



STELLUNGNAHME

Beihilferechtliche Konsultation zum Entwurf der Bundesregierung zur EEG-Novelle

Antwortentwurf entlang der Fragen in der Online-Konsultation

Stuttgart, 19.10.2026

Kontakt:

Carolin Grieshop
Geschäftsführerin

Solar Cluster Baden-Württemberg e. V.
Meitnerstraße 1
70563 Stuttgart
Mobil: +49 (0) 155 6893 6530
carolin.grieshop@solarcluster-bw.de

Inhalt

I.	Einstieg und Themenauswahl.....	3
II.	Strommarkt und Netzintegration von erneuerbaren Energien	3
III.	Einführung zweiseitiger Differenzverträge	6
IV.	PV Regelungen Beihilfefähigkeit.....	8
V.	PV Regelungen Nutzung und Umfang von Ausschreibungen	9
VI.	PV Regelungen Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfe.....	11
VII.	PV Regelungen Annahmen zur Quantifizierung	12

I. Einstieg und Themenauswahl

1. Wie groß sind die Auswirkungen des Regierungsentwurfs auf den Wettbewerb insgesamt?

Hoch. Der Entwurf ändert für neue PV-Anlagen die Förderung, die Vermarktungswege und die Erlörisiken grundlegend. Besonders betroffen sind kleine Dachanlagen, Volleinspeiser, besondere Solaranlagen sowie Projekte ab 100 kW mit Refinanzierungsbeitrag. Eine Verpflichtung zur individuellen Direktvermarktung kann große Vermarkter und skalierbare Freiflächenprojekte gegenüber kleinen Betreibern und Dachanlagen begünstigen, wenn die Transaktionskosten nicht berücksichtigt werden. Die Wettbewerbsfolgen sollten nach Anlagensegment, Akteursgruppe und Zugang zu Vermarktungsangeboten untersucht werden. Die Neuordnung kann den Wettbewerb verbessern, wenn Preisreaktion und Förderung verhältnismäßig und praktisch zugänglich ausgestaltet sind.

2. Zu welchen Maßnahmen des Gesetzentwurfs möchten Sie Stellung nehmen? (Mehrfachauswahl möglich)

Wir nehmen zu Strommarkt- und Netzintegration, zweiseitigen Differenzverträgen, PV-Regelungen sowie übergreifenden beihilferechtlichen Fragen Stellung. Unsere Ausführungen konzentrieren sich auf Photovoltaik. Zu Wind, Biomasse und Wasserkraft geben wir keine eigenständige Bewertung ab.

II. Strommarkt und Netzintegration von erneuerbaren Energien

3. Wie bewerten Sie die Regelungen zur stufenweisen Einführung der DV mit Hilfe der befristeten Übergangszahlung?

Die stufenweise Einführung der Direktvermarktung und die befristete Übergangszahlung entschärfen den Systemwechsel. Eine starre Frist von 36 Monaten belegt aber nicht, dass danach für Anlagen unter 25 kW wirtschaftlich tragfähige Angebote, Mess- und Steuertechnik sowie standardisierte Abrechnungsprozesse verfügbar sind. Für kleine Überschussmengen können die Fixkosten einer individuellen Vermarktung die Markterlöse weitgehend aufzehren. Damit drohen unentgeltliche Einspeisung, Nulleinspeisung oder unterlassene Investitionen.

Die Bundesnetzagentur sollte vor dem Auslaufen segmentbezogen anhand veröffentlichter Kriterien die tatsächliche Verfügbarkeit geeigneter Angebote prüfen und erforderlichenfalls eine rechtssichere Übergangslösung aktivieren. Dauerhaft sollte für preisabhängig steuerbare PV-Anlagen unter 100 kW zusätzlich eine vereinfachte, marktwertorientierte Abnahme eröffnet werden. Die individuelle Direktvermarktung bleibt als freiwillige weitergehende Möglichkeit bestehen. Beihilferechtlich sind Höhe, Dauer, Zugang und tatsächlich notwendige Kosten der Übergangszahlung nachzuweisen und regelmäßig zu überprüfen.

4. Wie bewerten Sie die Einführung des Direktvermarktungsbonus?

Der in § 50c EEG-E vorgesehene Bonus von 1,5 ct/kWh kann den Einstieg von Anlagen unter 25 kW in die sonstige Direktvermarktung erleichtern. Er ersetzt aber keine dauerhaft zugängliche und wirtschaftlich tragfähige Vermarktung kleiner Einspeisemengen. Bei beispielsweise 2.000 kWh Jahreseinspeisung beträgt der Bonus lediglich 30 Euro pro Jahr; der Anspruch endet spätestens nach 48 Monaten, während Mess-, Steuerungs-, Vertrags-, Prognose- und Abrechnungskosten fortbestehen können. Ob Höhe und Dauer angemessen sind, muss die Bundesregierung mit nach Anlagengröße und Einspeisemenge differenzierten Daten zu tatsächlichen Kosten, Vermarktungsangeboten und Nettoerlösen begründen. Zu prüfen ist auch, ob der Bonus beim Anlagenbetreiber ankommt oder durch höhere Vermarktungsentgelte aufgezehrt wird. Beihilferechtlich sind Erforderlichkeit, Angemessenheit und die Vermeidung einer Überkompensation nachzuweisen. Eine Pflicht zur Direktvermarktung kleiner Anlagen darf erst greifen, wenn geeignete Angebote technisch verfügbar und für typische kleine Überschusseinspeiser wirtschaftlich nutzbar sind. Andernfalls ist eine Netzbetreiberabnahme mit angemessener Zahlung oder eine gleichwertige rechtssichere Lösung fortzuführen. Der Bonus allein rechtfertigt weder die Direktvermarktungspflicht noch das Ende der Übergangsregelung.

5. Wie bewerten Sie die Abschaffung der festen Einspeisevergütung?

Die feste Einspeisevergütung für neue kleine PV-Anlagen darf erst entfallen, wenn für die betroffenen Anlagensegmente ein dauerhaft zugänglicher und wirtschaftlich tragfähiger Erlösweg besteht. Das Solar Cluster Baden-Württemberg schlägt hierfür seine vereinfachte marktwertorientierte Netzbetreiberabnahme vor: Anlagen reduzieren ihre Einspeisung bei negativen Börsenpreisen preisabhängig über Wechselrichter oder Energiemanagementsysteme. Bei nachgewiesener Steuerung entfällt die dauerhafte pauschale Begrenzung der Einspeiseleistung auf 50 Prozent. Die gemessene Jahreseinspeisung wird mit einem aus Börsenerlösen abgeleiteten gewichteten Solar-Marktwert abgerechnet; notwendige Vermarktungskosten werden transparent abgezogen. Die individuelle Direktvermarktung bleibt freiwillig möglich. Unsere Modellrechnung für das Preis- und Wetterjahr 2025 ergibt bei Abregelung unter 0 ct/kWh einen gewichteten Marktwert von rund 7 ct/kWh je tatsächlich eingespeister Kilowattstunde vor Vermarktungskosten. Dieser Wert ist eine Prüfgröße, keine garantierte Mindestvergütung und kein Nachweis der Wirtschaftlichkeit aller Anlagen. Reicht der erzielbare Nettoerlös für ein Anlagensegment nicht aus, muss die nachgewiesene Finanzierungslücke durch eine angemessene, beihilferechtlich genehmigungsfähige Zahlung oder gleichwertige Erlösabsicherung geschlossen werden. Dies ist insbesondere für Volleinspeiser und Anlagen mit hohem Einspeiseanteil gesondert zu prüfen. Solange weder unser Modell noch ein gleichwertiger tragfähiger Erlösweg eingeführt ist, muss eine vergütete Abnahme für kleine Anlagen erhalten bleiben.

6. Wie bewerten Sie die Abschaffung der Ausfallvergütung?

Die Ausfallvergütung kann für Neuanlagen nur gestrichen werden, wenn es einen wirksamen Ersatz für unverschuldete Unterbrechungen der Direktvermarktung gibt. Die bisherigen Erfahrungen mit etablierten Vermarktungsprozessen lassen sich nicht ohne Weiteres auf die künftig verpflichtete große Zahl kleiner PV-Anlagen übertragen. Auch bei ordnungsgemäßigem Verhalten können etwa die Insolvenz eines Direktvermarkters, eine verzögerte Bilanzkreiszuordnung oder technische Störungen beim Wechsel zu einer Vermarktungslücke führen. Für solche Fälle fordern wir eine sofort nutzbare, eng befristete Ersatzzuordnung mit klaren Melde-, Zuständigkeits- und Abrechnungsregeln. Ordnungsgemäß eingespeister Strom darf während

eines unverschuldeten Ausfalls nicht allein deshalb unentgeltlich bleiben. Er sollte nach dem erzielbaren positiven Marktwert abzüglich nachvollziehbarer notwendiger Vermarktungskosten abgerechnet werden; ein bestehender Förderanspruch darf nicht allein wegen des Ausfalls des Vermarkters verloren gehen. Die Regelung darf weder Anreize zur Einspeisung bei negativen Preisen setzen noch als dauerhafter Ersatz für reguläre Vermarktung dienen. Sie ist eine Notfallabsicherung. Für den dauerhaften Erlösweg kleiner PV-Anlagen schlagen wir weiterhin die vereinfachte marktwertorientierte Netzbetreiberabnahme mit preisabhängiger Steuerung vor.

7. Wie bewerten Sie die Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung bei Solaranlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt auf 50 Prozent?

Wir lehnen eine dauerhafte pauschale Begrenzung der Einspeiseleistung auf 50 Prozent für Solaranlagen des zweiten Segments unter 100 kW ab. Sie verhindert auch Einspeisung bei positiven Preisen und reduziert Einspeisung bei negativen Preisen nur teilweise. Unsere Modellrechnung für eine südorientierte 10-kWp-Anlage am Standort Halle im Preis- und Wetterjahr 2025 zeigt für die 50-Prozent-Begrenzung einen modellierten Börsenerlös von 545 Euro gegenüber 646 Euro bei einer Abregelung in Stunden negativer Preise. Die Werte gelten vor Vermarktungskosten und sind keine allgemeine Ertragsprognose. Für Anlagen, die ihre Einspeisung am Netzanschlusspunkt nachweislich anhand eines vorab bekannten Preissignals steuern, muss die pauschale Begrenzung entfallen können – auch dann, wenn sie regulär direkt vermarktet werden und unser vorgeschlagenes Abnahmemodell nicht eingeführt wird. Lokale Netzengpässe sind gesondert mit geeigneten Netzmaßnahmen zu behandeln. Die Wirkungen sind über mehrere Preis- und Wetterjahre sowie für Anlagen mit Eigenverbrauch und Speicher zu prüfen.

8. Bitte ergänzen Sie sonstige Anmerkungen zur Beihilfefähigkeit der beschriebenen Maßnahmen.

Das Solar Cluster Baden-Württemberg schlägt als **zusätzliche gesetzliche Option** eine vereinfachte marktwertorientierte Netzbetreiberabnahme für preisabhängig steuerbare PV-Anlagen unter 100 kW vor. Wechselrichter oder Energiemanagementsysteme reduzieren die Einspeisung am Netzanschlusspunkt bei negativen Day-Ahead-Preisen. Die gemessene Jahreseinspeisung wird anhand eines aus Börsenerlösen abgeleiteten gewichteten Solar-Marktwerts abzüglich transparenter notwendiger Vermarktungskosten abgerechnet; die individuelle Direktvermarktung bleibt freiwillig möglich. Die bilanzielle Zuordnung, die Vermarktung, die Referenzprofile und sämtliche Zahlungs- und Ausgleichsströme müssen vor einer Einführung rechtlich und beihilferechtlich geprüft werden. Wir behaupten weder einen garantierten Preis noch eine pauschale Beihilfefreiheit dieses Vorschlags. Wird er nicht übernommen, darf daraus keine Pflicht zur wirtschaftlich untragbaren Direktvermarktung kleiner Einspeisemengen folgen. Dann muss eine vergütete Abnahme erhalten bleiben, bis ein gleichwertiger, tatsächlich zugänglicher Erlösweg besteht.

III. Einführung zweiseitiger Differenzverträge

9. Wie bewerten Sie die Regelungen zur Einführung des Refinanzierungsbeitrags?

Der Refinanzierungsbeitrag kann Überkompensation begrenzen und die Förderkosten in Hochpreisjahren senken. In der vorgesehenen Form setzt die Abschöpfung jedoch bereits ein, sobald der Jahresmarktwert den anzulegenden Wert übersteigt. Wir schlagen stattdessen einen Erlöskorridor mit einer finanzierbaren Untergrenze und einer gesonderten, höheren Abschöpfungsgrenze vor. Innerhalb dieses Korridors sollen zusätzliche Erlöse aus effizienter Projektentwicklung und guter Vermarktung beim Betreiber verbleiben. Beide Grenzen müssen vor der Investitionsentscheidung feststehen und anhand wettbewerblicher Ergebnisse oder belastbarer Kosten-, Erlös- und Finanzierungsdaten so bemessen werden, dass eine angemessene Rendite möglich ist und Überkompensation vermieden wird.

Für den geförderten Anlagenanteil müssen Förderanspruch und Rückzahlungspflicht zusammen gelten, auch wenn der Strom über einen PPA vermarktet wird. Der verwendete Referenzmarktwert sollte strukturelle Unterschiede im Erzeugungsprofil und marktübliche Vermarktungskosten sachgerecht berücksichtigen. Ein individuell vereinbarter niedriger PPA-Preis darf die Rückzahlung jedoch nicht automatisch mindern. Für einen vorab klar abgegrenzten, förderfreien Anlagenanteil sollten weder Marktprämie noch Refinanzierungsbeitrag anfallen. Berechnung, Abschläge und Endabrechnung müssen für Betreiber, Projektierer und finanzierende Banken verbindlich und nachvollziehbar geregelt sein.

10. Wie bewerten Sie die Regelungen zur dynamischen Abschöpfung?

Die dynamische Abschöpfung ist im Grundsatz sinnvoll: Sie soll verhindern, dass ein Betreiber bei niedrigen, aber positiven Preisen allein wegen des Refinanzierungsbeitrags die Einspeisung einstellt. Der für Solarstrom vorgesehene Mindestenergieertrag von 0,5 ct/kWh betrifft jedoch nur diese kurzfristige Betriebsentscheidung. Er sichert weder die Finanzierung der Anlage noch eine angemessene Rendite. Die Höhe ist anhand tatsächlicher variabler Betriebs- und Vermarktungskosten zu überprüfen und bei nachgewiesenem Bedarf anzupassen. Die viertelstündliche Berechnung muss für Betreiber, Direktvermarkter und Netzbetreiber nachvollziehbar und automatisierbar sein. Zugleich dürfen Speicher und eine Vermarktung zu Zeiten hohen Stromwerts nicht dadurch entwertet werden, dass zusätzliche Erlöse vollständig abgeschöpft werden. Die dynamische Regel ergänzt deshalb einen angemessen bemessenen Erlöskorridor; sie ersetzt ihn nicht.

11. Wie bewerten Sie die Beihilfefähigkeit der beschriebenen Maßnahmen? Sehen sie die Grenze von 100 Kilowatt installierte Leistung, ab der eine Abschöpfung im Rahmen des zweiseitigen CfD greift, als geeignet, den Ausbau der erneuerbaren Energien weiterhin effizient und zielgerichtet voranzutreiben?

Die Grenze von 100 kW ist als klare Schwelle für die Anwendung des Refinanzierungsbeitrags nachvollziehbar. Sie besagt aber nichts darüber, ob Projekte knapp oberhalb dieser Grenze den gleichen finanziellen Spielraum haben wie große Freiflächenanlagen. Insbesondere gewerbliche Dachanlagen können höhere spezifische Kosten, Eigenverbrauch, aufwendigere Netzanschlüsse und andere Vermarktungsrisiken aufweisen. Für eine beihilferechtlich tragfähige Ausgestaltung sollten Untergrenze, Abschöpfungsgrenze und Referenzpreis diese Unterschiede anhand repräsentativer Projekte berücksichtigen. Entscheidend ist, dass Förderung und Rückzahlung zusammen einen wirtschaftlich tragfähigen Ausbau ermöglichen und

Überkompensation vermeiden. Die Wirkungen auf Kapitalkosten, Projektentwicklung und realisierte Anlagen sind nach Einführung zu überprüfen. Bei der Bewertung der Schwelle darf nicht vorausgesetzt werden, dass unser gesondert vorgeschlagenes Vermarktungsmodell für Anlagen unter 100 kW tatsächlich eingeführt wird.

12. Wie bewerten Sie die einmalige Wechselmöglichkeit innerhalb der ersten zehn Jahre nach Inbetriebnahme (vgl. § 21e Entwurf EEG 2027)? In welchem Umfang werden im Rahmen des Opt-outs Risiken vom Bieter übernommen? Sehen Sie alternative und/oder zusätzliche Möglichkeiten, um den PPA-Markt im Zusammenspiel mit dem staatlichen Investitionsrahmen bei konsequenter Anwendung des Abschöpfungsmechanismus weitergehend zu stärken?

Der einmalige und endgültige Ausstieg nach § 21e eröffnet Betreibern die Chance, ihre Anlage künftig ohne Förderung und Refinanzierungsbeitrag über den Markt zu finanzieren. Dafür übernehmen sie für die verbleibende Laufzeit das Preis-, Mengen-, Vermarktungs- und Vertragspartnerrisiko. Für Projekte, die zunächst eine staatliche Absicherung zur Finanzierung benötigen, ist diese unwiderrufliche Entscheidung jedoch wenig flexibel.

Wir sprechen uns deshalb für größere Freiheit bei der Vermarktung aus. Betreiber sollten Strom auch über PPA an regionale Unternehmen liefern und ihren Vermarktungsweg jährlich anpassen können. Ein solcher Wechsel darf nicht dazu führen, dass für den geförderten Teil einer Anlage in Niedrigpreisjahren die Marktprämie beansprucht und in Hochpreisjahren die Abschöpfung umgangen wird. Förderanspruch und Rückzahlungspflicht müssen für diesen Teil zusammen gelten.

Zusätzlich sollte ein vorab festgelegter Teil der Anlagenleistung dauerhaft ohne Förderung und Refinanzierungsbeitrag vermarktet werden können. Diese Aufteilung muss einfach messbar und abrechenbar sein. Sie ermöglicht langfristige PPA und regionale Direktlieferungen, ohne den abgesicherten Teil des Projekts beihilferechtlich zu belasten. Die Bundesregierung sollte außerdem prüfen, wie sich unterschiedliche CfD-Gestaltungen auf Investitionen, regionale Wertschöpfung und die Gewerbesteuererinnahmen der Standortkommunen auswirken. Bei Direktlieferungen vor dem Netzverknüpfungspunkt sind die tatsächlichen Liefer- und Messverhältnisse maßgeblich; regionale Lieferung über das öffentliche Netz ist davon zu unterscheiden.

13. Wie bewerten Sie die Evaluierungsklausel (vgl. § 99a Entwurf EEG 2027) zur Berücksichtigung von nachgelagerten Märkten im Investitionsrahmen? Vor dem Hintergrund einer fortlaufenden akademischen Diskussion um mögliche Verzerrungen des Dispatch-Anreizes durch die fehlende Konditionierung der Förderzahlungen bzw. Refinanzierungsbeiträge an ein positives Vorzeichen von Intraday-Preisen: Wie bewerten Sie eine Berücksichtigung von Intraday-Preisen – insb. eine Aussetzung von Förderzahlungen bei negativen Intraday-Preisen – im Investitionsrahmen mit Blick auf Praxistauglichkeit, betriebs- und volkswirtschaftliche Kosteneffizienz und Systemsicherheit sowie anderweitige Aspekte?

Die Evaluierung nach § 99a begrüßen wir. Sie sollte anhand tatsächlicher Handels- und Einspeisedaten untersuchen, ob Marktprämie und Refinanzierungsbeitrag Anreize schaffen, Strom trotz negativer Intraday-Preise einzuspeisen. Dabei ist entscheidend, welcher Preis dem Betreiber oder Direktvermarkter zum Zeitpunkt seiner Entscheidung bekannt war und ob die Einspeisung technisch und vertraglich noch geändert werden konnte. Zu berücksichtigen

sind auch Bilanzkreisrisiken, PPA-Verpflichtungen, Speicherbetrieb, Netzsicherheit und die Kosten zusätzlicher Mess- und Abrechnungsprozesse.

Eine pauschale Aussetzung der Förderung allein wegen eines erst nachträglich festgestellten negativen Intraday-Preises lehnen wir ab. Sie würde Risiken schaffen, auf die Betreiber nicht verlässlich reagieren können, und könnte die Finanzierungskosten erhöhen. Auch eine einseitige Änderung, bei der Förderzahlungen entfallen, die Abschöpfungspflicht aber unverändert bleibt, wäre nicht sachgerecht. Sollte die Evaluierung erhebliche Fehlanreize belegen, sind gezielte Regeln zu entwickeln, deren Preissignal rechtzeitig verfügbar ist und deren technische Umsetzung zu angemessenen Kosten möglich ist. Änderungen müssen vor der Investitionsentscheidung kalkulierbar sein. Zu prüfen ist zugleich, wie sich der von uns vorgeschlagene Erlöskorridor und förderfreie PPA-Anteile auf die Teilnahme an Intraday-Märkten auswirken.

14. Bitte ergänzen Sie sonstige Anmerkungen zur Beihilfefähigkeit der beschriebenen Maßnahmen.

Die Beihilfeprüfung sollte den Investitionsrahmen als Ganzes betrachten. Erlösuntergrenze, Abschöpfungsgrenze, Referenzmarktwert, dynamische Abschöpfung, PPA-Vermarktung und ein möglicher förderfreier Anlagenanteil wirken gemeinsam auf die Wirtschaftlichkeit. Anhand repräsentativer Dach- und Freiflächenprojekte sollte offengelegt werden, welche Betreibererlöse und Eigenkapitalrenditen sich bei unterschiedlichen Strompreisen, Finanzierungskosten, Abregelungsmengen und Vermarktungsverträgen ergeben. Dabei sind auch marktgerechte Kosten der Projektentwicklung, des Netzanschlusses und der kommunalen Beteiligung zu berücksichtigen. Dieselben Kosten dürfen nicht mehrfach durch Förderung oder Erstattung abgegolten werden.

Die Bewertung sollte außerdem die Folgen unterschiedlicher CfD-Gestaltungen für regionale Direktlieferungen, Investitionen und mögliche Gewerbesteuererinnahmen der Standortkommunen ausweisen. Eine höhere Abschöpfung kann die Gewinne der Projekte und damit auch die kommunalen Einnahmen beeinflussen; dieser Effekt ist transparent zu quantifizieren, ohne daraus einen Anspruch auf Überkompensation abzuleiten. Die beihilferechtliche Genehmigung des EEG oder eine rechtssichere Übergangsregelung muss rechtzeitig geklärt sein, damit Projektierer und Banken Investitionen auf verlässlicher Grundlage entscheiden können

IV. PV Regelungen Beihilfefähigkeit

15. Wie bewerten Sie die Einführung eines einheitlichen, größenunabhängigen Fördersatz für nicht ausschreibungspflichtigen Solaranlagen in Höhe von 6,2 Cent pro Kilowattstunde?

Ein einheitlicher Wert von 6,2 ct/kWh vereinfacht die Verwaltung, bildet aber die Kosten- und Erlösunterschiede nicht ausschreibungspflichtiger PV-Anlagen nur unzureichend ab. Dach- und Freiflächenanlagen, Anlagen mit und ohne Eigenverbrauch sowie besondere Solaranlagen haben unterschiedliche Investitionskosten, Einspeisemengen und Risikoprofile. Bei Volleinspeisern entfällt der wirtschaftliche Vorteil des Eigenverbrauchs; zusätzlich mindern Preisreaktion und gegebenenfalls die 50-Prozent-Grenze die vergütungsfähige Menge. Der angemessene Förderbedarf muss daher segmentbezogen über Lebensdauer, Markterlöse, Kosten und Kapitalkosten ermittelt werden. Ein pauschaler Wert darf nicht bei einem Teil der Anlagen zur Unterdeckung und bei anderen zur Überkompensation führen. Wir bitten um

getrennte Referenzprojekte und gegebenenfalls differenzierte anzulegende Werte oder funktional gleichwertige Absicherungen.

16. Wie bewerten Sie den Bonus für Agri- und Moor-PV-Anlagen in Höhe von 0,5 Cent pro Kilowattstunde?

Ein Bonus für Agri- und Moor-PV ist dem Grunde nach sachgerecht, wenn nachgewiesene Mehrkosten und zusätzliche Standortanforderungen eine Finanzierungslücke begründen. Ein pauschaler Aufschlag von 0,5 ct/kWh erscheint aus unserer Sicht für viele Projekte nicht ausreichend. Eine projektspezifische Kostenbegründung, die seine Angemessenheit für alle Untergruppen belegt, ist erforderlich. Das Solar Cluster hat für nicht ausschreibungspflichtige besondere Solaranlagen mindestens 2,5 ct/kWh als Ausgangsforderung benannt. Dieser Wert ist beihilferechtlich anhand repräsentativer Mehrkosten, Markterlöse und Kapitalkosten zu prüfen, nicht ungeprüft zu übernehmen. Auch Parkplatz- und Floating-PV sollten bei nachgewiesenem Mehrbedarf vergleichbar berücksichtigt werden. Für größere Vorhaben ist ein gesondertes wettbewerbliches Segment mit sachgerecht ermitteltem Höchstwert zu prüfen. Eine regelmäßige Überprüfung verhindert Überkompensation.

17. Bitte ergänzen Sie sonstige Anmerkungen zur Beihilfefähigkeit der beschriebenen Maßnahmen.

Die weitgehende Beendigung der Förderung für Anlagen unter 25 kW darf nicht mit der Annahme begründet werden, alle kleinen PV-Anlagen seien wegen Eigenverbrauch rentabel. Ein kleiner Volleinspeiser hat gerade keine vermiedenen Strombezugskosten. Auch bei Anlagen mit hohen Einspeiseanteilen sind Kosten und tatsächlich erzielbare Erlöse gesondert zu vergleichen. Soweit eine Finanzierungslücke nachgewiesen wird, sollte eine angemessene Marktpremie oder gleichwertige Absicherung erreichbar bleiben, auch wenn für die Vermarktung ein vereinfachtes, standardisiertes Verfahren genutzt wird. Für preisabhängig steuerbare Überschusseinspeiser schlagen wir daneben einen marktwertorientierten Vermarktungsweg ohne feste Erlösgarantie vor. Beide Fallgruppen dürfen in der Beihilfeprüfung nicht vermischt werden. Die konkrete Abwicklung des vorgeschlagenen Vermarktungswegs ist auf staatliche Mittel, Poolausgleich und mögliche Quersubventionen zu prüfen.

V. PV Regelungen Nutzung und Umfang von Ausschreibungen

18. Stimmen Sie zu, dass das Ausschreibungsdesign für Solaranlagen geeignet ist, um den nötigen Ausbau der Solaranlagen größer 750 kW kostengünstig und effizient zu realisieren?

Ausschreibungen sind für größere, hinreichend vergleichbare Projekte grundsätzlich geeignet, eine angemessene Förderhöhe im Wettbewerb zu bestimmen. Die Schwellen von mehr als 1 MW im ersten und mehr als 750 kW im zweiten Segment sind administrativ nachvollziehbar. Effektiver Wettbewerb setzt jedoch genügend qualifizierte Gebote, realistische Höchstwerte und angemessene Teilnahmebedingungen voraus. Größere Dachanlagen tragen andere Planungs-, Statik-, Netzanschluss- und Finanzierungskosten als Standard-Freiflächenanlagen. Das Ausschreibungsdesign sollte deshalb segmentbezogen evaluiert werden. Für kleinere

Projekte können die KUEBLL (Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen) bei begründeter Ausgestaltung eine Ausnahme von der Ausschreibung ermöglichen; daraus folgt keine pauschale Rechtfertigung einer bestimmten Förderhöhe.

19. Sehen Sie das vom BMWF vorgeschlagene Ausschreibungsvolumen als angemessen an, um den notwendigen Ausbau von Solaranlagen zu erreichen?

Das vorgesehene Volumen kann nur anhand realisierbarer Projektpipelines, Zuschlags- und Realisierungsquoten sowie des erwarteten Zubaus außerhalb der Ausschreibungen als angemessen beurteilt werden. Die Erhöhung im Freiflächensegment auf 14 GW und die Reduktion des Dachsegments auf 1,5 GW jährlich können die Ausbauziele rechnerisch stützen, dürfen aber keinen strukturellen Rückgang wirtschaftlich sinnvoller Dachprojekte vorwegnehmen. Die Annahme von weiterhin 6,5 GW jährlichem Zubau außerhalb der Ausschreibungen muss angesichts des weitgehenden Wegfalls der Förderung für kleine Anlagen und der neuen Direktvermarktungspflichten belastbar belegt werden. Wir empfehlen eine jährliche Überprüfung und eine rechtzeitig auslösbare Anpassung der Mengen bei zu geringer Beteiligung, ausbleibender Realisierung oder erkennbar sinkendem Dachzubau.

20. Wie bewerten Sie die Bedingungen für die regulären Freiflächenausschreibungen (Ausschreibungsverfahren, Höchstwert und die Ausgleichsmöglichkeit, falls weniger PV-Dachanlagen zugebaut werden)?

Ein offenes und transparentes Ausschreibungsverfahren mit sachgerechtem Höchstwert ist beihilferechtlich grundsätzlich geeignet. Der Höchstwert sollte anhand aktueller Investitions-, Netzanschluss-, Betriebs- und Finanzierungskosten überprüft werden; zu niedrige Werte können trotz formalem Wettbewerb zu nicht realisierten Zuschlägen führen. Eine Ausweitung des Freiflächenvolumens bei schwächerem Dachzubau kann die PV-Gesamtmenge stützen, ersetzt aber nicht die Prüfung der Ursachen des Dachrückgangs. Für Agri-, Moor-, Parkplatz- und Floating-PV sollte ein eigenständiges Segment oder eine vergleichbare, durch Kosten und Zusatznutzen begründete Lösung geprüft werden. Zuschlagsvolumina und Höchstwerte sind getrennt zu veröffentlichen und zu evaluieren.

21. Wie bewerten Sie die Verschiebung der Ausschreibungsmengen für PV von den Ausschreibungen des zweiten Segments hin zu den Ausschreibungen des ersten Segments?

Die Verschiebung hin zum ersten Segment kann kurzfristig geringere Gebotswerte erwarten lassen. Das allein belegt keinen höheren gesamtwirtschaftlichen Nutzen: Dach-PV erschließt bestehende Flächen und andere Akteure und kann nahe am Verbrauch entstehen. Ihre spezifischen Kosten sind gesondert zu erfassen. Wenn gleichzeitig die Vergütung kleiner Anlagen weitgehend entfällt und die Vermarktungskosten steigen, kann die Reduktion des Dach-Ausschreibungsvolumens einen Rückgang dieses Segments verstärken. Wir empfehlen, die Verschiebung anhand von Realisierungsquoten, tatsächlichen Förderkosten, Netz- und Vermarktungskosten sowie dem Ausbautempo beider Segmente zu überprüfen. Bei einem nachgewiesenen Rückgang wirtschaftlich sinnvoller Dachprojekte sind die Mengen anzupassen.

22. Haben sie weitergehende Anmerkungen zur Nutzung und zum Umfang von Ausschreibungen für Solaranlagen?

Bei besonderen Solaranlagen dürfen hohe projektspezifische Kosten nicht dadurch verdeckt werden, dass sie ausschließlich mit Standard-Freiflächenprojekten konkurrieren. Ein getrenntes wettbewerbliches Segment mit dokumentiertem Kostenabstand kann Wettbewerb herstellen und Überkompensation verhindern. Ausschreibungen sollten außerdem für kleinere Marktteilnehmer durch verhältnismäßige Sicherheiten, transparente Fristen und klar definierte Standortanforderungen erreichbar sein. Resilienzkriterien sind nur mit transparenter Kosten- und Wettbewerbsprüfung einzuführen. Wir bitten um Veröffentlichung der Gebots-, Zuschlags- und Realisierungsdaten nach Segment, soweit Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse gewahrt bleiben.

VI. PV Regelungen Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfe

23. Wie bewerten Sie insgesamt die Parameter des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfe für PV-Anlagen und die Ermöglichung von Wettbewerb zwischen den Beihilfeempfängern?

Die wettbewerbliche Bewilligung ist dort überzeugend, wo genügend vergleichbare Projekte und Bieter teilnehmen können. Die Streichung des besonderen Untersegments bei zugleich nur 0,5 ct/kWh Bonus für Agri- und Moor-PV birgt das Risiko, dass teurere, flächenschonende Projekte systematisch nicht zum Zuge kommen. Dann bildet das Verfahren nicht den Wettbewerb innerhalb dieser Projektgruppe ab, sondern schließt sie faktisch aus. Für nicht ausgeschriebene kleine Anlagen sind transparente Referenzkosten, Markterlöse und eine regelmäßige Überprüfung der gesetzlichen Werte notwendig. Insgesamt sollten Zugangshürden für kleine Betreiber, Bürgerenergie und mittelständische Unternehmen sowie die Wirkungen der neuen Vermarktungspflichten berücksichtigt werden.

24. Haben Sie konkrete Änderungsvorschläge, um den Wettbewerb zwischen den Beihilfeempfängern zusätzlich anzureizen?

Wir schlagen für besondere Solaranlagen ein getrenntes Ausschreibungssegment oder ein gesondertes Zuschlagskontingent mit einem durch aktuelle Kostendaten begründeten Höchstwert vor. Agri-, Moor-, Parkplatz- und Floating-PV sollten nach nachvollziehbaren Kriterien teilnehmen können. Die allgemeinen Auktionen brauchen realistische Höchstwerte, verhältnismäßige Sicherheiten und eine Korrektur bei wiederholt zu geringer Beteiligung. Bei kleinen Anlagen ist eine Ausschreibung häufig nicht verhältnismäßig; dort sollten segmentbezogene Referenzwerte und regelmäßige Kostenprüfungen den Wettbewerbseffekt ersetzen. Der von uns vorgeschlagene, für große Anlagenzahlen praktikable Vermarktungsweg unter 100 kW würde Eintrittsbarrieren senken und die Zahl potenzieller Anlagenbetreiber und Dienstleister erhöhen.

25. Haben sie sonstige Anmerkungen zu den Parametern des Verfahrens zur Bewilligung der Beihilfe?

Keine Anmerkungen.

VII. PV Regelungen Annahmen zur Quantifizierung

26. Bitte teilen Sie uns Ihre Annahmen zu typischen Anlagen mit repräsentativen technischen Konfigurationen mit.

Als eine technische Referenz für die Prüfung der Preisreaktion liegt uns eine Modellrechnung für eine 10-kWp-PV-Anlage am Standort Halle im Jahr 2025 vor, jeweils in Süd- und Ost-West-Ausrichtung, mit und ohne 10-kWh-Speicher sowie mit einem Beispielhaushalt mit 4.000 kWh Jahresverbrauch.

27. Bitte teilen Sie uns Ihnen vorliegende Annahmen zu den wesentlichen Kosten und Erlösen mit.

Unsere Modellrechnung für eine südorientierte 10-kWp-Anlage in Halle 2025 ohne Eigenverbrauch zeigt vor Vermarktungsentgelt folgende Börsenerlöse: 576 Euro ohne Begrenzung, 545 Euro bei 50-Prozent-Einspeiselimit und 646 Euro bei Abregelung unter 0 ct/kWh. Die eingespeisten Mengen betragen im Modell rund 12.287, 10.528 beziehungsweise 9.481 kWh; daraus folgen unterschiedliche gewichtete Marktwerte. Diese Zahlen sind keine Investitionskosten- oder allgemeine Erlösprognose. Eigenverbrauch, Speicher, Ost-West-Ausrichtung und andere Wetter- und Preisjahre verändern den Wert der verbleibenden Einspeisung. Für eine belastbare Förderlückenrechnung bitten wir das BMW, je Segment CAPEX, OPEX, Ersatzinvestitionen, Netzanschluss-, Mess-, Steuerungs-, Vermarktungs- und Bilanzierungskosten, Eigenverbrauchswert, erzielbare Stromerlöse, Abregelung und Finanzierungskosten offenzulegen. Die Auszahlung in unserem vorgeschlagenen marktwertorientierten Basispfad muss an tatsächliche Poolerlöse und sämtliche Kosten rückgebunden sein.

28. Bitte teilen Sie uns ihre Annahmen zu Kapitalkosten (WACC) der Ihnen bekannten hier in diesem Kontext relevanten Technologien mit.

Dem Solar Cluster liegen für die hier abgefragten PV-Segmente keine konsolidierten, repräsentativen WACC-Werte seiner Mitglieder vor; wir nennen daher keinen pauschalen Prozentsatz. Der WACC hängt insbesondere von Projektgröße, Eigenverbrauch, PPA-Laufzeit, Garantien, Abschöpfungsrisiko, Netzanschluss, Fremdkapitalzins und Eigenkapitalanforderungen ab. Ein einheitlicher WACC für kleine Dächer, größere Gewerbedächer, Freiflächen- und besondere Solaranlagen kann die Förderlücke verzerren. Das BMW sollte verwendete nominale und reale WACC-Annahmen samt Preisbasis, Kapitalstruktur und Sensitivitäten offenlegen und die Marktteilnehmer dazu gezielt konsultieren. Die Liquiditätswirkung des Refinanzierungsbeitrags ist in diesen Szenarien zu berücksichtigen.

29. Bitte teilen Sie uns Ihre Annahmen zur erwarteten wirtschaftlichen Nutzungsdauer der Ihnen bekannten hier in diesem Kontext relevanten Technologien mit.

Für die erwartete wirtschaftliche Nutzungsdauer liegen uns keine segmentübergreifend belastbaren Verbandswerte vor. Sie sollte vom Förderzeitraum und von der technischen Lebensdauer einzelner Komponenten getrennt werden. Module, Wechselrichter und gegebenenfalls Speicher haben unterschiedliche Ersatz- und Wartungszyklen; die Kosten für Ersatzinvestitionen und einen möglichen Restwert sind im Cashflow zu berücksichtigen. Für Referenzprojekte sollten mehrere plausible Nutzungsdauern und Ertragsdegradationen gerechnet und die Auswirkungen auf die erforderliche Beihilfe ausgewiesen werden. Bei besonderen Solaranlagen sind standortbedingte Genehmigungs- und Rückbaupflichten zu berücksichtigen.

30. Teilen Sie unsere Einschätzung zum kontrafaktischen Szenario oder liegen Ihnen dazu andere Informationen vor?

Wir teilen die Annahme, dass ohne Förderung bestimmte PV-Projekte nicht realisiert würden, nicht pauschal für alle Segmente. Ein eigenverbrauchsstarkes Dachprojekt kann auch ohne Marktpremie wirtschaftlich sein. Für kleine Volleinspeiser und besondere Solaranlagen können fehlende Eigenverbrauchserlöse beziehungsweise Mehrkosten dagegen eine Förderung erforderlich machen. Als kontrafaktisches Szenario ist außerdem nicht nur „kein Projekt“ zu prüfen: In Betracht kommen kleinere Dachbelegung, Nulleinspeisung, verzögerte Investition, ein anderer Standort oder eine Standard-Freiflächenanlage statt einer Doppelnutzung. Diese Ausweichreaktionen sind für Anreizeffekt und Wettbewerb wichtig. Die Szenarien sollten je Segment anhand von Projektkalkulationen, Finanzierungsbedingungen und realisierbaren Markterlösen belegt werden.

31. Aus welchen Gründen und Motivationen, die nicht rein finanziell begründet sind, werden Projekte der in diesem Kontext relevanten Technologien realisiert?

PV-Projekte werden auch aus Gründen der Energieversorgung, der Verringerung eigener Strombezugsrisiken, aus betrieblichen Nachhaltigkeitszielen (z. B. Klimaschutz), für lokale Teilhabe und zur sinnvollen Nutzung vorhandener Dächer oder doppelt genutzter Flächen realisiert. In bestimmten Netzregionen zeigt sich die Bedeutung der Eigenstromversorgung besonders deutlich: Der Ausbau des 110-kV-Netzes hat mit dem wachsenden Strombedarf nicht Schritt gehalten. Begrenzte Anschlusskapazitäten erschweren die Erweiterung von Unternehmen. Eigene PV-Anlagen, gegebenenfalls mit Speichern, können den Strombezug aus dem Netz verringern und Betrieben sowie Kommunen mehr Handlungsspielraum geben. Den notwendigen Netzausbau ersetzen sie nicht.

Diese Motive können eine Investition anstoßen, ersetzen aber keine tragfähige Finanzierung und rechtfertigen weder eine pauschale Kürzung noch einen pauschalen Zuschlag. Ihr Einfluss auf Projektentscheidungen ist im jeweiligen Referenzsegment zu prüfen. Bei Agri-, Parkplatz-, Floating- und Moor-PV kommen spezifische Standort- und Flächennutzungsziele hinzu; zusätzliche Kosten und Wirkungen sind transparent gegenüber einer realistischen Alternative abzuwägen.

32. Haben Sie sonstige Anmerkungen und Hinweise zu den Annahmen, auf die sich Quantifizierung stützt, anhand derer Anreizeffekt, Erforderlichkeit und Angemessenheit nachgewiesen werden?

Die Beihilfeprüfung sollte ihre Referenzprojekte, Preis- und Wetterjahre, Eigenverbrauchsprofile, Capture-Preise, Vermarktungsentgelte, Abregelung, Speicher, Investitions- und Betriebskosten, WACC sowie angenommene Nutzungsdauern vollständig offenlegen. Sensitivitäten zu negativen Preisen, 50-Prozent-Kappung, Erlösabschöpfung und Direktvermarktungskosten sind für alle betroffenen PV-Segmente erforderlich. Die Erforderlichkeit einer Förderung kleiner Volleinspeiser darf nicht aus der Wirtschaftlichkeit eigenverbrauchsstarker Anlagen verneint werden. Ebenso darf ein einzelner modellierter gewichteter Marktwert von etwa 7 ct/kWh nicht als garantierter Erlös oder als allgemeine Aussage über den Förderbedarf verwendet werden. Für die marktwertorientierte Abnahme sind tatsächliche Vermarktungserlöse, Auszahlung an Betreiber, Kosten und Poolausgleich jährlich transparent zu vergleichen. Die Regelungen sind in kurzen Abständen mit Blick auf Ausbau, Wettbewerb, Haushaltswirkung und Überkompensation zu evaluieren.