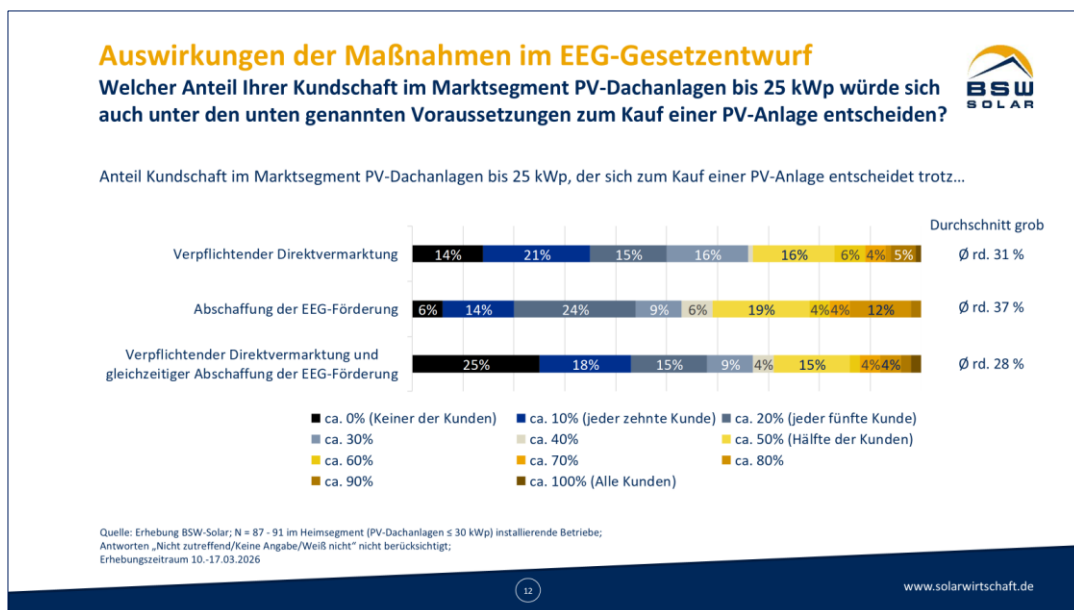
Begründung:

Der Marktbetrieb möglichst vieler Solarstromanlagen wird benötigt, damit Photovoltaikanlagen auf Marktsignale reagieren, damit Batteriespeicher für den Markt und die Systemstabilität zur Verfügung stehen und damit Wärmepumpen und E-Autos aktiv zum Ausgleich des Strommarktes beitragen können sowie der Netzausbaubedarf infolge der zunehmenden Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors reduziert wird. Dabei gewinnen alle: die Anlagenbetreiber, die Netzbetreiber, die Systemstabilität, der Strommarkt und alle Stromkunden (durch preis- und kostensenkende Effekte). Notwendige Voraussetzung dafür ist jedoch die Schaffung einer massengeschäftstauglichen und vom Kosten-Nutzen-Verhältnis sinnvoll darstellbaren Möglichkeit, auch PV-Anlagen mit einer Leistung kleiner 100 Kilowatt und sogar kleiner 25 Kilowatt in einen praktisch umsetzbaren Marktbetrieb zu überführen.

Der Marktbetrieb wird dabei nicht von den Anlagenbetreibern oder den Herstellern der dezentralen Energiesysteme verhindert, sondern durch die fehlende Digitalisierung des Messstellenbetriebs bei Endkunden und die fehlenden massengeschäftstauglichen Prozesse bei den Netzbetreibern für die Marktkommunikation und die Mess- und Steuerungstechnik. **Direktvermarktungskosten für kleine PV-Anlagen liegen aufgrund dieser Defizite in den allermeisten Fällen derzeit höher als die Erlöse des Stromverkaufs. Daher würde sich zumeist kein Direktvermarkter für diese kleinen Strommengen finden.** In einer Umfrage unter rund 130 PV installierenden Betrieben im Dezember 2025 bestätigen die Installateure, dass insbesondere eine schlechte Verfügbarkeit von Direktvermarktern bei Anlagen unter 100 kWp sowie zu hohe Kosten zentrale Gründe sind, die aktuell gegen eine Ausweitung der Direktvermarktungspflicht sprechen. Als weitere entscheidende Gründe gegen die Ausweitung der Direktvermarktungspflicht nannten die befragten Installateure die unzureichende Umsetzung der notwendigen Prozesse durch die Netzbetreiber sowie fehlende technische Voraussetzungen (z.B. kein flächendeckender Smart-Meter-Rollout). Diese Einschätzung werden durch die [Bundesnetzagentur](https://www.bundesnetzagentur.de) bestätigt: **Erst 5,5 % aller Messlokationen in Deutschland sind mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet, welche eine notwendige Voraussetzung für die Direktvermarktung darstellen.** Zuletzt hatte auch der Netzvorstand des Eon-Konzerns, der über seine

Tochterunternehmen der größte grundzuständige Messstellenbetreiber ist, den gesetzlich vorgesehenen Zeitplan beim Steuerungsrollout der intelligenten Messsysteme als „völlig unrealistisch“ eingeschätzt.

Da die Schaffung dieser Voraussetzungen noch mehrere Jahre benötigen wird, würde eine Verpflichtung zur Direktvermarktung von PV-Anlagen < 100 kWp den PV-Ausbau in diesem wichtigen PV-Marktsegment in den kommenden Jahren erheblich verringern. Eine große Mehrheit der befragten Solarinstallateure rechnet mit deutlichen Nachfragerückgängen im Heimsegment für den Fall, dass eine Pflicht zur Direktvermarktung unter den aktuellen Voraussetzungen eingeführt werden sollte. Im betroffenen Gewerbedachsegment gehen 7 von 10 der befragten Installateure von Nachfragerückgängen aus. Das BMWF bestätigt im KabE diese Einschätzung: Dort wird zukünftig mit einem Zubau von jährlich rund 135.000 neuen, direktvermarkteten Anlagen unter 100 kWp gerechnet (exklusive Steckersolargeräte). Im Jahr 2025 lag der Zubau in diesem Segment allerdings bei rund 450.00 Solaranlagen. Selbst wenn der aus BSW-Perspektive zu hoch eingeschätzte Wert von 135.000 Anlagen pro Jahr erreicht werden würde, geht das BMWF somit von einem Marktrückgang von rund 70 Prozent im Dachsegment unter 100 kWp aus.



Eine Absenkung des Schwellenwertes für eine verpflichtende Direktvermarktung würde zu dem Fehlanreize setzen, PV-Neuanlagen kleiner zu dimensionieren oder als Nulleinspeiseanlage in Betrieb zu nehmen. In den Vordergrund rückt damit, die Eigenversorgung zu optimieren, anstatt Anlagen systemdienlicher zu betreiben.

Eine Pflicht zur Direktvermarktung würde auch die Photovoltaik in Mehrfamilienhäusern massiv einschränken. Die feste Einspeisevergütung (mit Volleinspeisebonus) ist bisher eine notwendige Voraussetzung, um den Weg für Solaranlagen auf Mietshäusern freizumachen, bis

die Netzbetreiber ihre Pflichten zur Umsetzung von Mieterstrom oder der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung erfüllt haben (s.o.).

Zu den notwendigen Voraussetzungen für eine erst mittel- bis langfristig denkbare flächendeckende Direktvermarktung auch kleiner Solarstrommengen zählen insbesondere eine Bereitstellung der Marktllokations-ID (MaLo-ID); der flächendeckende Smart-Meter-Rollout; Festlegung der Vorgaben und Prozesse für die Datenübermittlung zum Messen, Bilanzieren und Steuerung der Anlagen im Rahmen der Direktvermarktung; Standardisierte Nachweisführung (Steuerbarkeitstests); massentaugliche Abrechnungen inkl. Auszahlung der Marktprämie; die Umsetzung der Marktkommunikationsvorgaben (MaKo) sowie der notwendigen Prozesse und Abläufe durch die Netzbetreiber, Messstellenbetreiber und Vermarkter; die Umsetzung der Flexibilisierung von Kundenanlagen (§ 19 Abs. 3b und 3c EEG, MiSpeL-Festlegung der BNetzA); die EU-Beihilfegenehmigung für die Pauschaloption (§19 Abs. 3c EEG); die Implementierung der finalen Rahmenbedingungen durch die Hersteller von Geräten (Batteriespeicher, Wechselrichter, HEMS) und deren Software.

Als alternative Sofortmaßnahme für einen systemdienlichen Betrieb von Solaranlagen kommt hingegen die bereits im Gesetzentwurf angelegte Begrenzung der Einspeiseleistung für Solaranlagen unter 100 kWp in Betracht. Dies sorgt dafür, dass Speicher und elektrische Verbraucher wie E-Autos dann während der solaren Mittagsspitze beladen werden und sich somit systemdienlich verhalten (sog. prognosebasierte Mittagsladung). Der besondere Vorteil einer Begrenzung der Einspeiseleistung ist, dass dieses Instrument erprobt und technisch sofort umsetzbar ist. Da die Voraussetzungen für eine Direktvermarktung von Anlagen unter 100 kWp noch nicht gegeben sind, ist die Einspeiseleistungsbegrenzung eine zielführende Sofortmaßnahme, um PV-Anlagen des Eigenheimsegments sofort mit Inbetriebnahme systemdienlich zu betreiben. Sofern eine Anlage anschließend in die Direktvermarktung wechselt, sollte die Einspeisebegrenzung allerdings aufgehoben werden, da ein marktdienlicher Betrieb dann sichergestellt und ein Einspeiselimit nicht mehr notwendig ist.

3.3 Volleinspeisebonus beibehalten (§ 48 Abs. 2a EEG-E)

Mit dem EEG 2023 wurde der sog. Volleinspeisebonus in § 48 Abs. 2a EEG eingeführt. Gebäude-PV-Anlagen, die in einem Kalenderjahr den gesamten in der Anlage erzeugten Strom in das Netz einspeisen (Volleinspeisung), erhalten einen erhöhten Vergütungssatz. Damit wollte der Gesetzgeber einen Anreiz schaffen, um Dachflächen auch bei geringem Eigenverbrauch vollständig mit Solarmodulen zu belegen, was insbesondere für größere Dachflächen bspw. in der Landwirtschaft oder im Gewerbe einen entscheidenden Vorteil darstellt. Im Jahr 2025 wurden von den auf Gebäuden errichteten rd. 8,5 Gigawatt an neuer PV-Leistung noch rund 1 GWp PV-Leistung als Volleinspeiseanlagen in Betrieb genommen (Dachanlagen bis 1.000 kWp). Volleinspeiseanlagen stellen somit nach wie vor ein bedeutendes Marktsegment zum Erreichen der PV-Ausbauziele dar.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Nach einem Rückgang des PV-Gewerbedachsegments (Anlagen > 30 kWp) im letzten Jahr um rd. - 10% ggü. 2024 auf rd. 3,3 GWp verzeichnete die BNetzA in Q1 2026 ggü. dem vergleichbaren Vorjahreszeitpunkt einen Einbruch um weitere 33%. Von einer „Überförderung“ kann also keine Rede sein und weitere Förderkürzungen wären ein fatales Signal für das ohnehin schon gebeutelte Marktsegment. Die beihilferechtlichen Genehmigungen für das EEG stellen dabei sicher, dass mit dem Volleinspeisebonus keine Überförderung, sondern ein notwendiger Anreiz geschaffen wurde. Der Volleinspeisebonus kommt dabei auch insbesondere Solarprojekten auf Mehrfamilienhäusern zugute, da die Anlagen häufig zu Beginn zur Volleinspeisung gezwungen sind, bis die Netzbetreiber ihre Pflichten zur Umsetzung von Mieterstrom oder der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung erfüllt haben (s.o.). Da der Volleinspeisebonus insbesondere in den Anlagengrößen zwischen 20-30 kWp, rund um 100 kWp sowie unterhalb von der 1 MW-Grenze eine bedeutende Rolle spielt, sollte von einer Abschaffung des Bonus unbedingt abgesehen werden, um einen Einbruch des PV-Ausbaus in diesem Segment zu vermeiden.

3.4 Anpassung der Vergütungssätze aus Solarpaket sowie Staffelung der EEG-Förderung beibehalten (§ 48 EEG-E)

Der Gesetzentwurf sieht zwei grundsätzliche Änderungen des § 48 EEG vor. Erstens soll die bisherige Staffelung der Vergütungssätze für Dachanlagen unter 1.000 kWp entfallen. Zukünftig soll für alle Anlagen zwischen 25-750 kWp (neue Ausschreibungsgrenze) ein einheitlicher anzulegender Wert von 6,2 ct/kWh gelten. Aktuell liegt der beihilferechtlich genehmigte und auch anwendbare anzulegende Wert für Gebäude-PV-Anlagen zwischen 10-40 kWp bei 7,13 ct/kWh und für Anlagen zwischen 40-1.000 kWp bei 5,9 ct/kWh (Teileinspeisung, Juli 2026).

Zweitens stellt die Neuregelung eine Absenkung der bereits mit dem Solarpaket in Kraft getretenen Fördersätze für Anlagen zwischen 40–750 kWp dar, die allerdings nun bereits seit über 2 Jahren auf die beihilferechtliche Genehmigung warten. In § 48 EEG ist seit Mai 2024 ein Fördersatz von 7,64 ct/kWh für Anlagen zwischen 40-750 kWp in Kraft (Teileinspeisung), der aber bisher nicht anwendbar ist. Durch die geplante Neuregelung des § 48 EEG würde dieser Wert auf 6,2 ct/kWh abgesenkt.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Die Solar- und Speicherbranche blickt mit großem Unverständnis und Sorge auf die nun geplante Änderung des § 48 EEG. Seit über zwei Jahren warten Solarprojektierer von Gewerbedachanlagen auf die beihilferechtliche Genehmigung des Solarpakets. Unzählige Projekte wurden bereits geplant, die davon ausgegangen sind, dass ein Bundesgesetz einen verlässlichen Rahmen für Investitionen darstellt. Dass diese Gesetzesänderung nun, bevor sie überhaupt zur Anwendung kam, wieder abgewickelt werden soll, stellt einen beispiellosen Vertrauensverlust in den deutschen Rechtsrahmen dar.

Der BSW-Solar empfiehlt daher dringend, die geplanten Änderungen des § 48 EEG nicht umzusetzen. Weitere Verunsicherungen sowie Absenkungen der Vergütungssätze wären Gift für das bereits schwächelnde Marktsegment.

Die Einschnitte wären zudem nicht mit der Zielsetzung der Bundesregierung vereinbar, auch den Mittelstand bei den Stromkosten entlasten zu wollen. Die Förderung der Errichtung von PV-Systemen auf dem eigenen Firmendach stellt eine besonders effiziente und nachhaltige Form der Energiekostensenkung dar, von der durch die kostensenkende Wirkung an der Strombörse auch Unternehmen profitieren, die über kein geeignetes Solardach verfügen.

3.5 Änderungen bei Ausschreibungsmengen für Gewerbedachanlagen (§ 28b EEG)

In § 28b EEG-E werden die Ausschreibungsmengen für Gewerbedachanlagen für die Jahre 2027 bis 2032 festgelegt (zweites Segment). Bisher waren die Ausschreibungsmengen nur bis 2029 gesetzlich festgelegt. Das Ausschreibungsvolumen soll für die Jahre 2027 bis 2032 1.500 MW pro Jahr betragen, bei einer Ausschreibungsgrenze ab 750 kWp. Das derzeit im EEG beihilferechtlich genehmigte und auch anwendbare Ausschreibungsvolumen liegt bei 1.100 MW pro Jahr, allerdings ab einer Ausschreibungsgrenze ab 1.000 kWp (vor Solarpaket). Seit dem Solarpaket ist in § 28b EEG ein jährliches Ausschreibungsvolumen von 2.300 MW bei einer Ausschreibungsgrenze von 750 kWp in Kraft, was allerdings mangels einer beihilferechtlichen Genehmigung bisher nicht anwendbar ist.

Der Gesetzentwurf sieht zudem eine Änderung der Verrechnung von nicht bezuschlagten Ausschreibungsmengen vor: Bisher ist in § 28b Abs. 3 Nr. 1 EEG geregelt, dass sich das Ausschreibungsvolumen im zweiten Segment, um die nicht bezuschlagten Ausschreibungsmengen des Vorjahres im zweiten Segment erhöht. Zukünftig sollen nicht bezuschlagte Gewerbesolarausschreibungsmengen (zweites Segment) im Folgejahr den Freiflächenausschreibungen (erstes Segment) zugerechnet werden (vgl. § 28a Abs. 3 Nr. 1 lit. b EEG-E).

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Mit dem Solarpaket wurde die Ausschreibungsgrenze von 1.000 auf 750 kWp abgesenkt. Aufgrund der abgesenkten Ausschreibungsgrenze war es folgerichtig das Ausschreibungsvolumen anzuheben. Dass hier nun ähnlich wie beim Vergütungssatz für Anlagen zwischen 40-750 die bereits im Gesetz in Kraft getretenen Regelungen zur Ausschreibungsmenge von 2.300 MW/a auf 1.500 MW/a wieder zurückgedreht werden sollen, ist nicht akzeptabel.

Um das Ausbauziel von jährlich rund 11 GW Gebäudesolaranlagen zu erreichen, sollten daher wie im Solarpaket bereits beschlossen, 2.300 MW des jährlichen Dachsolarausbaus auf Gewerbedächern mit Anlagen über 750 kWp installiert werden.

Zudem lehnt die Solar- und Speicherbranche die geplante Verrechnung der Gewerbedachanlagen mit den Freiflächenauktionsvolumen ab. Der bisherige Mechanismus der Verrechnung innerhalb des zweiten Segments sollte in § 28b Abs. 3 Nr. 1 EEG beibehalten werden.

Zu begrüßen ist, dass die Ausschreibungsmengen für die Jahre 2027 – 2032 festgelegt werden. Auch die Festlegung des Gebotshöchstwerts auf 9,9 ct/kWh in § 38e EEG-E in Folge der BNetzA Ausschreibungsfestlegung vom Dezember 2025 ist folgerichtig.

3.6 Ausnahme von technischen Anforderungen zur Direktvermarktung für Anlagen unter 25 kWp beibehalten (§ 10b EEG-E)

Bisher wurden Anlagen unter 25 kWp von den technischen Anforderungen zur Direktvermarktung nach § 10b EEG ausgenommen. Die Bundesregierung plant, diese Bagatellgrenze zu streichen. Damit würden zukünftig auch Anlagen unter 25 kWp dazu verpflichtet, die technischen und prozessualen Anforderungen für das marktseitige Messen und Steuern zu erfüllen. Die Anlagen könnten somit erst mit der Direktvermarktung starten, nachdem ein Steuerbarkeitsnachweis über das iMSys erfolgt ist. Der Gesetzentwurf sieht zudem in § 10b Abs. 7 EEG eine neue Vorgabe zu Abregelungsvereinbarungen von Direktvermarktungsverträgen vor, die auch für Bestandsanlagen gelten soll (vgl. § 100 Abs. 3 EEG-E).

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die bisherigen Modelle zur Direktvermarktung bei Anlagen unter 25 kWp werden derzeit von einzelnen Akteuren als Aggregatoren vieler Anlagen in Verbindung mit zusätzlichen Geschäftsmodellen und Verdienstmöglichkeiten erprobt, wie beispielsweise der Reservevermarktung von Batteriespeichern oder in Verbindung mit der Stromlieferung oder dem Kauf von Anlagen bei demselben Dienstleister. Für diese Wegbereiter der kleinen Direktvermarkter ist die Ausnahmeregelung des § 10b EEG eine essenzielle Voraussetzung. Sollte die Ausnahme von den technischen Anforderungen zum marktlichen Messen und Steuern für Anlagen unter 25 kWp gestrichen werden, wäre eine Umsetzung der Direktvermarktung im Kleinanlagensegment gänzlich unmöglich. Selbst den wenigen Akteuren, die bisher darum bemüht sind, die Direktvermarktung von Anlagen unter 25 kWp möglich zu machen, hätten dann keine praktikablen Umsetzungsmöglichkeiten mehr. Der Weg für die massengeschäftstaugliche Weiterentwicklung wäre damit verbaut. Statt Erleichterungen für die Direktvermarktung kleiner Anlagen auf den Weg zu bringen, werden hier neue Hürden aufgebaut. Die Solar- und Speicherbranche empfiehlt daher dringend an der bisherigen Ausnahmeregelung festzuhalten.

Zudem wird empfohlen, die Pflicht zum marktseitigen Steuern über das iMSys zu streichen (vgl. § 10b Abs. 1 S. 1 Nr. 1 lit. b i.V.m. § 10b Abs. 2 S. 1 EEG), da eine Steuerung der Anlage über das iMSys durch den Direktvermarkter auf absehbare Zeit nicht umsetzbar ist. Stattdessen sollten die bisherigen, sicher erprobten Möglichkeiten zur marktseitigen Steuerung durch den Direktvermarkter beibehalten werden (siehe Abschnitt 7.3).

3.7 Fristeinhaltung und Automatisierung bei Anmeldung in die Direktvermarktung forcieren (§ 10b EEG)

Das BMWF geht im KabE von 135.000 zusätzlichen Neuanlagen in der Direktvermarktung pro Jahr aus.

Die Anmeldung zur Direktvermarktung ist in der Praxis jedoch häufig mit erheblichen Verzögerungen verbunden, weil die dafür vorgesehenen Marktprozesse von Messstellen- und Verteilnetzbetreibern nicht durchgängig fristgerecht, automatisiert und massengeschäftstauglich umgesetzt werden. Dies führt dazu, dass eine Anmeldung zur Direktvermarktung je nach VNB-Gebiet statt der, in den regulatorischen Vorgaben beschriebenen Fristen (Start der Direktvermarktung zum übernächsten Monatsersten nach der Anmeldeanfrage durch den Direktvermarkter) häufig viele Monate dauert, in vielen Fällen mehr als ein halbes Jahr. Dadurch entstehen für Anlagenbetreiber und Direktvermarkter unnötige Kosten und Unsicherheiten

Häufigste Gründe sind

- Fehlende Prozesskenntnis bei Netzbetreibern: Gerade kleinere Verteilnetzbetreiber kennen häufig die (seit 6.6.2025 umfassend überarbeiteten) Prozesse zur Direktvermarktung nicht oder nicht vollständig.
- Fehlende Umsetzung in Systemen: Selbst, wenn die Prozesse bekannt sind, ist die massengeschäftstaugliche automatisierte Umsetzung der EDIFACT-Marktkommunikation in den jeweiligen Systemen nicht vorbereitet. Dies führt dazu, dass der Stammdatenaufbau bei Direktvermarkter und Netzbetreiber häufig manuell erfolgt - nach Austausch der Informationen via E-Mail
- Fehlende Anreize für Prozesskonformität: Letztlich bleibt eine Nicht-Umsetzung automatisierter Prozesse zur Direktvermarktung für den Netzbetreiber ohne Folgen, da die GPKE zwar Prozesse und Fristen, nicht jedoch Konsequenzen bei Nichteinhaltung formuliert. Dies führt dazu, dass die vollständige IT-seitige Abbildung und Automatisierung geltender Prozessvorgaben zur Direktvermarktung von Netzbetreibern häufig depriorisiert werden.

In der Folge ist die Anmeldung zur Direktvermarktung beim VNB so aufwendig und teuer, dass die Erlöse dies hinterher regelmäßig nicht auffangen können. So haben schon heute Anlagenbetreiber von Anlagen mit einer Leistung größer als > 100 kW mit hohem Eigenverbrauch große Schwierigkeiten, einen DV zu finden, weil es keine wirtschaftliche Grundlage gibt.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

- Es muss ein System geschaffen werden, bei dem Netzbetreiber ein Eigeninteresse an der Einhaltung von Fristen und Prozessvorgaben haben. Die BNetzA müsste für die Aufsicht über 860 VNB und hunderttausende neuer Kunden mit PV-Anlagen in diesem Bereich zusätzliche Kapazitäten bereitstellen. Eine Lösung hierfür können pauschalisierte Schadensersatzansprüche des Anlagenbetreibers gegen den VNB sein.
- Wenn Fristen oder die von der BNetzA vorgegebenen Prozesse der elektronischen Marktkommunikation vom VNB nicht eingehalten werden, dann muss der VNB dem

Anlagenbetreiber den entstandenen Schaden ersetzen - vergleichbar mit der Entschädigung für verspätete Flüge oder Zugverbindungen. Damit dies im Massengeschäft ohne Aufsicht der BNetzA funktioniert, muss dieser Schaden im Gesetz pauschaliert werden. Analog der heute bereits vom Anlagenbetreiber zu zahlenden Pönalen für seine Pflichtverstöße sollte dieser pauschalierte Schadensersatz bei 10 EUR pro kW installierter PV- und Speicher-Leistung pro Monat liegen.

3.8 Klarstellung zur Vergabe der Marktllokations-ID umsetzen (§ 8b EEG-E)

In § 8b EEG sollen Klarstellungen zur Mitteilung der Marktllokations-ID erfolgen. Die im Stromspitzengesetz eingeführte frühzeitige Mitteilung der MaLo-ID, die insbesondere für die Teilnahme an der Direktvermarktung notwendig ist, wird bisher von Netzbetreibern meist nur mangelhaft umgesetzt. Die Klarstellung in § 8b EEG ist daher zu begrüßen. Die flächendeckende Umsetzung dieser Regelung durch die Netzbetreiber ist eine der Voraussetzungen für die Ausweitung der Direktvermarktung.

3.9 Weitere Empfehlungen zum Marktsegment Gebäude-PV

3.9.1 Rechtsicherheit für Kundenanlagen wiederherstellen

Seit dem Urteil des Bundesgerichtshofs (BGH) am 13.05.2025 ist für Stromlieferungen innerhalb von Kundenanlagen eine gravierende Rechtsunsicherheit entstanden. Betroffen sind davon eine Vielzahl von Direktversorgungskonzepten wie bspw. Mieterstrom, die Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung oder Stromlieferungen in Gewerbe- oder Industriearealen.

Es ist zwar zu begrüßen, dass der Gesetzgeber mit der letzten EnWG-Novelle eine Übergangsregelung eingeführt hat, um die Situation zu entschärfen und etwas Zeit zu gewinnen. Allerdings besteht weiterhin dringender Handlungsdruck, um eine dauerhafte und rechtssichere Lösung zu erarbeiten. Es ist daher nur folgerichtig, dass der Bundestag die Bundesregierung in einem Entschließungsantrag auffordert, Rechtssicherheit wiederherzustellen.

Auch auf europäischer Ebene steht das Thema mittlerweile auf der politischen Agenda. Dort haben sowohl der Rat der Europäischen Union (Ministerrat) als auch das europäische Parlament Vorschläge für einen neuen Art. 38 Abs. 5 der Elektrizitätsbinnenmarktlinie (EU) 2019/944 vorgelegt. Der BSW-Solar kritisiert dabei den Ratsvorschlag gemeinsam mit einer breiten Allianz deutscher Energie- und Wirtschaftsverbände, die sich bereits im Sommer 2025 mit einem gemeinsamen [Verbändeappell](#) für den Erhalt der Kundenanlage ausgesprochen hatte. Der Ratsvorschlag birgt die Gefahr, dass zahlreiche Kundenanlage als Netz eingestuft würden, wodurch immense zusätzliche Kosten und Bürokratie entstehen würden. Insbesondere die Anforderung eines Eigenverbrauchsanteils von 90 % sowie die starren Begrenzungen der Kunden auf 20 belieferte Kunden bzw. 100 Haushaltskunden, haben das Potential die Energiewende vor Ort unnötig auszubremsen.

➔ **BSW-EMPFEHLUNG**

Für die anstehenden Trilogverhandlungen fordert der BSW-Solar die Bundesregierung daher gemeinsam mit zahlreichen Energie- und Wirtschaftsverbänden auf, sich für den Vorschlag des europäischen Parlaments einzusetzen. Mit dem Parlamentsvorschlag besteht die Chance, die Rechtslage so weit wie möglich zu erhalten und somit Schaden für die Breite der Wirtschaft und die Energiewende vor Ort abzuwenden.

3.9.2 Klarstellung bei Mieterstromzuschlag für Anlagen über 1 MW (§ 48a EEG-E)

Bisher enthält das EEG keine ausdrückliche Regelung, für den Wert des Mieterstromzuschlags bei Anlagen über 1 Megawatt. Durch die Ausweitung des Mieterstromzuschlags auf Gewerbedächer im Solarpaket werden in der Praxis vermehrt Mieterstromprojekte über 1 MW umgesetzt. Der Gesetzentwurf sieht deshalb eine Klarstellung in § 48a S. 2 EEG-E vor, nach der das Verhältnis von 1 Megawatt zu der gesamtoinstallierten Leistung über den Förderanspruch entscheidet. Somit hätten bei einer 1,5 MW-Anlage zwei Drittel der per Mieterstrom gelieferten Strommengen einen Anspruch auf Mieterstromzuschlag. Der BSW-Solar begrüßt diese Klarstellung.

4. Zweiseitige Differenzverträge (CfD) praxisnah und rechtzeitig einführen – Drohenden Markteinbruch abwenden (§§ 21d, 21e EEG-E)

Die europäischen Strombinnenmarktverordnung verpflichtet in Artikel 19d alle Mitgliedsstaaten zur Einführung zweiseitiger Differenzverträge (oder gleichwertiger Maßnahmen) bis spätestens 17. Juli 2027. Dies betrifft alle Neuanlagen ab 200 kW. Durch das Auslaufen der aktuellen beihilferechtlichen Genehmigung des EEG zum 31.12.2026, ist eine Umsetzung der Vorgaben zu den Differenzverträgen jedoch bereits spätestens zum 1. Januar 2027 notwendig (vgl. Abschnitt 1). Ansonsten könnten ab diesem Zeitpunkt keine neuen EEG-Förderungen für Neuanlagen (Inbetriebnahme für Anlagen außerhalb von Ausschreibungen sowie neue Zuschläge in Ausschreibungen ab dem 1. Januar 2027) ausgezahlt werden.

Der Bundesverband Solarwirtschaft begrüßt die im Gesetzentwurf vorgesehene Weiterentwicklung des aktuellen Marktprämienmodells zu einem produktionsabhängigen CfD („Refinanzierungsbeitrag“).

Der bestehende Förderrahmen des Marktprämienmodells in Form eines einseitigen produktionsabhängigen Differenzvertrags (Absicherung gegenüber niedrigen Stromerlösen) hat sich etabliert und bewährt. Mit der Erweiterung zu einem zweiseitigen Differenzvertrag durch die Einführung eines Abschöpfungsmechanismus kann das bestehende System ohne Systembrüche und auch für Einmalinvestoren im Gewerbedachsegment (z. B. KMU) verständlich und in der kurzen zur Verfügung stehenden Zeit EU-konform weiterentwickelt werden.

Bei der Ausgestaltung des Refinanzierungsbeitrags sieht der BSW den folgenden Nachbesserungsbedarf:

4.1. Steigende Erlösrisiken und Vermarktungskosten durch Einführung eines Marktwertkorridors reduzieren

Der Gesetzentwurf sieht eine Abschöpfung bereits ab dem anzulegenden Wert vor. Ohne Marktwertkorridor drohen allerdings unverhältnismäßige Kosten und Erlösrisiken:

- **Die Ausgleichsenergiekosten (im Rahmen der Direktvermarktung) steigen parallel mit dem Börsenstrompreis an.** In der Direktvermarktung wird Stromerzeugung auf Basis von Prognosen am Vortag an der Strombörse verkauft (Day-Ahead-Markt). Bei der realen Stromerzeugung kommt es jedoch zu Abweichungen von der Stromerzeugungsprognose der Anlagen vom Vortag. Die Differenzmengen muss der Direktvermarkter durch Stromkauf am Intra-Day-Markt oder im Rahmen der Ausgleichsenergie ausgleichen. In Hochpreisjahren steigen die Kosten im Intra-day-Markt bzw. für die Ausgleichsenergie auch stark an. Ohne ein Marktwertkorridor können diese stark gestiegenen Kosten nicht eingepreist werden. Dies wurde bereits beim Strompreisbremsengesetz 2022 erkannt, wo im Rahmen eines Marktwertkorridors eine Direktvermarktungspauschale von 6% des Jahresmarktwerts eingeführt wurde.
- **Die realen Erlöse an der Strombörse weichen vom Jahresmarktwert Solar ab. So speisen Gewerbedachanlagen speisen häufig überwiegend an Wochenenden ein, wo der Börsenstrompreis verhältnismäßig gering ist. Der tatsächliche anlagen-spezifische Marktwert liegt damit zum Teil deutlich unter dem Marktwert Solar. Im Abschöpfungsfall werden deshalb Einnahmen abgeschöpft, die gar nicht erzielt wurden.** Beispiel:
 - o Anzulegender Wert: 6 ct/kWh
 - o Marktwert Solar: 7 ct/kWh
 - o Tatsächlicher Erlös der Gewerbedachanlage: 5 ct/kWh
 - o Ohne Marktwertkorridor würde der Refinanzierungsbeitrag 1 ct/kWh betragen (Marktwert Solar abzgl. Anzulegender Wert der Anlage). Der Anlagenbetreiber müsste damit 1ct/kWh abführen – obwohl er real nur Einnahmen von 5 ct/kWh erzielt hat. Ihm bleiben dadurch pro eingespeiste Kilowattstunde nur noch 4ct/kWh – obwohl sein anzulegender Wert bei 6 ct/kWh liegt. Hinzu kommen die gestiegenen Direktvermarktungskosten (vgl. erst Spiegelstrich)
- **Risiko für Kurzfrist-PPA:** Gefahr der Abschöpfung von nicht erzielten Erlösen, analog wie beim Gewerbedachanlagen, sobald der vereinbarte PPA-Preis niedriger liegt als der Marktwert Solar – was bei einem Börsenstrompreisanstieg die Regel sein wird.
- **Bürokratieaufbau durch Inflationsentwicklung:** Der anzulegende Wert ist für 20 Jahre fixiert. In den 20 Jahren ist ein inflationsbedingter Anstieg der Börsenstrompreise zu erwarten. Dies führt dazu, dass der Jahresmarktwert mittel- und langfristig sowie mit Zunahme der Flexibilitäten häufiger leicht oberhalb des anzulegenden

Wertes liegen könnte. Der bürokratische Aufwand der Abrechnung der Erlösabschöpfung steht bei nur leicht über der Abschöpfungsschwelle liegenden Börsenstrompreisen in keinem Verhältnis zu den möglichen Abschöpfungsbeträgen.

- **Verringerung der marktlichen Integration:** Bei einer Abschöpfung ohne Marktwertkorridor ist zu erwarten, dass die Zuschlagswerte in den Ausschreibungen und dadurch die Förderkosten ansteigen würden. Denn die Investoren müssten das Risiko einer Abschöpfung in die Gebotswerte einpreisen.

Ein Marktwertkorridor würde diese Effekte deutlich reduzieren.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Ein Marktwertkorridor sollte eingeführt werden. Die Höhe des Korridors sollte sich an dem Strompreisbremsengesetz von 2022 anlehnen. Dieser sah vor, dass eine Abschöpfung erfolgt, wenn der Marktwert den anzulegenden Wert der Anlage um mehr als 3 ct/kWh übersteigt. Zusätzlich sollte auch die im Strompreisbremsengesetz eingeführte Direktvermarktungskomponente von sechs Prozent des Marktwertes im zukünftigen Abschöpfungsmechanismus beibehalten werden. Diese ist notwendig, weil die Ausgleichsenergiekosten im Rahmen der Direktvermarktung proportional mit den Börsenstrompreisen ansteigen. Liegt der Preis im Marktwertkorridor, wird der eingespeiste Strom weder gefördert, noch erfolgt eine Abschöpfung.

4.2. Option zur Abschöpfung nach realen Erlösen ermöglichen - Unverhältnismäßige Abschöpfungen verhindern (§ 21d EEG-E)

Die Berechnung des Refinanzierungsbeitrags kann sowohl anhand der realen, tatsächlichen Erlöse der eingespeisten PV-Strommengen erfolgen als auch anhand fiktiver Erlöse des Jahresmarktwerts Solar.

Eine Abschöpfung anhand des Jahresmarktwerts reizt Bau von innovativen PV-Anlagen an, deren anlagenspezifische Erlöse höher liegen als der Jahresmarktwert, z.B. durch (teurere) Anlagendesigns (z.B. Ost-West-Anlagen, vertikale Anlagen) sowie durch PV-Anlagen mit Batteriespeichern (co-located), die den Strom zeitversetzt zu höheren Marktpreisen einspeisen können. Bei einer realen Erlösabschöpfung würden, die durch Batteriespeicher und innovativer Anlagendesign erzielt, zusätzlichen Einnahmen im Vergleich zum Jahresmarktwert Solar jedoch vollständig abgeschöpft werden und damit Investitionen in diese Anlagen verhindern.

Der Jahresmarktwert Solar entspricht jedoch in der Regel nicht den tatsächlichen Erlösen der spezifischen PV-Anlage, da es sich dabei um einen Mittelwert handelt, d.h. ein Teil der Anlagen erwirtschaftet weniger als den Jahresmarktwert Solar, ein Teil mehr als den Jahresmarktwert Solar. Bei einer Abschöpfung auf Grundlage des Jahresmarktwerts Solar besteht deshalb die Gefahr, dass der Anlagenbetreiber Zahlungen im Rahmen der Abschöpfung leisten muss, die er nicht erwirtschaftet hat. Dies ist dann der Fall, wenn die Erlöse einer Anlage unterhalb

des Jahresmarktwert Solar liegen, z.B. auf Grund des Standortes, des Anlagendesigns, eines (längeren) Anlagenausfalls oder bei Eigenverbrauchsanlagen mit Überschusseinspeisung.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Neben der Abschöpfung anhand des Jahresmarktwerts Solar, sollte deshalb in §21d EEG zusätzlich eine Ausnahmeregelung eingeführt werden, die es betroffenen Anlagen ermöglicht in begründeten Fällen (z.B. PPA, Anlagen mit hohem Eigenverbrauch) nach realen Erlösen abgeschöpft werden zu können. Damit kann sowohl der Investitionsanreiz in innovative Anlagendesigns sowie in co-located Batteriespeicher gesichert als auch unverhältnismäßige Abschöpfungsbeträge verhindert werden. Ein Missbrauch der Regelung – z.B. durch den Verkauf von Strom unter Marktpreis an ein Tochterunternehmen zur Umgehung der Abschöpfung – kann durch ein Verbot der Abschöpfung nach realen Erlösen für „verbundene Unternehmen“ verhindert werden. Verbundene Unternehmen sind im Artikel 3 des Anhang I der [Verordnung \(EU\) Nr. 651/2014](#) (S.70f.) bereits klar definiert und auch das EEG verweist zur Vermeidung des Missbrauchs der Sonderregelung für Bürgerenergiegesellschaften bereits in §22b EEG auf „verbundene Unternehmen“.

4.3. EU-Spielraum bei der Ausgestaltung nutzen – Refinanzierungsbeitrag erst für Anlagen ab 200 kWp einführen (§ 21d EEG-E)

Der Gesetzentwurf sieht die Einführung eines Abschöpfungsmechanismus bereits für neue Anlagen aber eine Größe von 100 kWp vor. Damit geht das BMWi im Entwurf deutlich über die Anforderungen der EU hinaus, die eine Abschöpfung ab 200 kWp vorsieht. Dies ist nicht nachvollziehbar, denn dadurch liegt zukünftig ein noch größerer Teil des Gewerbedachsegments unter einem zweiseitigen CfD. Das Gewerbedachsegment unterscheidet sich jedoch grundlegend von anderen Marktsegmenten, insbesondere durch die große Zahl von Einmalinvestoren.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Der Abschöpfungsmechanismus sollte möglichst minimalinvasiv im Rahmen der europäischen Mindestanforderungen umgesetzt werden. Der Refinanzierungsbeitrag sollte entsprechend erst für Anlagen ab 200 kWp erhoben werden.

4.4. Mehr Markt durch stärkere PPA-Einbindung ermöglichen (§21e EEG-E)

Der Gesetzentwurf sieht eine Opt-Out-Regel vor mit der die Anlage in den ersten 10 Betriebsjahren das Förder- und Abschöpfungssystem dauerhaft verlassen kann. Zudem soll die Möglichkeit eines monatlichen Wechsels in die sonstige Direktvermarktung erhalten bleiben, allerdings bei gleichzeitiger Abschöpfung nach Jahresmarktwert. Der Abschluss von kurz- und mittelfristigen PPAs wird dadurch verhindert, da bei einem Anstieg der Strompreise das Risiko

besteht, dass die Anlagen anhand der hohen Börsenstrompreise abgeschöpft werden, aber deutlich geringere Erlöse im Rahmen des PPA-Vertrags erzielt (vgl. Abschnitt 4.2).

→ **BSW-EMPFEHLUNG**

Der BSW-Solar begrüßt, die Wechsellmöglichkeit in die sonstige Direktvermarktung sowie die Möglichkeit eines Opt-Outs. Damit PPA-Verträge jedoch tatsächlich abgeschlossen werden können sollte eine Abschöpfung nach realen Erlösen auf Antrag ermöglicht werden (vgl. Abschnitt 4.2). Zudem sollte die Opt-Out-Möglichkeit von zehn auf 15 Jahre verlängert werden. Für PPA-Anlagen, welche die EEG-Förderung als Absicherung für die Bankenfinanzierung benötigen, sollte zudem eine Opt-In-Möglichkeit geschaffen werden, wodurch die Anlagen bei Inbetriebnahme für eine feste Laufzeit außerhalb der Förderung bleiben und nach Ablauf des PPAs entscheiden können, in die aktive Förderung zu wechseln. Die Fördereffizienz würde damit gestärkt werden, da Anlagen für ein Teil der Förderdauer keine Förderung in Anspruch nehmen würden. Ohne eine funktionierende PPA-Einbindung werden die Anlagen gezwungen in der Förderung zu verbleiben.

4.5. Mindesterloß bei der dynamischen Abschöpfung einheitlich gestalten (Anlage 1 EEG-E)

Der Gesetzesentwurf sieht in der Anlage 1 die Einführung eines Mindesterloß vor, wenn der viertelstündliche Börsenstrompreis niedriger liegt als der zu leistende Refinanzierungsbeitrag. Damit soll verhindert werden, dass Anlagen bei niedrigen, aber positiven, Strompreisen ein Anreiz haben ihre Anlagen abzuschalten. Der Mindesterloß soll für Windenergieanlagen auf See 1,5 ct/kWh, bei Solaranlagen 0,5 ct/kWh und bei sonstigen Anlagen 1 ct/kWh betragen.

→ **BSW-EMPFEHLUNG**

Die Einführung einer dynamischen Abschöpfung mit einem Mindesterloß ist richtig für ein marktdienliches Verhalten der Anlagen. Es ist jedoch unverständlich, warum unterschiedliche Mindesterloße für die EE-Technologien eingeführt werden sollen. Auf Grund der stark steigenden Direktvermarktungskosten bei hohen Börsenstrompreisen (durch steigende Kosten der Ausgleichsenergie) sollte eine Vereinheitlichung auf mindestens 1 ct/kWh erfolgen.

4.6. Bürokratiearmen Umsetzung einführen

Die Solarwirtschaft begrüßt, dass die Berechnung der Erlösabschöpfung durch die Netzbetreiber erfolgen soll. Der BSW Solar appelliert an eine bürokratiearme Umsetzung. Insbesondere in Normaljahren mit einem Marktwert Solar unterhalb der Abschöpfungsgrenze sollten keine Datenlieferungen seitens des Anlagenbetreibers notwendig sein. Langwierige Abrechnungsvorgänge mit viertelstündlicher Bilanzierung über aufwändige Excel-Tools o. Ä., wie bei der Erlösabschöpfung in den Jahren 2022/2023, sollten vermieden werden.

Detailliertes BSW-Positionspapier zur Einführung von Differenzverträgen:

<https://bit.ly/4vw9W7i>

5. Festlegung von Ausschreibungsvolumen für PV-Anlagen nach 2029 (§§28a, 28b, 28e, 37d EEG-E)

Die Projektplanung von neuen PV-Anlagen erstreckt sich insbesondere bei Großanlagen über mehrere Jahre – von der Flächensicherung über die kommunale baurechtliche Genehmigungsphase bis zur Bau- und Inbetriebnahmephase. Projektierer müssen dafür frühzeitig in die Projektplanung investieren. Dies ist nur möglich, wenn bereits zu Planungsbeginn ein nachvollziehbarer und berechenbarer Finanzierungs- und Förderrahmen existiert.

Im EEG sind die Ausschreibungsvolumen im 1. Segment („Freifläche“) sowie im 2. Segment („Gebäude“) aktuell nur bis 2029, bei der Innovationausschreibung sogar nur bis 2028 – festgelegt. Damit die Projektierer rechtzeitig in die Projektplanung von PV-Anlagen investieren können, ist eine frühzeitige Festlegung der Ausschreibungsvolumen notwendig. Der Gesetzesentwurf sieht eine Festlegung der Ausschreibungsmengen von 14 GW im 1. Segment (§28a EEG), 1,5 GW im 2. Segment (§28b EEG) sowie 0,5 GW in der Resilienzausschreibung bis 2032 vor.

Nicht nachvollziehbar ist die geplante Abschaffung des Untersegments der Besonderen Solaranlagen, welches durch einen geringen und nur auf wenige Technologien beschränkten Bonus ersetzt werden soll (vgl. Abschnitt 6.2.1).

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW Solar begrüßt die im Gesetzesentwurf vorgesehene Festlegung der Ausschreibungsmengendes 1. und 2. Segments sowie der Resilienzausschreibung bis 2032. Allerdings ist das PV-Ausschreibungsvolumen der Resilienzausschreibung mit nur 500 MW pro Jahr zu niedrig angesetzt. Insbesondere der Hochlauf neuer Produktionskapazitäten benötigt ein verlässlichen und mittelfristigen Hochlauf von Ausschreibungsmengen (vgl. Abschnitt 8).

Das Untersegment der besonderen Solaranlagen sollte beibehalten werden und das Ausschreibungsvolumen mit Blick auf die geplante Anhebung des Ausschreibungsvolumens der PV-Freifläche ausgeweitet werden, um Flächenkonkurrenzen zu reduzieren (vgl. Abschnitt 6.2.1).

Zudem sollte bei den Verrechnungsmengen, die nach Förderende Außerbetrieb genommene Anlagenleistung berücksichtigt werden. Allein im Zeitraum der im Entwurf festgelegten Ausschreibungsmengen (2027-2032) fallen knapp 24 GW an PV-Anlagenleistung aus der Förderung. Allerdings ist bisher keine belastbare Prognose über den Anteil der bei Förderende weiterbetriebenen Anlagen sowie die Dauer des Weiterbetriebs möglich. Aus Sicht der Solarwirtschaft sollte deshalb die im Vorjahr nach Marktstammdatenregister **außer Betrieb genommene PV-Leistung** bei der Berechnung der Ausschreibungsmengen berücksichtigt werden.

Hinweis zu den Verrechnungsmengen:

Das Ausschreibungsvolumen in den Resilienzausschreibungen sowie dem im Solarpaket I vorgesehenen Untersegment der Besonderen Solaranlagen hat keinen Einfluss auf das Gesamtvolumen der Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen. Denn das bezuschlagte Ausschreibungsvolumen der Resilienzausschreibung wird gemäß § 28a Abs. 3 Nr. 2 c EEG im Folgejahr von dem Ausschreibungsvolumen des 1. Segments abgezogen, das Ausschreibungsvolumen im 1. Segment also reduziert. Beim Volumen des bisherigen, aber nie implementierten, Untersegments der Besonderen Anlagen handelt es sich lediglich um ein Volumen, welches innerhalb der Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen prioritär an Besondere Solaranlagen vergeben werden sollte.

6. Drohender Markteinbruch beim Ausbau von Solarparks auf Grund steigender regulatorischer Mehrkosten verhindern

Die Bundesregierung beabsichtigt mit der geplanten Anhebung der Ausschreibungsvolumens im 1. Segment den Zubau von PV-Freiflächenanlagen zu erhöhen. Gleichzeitig sind neue Hemmnisse und Kostensteigerungen geplant, welche die Projektkosten deutlich erhöhen werden (vgl. Abschnitt 6.1). Zudem ist ein Abbau bestehender und eine Vermeidung neuer Hemmnisse (z.B. im Netzpaket) sowie eine schonende Flächennutzung, z.B. durch Agri-PV-Anlagen notwendig. Neben der Umsetzung des Refinanzierungsbeitrags (CfD, vgl. Abschnitt 4), das Ausschreibungsvolumen (vgl. Abschnitt 5) sowie die Umsetzung von industriepolitischen Maßnahmen (vgl. Abschnitt 8) sind folgende Themen relevant für eine Beschleunigung des Zubaus von PV-Freiflächenanlagen:

6.1 Kostenanstieg durch geplante regulatorische Maßnahmen verhindern und Höchstwert für PV-Freiflächen erhöhen (§ 37b EEG)

Die Photovoltaik gehört zu den technologisch günstigsten Möglichkeiten der Stromerzeugung. Die geplanten regulatorischen Maßnahmen würden jedoch zu einer Kostenexplosion bei der Realisierung von neuen PV-Freiflächenprojekten führen. **Eine Realisierung von neuen PV-Freiflächenprojekten wäre damit unter dem aktuellsten EEG zulässigen Gebotshöchstwert der Förderauktionen wirtschaftlich überwiegend nicht mehr möglich.**

Auch förderfreie Projekte werden durch die geplanten Maßnahmen die wirtschaftliche Grundlage entzogen. Denn die geplanten regulatorisch verursachten Kostensteigerungen in einer Größenordnung von **mehreren Cent pro Kilowattstunde** können nicht am Strommarkt refinanziert werden.

Ohne Korrektur der Planungen sowie eine Anhebung des Höchstwerts im 1. Segment ist deshalb mit einem **Markteinbruch beim Zubau der PV-Freifläche** zu erwarten. **Bereits heute werden Planungen für neue PV-Freiflächenprojekte reduziert oder eingestellt.**

EEG & Netzpaket

- **Einführung eines CfD ohne Marktwertkorridor (vgl. Abschnitt 4.1)**
 - Steigender Erlösrisiken (z. B. durch Abweichung vom Jahresmarktwert und steigende Direktvermarktungskosten bei einem Anstieg der Börsenstrompreise)
 - Steigende Kapitalkosten durch die steigenden Erlösrisiken
- **Redispatchvorbehalt (vgl. [Stellungnahme zum Netzpaket](#))**
 - Gesetzentwurf: Entschädigungsfreie Abregelung bis zu 20% der Jahresstrommenge
 - **Kostensteigerung +0,5 ct/kWh**
 - Gilt durch mangelnde Datengrundlage und Unsicherheiten während der Projektplanungsphase unabhängig von der tatsächlichen Netzsituation und damit für fast alle PV-Freiflächenanlagen.
 - Batteriespeichern können dabei auf Grund der Redispatch-Abregelung der PV-Anlage anstelle des Netzverknüpfungspunkts im Redispatchfall nicht zur Zwischenspeicherung genutzt werden.
- **70% Wirkleistungsbegrenzung am Netzverknüpfungspunkt (vgl. [Stellungnahme zum Netzpaket](#))**
 - Kostensteigerung ca. **+0,26 ct/kWh** bei einem Jahresverlust von bis zu 5% der Strommenge und einem anzulegenden Wert (AW) von 5ct/kWh)
- **Anhebung kommunale Beteiligung von 0,2 auf 0,3 ct/kWh (vgl. Abschnitt 6.5)**
 - Maßnahme führt zu einer Erwartungshaltung der Kommunen die 0,3 ct/kWh zu vereinbaren
 - Nicht erstattungsfähig, Kostensteigerung **+ 0,1 ct/kWh**

AgNes (Allgemeine Netzentgeltsystematik Strom; Bundesnetzagentur)

- Die Bundesnetzagentur plant die Einführung eines **Einspeisenentgelts** mit einer Spanne von 4-7 Euro pro Kilowatt und aktuell ca. 5,5 Euro pro Kilowatt vereinbarte Anschlussleistung ab 2029.
- Dies entspricht **Zusatzkosten von anfänglich bis zu 0,4-0,7 ct/kWh** mit der Gefahr eines bei Projektbeginn nicht kalkulierbaren Anstiegs über die Betriebslaufzeit.
- Drohende zusätzliche dynamische Netzentgelte auf der Hochspannung ab 2032 mit ungewissen Bestandschutz

Kostentreiber durch weitere regulatorische Maßnahmen

PV-Freiflächenprojekte verzeichnen aktuell weitere Kostensteigerungen, u.a. durch zusätzliche regulatorische Maßnahmen auf Landesebene, steigende Netzanschlusskosten und unzureichende Maßnahmen zur Stabilisierung des Strommarktes:

- **Fehlende bundeseinheitliche Leitplanken zur kommunalen Beteiligung (vgl. Abschnitt 6.6)**
 - Seit 2025 wurden zahlreichen verpflichtende Landesbeteiligungsgesetze eingeführt. Diese sehen Zahlungen bis zu 0,3 ct/kWh und können teilweise nicht mit Zahlungen der kommunalen Beteiligung nach §6 EEG verrechnet werden.
 - Kostensteigerung bis zu + 0,3 ct/kWh

- **Fehlendes Wegenutzungsrecht auf private Flächen (vgl. Abschnitt 6.7)**
 - Die Kosten der Verlegung von Netzanschlusskabeln steigen durch teilweise unverhältnismäßige Forderungen der Grundstückseigentümer
- **Anstieg der Zeiten mit negativen Strompreisen, u.a. durch Stromvermarktung der Übertragungsnetzbetreiber zu negativen Strompreisen (vgl. Abschnitt 9.1)**
 - Die Übertragungsnetzbetreiber vermarkten den Strom aus PV-Anlagen mit Festvergütung im Auftrag des Staates an der Strombörse. Der Strom wird dabei auch zu negativen Preisen vermarktet. Mit einer preislimitierten ÜNB-Vermarktung zu 0€/MWh könnte bereits durch eine schnelle Einbindung größerer PV-Anlagen kurzfristig Förderkosten von 400 Millionen Euro pro Jahr eingespart werden.
- **Langsamer Netzausbau erhöht Anschlusskosten**
 - Der langsame Netzausbau führt zu immer längeren Netzanschlusskabeln (vgl. Wegenutzungsrecht) sowie der Notwendigkeit für Projektierer eigene Umspannwerke zu errichten.
- **Steigende naturschutzfachliche Anforderungen**
 - Die naturschutzfachlichen Anforderungen zum Ausgleich von PV-Freiflächenanlagen steigen stetig an. Insbesondere auf Landesebene werden teilweise unverhältnismäßige Anforderungen, z. B. bei der Ausgleichsfläche für die Feldlerche aufgestellt.

Der aktuelle Höchstwert im 1. Segment von 5,9 ct/kWh ist deshalb absehbar zu niedrig, falls die regulatorischen Maßnahmen wie geplant beschlossen werden sollten.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Bei den geplanten Maßnahmen mit Kostensteigerungsgefahr sollten nachgebessert werden und die Gefahr von regulatorisch bedingten Kostensteigerungen reduziert werden. Beste-hende Hemmnisse sollten abgebaut werden und der Höchstwert im 1. Segment auf 7,5 ct/kWh angehoben werden.

6.2 Geplanten Kahlschlag bei der Agri-PV und weiteren flächenschonenden Doppelnutzungsmöglichkeiten verhindern

Besondere Solaranlagen, wie Agri-PV, Parkplatz-PV, Floating-PV, Moor-PV, bieten die Möglichkeit, Mehrfachnutzungen und Synergieeffekte auf einer Fläche zu nutzen. Dazu gehört die Nutzung vorhandener versiegelter Flächen durch die Parkplatz-PV, die flächensparende Nutzung von Floating-PV auf künstlichen Gewässern, die Wiedervernässung von Mooren im Rahmen der Moor-PV, aber insbesondere auch die Doppelnutzung von Agrarflächen für die gleichzeitige Solarstromernte mittels sogenannter Agri-PV. Diese Marktsegmente können einen Beitrag zur Verringerung der Flächenkonkurrenz im Kontext der Energiewende leisten, wenn diese ein Investitionsrahmen erhalten, die eine Realisierung von Anlagen ermöglicht und bestehende Hindernisse abgeschafft werden.

6.2.1 Untersegment der Besonderen Solaranlagen erhalten und mit ausreichenden Ausschreibungsvolumen versehen – Geplanter Bonus unzureichend (§ 37d EEG-E)

Das Untersegment für Besondere Solaranlagen (Agri-PV, Moor-PV, Parkplatz-PV, Floating-PV) wurde 2024 eingeführt nachdem erkannt wurde, dass der im EEG 2023 für hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen eingeführte Bonus (1,2ct/kWh in 2023 abschmelzend auf 0,5ct/kWh 2026-2028) unzureichend für ein Markthochlauf von Agri-PV-Anlagen ist.

Nach dem gesetzlichen Beschluss des Untersegments für Besondere Solaranlagen sind zahlreiche Unternehmen in Erwartung einer schnellen beihilferechtlichen Genehmigung bei der Planung neuer Anlagen in Vorleistung gegangen. Das Untersegment konnte allerdings auf Grund der fehlenden beihilferechtlichen Genehmigung des Solarpaket I bis heute nicht angewandt werden (vgl. Abschnitt 2).

Im vorliegenden Gesetzentwurf wird nun vorgeschlagen das Untersegment für Besondere Solaranlagen zu streichen und durch einen Bonus von 0,5ct/kWh für Agri-PV und Moor-PV zu ersetzen.

Nach der mehr als zwei Jahren dauernde Verzögerung der Anwendbarkeit des Untersegments und der damit verbundenen hohen betriebswirtschaftliche Verluste durch nicht-realisierte oder nicht in Betrieb genommene Anlagen, wird damit auch das Vertrauen der Unternehmen in die Planung neuer Projekte zerstört. Denn der Bonus ist nicht nur zu niedrig, um einen breiten Hochlauf von Agri-PV und Moor-PV zu ermöglichen, sondern schließt auch Parkplatz-PV-Anlagen sowie schwimmende PV (Floating-PV) systematisch aus.

Die **Streichung des Untersegments widerspricht auch dem Koalitionsvertrag**, in dem die Möglichkeiten zur Doppelnutzung von Flächen verbessert werden sollen: „**Wir achten auf Flächenschonung und wollen Möglichkeiten der Doppelnutzung, wie zum Beispiel Parkplatz-, Agri- und Floating-PV erleichtern**“ (vgl. S.27 des Koalitionsvertrags zwischen CDU, CSU und SPD für die 21. Legislaturperiode).

Zudem ist Agri-PV mittlerweile international eine zunehmend gefragte Technologie. Deutschland verliert allerdings durch fehlenden Agri-PV-Projekte im eigenen Land zunehmend seine bisherige Führungsposition. Das Untersegment für Besondere Solaranlagen ist essenziell, um den Hochlauf dieser innovativen Anlagentypen zu ermöglichen und Kosten durch Skalierungseffekte zu senken.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Die Vorteile von Besonderen Solaranlagen können nur genutzt werden, wenn die konstruktionsbedingt leicht teureren Anlagen nicht mit den klassischen PV-Freiflächenanlagen im 1. Segment konkurrieren müssen, sondern für den Markthochlauf ein eigenes und aufwachsendes Ausschreibungsvolumen für Besondere Solaranlagen festgelegt wird – auch mit Blick auf die geplante Anhebung des Ausschreibungsvolumen im 1. Segment auf 14 GW und des dadurch wachsenden Flächendrucks.

Das Untersegment für Besondere Solaranlagen sollte deshalb erhalten und das Ausschreibungsvolumen erhöht werden. Dafür sollte die im Solarpaket I für 2027 und 2028 festgelegten Ausschreibungsvolumen beibehalten und in den Folgejahren sukzessive angehoben werden.

Die Solarwirtschaft schlägt dafür den folgenden Ausschreibungspfad vor:

- 1.500 MW in 2027 (= Solarpaket I)
- 2.000 MW in 2028 (= Solarpaket I)
- 2.300 MW in 2029
- 2.600 MW in 2030
- 2.900 MW in 2031
- 3.200 MW in 2032

Im Falle einer Beibehaltung des Bonus-Vorschlags sollte dieser auf alle besonderen Solaranlagen (inkl. Floating-PV und Parkplatz-PV) ausgeweitet und auf mindestens 2 ct/kWh angehoben werden.

6.2.2 Höchstwert für Besondere Solaranlagen beibehalten

Mit der im Gesetzentwurf geplanten Streichung des Untersegments für Besondere Solaranlagen soll auch der Höchstwert für Besondere Solaranlagen gestrichen werden. Für den Markthochlauf dieser innovativen Marktsegmente ist jedoch ein ausreichend dimensionierter Höchstwert für Besondere Solaranlagen in einem Untersegment für Besondere Solaranlagen notwendig, um den verschiedenen Technologien eine Möglichkeit eines Markthochlauf und damit der Realisierung von Skaleneffekte zu geben.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Der bisher in § 37b EEG festgelegte Höchstwert im Untersegment für Besondere Solaranlagen von 9,5 ct/kWh sollte beibehalten werden.

6.2.3 Bonus für kleine Agri-PV-Anlagen ausreichend dimensionieren

Kleine Agri-PV-Anlagen außerhalb der Ausschreibungen (<1MWp) ermöglicht es insbesondere Landwirt:innen selbst in Agri-PV-Anlagen zu investieren und die betriebswirtschaftliche Grundlage ihrer landwirtschaftlichen Betriebe zu stärken. Zahlreiche Landwirte haben dies nach dem Gesetzesbeschluss zum Solarpaket I getan oder stehen kurz davor. Zur Unterstützung dieser Anlagen hat der Gesetzgeber deshalb in § 35 Abs. 1 Nr. 9 BauGB eine baurechtliche Privilegierung für kleine hofnahe Agri-PV-Anlagen geschaffen. Die nun geplante Reduzierung des Bonus für kleine Agri-PV-Anlagen auf nur noch 0,5 ct/kWh gefährdet diese privatwirtschaftlichen Investitionen und verhindert eine stärkere betriebswirtschaftliche Diversifizierung der betroffenen landwirtschaftlichen Betriebe.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Der in §48 Abs. 1b EEG festgelegte Agri-PV-Bonus von 2,5ct/kWh bzw. des Berechnungsmethode sollte beibehalten werden und auch für Floating-PV und Parkplatz-PV gelten.

6.2.4 Festlegungskompetenz auf BMWF und BMELH übertragen

Zur Bestimmung der Anforderungen an die Förderfähigkeit im Untersegment der Besonderen Solaranlagen bzw. für den Bonus für Besondere Solaranlagen außerhalb von Ausschreibungen hat der Gesetzgeber die Bundesnetzagentur in §85c EEG beauftragt eine Festlegung zu erstellen. Die Bundesnetzagentur ist dem Nachgekommen und hat zwei Festlegungen getroffen:

- Festlegung für Anforderungen an besondere Solaranlagen auf [Ackerflächen, landwirtschaftliche Flächen mit Dauerkulturen oder mehrjährigen Kulturen und auf Parkplatzflächen](#) zum 1. Oktober 2021
- Festlegung für Anforderungen für besondere Solaranlagen auf [Grünland und entwässerten Moorböden](#) zum 1. Juli 2023

Die Festlegungen beziehen sich dabei in großen Teilen, aber nicht vollständig, auf die DIN Spec 91434. In der Praxis sind im Rahmen der Projektentwicklung zahlreiche offene Fragestellungen und Unklarheiten bei der Auslegung der Festlegungen sowie der DIN Spec 91434 entstanden, die aktuell nicht rechtsicher geklärt sind. Die Bundesnetzagentur hat zwar die Möglichkeit die Festlegungen jährlich zum 1. Oktober zu überarbeiten, ist dazu aber nicht verpflichtet. Eine Überarbeitung der Festlegungen ist dem Vernehmen nach seitens der Bundesnetzagentur nicht geplant. Zudem liegt das Thema der Besonderen Solaranlagen außerhalb des eigentlichen Aufgabengebiets und Expertise der Bundesnetzagentur.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Eine Überarbeitung der Festlegungen ist dringend notwendig, um rechtliche Unsicherheiten bei der Realisierung von Besonderen Solaranlagen abzubauen. Die Festlegungskompetenz sollte deshalb gleichberechtigt an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) sowie das Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat (BMELH) übertragen werden, um eine zeitnahe Überarbeitung der Festlegungen zu ermöglichen.

6.2.5 Förderfähigkeit von Agri-PV-Anlagen mit Trackern klarstellen

Im EEG ist bisher nicht rechtssicher geregelt, dass Agri-PV-Anlagen mit Trackern (Anlagen mit einachsigen Drehgestellen) den Bonus für Agri-PV-Anlagen erhalten können.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Es sollte klargestellt werden, dass PV-Anlagen mit einachsigen Drehgestellen („Tracker“) als Agri-PV-Anlage gelten, wenn diese die weiteren Agri-PV-Anforderungen erfüllen und damit auch am Untersegment für Besondere Solaranlagen teilnehmen können. Dabei ist insbesondere eine Klarstellung notwendig, welche „lichte Höhe“ bei Tracker-Anlagen maßgeblich ist

(z.B. Unterkante Drehachse). Die im EEG-Leak bereits vorgesehene Definition sollte wieder in den Gesetzesentwurf aufgenommen werden.

6.3 Anlagenzusammenfassung: Unverhältnismäßige Härten verhindern (§ 24 EEG-E)

Die Anlagenzusammenfassung in § 24 EEG sieht bisher vor, dass PV-Freiflächenanlagen zur Ermittlung des Förderanspruchs „zusammengefasst“ werden, wenn diese in einem Umkreis von zwei Kilometern und innerhalb von 24 Monaten in Betrieb genommen werden. Die Regelung wurde eingeführt, um bei kleineren PV-Freiflächenanlagen eine Umgehung der Ausschreibungspflicht bzw. maximalen Gebotsgröße durch Aufteilung einer PV-FFA in mehrere kleineren Anlagen zu verhindern. Mit § 24 Abs. 2 EEG sollte zudem die Ballung von PV-Freiflächenanlagen in bestimmten Regionen verhindert werden.

Der Gesetzesentwurf sieht vor, dass baurechtlich-privilegierte und baurechtlich nicht-privilegierte Solaranlagen zukünftig nicht mehr zusammengefasst werden sollen. Das Problem hatte sich durch die baurechtliche Privilegierung von PV-FFA an Verkehrsrandstreifen und von kleinen Agri-PV-Anlagen in Hofnähe deutlich verschärft, weil die Kommunen und die Projektierer durch den Entfall des Bauleitplan-Verfahrens erst (zu) spät von Planungen erfahren.

Bei größeren PV-FFA führt ein Überschreiten der maximalen Gebotsgröße im EEG im Rahmen der Anlagenzusammenfassung dazu, dass die Anlage die Voraussetzungen für die Zahlungsberechtigung (u. a. Einhaltung der maximalen Gebotsgröße) nicht erfüllen kann. Falls ein Projektierer nicht rechtzeitig von einem weiteren PV-FFA-Projekt im zeitlichen und räumlichen Kontext der Anlagenzusammenfassung erfährt, droht der vollständige Verlust der Vergütungsfähigkeit selbst mit einem erfolgreichen und gültigen EEG-Zuschlag (vgl. [Fallbeispiele](#)).

Das gleiche Problem besteht bei der Realisierung von baurechtlich-privilegierten Agri-PV-Anlagen in räumlicher Nähe durch verschiedene Landwirte, obwohl das Baurecht (§ 35 Abs.1 Nr. 9 BauGB) bereits eine strikte Begrenzung der Anlagen sowohl bzgl. der Anlagengröße als auch der Anzahl der Anlagen pro Betriebsstätte vorsieht. Der Gesetzesentwurf sieht für diese Anlagen weiterhin eine Anlagenzusammenfassung vor.

Der Gesetzesentwurf sieht durch den neuen Verweis auf „Solaranlagen des 1. Segment“ (bisher „Freiflächen“) zudem eine Ausweitung der Anlagenzusammenfassung auf bauliche Anlagen vor. Davon wären z. B. PV-Anlagen auf Konversionsflächen, wie Tagebau-Nachfolgefächern betroffen, die auf Grund der 2 km-Regel in der Anlagenzusammenfassung auf diesen Flächen zukünftig nur noch in 2-Jahresschritten realisiert werden könnten. Damit würde der PV-Ausbau nicht nur verzögert, sondern auch die politisch gewollte Nutzung von Konversionsflächen beim PV-Ausbau eingeschränkt werden. Dies ist umso unverständlicher, als dass diese Flächen in der Regel bereits über einen leistungsstarken Netzanschluss verfügen.

Die Anlagenzusammenfassung von PV-Freiflächenanlagen führt damit in der Praxis zu Unsicherheiten und hohen wirtschaftlichen Risiken. Zudem widerspricht die Anlagenzusammenfassung dem Interesse einiger Kommunen den PV-Zubau FFA regional zu bündeln, da

Kommunen zwar Interesse haben PV-FFA zu genehmigen, aber Projektierer diese Projekte durch den Entfall der Förderfähigkeit nicht oder nur in Zwei-Jahresschritten realisieren können.

➔ **BSW-EMPFEHLUNG**

Die Solarwirtschaft begrüßt die geplante Trennung von baurechtlich privilegierten und nicht-privilegierten Solaranlagen bei der Anlagenzusammenfassung.

Für eine ganzheitliche Lösung sollte der Absatz 2 jedoch vollständig gestrichen werden, da der Absatz 1 bereits klare Kriterien beinhaltet, die eine Umgehung der Ausschreibungspflicht verhindern. Sollte dies politisch nicht umsetzbar sein, sollte die Anlagenzusammenfassung zumindest nur für PV-Anlagen von „verbundenen Unternehmen“ gelten, wie dies bereits im Bereich der Bürgerenergie in § 22b Abs. 5 EEG eingeführt wurde.

PV-Freiflächenanlagen von Dritten wären damit nicht mehr von der Anlagenzusammenfassung betroffen, während gleichzeitig die Realisierung räumlich zusammenhängender geförderter Anlagen von einem Unternehmen unterbunden wird.

Die Ausweitung der Anlagenzusammenfassung auf bauliche Anlagen sollte aus dem Gesetzesentwurf gestrichen werden. Dafür sollte sich der §24 Abs. 2 EEG weiterhin auf „Freiflächen“ beziehen und nicht auf „Anlagen des 1. Segments“. Der BSW-Solar hat bereits einen detaillierten [Vorschlag](#) zur gesetzlichen Umsetzung entwickelt.

Die Änderung sollte rückwirkend bis zum Inkrafttreten der baurechtlichen Privilegierung eingeführt werden, um die Thematik auch für bereits betroffene Anlagen zu heilen. Dafür müsste in §100 EEG 2027 lediglich der folgende Absatz eingefügt werden: „Für Anlagen nach Absatz 1, die nach dem 31. Dezember 2022 in Betrieb genommen worden sind, ist rückwirkend zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der jeweiligen Anlage § 24 Absatz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 1. Januar 2023 anwendbaren Fassung nicht anzuwenden.“ sowie eine Übergangsbestimmung bei bereits abgelaufenen Fristen zur Beantragung der Zahlungsbeurteilung einzufügen.

6.4 Kleine PV-FFA nicht durch Förderkürzung erschweren (§ 48 EEG-E)

Insbesondere kleinere und lokale Akteure nutzen die Möglichkeit kleine PV-Freiflächenanlagen unter 1 MW und damit außerhalb der Ausschreibungen zu realisieren. Die Förderung dieser Anlagen berechnet sich auf Grundlage des anzulegenden Werts für sonstige Solaranlagen in § 48 Abs. 1 EEG. Der Gesetzesentwurf sieht nun ein Absenken des anzulegenden Werts von aktuell 6,66ct/kWh auf nur noch 6,2 ct/kWh vor.

➔ **BSW-Empfehlung**

Der anzulegende Wert für die kleine PV-Freifläche sollte auf dem aktuellen Niveau beibehalten werden.

6.5 Kommunale Beteiligung: Keine zusätzlichen finanziellen Erwartungen bei Kommunen einseitig zu Lasten der Projektierer einführen (§ 6 EEG-E)

Der Gesetzentwurf sieht in § 6 Abs.3 EEG eine Anhebung der an die Kommunen leistbaren Beträge von 0,2 ct/kWh auf 0,3 ct/kWh. Zudem soll eine kommunale Beteiligung zukünftig für die „erzeugte“ Strommenge, womit u.a. auch eigenverbrauchte oder direkt gelieferte Strommengen erfasst werden, und nicht nur für die eingespeiste Strommengen möglich sein. Die in § 6 Abs.5 EEG vorgesehene Erstattungsmöglichkeit der geleisteten Zahlungen durch den Netzbetreiber bezieht sich allerdings weiterhin nur auf die eingespeiste Strommenge sowie einen Maximalbetrag von 0,2ct/kWh. **Damit werden in den Kommunen neue finanzielle Erwartungen geschaffen, die einseitig zu Lasten der Projektierer gehen.**

Zudem bezieht sich die Regelung nur auf PV-Freiflächen, nicht aber für PV-Anlagen auf baulichen Anlagen (ehemalige Flughäfen, Deponien etc.), die freiflächenähnlich sind. Dies führt regelmäßig zu Erwartungen in den Kommunen, die auf Grund der Beschränkung des § 6 EEG auf PV-Freiflächen nicht erfüllt werden können.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Die in § 6 Abs. 3 EEG geplanten Änderungen (erzeugte statt eingespeister Strommenge, Anhebung max. Beteiligungshöhe von 0,2 auf 0,3ct/kWh) sollten nicht umgesetzt werden – zumindest sollten diese aber als Folgeänderung auch in Absatz 5 übernommen werden, so dass die für die Zahlung der Kommunalbeteiligung relevante Strommenge kongruent mit der erstattungsfähigen Strommenge ist. Die Erstattungsmöglichkeit sollte zudem auch für PPA-Anlagen gelten, da diese ansonsten die gesamten Zusatzkosten von 0,3 ct/kWh sowie ggf. die Kosten durch zusätzliche Landesbeteiligungsgesetzen tragen müssten. Diese Zusatzkosten sind an der Strombörse bzw. durch PPA-Verträge nicht erzielbar. Zudem sollte die kommunale Beteiligung nach § 6 EEG auch für PV-Anlagen auf baulichen Anlagen möglich sein, da diese in der öffentlichen Wahrnehmung wie eine Freiflächenanlage war genommen wird.

6.6 Landesbeteiligungsgesetze als Strom- und Förderkostentreiber durch effektive Leitplanken begrenzen

Die Akzeptanz der Bevölkerung für den Ausbau der Erneuerbaren Energien ist eine essenzielle Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende. Der Ausbau der Photovoltaik sticht dabei durch seine hohe Akzeptanz in der Bevölkerung sowohl von PV-Anlagen auf Gebäuden als auch in der Freifläche hervor. Diese gilt es zu bewahren und zu stärken. Die Solarwirtschaft begrüßt deshalb die bestehenden Maßnahmen zur kommunalen Beteiligung in § 6 EEG. Mit dieser Regelung können Kommunen schon heute mit bis zu 0,2 ct/kWh wirtschaftlich an PV-Freiflächenanlagen beteiligt werden. Zusätzlich profitieren die Kommunen durch eine Gewerbesteuererlegung zugunsten der Standortkommune von PV-Freiflächenanlagen.

Mehrere Bundesländer haben oder planen verpflichtende Landesbeteiligungsgesetze zu erlassen, die z.T. weit über die auf Bundesebene beabsichtigte Höhe der kommunalen Beteiligung von 0,2 ct/kWh hinausgehen und signifikante zusätzliche Projekt- und Betriebskosten verursachen, die zu steigenden Gebotswerten führen werden. Denn die Kosten muss der Anlagenbetreiber über den Strommarkt und der Förderung umlegen. Die Landesbeteiligungsgesetze führend damit direkt zu einer höheren EEG-Belastung des Bundeshaushalts.

So muss beim brandenburgischen Solareuro eine pauschale zusätzliche jährliche Zahlung von 2.000 Euro pro Megawatt geleistet werden – eine Verrechnungsmöglichkeit mit den nach § 6 EEG gezahlten Beträgen ist in der Landesregelung nicht möglich. Eine Zahlung von 2.000 Euro pro MW und Jahr entspricht damit fast dem Niveau der zu leistenden Pachtzahlungen pro Hektar (1 Hektar entspricht ca. 1 MW bei klassischen PV-Freiflächenanlagen) und stellt damit bereits eine hohe finanzielle Belastung für Anlagenbetreiber dar.

Für eine 20-MW-Anlage entspricht dies einer jährlichen Mehrbelastung von 40.000 Euro bzw. 800.000 Euro über die 20-jährige EEG-Laufzeit. Unter Annahme, dass durch die negativen Börsenstrompreise aktuell nur ca. 70% der erzeugten Strommenge vergütungsfähig ist, muss der Zuschlag allein für diese Landesregelung um knapp 0,3ct/kWh ansteigen. Förderfreie Anlagen müssen diese Mehrkosten direkt an der Strombörse einspielen, wodurch der förderfreie Zubau von PV-Freiflächenanlagen zusätzlich erschwert wird.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Der Wunsch der Bundesländer nach einer verbindlichen Regelung der kommunalen Beteiligung nach § 6 EEG ist nachvollziehbar. Die Beteiligung von Kommunen und Bürger:innen sollte jedoch angemessen und verhältnismäßig ausgestaltet werden.

Auf Bundesebene sollte deshalb in § 22b Abs. 6 EEG feste Leitplanken eingeführt werden, an die sich die Länder halten müssen, wenn diese den § 6 EEG landesseitig verpflichtend festlegen möchten. Dabei sollten vor allem die folgenden Aspekte berücksichtigt werden:

1. Die Bemessungsgrundlage der Beteiligung sollte sich an der in § 6 EEG festgelegten Höhe von 0,2 ct/kWh orientieren.
2. Die Zahlungspflichten aus den Landesregelungen sollten mit geleisteten Zahlungen nach § 6 EEG verrechnet werden können.
3. Die Möglichkeit zur Erstattung von Zahlungen nach § 6 EEG sollte auf förderfreie Anlagen ausgeweitet werden. Alternativ sollten die Zahlungen von förderfreien Projekten auf maximal 50 Prozent der Bemessungsgrundlage begrenzt werden.
4. Der Wert der geleisteten Beteiligung sollte sich auf die Strommenge und nicht auf die installierte Leistung (MW) beziehen. Ein pauschaler Betrag in Euro/MW pro Jahr wie beim Solareuro Brandenburg führt zu finanziellen Risiken des Anlagenbetreibers, z. B. bei Ausfallzeiten oder beim Anstieg nicht förderfähiger Zeiten (z.B. negative Preise).

5. Im EEG sollte die Option geschaffen werden, Bürger:innen direkt beteiligen zu können. Von der kommunalen Beteiligung von 0,2 ct/kWh sollten bis zu 0,1 ct/kWh für Bürgerbeteiligungsmodelle genutzt werden dürfen.
6. PV-Anlagen unter 1 MW sollten auf Grund Ihrer geringen Größe und der Unverhältnismäßigkeit des Aufwands der Kommunal- und Bürgerbeteiligung von einer etwaigen Pflicht ausgenommen werden.
7. Es sollte sichergestellt werden, dass die betroffenen Ortsteile nennenswert von der Kommunalbeteiligung profitieren und nicht allein die (Groß)gemeinde.

6.7 Wegenutzungsrecht: Realisierung von Kabeltrassen zwischen PV-Freiflächenanlagen und Netzanschlusspunkt beschleunigen (§ 11a/11b EEG)

Für den Netzanschluss von neuen PV-Freiflächenanlagen muss ein Stromkabel von der PV-Freiflächenanlage bis zum zugewiesenen Netzanschlusspunkt gelegt werden. Die Verlegung des Stromkabels liegt in der Verantwortung des PV-Projektierers. Dabei ist in der Regel eine Trassenlänge von mehreren hundert Metern bis einigen Kilometern notwendig, die über eine Vielzahl von verschiedenen Eigentümerflächen führt.

Projektierer haben jedoch nicht die gleichen Rechte zur Nutzung von Flächen zur **Stromkabelverlegung wie Netzbetreiber, wodurch es in der Praxis hier häufig zu langwierigen Verzögerungen, überhöhten Nutzungsgebühren von Flächeneigentümern und damit verbundenen großen Umwegen kommt.**

Der Gesetzgeber hat das Thema erkannt und hat 2024 ein Recht zur Verlegung von Leitungen eingeführt, ist aber durch die Begrenzung der Regelung auf Grundstücken im Eigentum der öffentlichen Hand auf halbem Weg stehen geblieben.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Das im Jahr 2024 eingeführte Recht zur Verlegung von Leitungen sollte auch auf privaten land- und forstwirtschaftlichen Flächen ausgeweitet werden, wie es bereits heute für Netzbetreiber rechtlich möglich ist. Die bereits eingeführte Kompensationszahlung sowie die Pflicht zur Leistung von Schadenersatz (z.B. Ernteauffälle) sichern bereits heute, dass dem Flächeneigentümer kein Schaden entsteht.

Zudem sollte § 11b EEG auch für die Errichtung von PV-Freiflächenanlagen gelten und auf die Betriebsphase (z.B. Austausch von Großkomponenten) ausgeweitet werden, da auch hier teilweise eine Überwegung von Flächen notwendig ist, z. B. durch LKW-Anlieferungen.

6.8 Solarstromlieferungen über Direktleitungen praxisnah ermöglichen

Eine Stromlieferung über Direktleitungen ermöglicht die direkte Lieferung von dauerhaft günstigen und klimaneutralen Solarstrom an Stromverbraucher, wie z. B. produzierende Unternehmen, Elektrolyseure, Ladeinfrastruktur und Infrastrukturen der öffentlichen Hand. Die Stromlieferung über eine Direktleitung stellt eine gute Ergänzung zu Solaranlagen auf dem Betriebsgelände der Stromverbraucher (z.B. Gebäude-PV-Anlagen) dar, z. B., wenn diese zur Deckung des Strombedarfs nicht ausreichen.

Eine Stromlieferung über Direktleitungen ist bereits heute möglich, wird allerdings noch durch zahlreiche regulatorische Hemmnisse oder Unklarheiten erschwert:

- Das Kriterium der „**unmittelbaren räumlichen Nähe**“ in § 21b Abs.4 Nr.2 EEG ist ein unbestimmter Rechtsbegriff, welches zu Rechtunsicherheit führt und Direktstromlieferungen erschweren. Mit der Neufassung des § 21b Absatz 2 Satz 2 EEG 2023 in der EnWG-Novelle vom Dezember 2025 wurde zwar in einem ersten Schritt bereits die strenge Proportionalität zwischen Einspeisung und Vor-Ort-Belieferung abgeschafft. Für eine stärkere Klarheit der Möglichkeit einer Stromlieferung auch außerhalb des unmittelbaren räumlichen Zusammenhangs, sollte der Teilsatzes „diese den Strom in unmittelbarer räumlicher Nähe der Anlage zu verbrauchen“ in [§21b Abs.4 Nr.2 EEG](#) (analog entsprechend auch unter § 3 Nr. 16 EEG) gestrichen werden.
- Definition von „Direktleitung“ in § 3 Nr.12 EnWG begrenzt eine Direktleitung zurzeit auf eine **Leitung zwischen EINEN Elektrizitätserzeuger und EINEN Stromabnehmer**.

Es sollte eine Klarstellung erfolgen, dass mit einer Direktleitung auch mehrere Kunden beliefert werden können. Zudem ist eine Klarstellung notwendig, dass in einer Direktleitung nicht nur für Strom zwischen Erzeuger und Abnehmer fließen darf, sondern die Leitung auch genutzt werden darf, um Betriebsstrom zu beziehen und Strom in das Netz einspeisen zu dürfen. Eine ausschließliche Nutzung der Direktleitung für die Direktstrombelieferung ist in der Praxis nicht umsetzbar – auch weil die PV-Anlagen aus Netzgründen nicht zwei Netzanschlüsse haben dürfen. Es sollte keine Längenbeschränken, wie z.B. die 5km-Beschränkung geben.

- Die **Abregelung von Redispatch 2.0** sollte am NVP erfolgen und nicht an der EE-Anlage (vgl. Abschnitt 7.6, gleiches Problem wie aktuell beim Eigenverbrauch). Strom kann unter der aktuellen Regelung bei RD-Abregelung nicht an das Unternehmen geliefert werden.

Vereinfachung der Vorgaben bei Stromlieferverträge bei den **Informations- und Berichtspflichten** von Energieversorgungsunternehmen in §41 EnWG

6.9 Maximale Gebotsgröße auf 100 MW erhöhen (§ 37 EEG)

Der Gesetzentwurf sieht eine Erhöhung des Ausschreibungsvolumen im 1. Segment auf mindestens 14.000 Megawatt vor. Die Festlegung einer maximalen Gebotsgröße wurde eingeführt, um den Wettbewerb zwischen den unterschiedlichen Akteuren zu sichern.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Mit einer Anhebung des Ausschreibungsvolumens sollte auch die maximalen Gebotsgröße auf 100 MW/Gebot angehoben werden. Dies ist auch mit Blick auf die Zielerreichung wichtig, um genügend Projekte realisieren zu können – auch mit Blick auf die starken Zubaubegrenzungen durch die Anlagenzusammenfassung in § 24 EEG (vgl. Abschnitt 6.2).

6.10 Abschaffung der Prüfung der Zahlungsberechtigung begrüßenswert, sofern Standortflexibilität erhalten bleibt (§§ 37e und 38 EEG-E)

PV-Freiflächenanlagen müssen bisher nach Fertigstellung eine Zahlungsberechtigung beantragen, um dem im Zuschlag erlangten Förderanspruch zu erhalten. Der Gesetzentwurf sieht nun eine Abschaffung der Prüfung der Zahlungsberechtigung vor. Die teilweise Inbetriebnahme der Anlage innerhalb der Realisierungsfrist soll zukünftig als Nachweis ausreichen. Gleichzeitig soll allerdings der Zuschlag nach § 38 an das in der Ausschreibungsrunde angegebene Flurstück gebunden werden.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die im Gesetzentwurf vorgesehene Vereinfachung durch die Abschaffung der Zahlungsberechtigung ist zu begrüßen. In der jetzigen Ausgestaltung geht sie allerdings zulasten der Standortflexibilität.

Die Möglichkeit der Zuschlagsübertragung hilft den Bietern im Falle unvorhersehbarer Entwicklungen einen Zuschlag zu übertragen. Das EEG ermöglicht es den Bietern bereits frühzeitig in die Ausschreibung gehen zu können. Bieter nehmen hier ein relevantes Risiko auf sich, um Projekte zügig und termingerecht ans Netz zu bringen. Sofern diese Möglichkeit entfällt, werden Bieter aufgrund der hohen Pönale nur noch mit Projekten an den Ausschreibungen teilnehmen, die bereits vollständig geplant und genehmigt sind, was zu einer Verlangsamung des Ausbaus führen wird. Die bestehenden Pönale von 0,3 ct/kWh in § 54 Abs. 2 EEG stellt bereits heute sicher, dass das Instrument nur in den Fällen genutzt wird, wo die Realisierung auf der ursprünglich vorgesehenen Fläche nicht möglich ist.

6.11 Fristen bei Ausschreibungsverfahren verlängern (§ 37e EEG)

Die Realisierungsfrist für PV-Freiflächenanlagen beträgt für Solaranlagen des 1. Segments 24 Monate (§ 37e EEG). Die Beantragung einer Zahlungsberechtigung muss dabei innerhalb von 26 Monaten nach öffentlicher Bekanntgabe des Zuschlags vorliegen. Allerdings greift bereits bei einer Beantragung einer Zahlungsberechtigung nach 18 Monaten nach Zuschlagsdatum

eine Pönale, wodurch sich der anzulegende Wert dauerhaft um 0,3 ct/kWh verringert (§54 Abs. 1 EEG). Die Pönale reizt zwar einerseits eine schnelle Realisierung der Anlagen an, andererseits führt sie bei Projektverzögerungen zu einem zusätzlichen finanziellen Risiko.

In den letzten Jahren kam es wiederholt zu unverschuldeten Verzögerungen bei der Realisierung von großen PV-Anlagen – insbesondere aufgrund von Lieferschwierigkeiten (Corona-Shutdowns in Deutschland und in Asien, Blockade des Suez-Kanals etc.). Mit Blick auf die zunehmend angespannte Weltlage und die hohe Importabhängigkeit einzelner Solarkomponenten, sind auch zukünftig Verzögerungen bei der Realisierung von PV-Freiflächenprojekten nicht auszuschließen und stellen damit ein zunehmendes Risiko für den Projektierer da.

Dies betrifft insbesondere auch Verzögerungen beim anlagenbetreiberseitigen Netzananschluss, z.B. auf Grund der langen und zunehmenden Lieferzeiten Netztechnik, insbesondere für Transformatoren. Bereits heute errichtend Projektierer zunehmend eigene Umspannwerke, um ein Netzanschluss zu ermöglichen. Mit der Anhebung der Gebotsgrenze auf 50 MW wird der Anschluss an das Hochspannungsnetz zukünftig für viele Projekte zu einem Standard.

Zwar können die PV-Anlagen nach EEG auch ohne Netzanschluss in Betrieb genommen werden und damit die Zahlungsberechtigung des Zuschlags gesichert werden. Allerdings beginnt dann ab diesem Zeitpunkt auch der Förderzeitraum, wodurch beim Anlagenbetreiber ein signifikanter betriebswirtschaftlicher Schaden für die nicht einspeisbare Strommenge entsteht.

➔ **BSW-EMPFEHLUNG**

Die Realisierungs- und Pönalenfristen sollten mit Blick auf die genannten Risiken angepasst werden. Dafür sollte die Pönale für eine Beantragung der Zahlungsberechtigung nach 18 Monaten abgeschafft werden, um die finanziellen Risiken zu senken. Zudem sollten die Realisierungsfristen von 24 auf 36 Monaten verlängert werden.

Für eine schnellere Reaktionsmöglichkeit im Falle unvorhersehbarer globaler Verzögerungen in der Lieferkette sollte zudem eine Verordnungsermächtigung geschaffen werden, die es der Bundesnetzagentur erlaubt, die Realisierungsfristen kurzfristig und situationsabhängig eigenständig zu verlängern.

6.12 Weiterer Änderungsbedarf im Bereich der PV-Freifläche

6.12.1 Zusätzliche Verschärfung bei den naturschutzfachlichen Anforderungen streichen

PV-Freiflächenanlagen, die nach dem EEG gefördert werden, müssen nach §37 Abs. 1a drei von fünf naturschutzfachliche Mindestkriterien erfüllen. Eine Option ist die Begrenzung der Inanspruchnahme der PV-Module auf maximal 60 Prozent der Grundfläche des Gesamtvorhabens. Im

Gesetzesentwurf soll die Flächenbegrenzung nun zusätzlich zu den PV-Modulen auf die „zugehörigen Nebenanlagen“ ausgeweitet werden, d.h. PV-Module und Nebenanlagen zusammen dürfen maximal 60% der Fläche in Anspruch nehmen. Die „dazugehörige Nebenanlage“ wird in §3 Nr. 15a EEG definiert als *„die der Errichtung oder dem Betrieb einer Anlage dient, einschließlich elektrischer Leitungen, Steuerungs- und Kommunikationsleitungen, Montage- und Kranstellflächen, Zuwegungen, Transformator- und Übergabestationen“*. Die für die PV-Anlage nutzbare Fläche würde mit den neuen Vorgaben damit deutlich reduziert werden. Insbesondere bei kleineren PV-Freiflächenanlagen dürften die dazugehörigen Nebenanlagen proportional mehr Platz benötigen und die Wirtschaftlichkeit von kleineren PV-Anlagen weiter reduzieren.

➔ **BSW-EMPFEHLUNG**

Die bisherige Definition sollte beibehalten werden.

6.12.2 Korrekturen bei der Garten-PV umsetzen (§ 3 Nr. 41b EEG-E)

Mit dem Gesetzesentwurf soll die bisherige vermutlich versehentliche Einstufung von Garten-PV als Freiflächenanlagen korrigiert werden und damit keine Anlagenzusammenfassung von Garten-PV mit PV-Freiflächenanlagen erfolgen. Die Änderung wurde aber im bisherigen Gesetzesentwurf nicht konsequent umgesetzt. Zwar wird die Garten-PV nach §3 Nr.41b in das 2. Segment aufgenommen werden, allerdings bleibt die Garten-PV nach §3 Nr. 22 eine PV-Freiflächenanlage sowie nach §3 Nr. 41b EEG-E eine Anlage des Segments.

➔ **BSW-EMPFEHLUNG**

Der BSW Solar begrüßt die geplante Änderung bittet aber um eine rechtlich eindeutige Zuordnung der Garten-PV zum 2. Segment durch die Herausnahme der Garten-PV aus der Freiflächendefinition in §3 Nr. 22 EEG, wie es im EEG-Leak bereits vorgesehen war.

6.12.3 Keine Naturschutzfachlichen Kriterien für bauliche Anlagen (§ 37 EEG)

In § 37 Abs. 1a EEG werden naturschutzfachliche Mindestkriterien für Anlagen des 1. Segments eingeführt. Allerdings verweist §37 Abs. 1a EEG auch auf PV-Anlagen auf sonstige bauliche Anlagen (37 Abs.1 Nr. 1 EEG), wozu u.a. auch Deponien oder versiegelte Flächen (ehemalige Flughäfen) zählen, welche die naturschutzfachlichen Kriterien nicht oder nur eingeschränkt erfüllen können.

➔ **BSW-EMPFEHLUNG**

In § 37 Abs. 1a EEG sollte der Verweis auf Solaranlagen auf baulichen Anlagen (§ 37 Abs. 1 Nr.1 EEG) gestrichen werden.

7. Rollout von intelligenten Messsystemen (iMSys) und Steuerungseinrichtungen – Anlagensteuerung über iMSys

Die Weiterentwicklung des Energiesystems hin zu mehr Flexibilität hängt einerseits von der Digitalisierung der Verteilnetze und hier auch vom beschleunigten Smart Meter Rollout ab und andererseits von der Möglichkeit der Kunden, vorhandene Flexibilitäten effektiv zu nutzen. Die Kunden und deren Nutzen, die durch neue Geschäftsmodelle ermöglicht werden, müssen dabei im Fokus stehen. Es ist wichtig, dass alle interessierten Kunden die Möglichkeit erhalten, zeitnah über Direktvermarktung von erneuerbarer Einspeisung, flexible Tarife und Netzentgelte am Strommarkt teilnehmen zu können. Entsprechend müssen die Rahmenbedingungen für die Nutzung der Flexibilitäten im Verteilnetz so gesetzt werden, dass alle kurzfristig verfügbaren Technologien effizient genutzt werden.

Eine massive Beschleunigung beim Rollout von intelligenten Messsystemen (Messrollout) ist als ein Baustein zur Umsetzung und Weiterentwicklung innovativer Geschäftsmodelle unbedingt erforderlich, um zügig über marktliche Prozesse Stromangebot und -nachfrage besser aufeinander abstimmen zu können.

Die Verzögerungen beim Smart-Meter Rollout – die Gesamtquote liegt aktuell bei 5,5 Prozent, der Steuerungsrollout hat noch nicht wirklich begonnen - hemmt das Potenzial für die Marktingegration und den netzorientierten Betrieb der Kundenanlagen.

Auch der Steuerungs-Rollout müsste für einen sicheren Netzbetrieb zügig umgesetzt werden, doch erst wenige VNB haben mit dem Steuerungs-Rollout begonnen und befinden sich noch in der Testphase. Steuerbarkeitschecks erfolgen nur in Einzelfällen.

Entscheidend ist beim Rollout, die **Ende-zu-Ende-Prozesse in den Fokus zu nehmen**.

Bei einer realistischen Betrachtung müssen bis zu einem massentauglichen Steuerungsrollout mit funktionierenden Ende-zu-Ende-Prozessen noch verschiedene Problemfelder gelöst oder umgesetzt werden. Einige Beispiele verdeutlichen den Hintergrund für die Verzögerungen und die hohen systembedingten Kosten:

- Die IT-Infrastruktur bei MSB und VNB zur Datenverarbeitung und Bilanzierung auf viertelstündlicher Basis ist noch nicht flächendeckend aufgebaut, so dass selbst eingebaute iMSys monatelang nicht genutzt werden können.
- Investitionsentscheidungen bei gMSB und VNB werden verzögert, ein Grund ist auch das „Warten“ auf das „Steuern aus dem Gateway“
- Prozesse für die Steuerung von PV-Anlagen über das SMGW sind noch nicht massentauglich beschrieben oder umgesetzt, das betrifft u. a. die Adhoc-Web-API, die EE-BUS-Kommunikation, die MaKo-Prozesse, den Inbetriebnahmeprozess u. a. Nach Einschätzung des BDEW ist die Umsetzung von Steuerungsbefehlen durch den Netzbetreiber nicht vor dem 31.12.2027 im Massengeschäft möglich. Insgesamt liegt der Steuerungsrollout weit hinter den gesetzlichen Vorgaben zurück.
- Anforderungen an die marktliche Steuerung (u. a. Direktvermarktung, Regelenergie, Flexibilität) über SMGW und Steuerbox sind im Vergleich zum regulierten Netzbetrieb weniger standardisiert. Daher sollte die Steuerung nicht verpflichtend über das SMGW, sondern

technologieoffen erfolgen. Vorhandende digitale Steuerungsmöglichkeiten müssen genutzt werden können.

- Die hohe Komplexität der Prozesse und die Vielzahl an Beteiligten Akteuren (VNB, gMSB, wMSB, MSB-Monteur, Kundeninstallateure, Lieferanten, Direktvermarkter, EMS-Anbieter, ...), erschweren die praktische Umsetzung und damit die Erprobung des Systems.
- Fehlende Interoperabilität und Austauschbarkeit der SMGW führen zu Fehlinvestitionen und Akzeptanzproblemen
- Kunden werden hier für energiewirtschaftliche Prozesse in Verantwortung genommen, die sie nicht überschauen oder beeinflussen können. Hier fehlt es an verständlichen und verlässlichen Informationen, sowohl für die Kunden, aber wichtiger noch für die Kundeninstallateure.

Auch wenn auf dem Papier alle Prozesse weitestgehend beschrieben sind, sind bisher nur die notwendigsten Spezifikationen umgesetzt worden, so dass in der Praxis das Steuern über ein intelligentes Messsystem mit Steuerungseinrichtung noch nicht funktioniert. Eine marktliche Steuerung über intelligente Messsysteme ist mit dem aktuellen Stand kurz- und mittelfristig nicht umsetzbar. Der BSW-Solar schlägt vor, die marktliche Steuerung generell technologieoffen zu gestalten und die vorhandene digitale Kommunikation zu den Anlagen zu nutzen.

Für eine schnelle Umsetzung sollten regulatorische Vereinfachungen und Standardisierungen in diesem hochkomplexen System wo immer möglich umgesetzt werden.

Alle gMSB müssen ihre Pflichten erfüllen. Möglichkeiten durch Kooperationen mit anderen gMSB, Dienstleistern und wMSB sollten hierfür vollumfänglich genutzt werden, denn auch der kleinste gMSB muss leistungsfähig sein. Bei Nicht-Erfüllung von Einbauquoten müssen die gMSB stärker in die Pflicht genommen werden.

Auch die VNB müssen ihre Pflichten erfüllen, da sie gemäß definierter Marktprozesse die Gatekeeper zur Umstellung der Bilanzierung auf 15-Minuten-Werte (notwendig für dynamische Tarife) und zur Anmeldung in die Direktvermarktung darstellen. Ohne funktionierende, automatisierte VNB-Prozesse gemäß regulatorischen Vorgaben (insb. systemische fristgerechte Umsetzung in der Marktkommunikation) bleiben Flexibilitätspotenziale des Stromsystems auf Bezugs- und Einspeiseseite auch bei vorhandener iMSys-Infrastruktur weiterhin ungenutzt.

7.1 Keine Absenkung der Steuerungspflicht auf 2 kW mit hohen Folgekosten für Kleinstanlagen (§ 29 Abs. 1, Nr. 2, lit. b, § 30 Abs. 1 Nr. 4 MsbG-E)

Nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe b MsbG im Entwurf sollen auch Kleinstanlagen ab 2 kW verpflichtend durch den VNB gesteuert werden. Die Preisobergrenze (POG) für Anlagen zwischen 2 kW und 7 kW erhöht sich dadurch auf 50 Euro für das iMSys sowie 50 € für die Steuerungseinrichtung, in Summe also 100 Euro jährlich (§ 30 Absatz 1 Nummer 4).

Die Fernsteuerung von Kleinstanlagen ist mit sehr hohem Aufwand verbunden, um eine eher geringe Energiemenge zu regeln, was bisher auch von den VNB als nicht zielführend eingestuft

wird. Ohne massentaugliche und kosteneffiziente Prozesse ist der Einbau und die Einrichtung einer Steuerungstechnik, verbunden mit hohen jährlichen Entgelten von 100 Euro, unverhältnismäßig, zumal die Steuerungstechnik in der Realität vermutlich nie zur Anwendung käme.

Bei gleichzeitig eingeführter Einspeisebegrenzung auf 50 Prozent scheint dies maßlos übertrieben.

Die Absenkung der Steuerungsgrenze hätte zur Folge, dass der Betrieb von Kleinstanlagen unwirtschaftlich wird und der Zubau in diesem Segment einbricht. Kleine Neuanlagen würden, wenn überhaupt, dann nur noch unterdimensioniert auf Eigenverbrauch ausgelegt und so Dachflächen nicht genutzt werden.

Da diese Kleinstanlagen für die Systemstabilität nicht relevant sind, sollten prioritär größere Anlagen ausgestattet werden und damit die verfügbaren Ressourcen effizient genutzt werden. Ein optionaler Einbau war schon bisher möglich, falls es in einem Netzgebiet erforderlich sein sollte.

➔ **BSW-EMPFEHLUNG**

Der BSW-Solar lehnt die Absenkung der Steuerungsgrenze, verbunden mit der entsprechend höheren POG auf Anlagen kleiner 7 kW ab.

7.2 Fernsteuerung von PV-Anlagen in der Direktvermarktung über iMSys in absehbarer Zeit nicht umsetzbar, technologieoffene Übergangslösung erforderlich, (§ 10b EEG / § 19 Abs. 2, § 34 MsbG)

Der Gesetzes-Entwurf sieht eine Absenkung der Direktvermarktungspflicht auf alle Anlagen vor. Gleichzeitig wird nun nach § 10b EEG auch für Anlagen kleiner 25 kW eine Fernsteuerung durch den Direktvermarkter verpflichtend, die ab 2028 und ab Einbau eines intelligenten Messsystems über das Smart-Meter Gateway (SMGW) erfolgen muss. Da eine flächendeckende, massentaugliche Steuerung über das SMGW nicht vor 2028 zu erwarten ist, ist eine Umsetzung der weitaus vielfältigeren und komplexeren marktlichen Steuerung kurz- und mittelfristig nicht zu erwarten. Es ist extrem unwahrscheinlich, dass ab 2028 alle gMSB deutschlandweit eine funktionierende Schnittstelle zur Steuerung über iMSys anbieten. Daher ist eine Steuerung in der Direktvermarktung über iMSys/Steuerbox auch ab 2028 deutschlandweit nicht möglich, unabhängig vom Leistungsbereich der Anlage.

Eine Direktvermarktung im Kleinanlagensegment ist erst vertretbar, wenn hierzu vorhandene, sichere und kosteneffiziente digitale Kommunikationswege genutzt werden können.

Zur marktliche Steuerung allgemein

Im deutschen Strommarkt ist die marktliche Steuerung von PV-Anlagen und Speichern im Kleinanlagensegment bereits Realität. Verschiedene Flexibilitätsanbieter bündeln Anlagen zu

Pools oder steuern auf Einzelanlagenbasis, um die vorhandene Flexibilität bei Prosumern im Strommarkt anzubieten und zu monetarisieren, z.B. durch

- Optimierung von Bezug- und Einspeisemengen am Spotmarkt (Day-ahead und Intraday)
- Bereitstellung von Primär- oder Sekundärregelleistung mit Pools gebündelter Kleinanlagen
- Preis- und Eigenverbrauchsoptimierung von Prosumern mit Stromspeichern, Wallboxen, Wärmepumpen, Klimaanlage über EMS-Systeme unter Einbindung von Wetterdaten, Preis- und Bedarfsprognosen.

Die Anforderungen an diese Konzepte sind vielfältig und hoch. So muss häufig eine Steuerung 24/7 für marktliche Zwecke zuverlässig gewährleistet werden (Verfügbarkeit der Steuerstrecke). Für die Spot-Markt-Optimierung (Intraday) ist ein kontinuierlicher Handel von Viertelstunden, d.h. bis zu 96 Steuerungsanforderungen pro Tag, üblich. Häufig ist eine Anpassung des Fahrplans erforderlich, was einen konstant geöffneten Steuerungskanal erforderlich macht. Die iMSys-Architektur sieht aber keinen solchen konstant offenen Kanal vor.

Für ein modernes, markt- und netzorientiertes Energiemanagement sind kontinuierliche Anpassungen der Steuerungsfahrpläne für Einzelanlagen - mindestens alle fünf Minuten - auf Basis geänderter Optimierungsparameter (z.B. Wetter- oder Preisdaten), bei einer Reaktionszeit auf angepasste Fahrpläne nach der Steuerung von unter 1 Minute notwendig. Die Fahrpläne geben minutenscharfe Leistungsvorgaben für die nächsten Stunden vor, dabei sind Datenvolumina von größer 5 GB/Monat pro Anschluss üblich. Diese Anbieter und Produkte erfüllen bereits heute relevante IT-Sicherheitsvorgaben (z.B. ISO 27001, RED/EN 18031, DSGVO, EU Cyber Resilience Act).

Bei Erbringung von Primärregelleistung aus vernetzten Anlagen müssen, während der 4-stündigen Erbringungsfenster, anlagenspezifische Leistungsanforderung alle 5 Sekunden versendet werden. Die geforderte Latenzzeit (Frequenzabweichung bis Gegensteuerung) beträgt dabei 2 Sekunden. Die ÜNB fordern eine sekundenscharfe Nachweiserbringung der Reaktion auf Frequenzabweichungen. Alle teilnehmenden Anlagen müssen heute IT-Sicherheitsanforderungen der ÜNB erfüllen, welche vorab geprüft werden. Das Datenvolumen je teilnehmender Anlage liegt allein für diese Anwendung bei größer 1 GB/Monat.

Für alle diese Marktmodelle sind technische Lösungen zur marktlichen Steuerung in Anwendung, die auch zukünftig zugelassen bleiben müssen.

Darüber hinaus sind weitere grundlegende Fragen noch nicht geklärt. Insbesondere Haftungsfragen und Verantwortlichkeiten für die Steuerstrecke stellen einen extrem kritischen Aspekt dar, denn fehlerhafte Datenübertragung oder Fehler bei einer marktliche Steuerung haben meist direkte finanzielle Auswirkung für Flexibilitätsvermarkter und Kunden. Wer haftet z. B. bei Unterbrechung der Steuerstrecke für die finanziellen Verluste? Der VNB oder der MSB? Oder gar der aktive EMT selbst? Können Verluste beim Gatewayhersteller eingefordert werden? Oder wendet sich der Kunde an den Anlagenersteller? Die Liste ließe sich fortsetzen.

Es ist heute noch nicht absehbar, ob und wann Smart-Meter Gateways bzw. Steuerboxen die vielfältigen und hohen Anforderungen dieser marktlichen Steuerungsanforderungen zu wirtschaftlich darstellbaren Kosten erfüllen können.

Eine Verpflichtung zur Steuerung über iMSys/Steuerbox führt für die o. g. Anwendungen zu einem unmittelbaren und relevanten Rückschritt der angebotenen Flexibilitätsnutzung.

Aus Sicht der PV-Branche kann daher eine Fernsteuerung im Rahmen der Direktvermarktung sowie im Rahmen der marktlichen Steuerung erst dann verpflichtend über SMGW gefordert werden, wenn erprobte, massentaugliche und wirtschaftlich darstellbare Prozesse dafür verfügbar sind. Bis dahin müssen vorhandene, erprobte technische Lösungen genutzt werden dürfen. Mindestanforderungen an IT- und Cybersicherheit werden in der Praxis der Direktvermarktung heute bereits erfüllt (z. B. Zertifizierung nach ISO 27001).

Grundsätzlich schlägt der BSW-Solar vor, die marktliche Steuerung in den oben beschriebenen Marktmodellen dauerhaft technologieoffen zu gestalten, auch um die Wettbewerbsfähigkeit innerhalb Deutschlands, aber auch im europäischen Vergleich zu verbessern. Dazu sollten die entsprechenden Daten (§ 34 Absatz 1 Nummer 8 Buchstabe a (DV) und b (Flexibilitäten), Absatz 2 Nummer 5 (Regelenergie) nicht mehr als energiewirtschaftlich relevante Daten in § 19 (2) MsbG geführt werden.

➔ **BSW-EMPFEHLUNG**

- 25 kW-Grenze in §10b Abs. 1 EEG muss erhalten bleiben.
- Die Pflicht, über das iMSys zu steuern muss technologieoffen formuliert werden. (§ 10b Abs. 2 EEG)
- Marktliche Steuersignale sollten nicht als energiewirtschaftlich relevante Daten im MsbG aufgeführt werden. Das betrifft § 34 Absatz 1 Nummer 8 Buchstabe a (Direktvermarktung) und b (Flexibilitäten), Absatz 2 Nummer 5 (Regelenergie) MsbG
- Mindestens ist eine Übergangsregelung erforderlich, bis alle Voraussetzungen für die marktliche Steuerung über das SMGW in der Praxis erfüllt sind.

7.3 Ausstattungsverpflichtungen des grundzuständigen Messstellenbetreibers nicht verzögern (§ 45 MsbG-E)

Der Entwurf sieht im § 45 MsbG vor, dass die Erfüllung der Ausstattungsverpflichtungen der gMSB nicht mehr auf die Anlagenleistung bezogen werden sollen, sondern auf die auszustattenden Messstellen, bei Neuanlagen zumindest wahlweise.

Dieser Wechsel ist im Grundsatz zu begrüßen, denn dadurch wird sichergestellt, dass der Rollout in die breite Masse getragen wird und nicht „nur“ die Anlagen ausgestattet werden, die die höchste installierte Leistung haben.

Wichtig ist aber, dass keine Verzögerungen beim Rollout zugelassen werden und die BNetzA alle Möglichkeiten ausschöpft, um VNB/gMSB zum beschleunigten Rollout im Sinne

der Ende-zu-Ende-Prozesse zu bringen. Am Ende hilft es nicht, Geräte zu zählen, sondern die Prozesse müssen massentauglich funktionieren.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

- Der Steuerungs-Rollout muss beschleunigt werden, z. B. durch Koordination der VNB, Kooperation mit anderen gMSB oder Dienstleistern, auch eine Zusammenarbeit von gMSB und wMSB ist realisierbar.
- Die BNetzA sollte die bestehenden Möglichkeiten nutzen, um alle VNB und gMSB zu motivieren, ihre Pflichten zu erfüllen.

7.4 Recht auf Einbau auf Kundenwunsch stärken, um Teilhabe an neuen Geschäftsmodell zu ermöglichen (§ 34, Abs. 2, Nummer 1 MsbG)

Die vorzeitige Ausstattung von Kunden, welche aktiv am Strommarkt teilnehmen möchten, mit einem iMSys, dass eine viertelstündliche Bilanzierung ermöglicht, ist das zentrale Instrument der Marktintegration. Sämtliche innovative Geschäftsmodelle der letzten Jahre, welche teilweise auch aus europarechtlichen Gründen umgesetzt werden mussten, benötigen Viertelstundenwerte: Mieterstrom, Energy Sharing, gemeinsame Gebäudeversorgung oder virtuelle Kraftwerke. Daher benötigen Kunden eine verlässliche Zusicherung, wann ein funktionsfähiges Smart Meter eingebaut und zur Verfügung steht. Dafür sollten keine zusätzlichen Entgelte erhoben werden dürfen.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Die Möglichkeiten des vorzeitigen Einbaus sollten unterstützt und nicht durch höhere Kosten erschwert werden.

7.5 Verantwortungsübergang am Netzanschlusspunkt - Die Steuerung am Netzanschlusspunkt ist sinnvoller als die Steuerung von Einzelanlagen

Der Angriffspunkt der Steuerung in einer Prosumeranlage ist derzeit nicht einheitlich geregelt. Teilweise muss die Erzeugungsanlage selbst abgeregelt werden und teilweise muss die Einspeisung von Strom am Netzanschlusspunkt unterbunden werden. Hier sollte eindeutig und einheitlich eine Steuerung am Netzanschlusspunkt festgelegt werden, damit der Strom, der vom Netz nicht mehr aufgenommen werden kann, lokal und unbürokratisch genutzt oder gespeichert werden darf. Das würde gleichzeitig auch den europarechtlich geschützten Eigenverbrauch sichern. Diese Position wird auch vom VDE FNN unterstützt (VDE FNN Position „Die Wirksamkeit der Steuerung auf den Netzanschlusspunkt fokussieren“). Hierfür muss in §13 (1) EnWG und §13a (1) die Wirkleistungserzeugung durch die Wirkleistungseinspeisung ersetzt werden, wie es bis 2019 bereits galt. Herausforderungen, die sich aus abweichenden

Regelungen im Redispatch 2.0 ergeben, können und müssen gelöst werden (siehe dazu auch die Position des BSW-Solar zur [Stellungnahme des Netzpakets](#)).

➔ **BSW-EMPFEHLUNG**

Sämtliche Steuerungssignale sollten grundsätzlich auf den Netzanschlusspunkt zielen. Sinnvolle Einzelansteuerungen sollten erlaubt bleiben (siehe auch VDE AR 4105).

7.6 Vorbereitung der elektrischen Anlage (§ 9 EEG) – Planungssicherheit für Kundeninstallateure schaffen

Nach § 9 Absatz 1 EEG muss die Kundenanlage so vorbereitet werden, dass der MSB seine Aufgaben erfüllen kann. Das Zusammenspiel zwischen VNB, gMSB / wMSB und Lieferant ist komplex, noch nicht eingespielt und es fehlen technische Prozesse, zum Beispiel bei den notwendigen Plug-and-Play-Lösungen für die Kopplung der EEBus-Komponenten der Kundenanlage mit den Steuerungseinrichtungen des MSB. Insbesondere fehlt eine definierte Testmöglichkeit für Kunden-Installateure, um sowohl die digitale als auch die Relais-Schnittstelle nach der Installation auf Funktionalität unabhängig vom MSB/VNB prüfen zu können. Auch muss regulatorisch festgelegt werden, dass die Messtechnik, welche der gMSB verbaut, zur Kundenanlage passt, so wie es in der Festlegung zu § 14a EnWG beschrieben ist. Bestandsanlagen und auch noch viele neue SteuVE können nicht digital angesprochen werden, sondern erfordern Steuerboxen mit Relais-Ausgang. Für eine Übergangsphase, angelehnt an den Produktlebenszyklus der Anlagen, müssen daher Steuerungseinrichtungen mit Relais-Ausgang vom MSB, wo nötig, eingesetzt werden.

➔ **BSW-EMPFEHLUNG**

Die Messtechnik des MSB muss sich an der Kundenanlage orientieren.

7.7 Verantwortungszuweisung bei Schadensfällen am Smart-Meter-Gateway (SMGW) klären

Der SMGW-Administrator muss lt. § 25 Abs. 1 Satz 1 MsbG einen zuverlässigen technischen Betrieb des iMSys, die Konfiguration von SMGWs und Steuerungseinrichtungen sowie diesbezügliche Zusatzleistungen gewährleisten und organisatorisch sicherstellen. Im Zuge der geplanten verpflichtenden Einführung von SMGWs sollte daher klar festgelegt werden, dass der jeweilige SMGW-Administrator bei Schadensfällen für die entstehenden Kosten verantwortlich ist, wobei Folgekosten bei Nichtverfügbarkeit des SMGW explizit mit gemeint sind. Diese Verantwortungszuweisung kann nicht allein durch Service Level Agreements (SLA) erfolgen, da hier von beiden Parteien kein Einfluss auf die Funktionalität des SMGW genommen werden kann.

Da ohne eine solche Verantwortungszuweisung befürchtet werden muss, dass die betrieblichen Risiken durch den vorgeschriebenen Einsatz des SMGW einseitig der Anlagenbetreiber zu tragen hat, empfiehlt der BEE eine diesbezügliche Ergänzung im Gesetzentwurf. Damit wären auch der Investitionssicherheit und Wirtschaftlichkeit insbesondere kleinerer Anlagen geholfen.

➔ **BSW-EMPFEHLUNG**

Der jeweilige SMGW-Administrator ist bei Schadensfällen für die entstehenden Kosten verantwortlich, wobei Folgekosten bei Nichtverfügbarkeit des SMGW explizit mit gemeint sind.

8. Resilienzausschreibungen – Industriepolitische Impulse für mehr Resilienz schaffen und Innovationsanreize beibehalten (§§ 28e, 88d EEG-E)

Der Bundesverband Solarwirtschaft e.V. begrüßt die geplante Einführung von „Resilienzausschreibungen“ in der Photovoltaik (gemäß NZIA), um europäischen PV-Herstellern in der Hochlaufphase Planungssicherheit zu gewähren. Mit dem im EEG-Gesetzentwurf vorgesehenen statischen Auktionsvolumen von 0,5 GW setzt die Bundesregierung jedoch bislang ein unzureichendes Signal für EU-Investitionen und verpasst die frühzeitige Einbeziehung „resilienter“ Batteriespeicher.

Die Aufgabe der bisherigen „Innovationsausschreibungen“ und des dortigen Wettbewerbs zukunftsfähiger und innovativer PV-Speicher-Kombinationen zugunsten eines viel kleineren statischen Auktionsvolumens ohne jegliche Innovationsanreize verfehlt die gesetzten industriepolitischen Ziele des Koalitionsvertrages und des NZIA. Stattdessen sollte eine systemdienliche Weiterentwicklung dieser Auktionen mit Hilfe von NZIA-Kriterien und eines angemessenen Aufwuchspfadades vorgenommen werden:

Während § 28e (1) des Gesetzentwurfs sinnvollerweise eine Durchführung von „Resilienzausschreibungen“ in der PV von 2027 bis 2032 vorsieht, versäumt § 28e (2) die Festlegung eines für Investoren wichtigen Aufwuchspfadades, welcher eine Steigerung der Produktionskapazitäten begleitet. Der BSW empfiehlt zur korrekten Anreizsetzung ein Aufwachsen des PV-Volumens von anfangs 0,5 GW auf 1,0 GW in 2029 und 3,0 GW in 2032. Sollten die „Resilienzausschreibungen“ den Platz der „Innovationsausschreibungen“ einnehmen, so ist der Innovationsspekt dringend derart zu bewahren und anzupassen, dass von Anfang an NZIA-Kriterien und Mindestanforderungen für eine systemdienlich Kombination mit Batterie-Speichern angewandt werden. Neben der „resilienten“ Herstellung der Batteriespeicher sollte dies eine Begrenzung der Netzanschluss- und Batterieleistung auf 50% der PV-Leistung sowie eine Batteriekapazität von mindestens vier Stunden umfassen, damit die bezuschlagten Gebote sofort Beiträge zu Versorgungssicherheit und Entwicklung leisten. Zu begrüßen ist der Ansatz, getrennte Auktionen für Windkraft und PV + Speicher durchzuführen, da unterschiedliche „Resilienz“-Konzepte im NZIA keine Gebote unter vergleichbaren Bedingungen zulassen.

Eine konsequente Weiterentwicklung zu „Innovationsausschreibungen 2.0“ würde sowohl dem Koalitionsvertrag als auch dem bisherigen wettbewerblichen Erfolg des Freiflächen-Zukunftsmodells PV + Speicher (~100% der Zuschläge in den „Innovationsausschreibungen“) gerecht werden. Dieses Zukunftsmodell muss jedoch schneller auf höhere Speicherkapazitäten zur effektiven Verschiebung des Stroms kalibriert werden, als allein die Preisdegression der Speicher zu leisten vermag.

Der BSW hatte in seinem Empfehlungsschreiben ([„Innovationsausschreibungen 2.0“ als Modell für die resiliente Netto-Null-Energieversorgung der Zukunft](#)) Vorschläge zur zielgerichteten Ausgestaltung der NZIA-Kriterien unterbreitet. Diese müssen klare Signale für die strategische Ansiedlung einer heimischen PV-, Batterie- und Wechselrichterproduktion senden, indem sie während der Hochlaufphase gezielt Investitionssicherheit für Komponenten aus „resilienten“ und „hoch-dekarbonisierten“ Regionen (wie der EU und wenigen Partnerländern) gewähren.

Andererseits ist angesichts der bislang zögerlichen industriepolitischen Förderung und der zuletzt rückläufigen PV-Produktionslandschaft eine Überbrückung der Differenzkosten während der Hochlaufphase europäischer Kapazitäten nötig. Dabei reichen Maximalgebotswerte von ca. 10 ct/kWh auf dem Niveau der Ausschreibungen des 2. Segments aus, um Spielräume für PV-Komponenten und Batteriespeicher aus der EU zu schaffen. Der BSW begrüßt das Beibehalten des bewährten Verrechnungsmechanismus der „Innovationsausschreibungen“ (vgl. § 28a) im Gesetzentwurf.

Dies sollte aber auch die Beibehaltung aufwachsender „Resilienzvolumen“ bei Unterzeichnung und somit eine Beibehaltung von § 28e (3) aus dem vorherigen EEG beinhalten, um Herstellern Investitionssicherheit in der Startphase zu gewähren. Zum Erhalt des Wettbewerbs und der anfänglichen Funktionalität der Auktionen wird vor 2028 eine Ausnahmeregelung für die Zellen in den PV-Modulen und andere derzeit nicht diversifizierte Komponenten unumgänglich sein. Dies betrifft auch Vorprodukte der Batterie- und Wechselrichterproduktion. Realistisch ausgestaltete Anforderungen und erprobte Verrechnungsmechanismen sichern von Anfang an das Eingehen erfolgsversprechender Gebote und ein Erreichen der Zubauziele bei sich gleichzeitig verstärkender Anreizwirkung.

Nur ein Bekenntnis seitens der Bundesregierung zur perspektivischen Einrichtung von bis 3 GW an PV+Batterie-Auktionen mit NZIA-Kriterien nutzt das durch EU-Vorgaben aufgestoßene Zeitfenster aus, um eine unabhängige EU-Wertschöpfungskette für PV-Module mit deutscher Beteiligung auf den Weg zu bringen. Es sichert nicht nur Tausende von Arbeitsplätzen in Forschung, Entwicklung und innovativen Unternehmen z.B. in Ostdeutschland, sondern auch deutschen Wechselrichter- und Batterieherstellern Stabilität in einem volatilen Marktumfeld.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Der BSW-Solar empfiehlt, die erfolgreich erprobte Anreizstruktur der „Innovationsausschreibungen“ mit den „Resilienz“-Kriterien des „Net Zero Industry Acts“ (NZIA) zu kombinieren.

Dabei spricht der BSW sich deutlich gegen die vollkommene Abkehr von „Innovationsausschreibungen“ aus. Vielmehr sollten diese Ausschreibungen um „Resilienz“-Kriterien ergänzt werden und verschärfte Anforderungen an die Systemdienlichkeit der Gebote aufweisen. Ambitionierte Anforderungen an hohe Speicher-Kapazitäten verstärken dabei den Beitrag zur Systemdienlichkeit und nicht-preisliche Herkunftskriterien sind in der Lage, eine Beschaffung von PV-, Wechselrichter- und Batterie-Komponenten aus der EU und wenigen resilienten Partnerländern sicherzustellen.

Auf diese Weise kann die Bundesregierung zielgerichtete industriepolitische Impulse in den strategisch wichtigen PV-, Wechselrichter und Speicher-Technologien setzen und gleichzeitig systemdienliche PV- und Speicher-Lösungen in wettbewerblichen Auktionen fördern. Bei deren Umsetzung empfiehlt der BSW-Solar die Berücksichtigung der folgenden Aspekte:

- 1) „Resilienz“-Anforderungen zur gezielten Beschaffung von Speicher-, Wechselrichter- und PV-Komponenten aus „resilienten“ und „hoch-dekarbonisierten“ Regionen (wie der EU und wenigen Partnerländern).
- 2) Frühzeitige Förderung heimischer Speicher-Produktion durch „Resilienz“-Kriterien für Batterien (vgl. „Industry Accelerator Act“) in den „Resilienzausschreibungen“. Ein für europäische Hersteller erneut zu spätes Aufgreifen dieses Ansatzes wäre tragisch.
- 3) Definition eines verlässlichen Aufwuchspfad für die nach NZIA-Kriterien auktionierte PV-Leistung von 500 Megawatt im Jahr 2027 auf 750 Megawatt in 2028, 1.000 Megawatt in 2029, 1.500 Megawatt in 2030, 2.000 Megawatt in 2031 und 3.000 Megawatt in 2032. Die Trennung von Windenergie- und PV+Speicher-Auktionen ist sinnvoll.
- 4) Beibehalten des Verrechnungsmechanismus von erfolgreichen Geboten der „Innovationsausschreibungen“ mit dem 1. Segment wie im Gesetzentwurf vorgesehen.
- 5) Die Regierung kann die Mindestanforderung des „Net Zero Industry Acts“ von 6 GW jederzeit überschreiten, um Wind- und Solarenergie gleichermaßen zu fördern.
- 6) Gewährung eines ausreichenden Spielraumes zur Überbrückung der anfänglichen Zusatzkosten „resilienter“ Komponenten durch einen Gebotshöchstwert von 10 ct/kWh. Dessen Festlegung sollte - wie für EEG-Ausschreibungen üblich - innerhalb des EEG geschehen.
- 7) Zudem sollte die derzeit bestehende Festlegungskompetenz der BNetzA (gemäß § 85a der EEG-Regulierung) zur Anpassung der Gebotshöchstwerte um bis zu 15% pro Jahr wie zuvor in den „Innovationsausschreibungen“ auch für die „Resilienzausschreibungen“ gelten.
- 8) Der Gesetzentwurf sieht vor, dass die Ausgestaltung der Kriterien durch Verordnungsermächtigung dem BMWi zufällt. Die Verordnungsermächtigung in § 88d ist um folgende Festlegungen zu ergänzen:
 - Verankerung der Kombination von PV und Batteriespeichern in der Ausschreibung

- Systemdienliche Mindestanforderungen an Leistung & Kapazität der Speicher – als geeignete Vorgabe empfiehlt sich eine Speicherleistung in Höhe von 50% der PV-Leistung mit mindestens 4-stündiger Kapazität
- „Resilienz“-Anforderungen für den Bezug von Speicher-, Wechselrichter- und PV-Komponenten aus „resilienten“ und „hoch-dekarbonisierten“ Regionen (wie der EU und wenigen Partnerländern)

Die Verordnungsmächtigung umfasst darüber hinaus bereits die Ausgestaltung weiterer Mindestanforderungen und Ausschreibungsmodalitäten. Diese sollte auch weiterhin in Abstimmung mit der Branche erfolgen.

- 9) Der BSW-Solar kritisiert weiterhin die im NZIA angelegte Wettbewerbsverzerrung durch eine einseitige Anrechenbarkeit von „resilienten“ Trackern. Zur Vermeidung systematischer Wettbewerbsnachteile für Anlagen, für die Tracker ungeeignet sind, sollten folglich „resiliente“ Montagesysteme aller Art anrechenbar sein. Falls eine Gleichsetzung mit den „main specific components“ des EU-Durchführungsrechtsaktes nicht möglich sein sollte, sind zumindest Gebotsabschläge (bzw. eine Bonus-Vergütung) für systemdienliche Montagesysteme in angemessener Höhe zu gewähren, um den Wettbewerbsnachteil gegenüber „Trackern“ abzumildern (z. B. für vertikale Aufständering, etc.). Insbesondere deutsche Hersteller zeichnen sich durch Investitionen in diesem Bereich aus und Details wären ebenfalls im Zuge der Verordnungsmächtigung durch das BMWF festlegbar.

Für nähere Informationen zur vom BSW-Solar empfohlenen bürokratiearmen Ausgestaltung der Ausschreibungen verweisen wir auf unseren aktualisierten Vorschlag für „Innovationsausschreibungen 2.0“ ([Empfehlungsschreiben](#) / [Kurz-Zusammenfassung](#), Erstveröffentlichung am 30.10.2025).

9. Weitere relevante Themen der Novelle

9.1 Keine ÜNB-Vermarktung bei negativen Strompreisen (§ 5 EEG)

Die Übertragungsnetzbetreiber vermarkten den Strom von PV-Anlagen außerhalb der Direktvermarktung. Dies betrifft insbesondere Strom aus kleineren Photovoltaikanlagen, bei denen heute noch keine massentauglichen Direktvermarktung durch den Anlagenbetreiber möglich ist. Diese aggregierte Stromvermarktung kleiner PV-Anlagen erfolgt bisher auch zu Negativpreisen, da § 5 der Erneuerbaren-Energien-Verordnung bisher nur einen preislimitierten Verkauf zwischen minus 200 und minus 100 Euro/MWh vorsieht, wodurch die Zeiten mit negativen Börsenstrompreisen nicht effektiv begrenzt werden können.

Der Gesetzentwurf sieht nun vor, dass Preislimit anzuheben, sodass die ÜNB den Strom aus der Einspeisevergütung künftig nicht oberhalb von minus 50 bis minus 10 €/MWh vermarkten. Nicht vermarkteter Strom soll bei steuerbaren Anlagenbetreibern abgeregelt werden.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die geplante Ausweitung der preislimitierten ÜNB-Vermarktung ist zwar zu begrüßen, allerdings ist nicht nachvollziehbar, weshalb das Preislimit auf minus 10 €/MWh gelegt werden soll. Um negative Börsenstrompreise verhindern zu können, sollte das Preislimit wie in dem Gesetzesleak von April vorgesehen bei 0 €/MWh liegen. Allein mit der Einbindung von älteren PV-Großanlagen über 1 MW in der Festvergütung könnten knapp 9 GW PV-Leistung kurzfristig preislimitiert vermarktet werden. Damit könnten die Zeiten mit negativen Börsenstrompreisen um 14 Prozent reduziert und EEG-Fördergelder in Höhe von 400 Millionen Euro an pro Jahr eingespart werden – trotz Sicherstellung, dass die Anlagenbetreiber für die abgeregelte Strommengen konsequent entschädigt werden, sofern § 51 EEG nicht anzuwenden ist.

9.2 Wechsellmöglichkeit ins neue § 51 EEG für Bestandsanlagen verbessern (negative Preise)

Mit dem Solarspitzenpaket wurde in § 100 Abs. 47 die Möglichkeit für Bestandsanlagen eingeführt in den neuen §§ 51 und 51a EEG wechseln zu können, sofern diese noch nicht unter bisherigen Regelung nach § 51 EEG fallen. Ein Großteil der auf Gewerbedächern und in der Freifläche installierten PV-Anlagen im Bestand fallen aber bereits unter einer bestehenden Regelung zu negativen Preisen (v.a. mit 6 oder 4-Stundenregelung).

Der Gesetzentwurf verschiebt diese Regel nun in den neuen § 101 und weitet die Wechsellmöglichkeit auch auf Anlagen aus, die aktuell unter die 4- oder 6-Stundenregelung fallen.

→ BSW-EMPFEHLUNG

Die Solarwirtschaft begrüßt, dass zukünftig auch Anlagen, die bereits unter eine Regelung zu negativen Preisen mit 6 oder 4-Stundenregelung fallen, in das neue System wechseln und stärker auf Preissignale und damit systemdienlicher verhalten können.

9.3 Ausfallvergütung erhalten (§ 21 Abs. 1 Nr. 3 EEG-E)

Die in § 21 Abs. 1 Nr. 3 EEG enthaltene sog. Ausfallvergütung wurde in das EEG eingeführt, um Ausnahmesituationen in der verpflichtenden Direktvermarktung abzufedern und Investitions- und Planungsrisiken zu minimieren. Für Fälle in denen bspw. ein Direktvermarkter unvorhergesehen insolvent geht oder bei Verzögerungen nach Inbetriebnahme oder bei Fehlern im Rahmen der Um- bzw. Anmeldung zur Direktvermarktung, wird den Anlagenbetreibern bisher eine gesicherte Abnahme und Vergütung des Stroms durch den Netzbetreiber garantiert. Um Missbräuche zu verhindern, wurde die Ausfallvergütung zeitlich auf maximal drei aufeinanderfolgende Kalendermonate und maximal sechs Kalendermonate in einem Jahr begrenzt. Zudem verringert sich die Vergütung auf 80 % des anzulegenden Werts.

➔ BSW-EMPFEHLUNG

Da die Direktvermarktungsprozesse bislang nicht in einem Maße verbessert wurden, dass auf einen solchen Auffangmechanismus verzichtet werden könnte, ist von der Streichung der bereits missbrauchssicher ausgestalteten Ausfallvergütung dringend abzuraten.

Rückfragen:

Bundesverband Solarwirtschaft e. V. (BSW-Solar)

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

Benedikt Fischer, Referent (Gebäude-PV), fischer@bsw-solar.de,

Tel. 030 2977788-33

Christian Menke, Referent (Freiflächen-PV, CfD), menke@bsw-solar.de,

Tel. 030 2977788-34

Maria Roos, Referentin (Mess- und Steuerungstechnik), roos@bsw-solar.de

Tel. 030 2977788-43

Thomas Seltmann, Referent (Batteriespeicher), seltmann@bsw-solar.de

Tel. 030 2977788-28

Alexander Rohlf, Referent (Industriepolitik, NZIA), rohlf@bsw-solar.de, Tel. 030 2977788-55

Eintrag im Lobbyregister des Deutschen Bundestags: R002438