Solar Cluster Baden-Württemberg

STELLUNGNAHME

Stellungnahme zum Referentenentwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor (EEG 2027)

Kommentierung nach Gesetzesstruktur

Stuttgart, 21.07.2026

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

1. Einleitung und grundsätzliche Einschätzung 3

2. Zentrale Änderungsanliegen des Solar Cluster Baden-Württemberg 4

3. Kommentierung zu Artikel 1: Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 5

3.1. Teil 1: §§ 1, 1a und § 2 EEG 2027: Grundausrichtung des EEG, Marktintegration und Investitionsfähigkeit 5

3.2. Artikel 1 Nummer 12: § 9 EEG 2027 – Technische Vorgaben sowie 60-/50-Prozent-Begrenzung 5

3.3. Artikel 1 Nummer 13: § 10b EEG 2027 - Vorgaben zur Direktvermarktung 6

3.4. Teil 2 Abschnitt 1:§ 11 EEG 2027 – Einspeisevorrang erneuerbarer Energien erhalten. 7

3.5. Artikel 1 Nummern 18 bis 21: §§ 20, 21, 21b und 21c EEG 2027 - Marktprämie, Netzbetreiberabnahme und Zuordnung 8

3.6. Artikel 1 Nummer 22: § 21d EEG 2027 – Refinanzierungsbeitrag 9

3.7. Artikel 1 Nr. 29: §§ 25 und 26 EEG 2027 - Dauer, Abschläge und Endabrechnung 10

3.8 Art. 26 Net-Zero-Industry-Act und §§ 28e, 39n, 88d EEG 2027 – Resilienzausschreibungen ausweiten und europäische Wertschöpfung stärken 11

3.9. Artikel 1 Nummern 52, 53, 55: §§ 37b, 37d und 38a EEG 2027 - Besondere Solaranlagen 12

3.10. Artikel 1 Nummer 78: § 48 EEG 2027 – Besondere Solaranlagen bei gesetzlich bestimmten Werten angemessen berücksichtigen 13

3.11. Artikel 1 Nummer 83: § 50c EEG 2027 - Bonus für sonstige Direktvermarktung 14

3.12. Artikel 1 Nummern 84, 85 und 88: §§ 51, 51a und 53 EEG 2027– Negative Preise und Übergangszahlung 15

3.13. Artikel 1 Nummer 106: § 85 EEG 2027 - Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur 17

3.14. Artikel 1 Nummer 122: § 99a EEG 2027 - Evaluierung 18

4. Kommentierung zu Artikel 3: Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes 19

4.1. Artikel 3 Nummern 1 bis 3: §§ 29, 30 und 45 MsbG - Rollout intelligenter Messsysteme für Erzeugungsanlagen ab mehr als 2 kW 19

5. Kommentierung zu Artikel 4: Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung 20

5.1. Artikel 4 Nummern 1 bis 3: §§ 2, 3 und 5 EEV sowie ergänzender Änderungsvorschlag zu § 4a EEV– Preislimitierung, Transparenz und Reduzierung fernsteuerbarer Anlagen 20

6. Fazit 21

ANLAGE ZUR EEG-STELLUNGNAHME 23

1. Einleitung und grundsätzliche Einschätzung

Das Solar Cluster Baden-Württemberg begrüßt, dass der Referentenentwurf die Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien, die Begrenzung von Systemkosten und die bessere Synchronisierung von Erzeugung, Netzen, Speichern und Verbrauch stärker adressiert. Diese Richtung ist grundsätzlich richtig. Photovoltaik ist inzwischen eine tragende Säule der Stromversorgung; die gesetzlichen Rahmenbedingungen müssen daher stärker auf Marktsignale, Flexibilität und Systemdienlichkeit ausgerichtet werden.

Der vorliegende Referentenentwurf enthält gegenüber früheren Entwurfsständen wichtige Nachbesserungen. Dazu zählen insbesondere die befristete Übergangszahlung, der Direktvermarktungsbonus, die Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur für Härtefälle sowie die zumindest teilweise wieder aufgenommene Berücksichtigung besonderer Solaranlagen. Diese Änderungen zeigen, dass der Systemwechsel abgefedert werden soll.

Gleichzeitig bleiben zentrale Risiken bestehen. Der Entwurf beendet für kleine Neuanlagen unter 25 kW die bisherige Förderlogik, erweitert die Direktvermarktung stark, setzt für kleinere Dachanlagen eine dauerhafte pauschale Einspeisebegrenzung an und verweist für viele Umsetzungsfragen auf Markt- und Digitalisierungsprozesse, die heute noch nicht massengeschäftstauglich funktionieren. Wenn diese Voraussetzungen zum Inkrafttreten nicht erfüllt sind, entsteht kein effizienterer Markt, sondern ein Investitionshemmnis. Zugleich zeigt die im Entwurf vorgesehene befristete Übergangszahlung von rechnerisch rund 5,2 ct/kWh, dass der Entwurf den Wert marktdienlich eingespeisten Solarstroms nicht ausreichend abbildet. Der einheitliche anzulegende Wert für neue Solaranlagen soll auf 6,2 ct/kWh festgelegt werden; bei der befristeten Übergangszahlung ist hiervon ein Abschlag von 1 ct/kWh vorgesehen.

Der Wegfall des bisherigen Volleinspeisebonus kann bei Volleinspeiseanlagen ohne weitere Kompensation zu einem wirtschaftlichen Fadenriss führen: Beispielrechnungen zeigen, dass sich Amortisationszeiten annähernd verdoppeln und Projektrenditen auf unter 1 Prozent sinken können.

Für die Praxis ist entscheidend: Anlagenbetreiber/innen, Handwerksbetriebe, Projektierer/innen und Finanzierer/innen investieren nur, wenn der wirtschaftliche Rahmen einfach, planbar und rechtssicher ist. Wenn kleine und mittlere Anlagen zwar einspeisen sollen, aber weder eine praktikable Vermarktung noch eine verlässliche Erlöslogik erhalten, werden Dächer kleiner belegt, Projekte verschoben oder gar nicht realisiert. Dies würde den Ausbau der Photovoltaik, die regionale Wertschöpfung und die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende schwächen.

Das Solar Cluster Baden-Württemberg unterstützt daher den Systemwechsel zur Marktintegration, lehnt aber einen ersatzlosen Wegfall verlässlicher Investitionsbedingungen ab. Marktintegration muss für kleine und mittlere PV-Anlagen massentauglich, standardisiert, digital, kostengünstig und investitionsfähig ausgestaltet werden.

Das Solar Cluster Baden-Württemberg hält eine rechtzeitige beihilferechtliche Absicherung des EEG 2027 für zwingend. Eine Förderlücke ab dem 1. Januar 2027 muss ausgeschlossen werden. Inhaltliche Reformen dürfen nicht dazu führen, dass die Investitions- und Finanzierungsfähigkeit neuer PV-Projekte am Jahreswechsel unterbrochen wird.

2. Zentrale Änderungsanliegen des Solar Cluster Baden-Württemberg

Das Solar Cluster Baden-Württemberg sieht im Referentenentwurf zur EEG-Novelle 2027 insbesondere folgenden Änderungsbedarf:

- Keine abrupte oder ersatzlose Beendigung verlässlicher Investitionsbedingungen für kleine Dachanlagen.
- Standardisierte, massengeschäftstaugliche Marktintegration für kleine und mittlere PV-Anlagen statt individueller Direktvermarktung als Regelfall.
- Als massengeschäftstaugliche Option sollte eine vereinfachte Marktintegration für PV-Anlagen unter 100 kW gesetzlich ermöglicht werden. Diese kann auf einer preisabhängigen Steuerung der Einspeisung über Wechselrichter oder HEMS beruhen. Die Abrechnung erfolgt auf Grundlage der gemessenen Jahreseinspeisung und eines gewichteten Marktwerts PV, der anhand geeigneter Referenzanlagen bestimmt wird. Das Modell vermeidet zusätzliche Einspeisung in negativen Preisstunden, ohne eine individuelle Direktvermarktung, viertelstundenscharfe Abrechnung oder einen sofortigen iMSys-Rollout für jede Kleinanlage vorauszusetzen. Die Einzelheiten sind in der Anlage „Vereinfachte Marktintegration für PV-Kleinanlagen“ dargestellt.
- Dynamische, preis- und systemorientierte Einspeisesteuerung statt dauerhafter pauschaler 50-Prozent-Kappung.
- Keine faktische Null-Einspeisung durch unentgeltliche Abnahme als Standardfall; eingespeister Strom muss bei marktdienlicher Steuerung zumindest marktwertorientiert vergütet werden.
- Erhalt investitionsfähiger Rahmenbedingungen für Volleinspeiseanlagen und Anlagen mit hohem Einspeiseanteil. Der Wegfall des bisherigen Volleinspeisebonus kann insbesondere bei Anlagen bis 100 kW zu einem Fadenriss führen, weil gleichzeitig die eingespeisten Strommengen durch marktdienliche Abregelung sinken und die bisherige Erlöslogik für vollständig belegte Dächer entfällt. Soweit höhere anzulegende Werte, ergänzende Zahlungen oder funktional gleichwertige Mechanismen für Volleinspeiseanlagen vorgesehen oder wieder eingeführt werden, müssen diese auch bei vereinfachter Direktvermarktung und marktwertorientierter Netzbetreiberabnahme anwendbar sein.
- Stärkung resilienter europäischer Wertschöpfungsketten für Schlüsseltechnologien der Photovoltaik und Systemintegration. Die vorgesehenen Resilienzausschreibungen sollten ausgeweitet, langfristig verstetigt und so ausgestaltet werden, dass neben Modulen auch Wechselrichter, Leistungselektronik, Energie-Management-Systeme, Speicherintegration und Cybersecurity angemessen berücksichtigt werden.
- Erhalt eines eigenständigen, wirksamen Mechanismus für besondere Solaranlagen, insbesondere Agri-PV, Parkplatz-PV, Floating-PV und Moor-PV, mindestens auf dem Förder- und Ausschreibungsniveau des EEG 2023.
- Smart-Meter- und Steuerungsrollout als Ermöglichung der Marktintegration, nicht als neues Investitionshindernis.
- Transparente und planbare Ausgestaltung des Refinanzierungsbeitrags für größere gewerbliche PV-Anlagen ab 100 kW.
- Verbindliche Evaluierung der Auswirkungen auf Dach-PV, Gewerbe-PV, Speicherintegration, Direktvermarktungskosten, Abregelungswirkungen und Ausbaupfade.

3. Kommentierung zu Artikel 1: Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

3.1. Teil 1: §§ 1, 1a und § 2 EEG 2027: Grundausrichtung des EEG, Marktintegration und Investitionsfähigkeit

Regelungsgegenstand: Der Entwurf richtet das EEG stärker auf Kosteneffizienz, Marktintegration und Systemdienlichkeit aus. Die Zielvorschriften selbst bleiben im Kern erhalten, die Begründung und die Folgeänderungen verschieben jedoch den Investitionsrahmen erheblich.

Bewertung: Die Richtung ist grundsätzlich richtig. Marktintegration und Systemdienlichkeit dürfen aber nicht dazu führen, dass Investitionsfähigkeit und dezentrale Akteursvielfalt aus dem Gesetz herausfallen. Gerade Dach-PV und Gewerbe-PV benötigen einfache, verlässliche und für Endkund/innen verständliche Rahmenbedingungen.

Änderungswunsch: Die Ziel- und Grundsatzebene sollte um ein klares Leitprinzip ergänzt werden: Markt- und Systemintegration müssen massengeschäftstauglich und investitionsfähig erfolgen. Der Entwurf sollte klarstellen, dass Kosteneffizienz nicht nur kurzfristige EEG-Haushaltsentlastung bedeutet, sondern auch die Vermeidung von Transaktionskosten, Bürokratie und Investitionsabbrüchen. Bitte lesen Sie dazu das dazu entwickelte Modell.

Formulierungsvorschlag

In § 1 oder § 1a EEG 2027 sollte folgender Grundsatz ergänzt werden:

„Die Ausgestaltung der Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien muss so erfolgen, dass der weitere Ausbau erneuerbarer Energien, insbesondere von dezentralen Photovoltaikanlagen auf, an oder in Gebäuden, investitionsfähig, massengeschäftstauglich, digital umsetzbar und für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber verhältnismäßig bleibt. Regelungen zur Direktvermarktung, Steuerbarkeit und Abrechnung sind so auszugestalten, dass sie den Ausbau nicht durch unverhältnismäßige Transaktionskosten oder nicht verfügbare Marktprozesse hemmen."

Kurze Begründung: Wenn Marktintegration eingeführt wird, bevor Vermarktung, Messung, Steuerung und Abrechnung praktisch verfügbar sind, entsteht ein regulatorisches Risiko. Dieses Risiko wird bei kleinen und mittleren Anlagen nicht durch professionelle Projektstrukturen aufgefangen, sondern wirkt unmittelbar auf Investitionsentscheidungen. Die Folge wäre weniger Dach-PV, geringere regionale Wertschöpfung und eine Schwächung der Akzeptanz.

3.2. Artikel 1 Nummer 12: § 9 EEG 2027 – Technische Vorgaben sowie 60-/50-Prozent-Begrenzung

Regelungsgegenstand: Eine bessere Steuerbarkeit kleiner und mittlerer Anlagen ist grundsätzlich sinnvoll. Die dauerhafte 50-Prozent-Kappung ist jedoch zu pauschal. Sie reduziert auch Einspeisung in Stunden mit positiven Preisen und hoher Nachfrage, während sie negative Preisstunden nur ungenau adressiert. Damit wird marktdienliche Erzeugung abgeschnitten und die Wirtschaftlichkeit kleiner Dachanlagen verschlechtert. Eine starre 50-Prozent-Begrenzung dämpft zwar Einspeisespitzen, vermeidet aber Einspeisung bei negativen Börsenpreisen nur unzureichend. Zielgenauer ist eine preis- und systemorientierte Steuerung, bei der Einspeisung insbesondere in Stunden mit negativen oder sehr niedrigen Börsenpreisen reduziert wird.

Bewertung: Eine bessere Steuerbarkeit kleiner und mittlerer Anlagen ist grundsätzlich sinnvoll. Die dauerhafte 50-Prozent-Kappung ist jedoch zu pauschal. Sie reduziert auch Einspeisung in Stunden mit positiven Preisen und hoher Nachfrage, während sie negative Preisstunden nur ungenau adressiert. Damit wird marktdienliche Erzeugung abgeschnitten und die Wirtschaftlichkeit kleiner Dachanlagen verschlechtert.

Änderungswunsch: Die dauerhafte pauschale Kappung sollte gestrichen oder auf eine eng begrenzte Übergangsregelung reduziert werden. Vorrangig sollte eine preis- und systemorientierte Steuerung vorgesehen werden: Abregelung bei negativen Börsenpreisen, optional abgestufte Reduzierung bei sehr niedrigen Preisen und netzdienliche Steuerung bei konkreten Engpässen. Für Anlagen unter 100 kW sollte ausdrücklich auch eine Umsetzung über Wechselrichter oder HEMS ermöglicht werden.

Formulierungsvorschlag

§ 9 Absatz 2b EEG 2027 sollte wie folgt neu gefasst werden:

„Betreiber von Solaranlagen des zweiten Segments mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt, die Strom in das Netz einspeisen, stellen sicher, dass die Einspeiseleistung der Anlage bei negativen Spotmarktpreisen sowie nach Maßgabe einer Festlegung der Bundesnetzagentur bei sehr niedrigen Spotmarktpreisen oder in weiteren systemdienlichen Fällen reduziert werden kann. Die Reduzierung kann über ein intelligentes Messsystem mit Steuerungseinrichtung, über ein geeignetes Energie-Management-System oder über eine im Wechselrichter implementierte preisbasierte Steuerungsfunktion erfolgen. Eine pauschale Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung darf nur übergangsweise gelten, solange eine solche preis- oder systemorientierte Steuerung technisch nicht verfügbar oder nicht massengeschäftstauglich umgesetzt ist.“

Kurze Begründung: Eine starre Kappung ist einfach, aber volkswirtschaftlich ungenau. Sie bestraft auch Einspeisung, die für Strommarkt und Verbraucher/innen nützlich ist. Eine dynamische Steuerung trifft das eigentliche Problem präziser: zusätzliche Einspeisung in Zeiten negativer oder sehr niedriger Preise. Sie verbessert die Systemintegration, ohne die Investitionsrechnung unnötig zu verschlechtern.

3.3. Artikel 1 Nummer 13: § 10b EEG 2027 - Vorgaben zur Direktvermarktung

Regelungsgegenstand: § 10b Absatz 7 EEG 2027 verpflichtet Direktvermarktungsunternehmen und Anlagenbetreiber/innen, einen strompreisbezogenen Schwellenwert für ferngesteuerte Abregelung und eine Kostentragungsregelung bei unterlassener Abregelung zu vereinbaren.

Bewertung: Der Ansatz ist richtig, weil er Marktpreissignale in die Direktvermarktung integriert. Für kleine und mittlere Anlagen reicht eine einzelvertragliche Lösung jedoch nicht aus. Einzelverträge, individuelle Fernsteuertechnik und anlagenscharfe Abrechnung sind für Anlagen unter 100 kW häufig zu teuer und administrativ zu komplex. Für dieses Segment braucht es standardisierte, massengeschäftstaugliche Lösungen.

Änderungswunsch: § 10b sollte um eine Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur für standardisierte Direktvermarktungsprozesse für Anlagen unter 100 kW ergänzt werden. Für diese Anlagen muss ein massentauglicher Standard möglich sein: standardisierter Schwellenwert, gebündelte Vermarktung, vereinfachte Abrechnung und Nutzung vorhandener bzw. einfach nachrüstbarer Steuerungstechnik. Dazu sollte auch eine preisabhängige Steuerung über Wechselrichter oder HEMS gehören können.

Formulierungsvorschlag

Nach § 10b Absatz 7 EEG 2027 sollte folgender Absatz eingefügt werden:

„(8) Die Bundesnetzagentur kann für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt standardisierte Mindestanforderungen an massengeschäftstaugliche Direktvermarktungsverträge, preisbasierte Steuerungsschwellen, gebündelte Vermarktungs- und Bilanzierungsprozesse sowie vereinfachte Abrechnungsverfahren festlegen. Dabei ist sicherzustellen, dass die Kosten der Direktvermarktung in einem angemessenen Verhältnis zu den erwartbaren Markterlösen des jeweiligen Anlagensegments stehen. Soweit technische Anforderungen an Mess- und Steuerungseinrichtungen betroffen sind, erfolgt die Festlegung im Benehmen mit den jeweils zuständigen Stellen für Messstellenbetrieb und technische Sicherheit."

Kurze Begründung: Ohne Standardisierung droht ein Marktversagen im Kleinanlagensegment: Die Pflicht zur Direktvermarktung besteht dann formal, praktisch fehlen jedoch wirtschaftliche Angebote. Die Ergänzung würde die im Entwurf angelegte Marktintegration absichern und verhindern, dass Direktvermarktung zur Ausbauhürde wird.

3.4. Teil 2 Abschnitt 1:§ 11 EEG 2027 – Einspeisevorrang erneuerbarer Energien erhalten

Regelungsgegenstand: § 11 EEG regelt die vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung von Strom aus erneuerbaren Energien. Der Referentenentwurf stärkt die Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien, führt aber gleichzeitig neue Mechanismen zur Abregelung und zur stärkeren Orientierung an Preissignalen ein.

Bewertung: Die stärkere Marktintegration erneuerbarer Energien ist grundsätzlich sinnvoll. Sie darf jedoch nicht dazu führen, dass der Einspeisevorrang erneuerbarer Energien als grundlegendes Prinzip des EEG faktisch relativiert wird.

Der Einspeisevorrang ist kein reines Förderinstrument, sondern ein Effizienz- und Dekarbonisierungsinstrument des Stromsystems: Er stellt sicher, dass Strom aus Anlagen mit niedrigen Grenzkosten und ohne Brennstoffkosten bevorzugt genutzt wird.

Eine markt- und systemdienliche Steuerung der Einspeisung kann sinnvoll sein, insbesondere bei negativen Börsenpreisen oder konkreten Netzengpässen. Sie muss jedoch zielgerichtet erfolgen. Eine dauerhafte oder pauschale Verdrängung erneuerbarer Erzeugung durch andere Erzeugungsformen würde dem Ziel eines kosteneffizienten Stromsystems widersprechen.

Gerade bei Photovoltaik muss zwischen einer sinnvollen Flexibilisierung und einer schleichenden Aufhebung des Einspeisevorrangs unterschieden werden. Die Abregelung einzelner Stunden mit negativen Börsenpreisen ist ein marktdienliches Instrument. Eine generelle Relativierung des Vorrangs erneuerbarer Energien wäre dagegen ein falsches Signal für Investitionen.

Änderungswunsch: § 11 EEG 2027 sollte dahingehend ergänzt werden, dass Markt- und Systemintegration den Einspeisevorrang erneuerbarer Energien nicht ersetzen, sondern ausgestalten.

Formulierungsvorschlag

§ 11 EEG 2027 sollte um folgenden Absatz ergänzt werden:

„Die vorrangige Abnahme, Übertragung und Verteilung von Strom aus erneuerbaren Energien bleibt als Grundprinzip des Stromsystems erhalten. Maßnahmen zur markt- oder systemdienlichen Steuerung der Einspeisung dienen ausschließlich der Vermeidung nachweisbarer Markt- oder Netzsituationen, in denen eine zusätzliche Einspeisung erneuerbarer Energien zu systemischen Ineffizienzen führen würde. Sie dürfen nicht zu einer strukturellen Benachteiligung erneuerbarer Energien gegenüber anderen Erzeugungsformen führen."

Kurze Begründung: Die EEG-Novelle verfolgt zu Recht das Ziel, erneuerbare Energien stärker an Marktpreisen und Systemanforderungen auszurichten. Gleichzeitig muss gewährleistet bleiben, dass erneuerbarer Strom weiterhin Vorrang im Stromsystem genießt. Andernfalls besteht die Gefahr, dass Investitionsentscheidungen erschwert und kostengünstige erneuerbare Erzeugung nicht vollständig genutzt wird.

3.5. Artikel 1 Nummern 18 bis 21: §§ 20, 21, 21b und 21c EEG 2027 - Marktprämie, Netzbetreiberabnahme und Zuordnung

Regelungsgegenstand: § 20 EEG 2027 beschränkt den Anspruch auf Marktprämie grundsätzlich auf Anlagen ab 25 kW. § 21 EEG 2027 ersetzt die bisherige Einspeisevergütung durch Varianten der Netzbetreiberabnahme. Für bestimmte Neuanlagen ist eine befristete Übergangszahlung vorgesehen; Anlagen unter 100 kW ohne andere Zuordnung fallen in die unentgeltliche Abnahme.

Bewertung: Die Einführung einer Übergangszahlung ist eine wichtige Entschärfung gegenüber früheren Entwurfsständen. Kritisch bleibt jedoch, dass nach Ablauf der Übergangsphase für Anlagen unter 100 kW nur die individuelle Direktvermarktung oder die unentgeltliche Abnahme vorgesehen ist. Für viele kleine und mittlere Anlagen ist individuelle Direktvermarktung derzeit nicht massengeschäftstauglich verfügbar. Die unentgeltliche Abnahme kann daher faktisch zu einer Nullvergütung für eingespeisten Strom führen.

Das Solar Cluster Baden-Württemberg fordert keine pauschale neue Vergütung außerhalb der Übergangszeit. Entscheidend ist vielmehr, dass marktdienliches Verhalten auch bei kleinen und mittleren Anlagen einfach abgebildet werden kann. Eine marktwertorientierte Netzbetreiberabnahme sollte daher nur für Anlagen vorgesehen werden, die ihre Einspeisung bei niedrigen oder negativen Börsenpreisen preisabhängig reduzieren können. Dies kann insbesondere über Wechselrichter, Energie-Management-Systeme, intelligente Messsysteme mit Steuerungseinrichtung oder vergleichbare technische Einrichtungen erfolgen.

Für Anlagen, die eine solche preisabhängige Steuerung nicht nachweisen, sollte kein Anspruch auf marktwertorientierte Vergütung bestehen. Damit wird verhindert, dass weiterhin Strom bei negativen Preisen vergütet eingespeist wird. Zugleich entsteht ein klarer Anreiz, auch kleine PV-Anlagen marktdienlich zu betreiben, ohne sie zwingend in eine individuelle Direktvermarktung mit unverhältnismäßigen Transaktionskosten zu drängen.

Änderungswunsch: § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 EEG 2027 sollte nicht als pauschale unentgeltliche Abnahme für alle Anlagen unter 100 kW ausgestaltet werden, sondern als marktwertorientierte Netzbetreiberabnahme für Anlagen, die eine preisabhängige Einspeisesteuerung nachweisen. Die Vergütung sollte sich am gewichteten Jahresmarktwert für solare Strahlungsenergie orientieren und ein angemessenes Vermarktungsentgelt berücksichtigen. Anlagen ohne nachgewiesene preisabhängige Steuerung sollten keinen Anspruch auf diese marktwertorientierte Vergütung haben.

Formulierungsvorschlag

§ 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 EEG 2027 sollte wie folgt gefasst werden:

„2. Strom aus Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt, für den keine Zahlung nach den Nummern 1 oder 3 geltend gemacht wird, sofern für die Anlage eine preisabhängige Steuerung der Einspeisung über Wechselrichter, Energie-Management-System, intelligentes Messsystem mit Steuerungseinrichtung oder eine vergleichbare technische Einrichtung nachgewiesen wird; der Zahlungsanspruch bestimmt sich in diesem Fall nach einem energieträgerspezifischen, gewichteten Jahresmarktwert für solare Strahlungsenergie abzüglich eines angemessenen, transparenten Vermarktungsentgelts."

Ergänzend sollte geregelt werden:

„Wird der Nachweis einer preisabhängigen Steuerung nach Satz 1 Nummer 2 nicht erbracht, besteht kein Anspruch auf die marktwertorientierte Netzbetreiberabnahme. In diesem Fall kann der eingespeiste Strom nur einer anderen zulässigen Veräußerungsform zugeordnet werden."

§ 3 Nummer 46a EEG 2027 sollte entsprechend angepasst werden:

„46a. ‚marktwertorientierte Netzbetreiberabnahme' die Veräußerungsform der Netzbetreiberabnahme in der Variante nach § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2."

Kurze Begründung: Eine marktwertorientierte Netzbetreiberabnahme ist keine Rückkehr zur pauschalen Einspeisevergütung. Sie setzt voraus, dass die Anlage marktdienlich gesteuert wird und Einspeisung in niedrigen oder negativen Preisstunden reduziert. Damit werden Marktintegration und Massengeschäftstauglichkeit verbunden. Kleine und mittlere Anlagen erhalten eine einfache Erlöslogik für tatsächlich marktdienlich eingespeisten Strom, ohne dass jede Anlage individuell direkt vermarktet werden muss. Zugleich wird verhindert, dass nicht steuerbare Anlagen weiterhin vergütet in negative Preisstunden einspeisen.

3.6. Artikel 1 Nummer 22: § 21d EEG 2027 – Refinanzierungsbeitrag

Regelungsgegenstand: § 21d EEG 2027 führt für Anlagen ab 100 kW eine Zahlungspflicht der Anlagenbetreiber/innen ein, wenn der Jahresmarktwert über dem anzulegenden Wert liegt. In diesen Fällen ist für eingespeiste Strommengen ein Refinanzierungsbeitrag an den Netzbetreiber zu zahlen.

Bewertung: Eine europarechtlich erforderliche Erlösabschöpfung kann nachvollziehbar sein. Für gewerbliche PV-Anlagen darf sie jedoch nicht zu zusätzlicher Unsicherheit in Finanzierung und Projektbewertung führen. Gerade größere Dachanlagen, Gewerbe-PV und Freiflächenanlagen werden häufig langfristig finanziert. Unklare Rückzahlungsmechanismen, schwer prognostizierbare Liquiditätswirkungen oder komplexe Abrechnungsregeln können Kapitalkosten erhöhen und Investitionsentscheidungen verzögern.

Änderungswunsch: Der Refinanzierungsbeitrag muss einfach, transparent und finanzierungsfähig ausgestaltet werden. Berechnung, Mitteilung, Abrechnung und Liquiditätswirkung müssen für Anlagenbetreiber/innen, Direktvermarkter, Netzbetreiber und Finanzierer/innen frühzeitig planbar sein.

Formulierungsvorschlag

§ 21d EEG 2027 sollte ergänzt werden:

„Die Ermittlung und Abrechnung des Refinanzierungsbeitrags muss transparent, standardisiert und für Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber sowie finanzierende Stellen

nachvollziehbar erfolgen. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht hierzu rechtzeitig vor Beginn des ersten betroffenen Kalenderjahres standardisierte Hinweise zur Berechnung, Abrechnung und Mitteilung."

Zusätzlich sollte eine Evaluierungspflicht ergänzt werden:

„Die Bundesregierung evaluiert spätestens zwei Jahre nach Inkrafttreten dieses Gesetzes die Auswirkungen des Refinanzierungsbeitrags auf Investitionsentscheidungen, Finanzierungskosten, Direktvermarktungsverträge und PPA-Modelle für Solaranlagen ab 100 Kilowatt."

Kurze Begründung: Gewerbliche PV-Projekte werden häufig langfristig finanziert. Unklare Rückzahlungsmechanismen können Kapitalkosten erhöhen oder Investitionsentscheidungen verzögern. Der Refinanzierungsbeitrag darf nicht dazu führen, dass grundsätzlich wirtschaftliche PV-Projekte schwerer finanzierbar werden.

3.7. Artikel 1 Nr. 29: §§ 25 und 26 EEG 2027 - Dauer, Abschläge und Endabrechnung

Regelungsgegenstand: § 25 Absatz 1a EEG 2027 begrenzt die befristete Übergangszahlung auf 36 Monate. § 26 enthält Vorgaben zu Fälligkeit, Abschlägen und Endabrechnung, einschließlich digitaler und massengeschäftstauglicher Abrechnung.

Bewertung: Eine zeitliche Befristung ist nachvollziehbar, wenn der Markt in dieser Zeit tatsächlich funktionsfähige, kostengünstige Direktvermarktungsangebote entwickelt. Eine starre 36-Monatsfrist ist jedoch riskant, solange Smart-Meter-Rollout, Steuerung, Abrechnungsprozesse und Direktvermarktungsangebote noch nicht flächendeckend verfügbar sind.

Zugleich können vereinfachte marktwertorientierte Modelle dazu beitragen, die Übergangsphase schneller in eine tragfähige Dauerlösung zu überführen. Dies gilt insbesondere für Modelle, bei denen Wechselrichter oder HEMS die Einspeisung preisabhängig steuern und die Abrechnung auf Basis der gemessenen Jahreseinspeisung sowie eines gewichteten Marktwerts PV erfolgt. Entscheidend ist, dass die Übergangszahlung nicht ausläuft, bevor eine solche Anschlusslösung rechtlich, technisch und prozessual massengeschäftstauglich verfügbar ist.

Änderungswunsch: Die Übergangszahlung sollte mindestens so lange verfügbar sein, bis die Bundesnetzagentur die Massengeschäftstauglichkeit der Direktvermarktung oder einer gleichwertigen vereinfachten marktwertorientierten Lösung für das jeweilige Segment positiv festgestellt hat. § 26 sollte ausdrücklich eine vereinfachte jährliche Abrechnung auf Basis eines gewichteten Marktwerts PV ermöglichen.

Formulierungsvorschlag

§ 25 Absatz 1a EEG 2027 sollte ergänzt werden:

„Die befristete Übergangszahlung ist für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 25 Kilowatt jedenfalls so lange zu gewähren, bis die Bundesnetzagentur festgestellt hat, dass für das jeweilige Anlagensegment massengeschäftstaugliche, digitale und wirtschaftlich angemessene Direktvermarktungsangebote oder gleichwertige vereinfachte marktwertorientierte Abnahme- und Abrechnungsmodelle in ausreichendem Umfang verfügbar sind."

§ 26 Absatz 3 EEG 2027 sollte ergänzt werden:

„Für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt kann die Endabrechnung auf Grundlage standardisierter, energieträgerspezifischer Marktwerte,

insbesondere eines gewichteten Jahresmarktwerts für solare Strahlungsenergie, erfolgen, sofern keine viertelstundenscharfe Abrechnung massengeschäftstauglich verfügbar ist. Der gewichtete Jahresmarktwert kann auf Grundlage geeigneter Referenzanlagen und standardisierter Einspeiseprofile bestimmt werden."

Kurze Begründung: Die Investitionsentscheidung fällt vor Inbetriebnahme. Wenn Anlagenbetreiber/innen nicht wissen, ob nach Ablauf der Übergangsphase ein bezahlbares Direktvermarktungsangebot oder eine gleichwertige vereinfachte marktwertorientierte Lösung existiert, wird das Risiko in die Investitionsrechnung eingepreist. Eine an objektive Verfügbarkeit geknüpfte Übergangsphase sichert den Ausbau, ohne die Marktintegration aufzugeben.

3.8 Art. 26 Net-Zero-Industry-Act und §§ 28e, 39n, 88d EEG 2027 – Resilienzausschreibungen ausweiten und europäische Wertschöpfung stärken

Regelungsgegenstand: Der Referentenentwurf schafft die Grundlage für Resilienzausschreibungen. Diese sollen zur Umsetzung des Net-Zero-Industry-Acts beitragen und die Widerstandsfähigkeit der europäischen Industrie und Energieversorgung stärken. Zugleich sollen bestehende Abhängigkeiten reduziert und drohenden neuen Abhängigkeiten entgegengewirkt werden. Die nähere Ausgestaltung qualitativer Kriterien und Höchstwerte soll nachgelagert per Verordnung erfolgen.

Bewertung: Das Solar Cluster Baden-Württemberg begrüßt die Einführung von Resilienzausschreibungen. Sie sind ein wichtiger Ansatz, um Versorgungssicherheit, technologische Souveränität und industrielle Kompetenz in Deutschland und Europa zu stärken. Für den Photovoltaik-Ausbau ist Resilienz jedoch nicht allein eine Frage der Modulproduktion. Mit zunehmender Digitalisierung, Steuerbarkeit und Dezentralisierung des Energiesystems werden auch Wechselrichter, Leistungselektronik, Energie-Management-Systeme, Speicherintegration und Cybersecurity zu systemrelevanten Schlüsseltechnologien.

Änderungswunsch: Die vorgesehenen Resilienzausschreibungen sollten ausgeweitet, langfristig verstetigt und technologisch breiter ausgestaltet werden. Neben Modulen sollten auch weitere zentrale Komponenten der Photovoltaik und Systemintegration berücksichtigt werden, insbesondere Wechselrichter, Leistungselektronik, Energie-Management-Systeme, Speicherintegration und Cybersecurity.

Formulierungsvorschlag

§ 39n EEG 2027 sollte um folgenden Grundsatz ergänzt werden:

„Resilienzausschreibungen dienen der Stärkung resilienter europäischer Wertschöpfungsketten für zentrale Technologien der erneuerbaren Stromerzeugung und Systemintegration. Bei der Ausgestaltung der qualitativen Kriterien sind neben Solarmodulen auch weitere systemrelevante Komponenten und Technologien zu berücksichtigen, insbesondere Wechselrichter, Leistungselektronik, Energie-Management-Systeme, Speicherintegration und Anforderungen an Cybersecurity."

Kurze Begründung: Die Resilienz des Photovoltaik-Ausbaus hängt nicht allein von der Verfügbarkeit von Modulen ab. Ein zunehmend dezentrales, digitales und steuerbares Energiesystem ist auch auf sichere Wechselrichter, Leistungselektronik, Kommunikationsschnittstellen, Energie-Management-Systeme und Speicherintegration angewiesen. Werden diese Komponenten nicht berücksichtigt, entstehen neue Abhängigkeiten an besonders systemkritischen Stellen.

3.9. Artikel 1 Nummern 52, 53, 55: §§ 37b, 37d und 38a EEG 2027 - Besondere Solaranlagen

Regelungsgegenstand: Der Entwurf streicht § 37d EEG 2023 und damit das besondere Zuschlagsverfahren für besondere Solaranlagen. § 37b EEG 2027 sieht künftig keinen eigenständigen abweichenden Höchstwert für besondere Solaranlagen mehr vor. § 38a EEG 2027 sieht lediglich einen Aufschlag von 0,5 ct/kWh für bestimmte Agri-PV- und Moor-PV-Konstellationen vor. Floating-PV und Parkplatz-PV werden im Ausschreibungssegment nicht gleichwertig berücksichtigt.

Damit fällt der Entwurf deutlich hinter das Förder- und Absicherungsniveau des EEG 2023 zurück. Dort waren besondere Solaranlagen über ein eigenes Ausschreibungsuntersegment mit einem abweichenden Höchstwert von bis zu 9,5 ct/kWh berücksichtigt. Der Referentenentwurf sieht dagegen einen allgemeinen Höchstwert für Solaranlagen des ersten Segments von höchstens 5,9 ct/kWh vor, streicht § 37d und beschränkt den Aufschlag nach § 38a auf bestimmte Agri-PV- und Moor-PV-Anlagen.

Bewertung: Die teilweise Wiederaufnahme eines Bonus für bestimmte besondere Solaranlagen ist positiv, reicht aber nicht aus. Ein Aufschlag von lediglich 0,5 ct/kWh bildet die Mehrkosten besonderer Solaranlagen nicht realistisch ab. Zugleich entfällt das bisherige besondere Ausschreibungsuntersegment mit einem abweichenden Höchstwert von bis zu 9,5 ct/kWh.

Agri-PV, Floating-PV, Moor-PV und Parkplatz-PV erfüllen besondere systemische, flächenpolitische und gesellschaftliche Funktionen. Sie ermöglichen Doppelnutzung, reduzieren Flächenkonkurrenz und erschließen Standorte, die klassische Freiflächenanlagen nicht oder nur eingeschränkt nutzen können. Gleichzeitig haben sie höhere Genehmigungs-, Planungs-, Bau- und Betriebskosten. Ohne eigenständiges Segment oder einen Aufschlag auf bisherigem Niveau werden diese Anlagen im Wettbewerb mit Standard-Freiflächenanlagen faktisch verdrängt.

Besonders kritisch ist, dass Floating-PV und Parkplatz-PV im Ausschreibungssegment nicht gleichwertig berücksichtigt werden. Beide Technologien leisten einen wichtigen Beitrag zur Flächenschonung und Akzeptanz, insbesondere in einem Flächenland mit hoher Nutzungskonkurrenz wie Baden-Württemberg.

Änderungswunsch: § 37d EEG 2023 sollte nicht ersatzlos gestrichen, sondern für besondere Solaranlagen fortgeführt oder gleichwertig ersetzt werden. Der bisherige abweichende Höchstwert für besondere Solaranlagen sollte wiederhergestellt werden. Für Ausschreibungen sollte ein eigenständiges Segment oder ein gesondertes Zuschlagskontingent mit einem Höchstwert auf dem bisherigen Niveau von bis zu 9,5 ct/kWh vorgesehen werden.

Der Aufschlag nach § 38a EEG 2027 sollte nicht auf 0,5 ct/kWh begrenzt bleiben, sondern technologiespezifisch so ausgestaltet werden, dass die Mehrkosten besonderer Solaranlagen realistisch abgebildet werden. Er muss technologieoffen für Agri-PV, Floating-PV, Moor-PV und Parkplatz-PV gelten.

Formulierungsvorschlag

§ 37d EEG 2027 sollte fortgeführt oder neu gefasst werden:

„§ 37d Besonderes Zuschlagsverfahren für besondere Solaranlagen
Für besondere Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstaben a bis f wird ein eigenständiges Zuschlagsverfahren oder ein gesondertes Zuschlagskontingent vorgesehen. Der Höchstwert für dieses Zuschlagsverfahren entspricht mindestens dem nach § 37b Absatz 2 EEG 2023 für besondere Solaranlagen vorgesehenen Niveau. Die Bundesnetzagentur bestimmt die Ausschreibungsbedingungen so, dass die besonderen Mehrkosten, die

Doppelnutzung, die Flächenschonung und die jeweiligen ökologischen, landwirtschaftlichen, wasserwirtschaftlichen und technischen Anforderungen angemessen berücksichtigt werden.“

§ 38a EEG 2027 sollte wie folgt gefasst werden:

„Bei besonderen Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstaben a bis f erhöht sich der anzulegende Wert um einen technologiespezifischen Aufschlag, der die nachweisbaren Mehrkosten und besonderen Anforderungen dieser Anlagen angemessen abbildet. Der Aufschlag darf das im EEG 2023 für besondere Solaranlagen vorgesehene Förderäquivalent nicht unterschreiten.“

Kurze Begründung: Der Referentenentwurf senkt die Sonderbehandlung besonderer Solaranlagen in Ausschreibungen gegenüber dem EEG 2023 deutlich ab. Ein Bonus von 0,5 ct/kWh reicht nicht aus, um die Mehrkosten und Zusatznutzen von Agri-PV, Parkplatz-PV, Floating-PV und Moor-PV abzubilden. Baden-Württemberg braucht wegen hoher Flächenkonkurrenz, starker Landwirtschaft, begrenzter Freiflächenpotenziale und hoher Akzeptanzanforderungen gerade solche Doppelnutzungs- und Sonderflächenkonzepte. Die Rückkehr mindestens auf das Niveau des EEG 2023 ist daher erforderlich, um diese Technologien nicht gegenüber Standard-Freiflächenanlagen zu verdrängen.

3.10. Artikel 1 Nummer 78: § 48 EEG 2027 – Besondere Solaranlagen bei gesetzlich bestimmten Werten angemessen berücksichtigen

Regelungsgegenstand § 48 EEG 2027 regelt die gesetzlich bestimmten anzulegenden Werte für Solaranlagen außerhalb der Ausschreibungen. Der Referentenentwurf sieht in § 48 Absatz 1b EEG 2027 für bestimmte besondere Solaranlagen lediglich einen Aufschlag von 0,5 ct/kWh vor. Begünstigt werden bestimmte Agri-PV-Anlagen nach § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 5 Buchstaben a bis c sowie Moor-PV-Anlagen nach Buchstabe e. Floating-PV und Parkplatz-PV werden nicht gleichwertig berücksichtigt.

Bewertung: Die Berücksichtigung besonderer Solaranlagen auch bei gesetzlich bestimmten Werten ist grundsätzlich richtig. Der vorgesehene Aufschlag von 0,5 ct/kWh bleibt jedoch deutlich hinter dem bisherigen Niveau zurück. Für nicht ausschreibungspflichtige besondere Solaranlagen sah das EEG 2023 einen Aufschlag von 2,5 ct/kWh im Jahr 2024 vor. Die vorgesehene Absenkung würde insbesondere kleinere besondere Solaranlagen erheblich schwächen.

Gerade nicht ausschreibungspflichtige besondere Solaranlagen können für Baden-Württemberg besonders relevant sein. Viele Projekte entstehen auf begrenzten Flächen, an besonderen Standorten oder in Verbindung mit landwirtschaftlicher Nutzung, Parkplatzflächen, Gewässern oder Moorstandorten. Diese Projekte sind häufig kleiner, planungs- und genehmigungsintensiver und können ihre Mehrkosten nicht über Skaleneffekte auffangen.

Wenn der gesetzlich bestimmte Aufschlag zu niedrig ist oder nur einzelne Sonderformen erfasst, werden viele dieser Projekte wirtschaftlich nicht umgesetzt. Damit würden gerade solche Anlagen benachteiligt, die Flächenkonkurrenz reduzieren, Akzeptanz schaffen und zusätzliche Standortpotenziale erschließen.

Änderungswunsch: Für nicht ausschreibungspflichtige besondere Solaranlagen sollte der Aufschlag nach § 48 Absatz 1b EEG 2027 nicht auf 0,5 ct/kWh abgesenkt, sondern mindestens auf dem bisherigen Niveau von 2,5 ct/kWh fortgeführt werden. Der Aufschlag muss technologieoffen für Agri-PV, Floating-PV, Moor-PV und Parkplatz-PV gelten.

Zugleich sollte der Aufschlag so ausgestaltet werden, dass er die tatsächlichen Mehrkosten und Zusatzanforderungen besonderer Solaranlagen angemessen abbildet. Eine pauschale und zu niedrige Förderung würde die im Gesetz angelegte Anerkennung besonderer Solaranlagen faktisch entwerten.

Formulierungsvorschlag

§ 48 Absatz 1b EEG 2027 sollte wie folgt gefasst werden:

„Der anzulegende Wert nach den Absätzen 1 und 1a erhöht sich für besondere Solaranlagen nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 5 Buchstaben a bis f um mindestens 2,5 Cent pro Kilowattstunde. Die Erhöhung ist jährlich so fortzuentwickeln, dass sie die Differenz zwischen dem Höchstwert für besondere Solaranlagen und dem allgemeinen anzulegenden Wert für Solaranlagen sachgerecht abbildet.“

Kurze Begründung: Die gesetzlich bestimmten Werte sind für kleinere besondere Solaranlagen zentral, die nicht an Ausschreibungen teilnehmen. Ein Aufschlag von lediglich 0,5 ct/kWh reicht nicht aus, um die Mehrkosten von Agri-PV, Parkplatz-PV, Floating-PV und Moor-PV abzubilden. Gerade Baden-Württemberg ist auf flächenschonende und akzeptanzstarke PV-Konzepte angewiesen. Deshalb müssen besondere Solaranlagen auch außerhalb der Ausschreibungen wirtschaftlich tragfähig bleiben.

3.11. Artikel 1 Nummer 83: § 50c EEG 2027 - Bonus für sonstige Direktvermarktung

Regelungsgegenstand: § 50c EEG 2027 sieht für Anlagen unter 25 kW einen Bonus von 1,5 ct/kWh für Strom vor, der auf sonstige Weise direkt vermarktet wird. Der Anspruch ist auf maximal 48 Monate nach erstmaliger Zuordnung zur Direktvermarktung begrenzt.

Bewertung: Der Direktvermarktungsbonus ist ein wichtiger Schritt, weil er anerkennt, dass kleine Anlagen zusätzliche Vermarktungskosten tragen müssen. Der Bonus darf aber nicht als Ersatz für eine fehlende massentaugliche Marktlösung verstanden werden. Wenn keine bezahlbaren Direktvermarktungsangebote verfügbar sind, hilft ein Bonus allein nicht.

Zudem adressiert der Bonus nur die wirtschaftliche Seite der Direktvermarktung, nicht aber die praktische Umsetzung bei kleinen Anlagen. Für Anlagen unter 25 kW sind individuelle Direktvermarktungsverträge, viertelstundenscharfe Abrechnung, Fernsteuerbarkeit und Bilanzierungsprozesse häufig unverhältnismäßig aufwendig. Der Bonus muss daher mit einer tatsächlich verfügbaren, einfachen und standardisierten Direktvermarktungs- oder Abnahmelösung verbunden werden.

Wichtig ist außerdem, dass der Bonus nicht dazu führt, dass kleine Anlagen zwar formal in die Direktvermarktung wechseln können, faktisch aber mangels geeigneter Angebote oder technischer Prozesse keine wirtschaftlich tragfähige Option haben. Marktintegration darf nicht nur rechtlich vorgesehen sein, sondern muss praktisch funktionieren.

Änderungswunsch: § 50c sollte mit klaren Anforderungen an die tatsächliche Verfügbarkeit wirtschaftlicher und massengeschäftstauglicher Direktvermarktungsangebote verknüpft werden. Die Höhe und Dauer des Bonus sollten regelmäßig evaluiert und bei fehlender Marktreife verlängert oder angepasst werden.

Zudem sollte klargestellt werden, dass vereinfachte marktwertorientierte Modelle für Anlagen unter 100 kW nicht durch den Direktvermarktungsbonus blockiert werden. Der Bonus sollte eine Brücke in die Marktintegration sein, nicht die einzige Option.

Formulierungsvorschlag

§ 50c Absatz 5 EEG 2027 sollte ergänzt werden:

„Die Anspruchsdauer verlängert sich, solange die Bundesnetzagentur für das jeweilige Anlagensegment keine ausreichende Verfügbarkeit massengeschäftstauglicher und wirtschaftlich angemessener Direktvermarktungsangebote festgestellt hat. Ein vorübergehender Wechsel in die Netzbetreiberabnahme lässt den Anspruch nicht entfallen, wenn der Wechsel darauf beruht, dass Direktvermarktungsangebote nicht verfügbar, nicht massengeschäftstauglich oder wirtschaftlich unangemessen sind."

Zusätzlich sollte eine Evaluierungspflicht ergänzt werden:

„Die Bundesnetzagentur evaluiert jährlich, ob die Höhe des Bonus die zusätzlichen Direktvermarktungskosten für Anlagen unter 25 Kilowatt angemessen abbildet. Dabei sind insbesondere die tatsächliche Verfügbarkeit von Direktvermarktungsangeboten, deren Kosten, die technischen Anforderungen sowie die Auswirkungen auf Investitionsentscheidungen im Kleinanlagensegment zu berücksichtigen."

Kurze Begründung: Kleine Anlagen können Vermarktungs- und Transaktionskosten nicht wie Großanlagen skalieren. Ein Bonus, der zu niedrig ist oder ausläuft, bevor der Markt funktioniert, führt nicht zu Direktvermarktung, sondern zu Investitionszurückhaltung oder Null-Einspeisung. Der Bonus muss deshalb als Übergangs- und Ermöglichungsinstrument ausgestaltet werden und mit einer tatsächlichen Marktverfügbarkeit verknüpft sein.

3.12. Artikel 1 Nummern 84, 85 und 88: §§ 51, 51a und 53 EEG 2027– Negative Preise und Übergangszahlung

Regelungsgegenstand: § 51 EEG 2027 verringert Zahlungsansprüche und Zahlungspflichten bei negativen Preisen auf null. § 51a EEG 2027 verlängert den Zahlungszeitraum um die Viertelstunden, in denen sich der Zahlungsanspruch oder die Zahlungspflicht wegen negativer Preise auf null verringert. § 53 EEG 2027 bestimmt, dass sich die befristete Übergangszahlung um 1 ct/kWh gegenüber dem anzulegenden Wert verringert. Der einheitliche anzulegende Wert für neue Solaranlagen liegt nach dem Entwurf bei 6,2 ct/kWh; die befristete Übergangszahlung liegt damit rechnerisch bei rund 5,2 ct/kWh.

Bewertung: Die konsequente Berücksichtigung negativer Preise ist systemisch richtig. Zusätzliche Einspeisung in Stunden mit negativen Börsenpreisen sollte vermieden werden. Kritisch ist jedoch, wenn dieses Ziel vorrangig über eine zahlungsseitige Kürzung und nachträgliche Abrechnung erreicht werden soll.

Eine veränderte Bezahlung bei negativen Börsenpreisen setzt in der Praxis eine viertelstundenscharfe Messung voraus. Dafür ist bei kleinen Anlagen regelmäßig ein intelligentes Messsystem erforderlich. Zugleich entsteht zusätzlicher Abrechnungsaufwand beim Netzbetreiber, weil negative Preisviertelstunden erfasst, zugeordnet und abrechnungstechnisch berücksichtigt werden müssen. Für kleine PV-Anlagen ist dies ein erheblicher zusätzlicher Prozessaufwand.

Für Anlagenbetreiber/innen ist die reine Zahlungskürzung bei negativen Preisen zugleich häufig kein ausreichender Anreiz, in eine technische Abregelung zu investieren. Die wirtschaftliche Wirkung einzelner negativer Preisstunden ist bei kleinen Anlagen begrenzt. Die Zahlungskürzung kann daher zwar Abrechnungsaufwand erzeugen, führt aber nicht zwingend dazu, dass Anlagen tatsächlich marktdienlich abregeln.

Wenn Anlagenbetreiber/innen dagegen in Wechselrichter, HEMS oder vergleichbare Technik investieren, die bei niedrigen oder negativen Börsenpreisen automatisch abregelt, ist die sachgerechte Lösung bereits erreicht: eine preisbasierte, massengeschäftstaugliche

Marktintegration mit einfacher Abrechnung. Eine zusätzliche Zwischenlösung über viertelstundenscharfe Zahlungskürzung wäre dann weder für Netzbetreiber noch für Anlagenbetreiber/innen überzeugend. Sie wäre für Netzbetreiber aufwendig, für Anlagenbetreiber/innen aber mit zu geringen Anreizen verbunden.

Die in der Anlage dargestellte Modellrechnung zeigt, dass eine starre 50-Prozent-Begrenzung Einspeisung bei negativen Preisen nur unzureichend vermeidet. Bei einer südausgerichteten Referenzanlage liegt der gewichtete Marktwert bei fester 50-Prozent-Begrenzung bei 5,18 ct/kWh. Bei Abregelung unter 0 ct/kWh steigt der gewichtete Marktwert der tatsächlich eingespeisten Strommenge dagegen auf 6,81 ct/kWh; bei Ost/West-Ausrichtung liegt er bei 7,04 ct/kWh. Das zeigt: Eine preisabhängige Abregelung kann Marktintegration und Erlöslogik besser verbinden als eine starre Begrenzung oder eine rein abrechnungsseitige Kürzung.

Änderungswunsch: Negative Preise sollten bei kleinen und mittleren PV-Anlagen vorrangig technisch adressiert werden, nicht durch eine aufwendige viertelstundenscharfe Kürzungs- und Abrechnungslogik. Für Anlagen unter 100 kW sollte eine standardisierte preisabhängige Steuerung über Wechselrichter, HEMS, iMSys oder vergleichbare Einrichtungen ermöglicht werden.

Wird eine solche Steuerung nachgewiesen, sollte die Abrechnung über einen gewichteten Jahresmarktwert PV auf Basis der gemessenen Jahreseinspeisung erfolgen können. Die Höhe des marktwertorientierten Erlöses sollte so bestimmt werden, dass marktdienliches Verhalten honoriert wird und keine zusätzliche Belastung des EEG-Kontos entsteht.

Formulierungsvorschlag

§ 51 EEG 2027 sollte ergänzt werden:

„Bei Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt sind die Regelungen zu negativen Preisen so umzusetzen, dass zusätzliche Einspeisung in negativen Preisstunden vorrangig durch eine standardisierte preisbasierte Steuerung vermieden wird. Eine preisbasierte Steuerung kann insbesondere über Wechselrichter, Energie-Management-Systeme, intelligente Messsysteme mit Steuerungseinrichtung oder vergleichbare technische Einrichtungen erfolgen."

Ergänzend sollte geregelt werden:

„Wird für eine Anlage mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt eine preisbasierte Steuerung nachgewiesen, kann die Abrechnung auf Grundlage der gemessenen Jahreseinspeisung und eines gewichteten Jahresmarktwerts für solare Strahlungsenergie erfolgen. Eine individuelle viertelstundenscharfe Abrechnung negativer Preisstunden ist für diese Anlagen nicht erforderlich, soweit die preisbasierte Steuerung die Einspeisung in negativen Preisstunden wirksam reduziert."

§ 53 Absatz 1 EEG 2027 sollte wie folgt gefasst werden:

„Die Höhe des Anspruchs im Rahmen der Netzbetreiberabnahme in der Variante der befristeten Übergangszahlung berechnet sich aus den anzulegenden Werten abzüglich eines angemessenen, transparenten und regelmäßig überprüften Vermarktungsentgelts. Dieses Entgelt darf die tatsächlich erforderlichen massengeschäftstauglichen Vermarktungs- und Abrechnungskosten nicht überschreiten."

Kurze Begründung: Der Entwurf verfolgt zu Recht das Ziel, Fehlanreize bei negativen Preisen abzubauen. Für kleine Anlagen muss dies aber so erfolgen, dass die Regelung handhabbar bleibt und tatsächlich zu marktdienlichem Verhalten führt. Eine rein abrechnungsseitige Kürzung bei negativen Preisen erfordert viertelstundenscharfe Messung, erhöht den Abrechnungsaufwand und setzt für Anlagenbetreiber/innen nur begrenzte Investitionsanreize. Eine

preisabhängige Steuerung über Wechselrichter oder HEMS ist zielgenauer, systemdienlicher und kann auf Basis eines gewichteten Marktwerts PV einfach abgerechnet werden.

3.13. Artikel 1 Nummer 106: § 85 EEG 2027 - Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur

Regelungsgegenstand: § 85 Absatz 2 Nummer 2a EEG 2027 gibt der Bundesnetzagentur eine Festlegungskompetenz, um die Übergangsphase der befristeten Übergangszahlung für Anlagen unter 25 kW zu verlängern oder auf weitere Anlagen unter 25 kW zu erstrecken, wenn eine Direktvermarktung noch nicht mit angemessenem Aufwand möglich ist.

Bewertung: Diese Regelung ist sehr wichtig und sollte gestärkt werden. Der Entwurf erkennt damit an, dass Direktvermarktung für kleine Anlagen nur funktionieren kann, wenn Technik, Abrechnung und Marktangebote massengeschäftstauglich verfügbar sind. Allerdings ist die Regelung zu eng und zu unverbindlich, wenn sie nur als Kann-Befugnis ausgestaltet ist und Anlagen zwischen 25 und 100 kW nicht ausreichend erfasst.

Die Festlegungskompetenz sollte außerdem nicht nur auf eine Verlängerung der Übergangszahlung gerichtet sein. Sie sollte auch die Standardisierung vereinfachter marktwertorientierter Modelle ermöglichen. Dazu gehören insbesondere preisbasierte Steuerungsschwellen, Nachweisverfahren für Wechselrichter- oder HEMS-basierte Steuerung, Referenzanlagen zur Ermittlung gewichteter Marktwerte PV sowie vereinfachte Jahresabrechnungen.

Gerade wenn der Gesetzgeber kleine und mittlere Anlagen stärker in den Markt integrieren will, braucht es eine Behörde, die die praktische Marktreife objektiv bewertet. Die Bundesnetzagentur sollte daher nicht erst nachträglich reagieren können, sondern rechtzeitig feststellen, ob Direktvermarktung, Messung, Steuerung und Abrechnung im jeweiligen Anlagensegment tatsächlich massengeschäftstauglich verfügbar sind.

Änderungswunsch: Die Bundesnetzagentur sollte bei fehlender Marktreife verpflichtet sein, die Übergangsphase zu verlängern oder gleichwertige vereinfachte marktwertorientierte Modelle zu ermöglichen. Die Kompetenz sollte auch Anlagen zwischen 25 und 100 kW erfassen, soweit dort keine wirtschaftlich angemessenen Direktvermarktungsangebote bestehen. Zudem sollten objektive Kriterien, Beteiligung der Verbände und Transparenzpflichten ergänzt werden.

Formulierungsvorschlag

§ 85 Absatz 2 Nummer 2a EEG 2027 sollte wie folgt ergänzt werden:

„Die Bundesnetzagentur trifft eine Festlegung nach Nummer 2a, wenn für das jeweilige Anlagensegment keine ausreichenden massengeschäftstauglichen, digitalen und wirtschaftlich angemessenen Direktvermarktungsangebote verfügbar sind. Sie berücksichtigt dabei insbesondere die tatsächliche Ausstattung mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen, die Kosten der Direktvermarktung im Verhältnis zu den erwartbaren Erlösen, die Verfügbarkeit standardisierter Abrechnungsprozesse und die Anzahl geeigneter Angebote. Die Festlegungskompetenz erstreckt sich auch auf Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt, soweit diese von vergleichbaren Markt- oder Prozesshemmnissen betroffen sind. Vor einer Festlegung sind betroffene Branchenverbände anzuhören.“

Zusätzlich sollte § 85 Absatz 2 EEG 2027 um folgende Festlegungskompetenz ergänzt werden:

„Die Bundesnetzagentur kann für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt Festlegungen zu vereinfachten marktwertorientierten Abnahme- und Abrechnungsmodellen treffen. Dies umfasst insbesondere Anforderungen an preisbasierte

Steuerungsschwellen, an Nachweise für Wechselrichter- oder Energie-Management-System-basierte Steuerung, an die Bestimmung gewichteter Jahresmarktwerte für solare Strahlungsenergie auf Grundlage geeigneter Referenzanlagen sowie an vereinfachte Jahresabrechnungen."

Kurze Begründung: Eine unverbindliche Härtefallkompetenz reicht nicht aus, wenn die Investitionsrisiken bereits vorab entstehen. Die BNetzA-Regelung muss als Sicherheitsventil funktionieren. Ohne eine verbindliche Korrekturmöglichkeit droht der Gesetzgeber den Markt auf Direktvermarktung umzustellen, bevor dieser Markt für kleine und mittlere Anlagen tatsächlich existiert. Zugleich sollte die Bundesnetzagentur in die Lage versetzt werden, vereinfachte marktwertorientierte Modelle rechtssicher zu standardisieren.

3.14. Artikel 1 Nummer 122: § 99a EEG 2027 - Evaluierung

Regelungsgegenstand: § 99a EEG 2027 sieht eine Evaluierung zu Wechselwirkungen mit nachgelagerten Märkten vor, insbesondere zu möglichen Abschwächungen von Marktpreissignalen aus Intraday-Märkten.

Bewertung: Die Evaluierung ist sinnvoll, aber zu eng. Für die Photovoltaik ist mindestens ebenso wichtig, ob die neue Marktintegration die Investitionen in Dachanlagen, Gewerbe-PV, Speicher und Flexibilität tatsächlich stabil hält oder ob sie zu Ausweichreaktionen wie Unterdimensionierung, Null-Einspeisung und Investitionsrückgang führt.

Zudem sollte evaluiert werden, ob starre Einspeisebegrenzungen tatsächlich zur Marktintegration beitragen oder ob dynamische, preisabhängige Steuerungen über Wechselrichter, HEMS oder iMSys wirksamer und kosteneffizienter sind. Auch die Wirkung vereinfachter marktwertorientierter Abrechnungsmodelle auf Direktvermarktungskosten, EEG-Konto, Bundeshaushalt und Anlagenwirtschaftlichkeit sollte ausdrücklich untersucht werden.

Die Evaluierung sollte nicht erst dann greifen, wenn der Markt bereits reagiert hat. Wenn Dachanlagen kleiner dimensioniert, Projekte verschoben oder Anlagen auf Null-Einspeisung ausgelegt werden, entstehen strukturelle Effekte für Handwerk, Projektentwicklung, Vertrieb und Finanzierung, die sich nicht kurzfristig korrigieren lassen.

Änderungswunsch: § 99a sollte um eine Evaluierung der Auswirkungen auf kleine und mittlere PV-Anlagen, Direktvermarktungskosten, Speicherintegration, Abregelungswirkungen und Ausbaupfade ergänzt werden. Die Ergebnisse sollten so früh vorliegen, dass der Gesetzgeber noch in der laufenden Legislaturperiode nachsteuern kann.

Formulierungsvorschlag

§ 99a EEG 2027 sollte ergänzt werden:

„Die Evaluierung umfasst auch die Auswirkungen der Regelungen zur Marktintegration, zur Netzbetreiberabnahme, zum Direktvermarktungsbonus, zur technischen Steuerbarkeit, zur Begrenzung der Einspeiseleistung, zum Wegfall des Volleinspeisebonus und zum Refinanzierungsbeitrag auf den Ausbau von Solaranlagen des zweiten Segments, insbesondere Anlagen unter 25 Kilowatt, Anlagen zwischen 25 und 100 Kilowatt sowie gewerbliche Dachanlagen ab 100 Kilowatt. Zu untersuchen sind insbesondere Investitionsentscheidungen, Direktvermarktungskosten, die Verfügbarkeit massengeschäftstauglicher Angebote, Speicherintegration, Auswirkungen auf die vollständige Nutzung geeigneter Dachflächen sowie die Wirkung dynamischer gegenüber pauschaler Einspeisebegrenzung. Die Evaluierung umfasst außerdem die Wirkung vereinfachter marktwertorientierter Abnahme- und

Abrechnungsmodelle auf Marktintegration, EEG-Konto, Bundeshaushalt, Netzbetreiberprozesse und Anlagenwirtschaftlichkeit.“

Kurze Begründung: Die Reform verändert das Investitionsumfeld grundlegend. Ohne systematische Beobachtung besteht die Gefahr, dass ein Rückgang im Dachsegment erst sichtbar wird, wenn Lieferketten, Handwerk und Projektpipeline bereits geschwächt sind. Die Evaluierung muss deshalb nicht nur Strommarkteffekte, sondern auch Investitions-, Umsetzungs- und Ausbauwirkungen erfassen.

4. Kommentierung zu Artikel 3: Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes

4.1. Artikel 3 Nummern 1 bis 3: §§ 29, 30 und 45 MsbG - Rollout intelligenter Messsysteme für Erzeugungsanlagen ab mehr als 2 kW

Regelungsgegenstand: Artikel 3 erweitert den Pflicht-Rollout intelligenter Messsysteme und Steuerungseinrichtungen auf Betreiber/innen von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 2 kW und passt Preisobergrenzen sowie Rollout-Quoten an.

Bewertung: Die Einbeziehung kleiner Erzeugungsanlagen in digitale Mess- und Steuerungsprozesse ist für die Marktintegration grundsätzlich folgerichtig. Sie darf jedoch nicht zur Voraussetzung werden, die den Anschluss, die Inbetriebnahme, die Vergütung oder die Vermarktung kleiner Anlagen faktisch blockiert, solange Messstellenbetreiber die Ausstattung nicht rechtzeitig bereitstellen können.

Für die massengeschäftstaugliche Marktintegration kleiner PV-Anlagen ist entscheidend, dass technische Verzögerungen beim Smart-Meter-Rollout nicht auf Anlagenbetreiber/innen abgewälzt werden. Wenn eine Anlage bereits über Wechselrichter oder HEMS preisabhängig abregeln kann, sollte dies als geeignete Übergangslösung anerkannt werden. Eine fehlende oder verzögerte Ausstattung mit intelligentem Messsystem darf nicht dazu führen, dass marktdienliche Anlagen schlechtergestellt werden.

Änderungswunsch: Der Rollout muss mit klaren Fristen, Kostenbegrenzungen und Übergangslösungen verbunden werden. Bis zur Ausstattung mit intelligentem Messsystem und Steuerungseinrichtung sollten preisbasierte Steuerungen über Wechselrichter oder HEMS zulässig sein, sofern sie die Anforderungen an marktorientierte Abregelung erfüllen.

Zusätzlich sollte klargestellt werden, dass eine fehlende oder verzögerte Ausstattung mit intelligentem Messsystem eine vereinfachte marktwertorientierte Steuerungs- und Abrechnungslösung nicht blockieren darf. Bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems sollten geeignete Übergangslösungen über Wechselrichter oder HEMS zulässig sein, wenn diese eine preis- oder systemorientierte Steuerung der Einspeisung ermöglichen und durch eine geeignete Erklärung der Anlagenbetreiber/innen oder des installierenden Fachbetriebs nachgewiesen werden können.

Formulierungsvorschlag

In Artikel 3 sollte nach Nummer 1 folgende Nummer 1a eingefügt werden:

„1a. Nach § 29 Absatz 1 wird folgender Absatz 1a eingefügt:

(1a) Die fehlende oder verzögerte Ausstattung einer Messstelle mit einem intelligenten Messsystem oder einer Steuerungseinrichtung durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber darf den Netzanschluss, die Inbetriebnahme und die Inanspruchnahme von

Zahlungsansprüchen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz nicht ausschließen. Bis zur Ausstattung nach Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe b sind geeignete Übergangslösungen anzuerkennen, soweit diese eine preis- oder systemorientierte Steuerung der Einspeisung ermöglichen. Geeignete Übergangslösungen können insbesondere im Wechselrichter implementierte preisbasierte Steuerungsfunktionen oder Energie-Management-Systeme sein."

Kurze Begründung: Die Verantwortung für Rollout-Verzögerungen liegt nicht bei den Anlagenbetreiber/innen. Wenn die Marktintegration technisch an den Rollout geknüpft wird, müssen Übergangslösungen verhindern, dass funktionierende PV-Projekte an fehlender Mess- oder Steuertechnik scheitern. Wechselrichter und HEMS können in der Übergangszeit eine praktikable und kostengünstige Brücke zur marktdienlichen Steuerung bilden.

5. Kommentierung zu Artikel 4: Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung

5.1. Artikel 4 Nummern 1 bis 3: §§ 2, 3 und 5 EEV sowie ergänzender Änderungsvorschlag zu § 4a EEV– Preislimitierung, Transparenz und Reduzierung fernsteuerbarer Anlagen

Regelungsgegenstand: § 5 EEV wird neu gefasst. Übertragungsnetzbetreiber sollen prognostizierte Einspeisung aus fernsteuerbaren Anlagen am Day-Ahead-Markt mit preislimitierten Geboten in Höhe von -10 Euro/MWh anbieten; nicht veräußerte Strommengen sollen durch Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung adressiert werden.

Bewertung: Die Richtung ist systemisch sinnvoll, weil sie Überschüsse bei negativen Preisen reduziert. Für kleine und mittlere PV-Anlagen muss der Ansatz jedoch in einfache, dezentrale und massengeschäftstaugliche Steuerungslogiken übersetzt werden. Eine zentrale, anlagenscharfe Fernsteuerung jeder Kleinanlage wäre administrativ und technisch überdimensioniert.

Preisbasierte Steuerung sollte daher auch dezentral über Wechselrichter oder HEMS möglich sein. Entscheidend ist, dass die Einspeisung in negativen oder sehr niedrigen Preisstunden reduziert wird, ohne jede Kleinanlage in eine individuelle anlagenscharfe Prognose-, Gebots- oder Vermarktungspflicht zu zwingen.

Änderungswunsch: Die EEV-Regelung sollte mit dem EEG so verzahnt werden, dass preisbasierte Abregelung auch dezentral über Wechselrichter oder HEMS möglich ist. Transparenz über nicht veräußerte Mengen und Abregelungen ist zu begrüßen. Gleichzeitig muss ausgeschlossen werden, dass Anlagenbetreiber/innen kleiner Anlagen mit komplexen Bilanzierungs- oder Prognosepflichten belastet werden.

Formulierungsvorschlag

Nach § 4a Absatz 3 EEV wird folgender Absatz 3a eingefügt:

„(3a) Bei Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt kann die Anforderung nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 Buchstabe b auch durch eine standardisierte, preisbasierte Steuerungsfunktion erfüllt werden, wenn diese geeignet ist, die Wirkleistungseinspeisung bei Erreichen eines vorab bestimmten Preissignals automatisiert zu reduzieren. Die Steuerungsfunktion kann insbesondere über einen Wechselrichter, ein Energie-Management-System, ein intelligentes Messsystem mit Steuerungseinrichtung oder eine vergleichbare technische Einrichtung umgesetzt werden. Die Bundesnetzagentur kann durch

Festlegung nähere Anforderungen an die Eignung, Nachweisführung und Standardisierung solcher Steuerungsfunktionen bestimmen.“

§ 5 EEV wird um folgenden Absatz 4 ergänzt:

„(4) Bei Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt kann die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung nach Absatz 2 auf Grundlage standardisierter, preisbasierter Steuerungsverfahren erfolgen. Eine individuelle anlagenscharfe Prognose-, Gebots- oder Vermarktungspflicht des Anlagenbetreibers ist hierfür nicht erforderlich. Die energiewirtschaftliche Zuordnung, Abrechnung und Nachweisführung kann auf Grundlage standardisierter Gruppenverfahren, Referenzwerte oder pauschalierter Verfahren erfolgen, soweit diese eine sachgerechte Berücksichtigung der reduzierten Strommengen gewährleisten. Die Bundesnetzagentur kann durch Festlegung nähere Bestimmungen zu den Verfahren nach den Sätzen 1 bis 3 treffen.“

Kurze Begründung: Der Vorschlag unterstützt die Systemlogik des Entwurfs, vermeidet aber unverhältnismäßige Kleinanlagenprozesse. Entscheidend ist, dass Überschussstrom bei negativen Preisen reduziert wird, ohne jedes Dach-PV-Projekt in eine komplexe Einzelvermarktung zu zwingen.

6. Fazit

Der Referentenentwurf enthält gegenüber früheren Fassungen relevante Verbesserungen. Er bleibt aber an zentralen Stellen noch nicht ausreichend investitionssicher und massengeschäftstauglich. Der Systemwechsel zur Marktintegration kann nur gelingen, wenn kleine und mittlere PV-Anlagen nicht mit Prozessen belastet werden, die für Großanlagen entwickelt wurden.

Das Solar Cluster Baden-Württemberg empfiehlt daher, die EEG-Novelle 2027 an drei Leitplanken auszurichten:

1. **verlässliche Investitionsbedingungen für Dach- und Gewerbe-PV,**
2. **dynamische und zielgenaue Markt- und Systemintegration statt pauschaler Kappung und Nullvergütung,**
3. **eigenständige Berücksichtigung besonderer Solaranlagen wie Agri-PV, Parkplatz-PV, Floating-PV und Moor-PV mindestens auf dem Förder- und Ausschreibungsniveau des EEG 2023.**

Die Marktintegration erneuerbarer Energien muss dabei so ausgestaltet werden, dass der Einspeisevorrang erneuerbarer Energien als Effizienzprinzip des Stromsystems erhalten bleibt. Dynamische Steuerung und Abregelung in Überschusssituationen sind sinnvoll und notwendig; sie dürfen jedoch nicht zu einer dauerhaften wirtschaftlichen oder systemischen Benachteiligung erneuerbarer Erzeugung führen.

Gerade bei der Photovoltaik gilt es, zwischen einer zielgerichteten marktdienlichen Steuerung und einer strukturellen Einschränkung erneuerbarer Erzeugung zu unterscheiden. Eine Abregelung bei negativen oder sehr niedrigen Börsenpreisen kann dazu beitragen, Marktüberschüsse zu vermeiden. Sie darf jedoch nicht dazu führen, dass Investitionen in kostengünstige erneuerbare Erzeugung unattraktiv werden.

Ergänzend ist sicherzustellen, dass neue Abschöpfungs- und Refinanzierungsmechanismen die Finanzierung von Gewerbe-PV und größeren Dachanlagen nicht erschweren und dass Volleinspeiseanlagen weiterhin eine tragfähige Erlöslogik erhalten.

Darüberhinaus sollten die Resilienzausschreibungen genutzt werden, um europäische Wertschöpfungsketten für zentrale PV- und Systemintegrationstechnologien zu stärken.

Die in der Anlage dargestellte vereinfachte Marktintegration für PV-Kleinanlagen zeigt einen möglichen Weg, Marktintegration, technische Praktikabilität und Investitionsfähigkeit zu verbinden. Sie sollte im weiteren Gesetzgebungsverfahren als massengeschäftstaugliche Option geprüft und rechtlich abgesichert werden.

ANLAGE ZUR EEG-STELLUNGNAHME

Vereinfachte Marktintegration für PV-Kleinanlagen

Modellvorschlag für eine massentaugliche Direktvermarktung mit vereinfachter Abrechnung und marktorientierter Steuerung

Stuttgart, 21.07.2026

Bezug: Stellungnahme des Solar Cluster Baden-Württemberg zur EEG-Novelle 2027

Kurzfassung

Der Vorschlag in einem Satz

Kleine und mittlere PV-Anlagen sollen marktlich integriert werden, ohne sie durch individuelle Direktvermarktung, hohe Transaktionskosten oder eine faktische Null-Einspeisung auszubremsen.

Element	Vorschlag
Vergütung	Börsenpreis abzüglich Vermarktungsentgelt
Förderung	keine Marktprämie bei Anlagen mit Eigenverbrauch; Marktprämie für Volleinspeiser weiterhin erforderlich
Steuerung	Abregelung bei negativen bzw. niedrigen Börsenpreisen
Abwicklung	vereinfachte Abwicklung über bestehende Strukturen des lokalen Netzbetreibers (NB)
Technik	Option1: Autarke Abregelung am Netzanschlusspunkt über Wechselrichter (WR) oder Heim-Energiemanagementsystem (HEMS) mit Zugriff auf Börsenpreissignale. Option 2: Abregelung durch den Netzbetreiber über iMSys und Steuerungskanal.
Ziel	systemdienliche Einspeisung ohne Überforderung kleiner und mittlerer PV-Anlagen

Prozesslogik des Modells

PV-Anlage	**Option 1: Wechselrichter oder HEMS steuern** **Option 2: NB steuert via iMSys / Steuerungskanal**	**Einspeisung bzw. Abregelung am Netzanschlusspunkt aufgrund von Börsenpreissignalen**	**Direktvermarktung durch den Netzbetreiber (NB)**	**Jahresabrechnung ohne Notwendigkeit für iMSys**

1. Ziel des Modells

Ziel der hier vorgeschlagenen massentauglichen Direktvermarktung ist es, zusätzliche PV-Einspeisung in Zeiten negativer oder sehr niedriger Börsenpreise zu vermeiden und die Einspeisung in den übrigen Stunden weiterhin zu ermöglichen.

Bei Anlagen mit Eigenverbrauch kann auf eine Marktprämie verzichtet werden. Für Volleinspeiser bleibt eine ergänzende Marktprämie erforderlich, damit dieses Segment wirtschaftlich bleibt. Der Erlös entsteht aus der Vermarktung des Solarstroms an der Börse; ein Vermarktungsentgelt wird abgezogen. Bei negativen Börsenkursen sollen kleine und mittlere PV-Anlagen am Netzanschlusspunkt auf Null abgeregelt werden; bei sehr niedrigen Börsenkursen kann eine abgestufte Reduzierung der Einspeiseleistung vorgesehen werden. Dadurch wird zusätzliche PV-Einspeisung in Zeiten vermieden, in denen der aktuelle Strombedarf bereits weitgehend durch bestehende erneuerbare Erzeugung gedeckt ist oder Überschüsse im System bestehen.

2. Grundprinzip und technische Umsetzung

Es wird vorgeschlagen, die Direktvermarktung durch den lokalen Netzbetreiber (NB) durchführen zu lassen. Der Netzbetreiber übernimmt dabei Abnahme, Bilanzierung, Vermarktung und Abrechnung des eingespeisten Stroms. Die marktorientierte Abregelung erfolgt vorrangig autark am Netzanschlusspunkt über Wechselrichter oder HEMS. Lokale Netzbetreiber vermarkten bereits heute Solarstrom (EEG-Strom bzw. Strom aus ausgeförderten Anlagen) aus ihrem Bilanzkreis und sind häufig Messstellenbetreiber am Netzanschlusspunkt der Anlage.

Im Folgenden werden zwei Optionen einer vereinfachten und damit massentauglichen Direktvermarktung dargestellt und mit bestehenden bzw. alternativen Ansätzen verglichen. Die im vereinfachten Verfahren möglichen geringeren Kosten der Direktvermarktung sind insbesondere für Kund/innen mit kleinen PV-Anlagen wichtig, deren Markterlöse lediglich im dreistelligen oder niedrigen vierstelligen Bereich liegen. Für diese Kund/innen können die Transaktionskosten einer individuellen Vermarktung prohibitiv sein und damit ein Hinderungsgrund für die Installation einer PV-Anlage.

Ziel ist jeweils, die Einspeisung neu installierter PV-Anlagen am Netzanschlusspunkt bei negativen oder sehr niedrigen Börsenkursen zu reduzieren bzw. zu unterbinden. In der Option 1 wird die Abregelung lokal vom Wechselrichter (WR) oder von einem Heim-Energiemanagementsystem (HEMS) durchgeführt. Die Information zu den viertelstündlichen Börsenpreisen bezieht der WR oder das HEMS aus dem Internet. In der Option 2 steuert der Netzbetreiber den WR oder das HEMS über den Steuerkanal im iMSys. Zum Vergleich werden außerdem

die Steuerung über einen individuellen Direktvermarkter sowie eine feste Einspeisebegrenzung auf 50 bzw. 60 % der installierten Leistung dargestellt.

	Steuerung	externe Steuer-signale	Abrechnung	Speicher-steuerung	Konformitäts-prüfung	Messtechnische Prüfung durch Netzbetreiber	notwendige Infrastruktur (anfangs)	Markt-dienlich	geringer Aufwand bei NB
Option 0.1: "50% Limit bzw. 60% Limit"	autark	keine	Jahreswerte über NB	eigen-verbrauchs-optimiert	Erklärung des Eigentümers / Installateurs	über iMSys - sobald installiert	Jahreszähler	-	+
Option 0.2: "EEG 2025 - keine Vergütung < 0 ct/kWh"	keine	keine	Viertel-stunden-werte über NB	eigen-verbrauchs-optimiert	nicht notwendig	iMSys	iMSys	--	-
Option 1: "Abregelung autark"	autark	Abfrage von Börsen-kursen im Internet	Jahreswerte über NB	eigen-verbrauchs-optimiert	Erklärung des Eigentümers / Installateurs	über iMSys - sobald installiert	Jahreszähler	+	+
Option 2: "NB steuert"	Vorgabe NB	über iMSys vom NB	Jahreswerte über NB	eigen-verbrauchs-optimiert	nicht notwendig	klärt NB intern	iMSys mit Steuerkanal	+	-
Option 3: "DV steuert"	Vorgabe DV	über Steuerungs-gerät des DV oder iMSys	Viertel-stunden-werte über DV	optimiert am Markt	Erklärung durch DV	kontrolliert über iMSys; oder mit Abregelungs-test	iMSys und separates Steuerungs-gerät des DV	++	+

Tabelle 1: Optionen für eine marktpreisabhängige Steuerung kleiner PV-Anlagen im Vergleich zu den Vorgaben des EEG 2025/Solarspitzengesetzes: Einspeisebegrenzung mit 60 % Limit vor Installation des iMSys bzw. keine EEG-Vergütung bezahlt bei Börsenkursen < 0 ct/kWh nach Installation des iMSys.

Hinweis zur Option 0.1 und Option 0.2 (EEG 2025): Für Neuanlagen von 2 bis 100 kWp, die nicht der Direktvermarktung unterliegen, sieht das EEG 2025/Solarspitzengesetz vor Installation eines iMSys eine Einspeisebegrenzung auf 60 % der installierten Leistung vor. Auch ein Einspeiselimit von 50 % vermeidet die Einspeisung bei negativen Börsenpreisen jedoch nur unzureichend (siehe Abbildung 1 oben und Abbildung 2).

Nach Installation eines iMSys entfällt nach dem Solarspitzengesetz die EEG-Vergütung in Zeiten negativer Börsenpreise. Der Anlagenbetreiber ist jedoch nicht verpflichtet, die Einspeisung in diesen Stunden tatsächlich zu drosseln. Wenn keine Abregelung erfolgt, wird weiterhin Solarstrom zu negativen Preisen eingespeist. Der Anlagenbetrieb ist damit weniger marktdienlich als bei einer gezielten Abregelung. Zugleich entsteht zusätzlicher Aufwand für Messung und Abrechnung, mit der Notwendigikeit für die viertelstündliche Messung ein iMSys zu installieren.

Schlussfolgerung: Entscheidend ist, auch bei kleinen PV-Anlagen ohne individuelle Direktvermarktung mit einfachen Mitteln zu verhindern, dass zusätzlicher Solarstrom bei negativen Börsenpreisen eingespeist wird. Im Interesse einer zügigen Umsetzung sollten die bestehenden Prozesse beim Netzbetreiber möglichst unverändert bleiben.

Lösung mit Option 1: In Option 1 ruft der Wechselrichter bzw. das HEMS die Day-Ahead-Börsenpreise über ein geeignetes Portal ab und blockiert autark die Einspeisung am Netzanschlusspunkt in Viertelstunden mit negativen oder sehr niedrigen Börsenpreisen. Für den Netzbetreiber entsteht dadurch kein zusätzlicher Steuerungsaufwand. Die Abrechnung erfolgt wie bisher auf Basis der jährlich gemessenen Einspeisung.

Durch die Abregelung entsteht ein höherer durchschnittlicher Marktwert des tatsächlich eingespeisten Solarstroms, da in Stunden mit negativen Börsenpreisen keine Einspeisung erfolgt. Es wird vorgeschlagen, diesen „gewichteten Marktwert PV“ mithilfe von Referenzanlagen zu

bestimmen (siehe Kapitel 6). Der Jahreserlös ergibt sich aus der Multiplikation der jährlichen Einspeisung mit diesem gewichteten Marktwert PV. So kann der Vorteil des marktdienlichen Verhaltens an die Anlagenbetreiber/innen weitergegeben werden, ohne dass hierfür eine individuelle viertelstundenscharfe Direktvermarktung erforderlich ist.

In der Umsetzung könnte der Netzbetreiber den Strom aus allen EEG-Anlagen weiterhin gemeinsam vermarkten. Für die bei negativen Preisen abregelten Anlagen bezahlt er jedoch den höheren „gewichteten Marktwert PV“ plus einer zu bestimmenden Marktprämie für Anlagen ohne Eigenverbrauch. Alle anderen EEG-Anlagen im Bestand bekommen wie bisher die EEG-Vergütung. Den Ausgleich zwischen den Zahlungen an die Anlagenbetreiber/innen und den erzielten Markterlösen erhält der Netzbetreiber wie bisher über den EEG-Ausgleichsmechanismus. Bei geeigneter Festlegung des gewichteten Marktwerts PV kann das Modell so ausgestaltet werden, dass für neu zugebaute PV-Anlagen keine zusätzliche Belastung des EEG-Kontos entsteht.

In allen Optionen ist eine Optimierung des Speichereinsatzes für die Erhöhung des Eigenverbrauchs möglich. Jedoch ist nur in der Option 3 vorgesehen, das Einspeiseprofil zu messen. Eine individuelle Optimierung des Speichereinsatzes mit Blick auf höhere Markterlöse ist daher nur in Option 3 möglich. Die Marktdienlichkeit der PV Anlage ist daher bei individueller Vermarktung am höchsten, jedoch auch bei Option 1 und 2 schon gut. Die geringste Marktdienlichkeit hat die Abregelung mit einem festen Einspeiselimit, da dort immer noch große Mengen an Solarstrom bei negativen Börsenpreisen zusätzlich eingespeist werden (Abb. 1 und Abb. 2).

Die Voraussetzung für Option 1, dass Wechselrichter bzw. HEMS die Day-Ahead-Börsenstrompreise abrufen und die Einspeiseleistung am Netzanschlusspunkt entsprechend steuern können, ist technisch niederschwellig. Tatsächlich haben Wechselrichter und HEMS in PV-Speichersystemen häufig Zugang zu Börsenpreissignalen, um den Speichereinsatz (für Einspeisung und Strombezug) zu optimieren. Dieselben Preissignale können auch für eine marktorientierte Einspeisesteuerung genutzt werden.

Option 1 entspricht im Grundsatz einer P(€)-Regelung: die Einspeiseleistung wird anhand von Börsenpreissignalen reduziert. Eine ähnliche dezentrale Steuerung wird durch die P(U)-Regelung in Bezug auf die Netzdienlichkeit erreicht. Während bei der P(U)-Regelung der Wechselrichter auf lokale Spannungssignale reagiert, würde der Wechselrichter oder ein HEMS bei der P(€)-Regelung auf Börsenpreissignale reagieren. So kann die Einspeisung bei niedrigen oder negativen Börsenpreisen automatisch reduziert werden.

Eine weitere Option wäre die Abregelung kontinuierlich zu gestalten, etwa durch die Regel „volle Einspeisung bei Börsenpreisen oberhalb von 5 ct/kWh, Begrenzung auf 50 % der Nennleistung bei 2,5 ct/kWh, Abregelung auf 0 % bei Börsenpreisen von 0 ct/kWh und zwischen den Stützpunkten eine lineare Anpassung. Eine kontinuierliche Abregelung würde abrupte Übergänge bei der Einspeisung vermeiden.

Der Netzbetreiber könnte die Einhaltung stichprobenartig anhand der Viertelstundenwerte aus dem intelligenten Messsystem überprüfen. Für eine Umsetzung wären entsprechende technische Anschlussbedingungen zu entwickeln. Den Herstellern von Wechselrichtern und HEMS sollte eine angemessene Übergangsfrist eingeräumt werden, um diese Funktion in ihre Geräte zu integrieren. In der Übergangszeit, in der noch kein iMSys installiert ist, sollte sich der Netzbetreiber – ähnlich wie bei der Erklärung zur Einstellung der Einspeisekappung – auf eine Erklärung des Anlagenbetreibers bzw. des Elektroinstallateurs verlassen können.

Hinweise zur Option 2: Sofern der Netzbetreiber die Abregelung der PV-Anlagen übernimmt, muss für die Steuerung neu anzuschließender PV-(Klein-)Anlagen ein iMSys am Netzanschlusspunkt installiert sein; zudem muss der Steuerungskanal aktiviert und mit dem Wechselrichter oder HEMS verbunden sein. Damit wird die Steuerungsinfrastruktur des lokalen Netzbetreibers genutzt, die bereits für die Abregelung von Solaranlagen im Rahmen von Redispatch 2.0 oder für die Steuerung von Wärmepumpen im Wärmepumpentarif eingesetzt wird. Es müsste also keine separaten Geräte vom individuellen Direktvermarkter eingesetzt und deren Funktion vom Netzbetreiber kontrolliert werden. Der Test der Ansteuerbarkeit des WR oder des HEMS könnte durch eine automatisierte Kontrolle der iMSys-Auslesewerte (Viertelstundenwerte) am Tagesende ersetzt werden, die zeigt, ob eine Ansteuerung wirksam war.

Die Vorteile des Vorschlags sind:

- Die Steuerung erfolgt über die gesicherten Nachrichtenkanäle der iMSys-Systeme.
- Insbesondere können die Netzbetreiber dafür sorgen, dass der Übergang von Einspeisung zu Abregelung – also beim Übergang von positiven zu negativen Börsenpreisen – nicht für alle PV-Anlagen gleichzeitig und damit abrupt erfolgt. Dies soll allerdings nur in dem für die Nutzer/innen mit Blick auf den Ertrag nicht wesentlichen Bereich zwischen 0 und 5 ct/kWh Börsenkurs geschehen. Die Verteilnetzbetreiber erhalten damit die Möglichkeit, ihre grundständige Aufgabe der Netzstabilität besser zu erfüllen (Stichwort „Redispatch 3.0“).

Kernaussage

Die Einspeisung erfolgt dann, wenn sie systemdienlich ist; gleichzeitig werden Kleinanlagen nicht durch individuelle Direktvermarktungsverträge überfordert. Mit einer autarken Abregelung am Netzanschlusspunkt durch Wechselrichter oder HEMS kann zusätzliche PV-Einspeisung bei negativen Börsenpreisen vermieden werden, ohne neue Steuerungsprozesse beim Netzbetreiber auszulösen. Voraussetzung ist, dass Wechselrichter oder HEMS Zugang zu Börsenpreissignalen haben.

3. Vereinfachte Abrechnung

Der nach den oben genannten Regeln eingespeiste Solarstrom soll nach Börsenpreisen abzüglich eines Vermarktungsentgelts für die Netzbetreiber an die Kund/innen mit PV-Anlagen vergütet werden. Vereinfachend wird vorgeschlagen, den Markterlös für einige PV-Referenzanlagen zu ermitteln und durch Division durch den Jahresertrag der entsprechend gesteuerten Anlagen einen gewichteten Marktwert PV zu berechnen (siehe unten).

Damit wird eine Abrechnung aufgrund des Jahreseinspeisung möglich, ohne dass die Ergebnisse einer individuelle Direktvermarktung mit viertelstundengenauen Aufzeichnungen der Einspeisung und deren Verrechnung erforderlich ist. Dies gilt sowohl für den Fall, dass die Anlage autark bei negativen oder niedrigen Börsenkursen am Netzanschlusspunkt abregelt werden, als auch für den Fall der Steuerung durch den Netzbetreiber. Insofern ist es für die Abrechnung nicht notwendig eine iMSys zu installieren.

4. Abgrenzung zur Null-Einspeisung

Der Vorschlag aus dem EEG-Referentenentwurf, für Kleinanlagen gar keine Solareinspeisung mehr zuzulassen, ist nicht sinnvoll:

- Kleinanlagen würden dann nicht mehr dazu beitragen, den verbleibenden Strombedarf nach Einspeisung erneuerbarer Energien zu decken. Das Dachsegment würde damit für die Energiewende unnötig geschwächt. Zudem erhalten die Errichter/innen von Kleinanlagen keine Vergütung aus der Einspeisung von Solarstrom mehr, obwohl dieser in einem hohen Anteil der Jahresstunden sehr wohl systemdienlich sein kann.

5. Bestandsanlagen marktdienlich einbinden und Bundeshaushalt entlasten

Bestandsanlagen speisen teilweise auch in Zeiten ein, in denen der Strombedarf bereits weitgehend durch erneuerbare Energien gedeckt ist und an der Strombörse sehr niedrige oder negative Preise auftreten. Zusätzliche Einspeisung in diesen Stunden kann die negativen Preise verstärken. Dies erhöht den Finanzierungsbedarf des EEG und verschlechtert zugleich die Vermarktungsperspektiven neuer PV-Anlagen.

Die für Neuanlagen vorgeschlagene marktpreisabhängige Abregelung kann verhindern, dass neu installierte Anlagen diese Situation weiter verschärfen. Soll die Zahl negativer Preisstunden gegenüber dem Status quo tatsächlich sinken, sollten jedoch auch geeignete Bestandsanlagen freiwillig in eine marktdienliche Steuerung einbezogen werden können.

Für Neuanlagen kann die Abregelung bei negativen oder sehr niedrigen Börsenpreisen als Voraussetzung im EEG verankert werden. Bei Bestandsanlagen ist wegen des bestehenden Vertrauens- und Bestandsschutzes dagegen ein freiwilliges Anreizmodell erforderlich. Anlagenbetreiber/innen könnten einen begrenzten Marktdienlichkeitsbonus erhalten, wenn sie nachweislich ermöglichen, dass ihre Anlage in gesetzlich definierten Negativpreisstunden nicht in das Netz einspeist. Die Steuerung könnte über ein Energiemanagementsystem, den Wechselrichter oder den Netzbetreiber erfolgen.

Die Einhaltung kann anhand der Viertelstundenwerte des intelligenten Messsystems am Netzanschlusspunkt überprüft werden. Der Bonus könnte im einfachsten Fall eine pauschale Erhöhung der Vergütung für die verbliebene Jahreseinspeisung sein, um die verringerte Einspeisung auszugleichen und einen Teil des erhöhten Marktertrags für die verbliebene Strommenge zurückzuerstatten. Andere Bemessungen, Bezugsgrößen und technische Nachweisführungen könnten im weiteren Verfahren entwickelt werden.

Die Beispielrechnungen in Kapitel 6 zeigen, dass eine Abregelung bei negativen Börsenpreisen die Vermarktungserlöse der tatsächlich eingespeisten Strommenge gegenüber einer ungesteuerten Einspeisung erhöhen kann. In der betrachteten Modellrechnung steigt der Vermarktungserlös ohne Batterie um rund 10 %. Mit Batterie fällt der Effekt aufgrund der zeitlichen Verschiebung der Einspeisung noch größer aus. Diese höheren Vermarktungserlöse kommen bei Bestandsanlagen mit gesetzlich festgelegter EEG-Vergütung jedoch nicht automatisch den Anlagenbetreiber/innen zugute. Sie können zunächst den Finanzierungsbedarf des EEG verringern und damit den Bundeshaushalt entlasten.

Ein Anteil der gegenüber dem Status quo entstehenden Einsparung kann als Anreiz an die teilnehmenden Anlagenbetreiber/innen weitergegeben werden. Voraussetzung muss sein,

dass die eingesparten EEG-Zahlungen und die verbesserten Vermarktungserlöse die Kosten des Bonus sowie der erforderlichen Mess-, Steuerungs- und Abwicklungsprozesse deutlich übersteigen. Das Modell muss somit bereits bei seiner Ausgestaltung eine nachweisbare Nettoentlastung des Bundeshaushalts sicherstellen.

Die freiwillige Einbindung von Bestandsanlagen kann damit drei Ziele verbinden: Sie verringert zusätzliche Einspeisung in Zeiten von Stromüberschüssen, schafft einen wirtschaftlichen Anreiz für Anlagenbetreiber/innen und senkt den Finanzierungsbedarf des EEG gegenüber dem Status quo. Zugleich können weniger und kürzere Negativpreisphasen die Investitions- und Refinanzierungsbedingungen für neue PV-Großanlagen verbessern.

6. Beispielrechnung und Wirkung

Im Folgenden wird die Wirkung der vorgeschlagenen Regelung der Einspeisung für zusätzlich installierte PV-(Klein-)Anlagen anhand von zwei Referenzanlagen berechnet: einer 10-kWp-Aufdachanlage mit Südausrichtung und einer 10-kWp-Aufdachanlage mit Ost/West-Ausrichtung, jeweils bei 30° Neigung und ohne Eigenverbrauch. Die Referenzanlagen nutzen die Solareinstrahlung gemäß den öffentlich verfügbaren Messwerten am Standort der DWD-Wetterstation am Flughafen Leipzig/Halle. Die Viertelstundenwerte der berechneten Einspeisung aus den Referenzanlagen werden mit den jeweils gültigen Day-Ahead-Börsenpreisen (es wurde in den Beispielen die Day-Ahead Auktionswerte EXAA (DE-LU) für 2025 verwendet) multipliziert und die Erträge aufsummiert. Die Jahresergebnisse sind in Tabelle 1 dargestellt.

Abbildung 1 zeigt die Ergebnisse für das Jahr 2025 – ein Jahr mit einem rund 3 % höheren Ertrag als im Durchschnitt der Jahre 2020 bis 2025 – unter anderem für folgende Fälle:

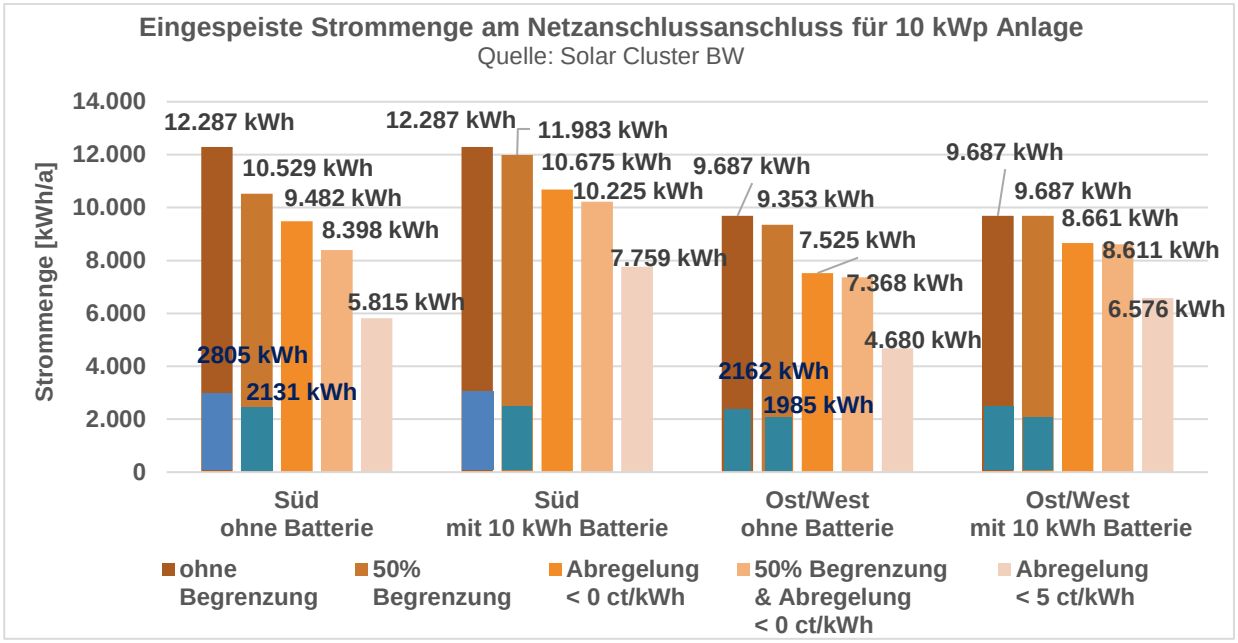
- ohne Begrenzung der Einspeisemenge des Solarstroms mit einem Jahresertrag und einer Einspeisung von 12.287 kWh für die südausgerichtete PV-Anlage
- Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung auf 50 % der Nennleistung der PV-Anlage mit einer Reduktion der Jahreseinspeisung um 15 % auf 10.529 kWh
- Abregelung der Einspeisung auf Null bei Börsenkursen unter 0 ct/kWh; dies führt zu einer Reduktion der jährlichen Einspeisung um 23 % auf 9.482 kWh.

Die Einspeisung bei negativen Börsenpreisen reduziert sich bei einer festen Einspeisebegrenzung auf 50 % im Fall der südausgerichteten Anlage lediglich von 2.805 kWh auf 2.131 kWh, also um rund 24 %. Eine Batterie kann zwar einen Teil der Energie oberhalb des Einspeiselimits zwischenspeichern und später bei positiven Preisen einspeisen. Sie verhindert jedoch nicht, dass weiterhin Leistung unterhalb der 50-%-Grenze auch bei negativen Börsenpreisen eingespeist wird.

Damit zeigt die Modellrechnung: Eine feste 50-%-Begrenzung dämpft zusätzliche Einspeisespitzen, trifft aber die Einspeisung bei negativen Börsenpreisen nur unzureichend. Für die Marktintegration ist eine dynamische Abregelung bei negativen bzw. niedrigen Börsenpreisen deutlich zielgenauer. Nur sie vermeidet zuverlässig zusätzliche PV-Einspeisung in Zeiten, in denen bereits ein Überschuss erneuerbarer Erzeugung besteht.

Gleichzeitig wird mit der dynamischen Abregelung bei negativen Börsenpreisen ein höherer Markterlös erzielt. Abbildung 1 unten zeigt, dass die Abregelung auf Null bei Börsenpreisen unter 0 ct/kWh den Erlös der südausgerichteten Volleinspeiseanlage von 576 € auf 646 € erhöht. Mit einer 10-kWh-Batterie steigt der Erlös weiter auf 728 €.

Obwohl bei einer Abregelung auf Null bei Börsenkursen unter 5 ct/kWh die eingespeiste Strommenge ohne Batterie in Südausrichtung um 39 % sinkt, reduziert sich der Erlös nur um 14 %. Das heißt: Die Strommengen, die bei Börsenkursen zwischen 0 ct/kWh und 5 ct/kWh eingespeist werden, sind für den Erlös nur wenig relevant. Sie könnten daher vom Netzbetreiber für Redispatch-Maßnahmen und zur Glättung des kritischen Übergangs zwischen der Einspeisung des vollständig von PV-Anlagen verfügbaren Ertrags und einer partiellen Abregelung von PV-Anlagen zur Vermeidung von „Überschuss“ genutzt werden.



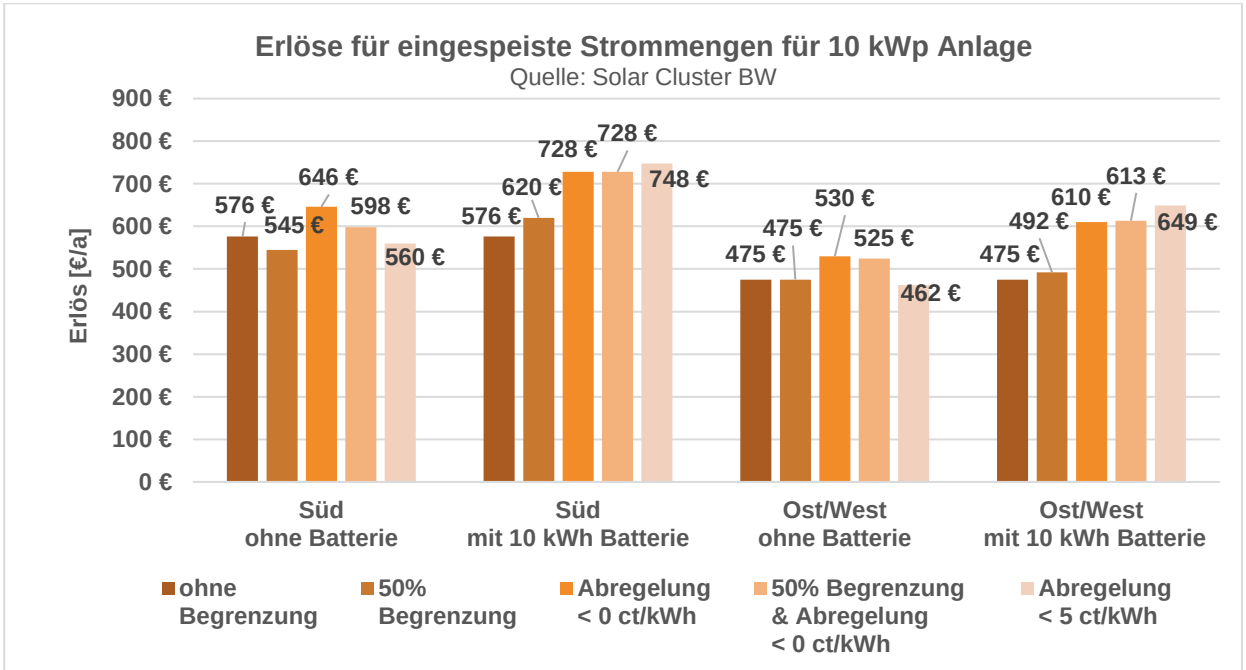


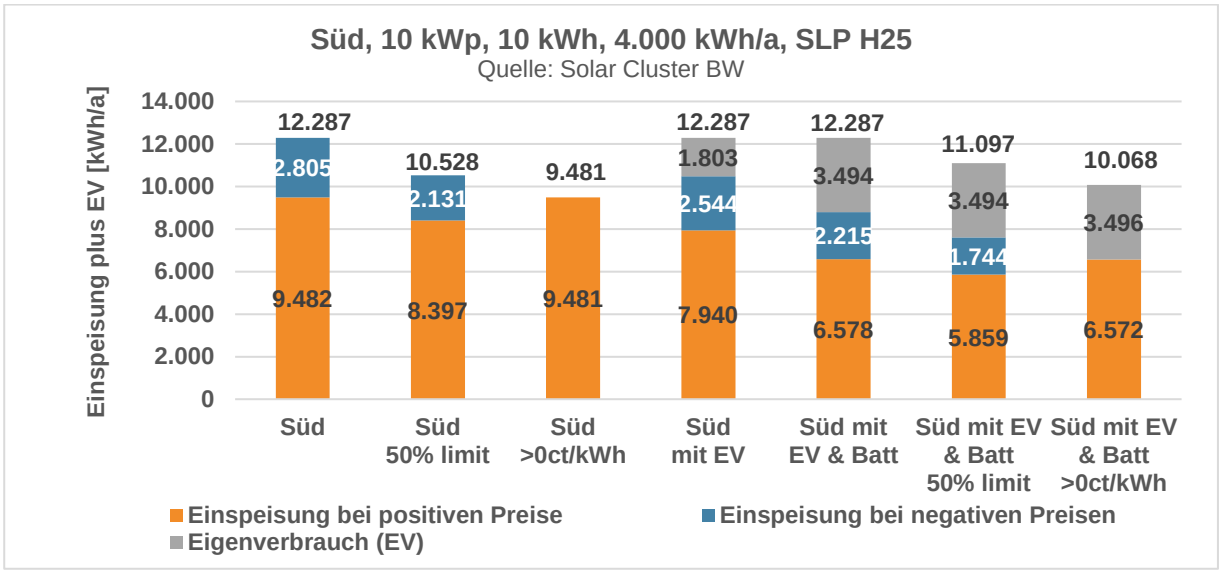
Abbildung 1: Einspeisemengen und Erlöse (ohne Vermarktungsentgelt basieren auf DayAhead Auktion EXAA) für eine Referenzanlage mit 10 kWp Nennleistung am Standort Flughafen Leipzig/Halle im Jahr 2025. Die blau markierten Strommengen zeigen die Einspeisung bei negativen Börsenpreisen.

Im Vergleich zur Abregelung auf Null bei negativen Börsenkursen führt die fixe Begrenzung auf 50 % der Nennleistung zu einem Erlösrückgang von 576 € auf 545 € im Fall der Südausrichtung ohne Batterie. Das heißt: Diese fixe Begrenzung entzieht dem Markt Strom, der mit einem positiven Börsenkurs bezahlt worden wäre. Dieser Strom hätte zur Reduktion einer

verbleibenden Residuallast genutzt werden können. Die fixe Begrenzung kann zusätzliche Einspeisespitzen dämpfen, ist aber kein zielgenaues Instrument zur Vermeidung von Einspeisung bei negativen Börsenpreisen.

Abbildung 1 unten zeigt für alle Fälle, dass die Einbußen beim finanziellen Ertrag der PV-Anlage bei Abregelung unter 0 ct/kWh oder 5 ct/kWh deutlich geringer sind als die Reduktion des eingespeisten PV-Stroms. Dies ist plausibel, da die Abregelung in Zeiten mit negativen oder niedrigen Börsenkursen erfolgt. Der verbleibende PV-Ertrag wird zu Zeiten mit höheren Börsenkursen direkt eingespeist oder mit einer Batterie zwischengespeichert und später zu Zeiten höherer Börsenkurse eingespeist.

Falls aufgrund von Netzengpässen im Verteilnetz eine Begrenzung der Einspeisung auf 50% der Nennleistung zusätzlich zur Abregelung bei Börsenkursen unter 0 ct/kWh gefordert wird, so ergibt lediglich einen Erlösverlust rund 10 % bei der Südausrichtung ohne Batterie (siehe Abb. 1 unten). Mit Batterie oder bei Ost/West Ausrichtung sind die Verluste geringer. Die alleinige Begrenzung auf 50% ist, wie zuvor besprochen aus Marktsicht, jedoch nicht ausreichend.



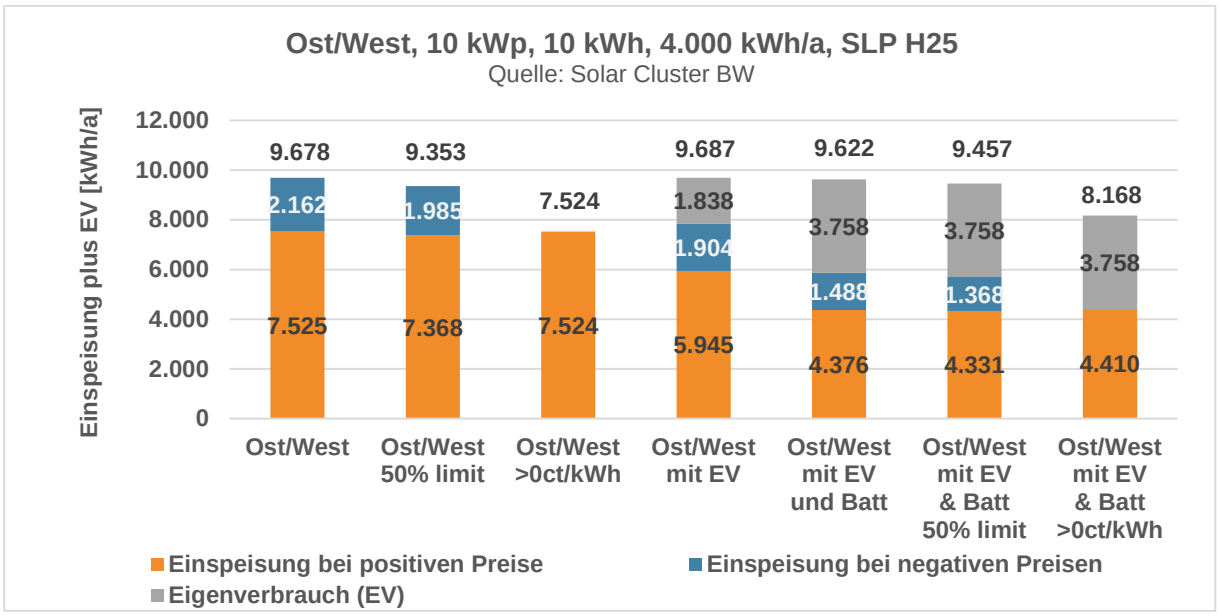
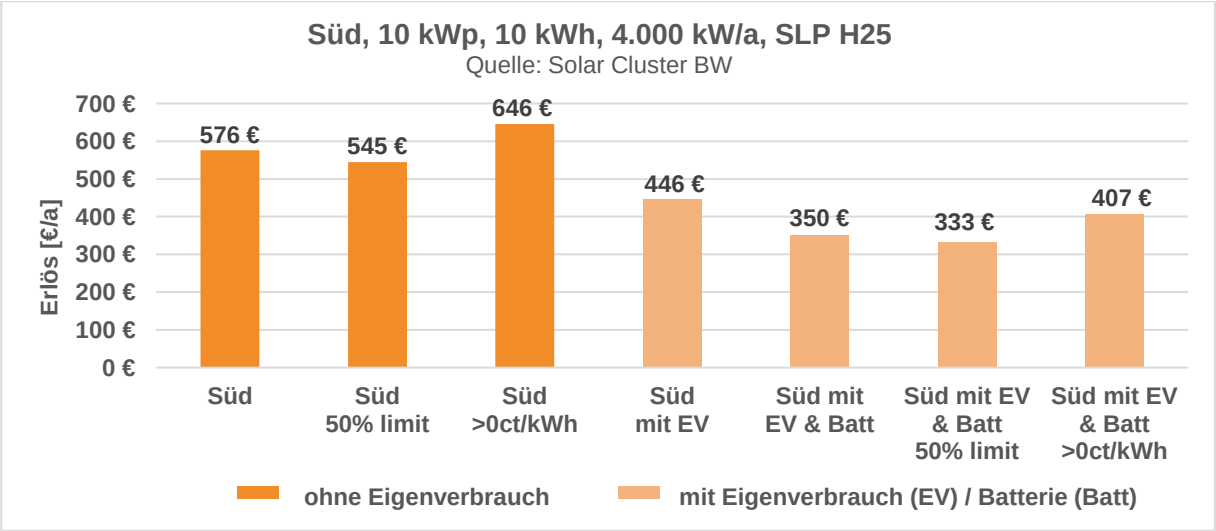


Abbildung 2: Einspeisemengen für die Referenzanlage mit 10 kWp Nennleistung am Standort des Flughafens Leipzig/Halle mit lokalem Eigenverbrauch von 4.000 kWh/a.



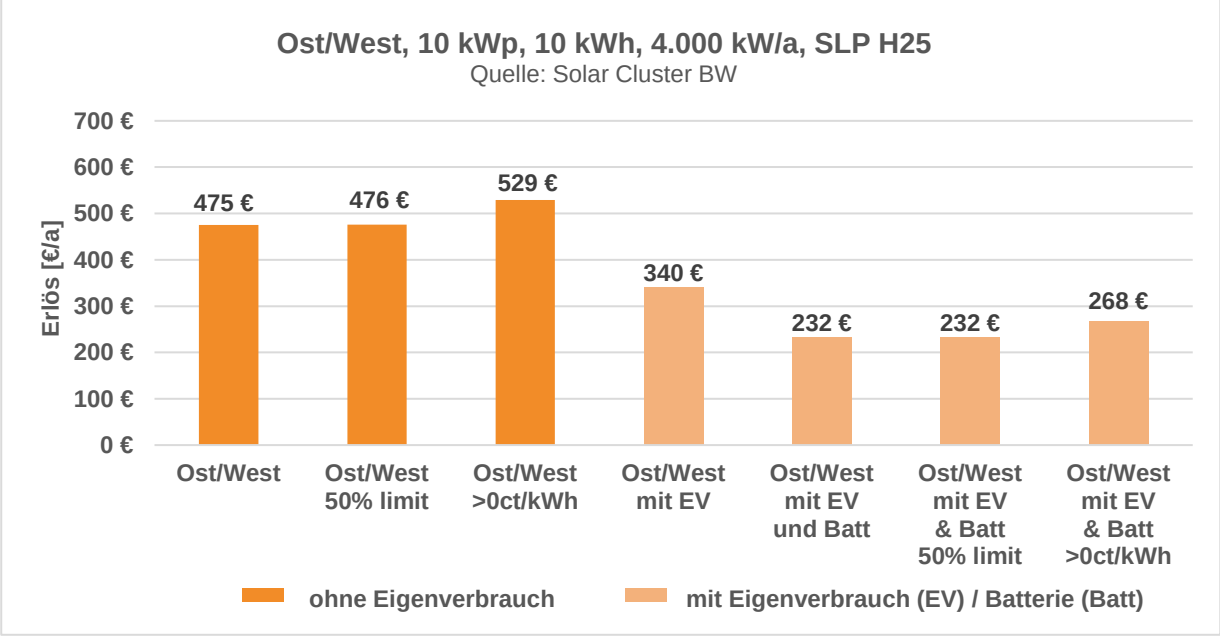


Abbildung 3: Erlöse durch Direktvermarktung (ohne Vermarktungsentgelt basieren auf DayAhead Auktion EXAA) für die eingespeiste Strommenge der Referenzanlage mit 10 kWp Nennleistung am Standort des Flughafens Leipzig/Halle mit lokalem Eigenverbrauch von 4.000 kWh/a.

Während die Ergebnisse aus Abbildung 1 ohne Eigenverbrauch berechnet wurden und damit proportional auf andere Anlagengrößen übertragbar sind, zeigen Abbildung 2 und Abbildung 3 die Ergebnisse für einen Beispielhaushalt mit Eigenverbrauch. Angenommen wird eine 10-kWp-Hausdachanlage mit einem lokalen Stromverbrauch von 4.000 kWh/a. Der zeitliche Verlauf des Verbrauchs wird über das Standardlastprofil SLP H25 abgebildet. Der lokale Verbrauch wird direkt oder mithilfe einer Batterie so weit wie möglich gedeckt. Die Batterie wird in der Simulation verzögert geladen, um auch Mittagsspitzen abschöpfen zu können. Eigenverbrauch und Batterie reduzieren die insgesamt eingespeiste Strommenge. Sie reduzieren jedoch die Einspeisung bei negativen Börsenpreisen nicht im gleichen Maß. Auch bei Anlagen mit Eigenverbrauch bleibt daher eine dynamische Abregelung bei negativen bzw. niedrigen Börsenpreisen zielgenauer als eine starre Begrenzung der Einspeiseleistung auf 50 %.

7. Gewichteter Marktwert PV

Der finanzielle Ertrag ergibt sich durch Direktvermarktung ohne Marktprämie, das heißt durch Multiplikation der Einspeisung mit dem zum Zeitpunkt der Einspeisung geltenden Börsenkurs. Auch bei Abregelung auf Null bei Börsenpreisen unter 2,5 ct/kWh bzw. unter 5 ct/kWh bleibt der erzielte Markterlös vergleichsweise hoch. Dies gilt insbesondere für die Ost/West-ausgerichtete PV-Anlage. Letzteres ist plausibel, da sie von sich aus mehr Energie in den Morgen- und Abendstunden bereitstellt, in denen höhere Börsenkurse gelten, als eine südausgerichtete Anlage.

Aus den ermittelten Jahreswerten ergeben sich durch Division der jährlichen Erlöse in Euro durch die eingespeiste Strommenge in kWh die in Tabelle 2 gezeigten „gewichteten Marktwerte PV“. Der gewichtete Marktwert PV ist in erster Linie abhängig vom Wert des Börsenkurses, unterhalb dessen die Einspeiseleistung auf Null reduziert wird, und nur nachgeordnet von der Ausrichtung der Anlage.

Es erscheint daher pragmatisch, für die jeweils im Gesetz festgelegten Börsenkurse, unterhalb derer abgeregelt werden soll, einen gewichteten Marktwert für das jeweilige Jahr über die Referenzanlagen zu berechnen und zu mitteln. Der so ermittelte gewichtete Marktwert PV kann vereinfachend auch für die Vergütung der Einspeisemengen aus der Batterie (zwischengespeicherte Strommengen) verwendet werden. Dieser Vorschlag ist auch Grundlage der Berechnungen des Ertrags für die PV-Anlagen mit Batterie in Tabelle 3.

Gewichteter Marktwert in ct/kWh für die jeweils eingespeiste Leistung (Jahr 2025)		
	Süd	**Ost/West**
Marktwert für die komplette Einspeisung ohne Begrenzung oder Abregelung	4,69 ct/kWh	4,90 ct/kWh
gewichteter Marktwert für den Fall der Begrenzung auf 50%	5,18 ct/kWh	5,08 ct/kWh
gewichteter Marktwert für den Fall der Abregelung unter 0 ct/kWh	6,81 ct/kWh	7,04 ct/kWh
gewichteter Marktwert für den Fall der Abregelung unter 0 ct/kWh und Begrenzung auf 50%	7,12 ct/kWh	7,12 ct/kWh
gewichteter Marktwert für den Fall der Abregelung unter 5 ct/kWh	9,63 ct/kWh	9,87 ct/kWh

Tabelle 2: Marktwert bzw. gewichteter Marktwert bei Nutzung der Einspeisemengen der Referenzanlagen (Süd- bzw. Ost/West-Ausrichtung) mit 10 kWp – Standort Halle im Jahr 2025 mit Abregelung bei verschiedenen Börsenkursen.

Tabelle 2 zeigt hohe gewichtete Marktwerte für die tatsächlich eingespeiste Strommenge. Daraus darf jedoch nicht geschlossen werden, dass Volleinspeiser ohne Förderung wirtschaftlich betrieben werden können. Durch die Abregelung wird nur ein Teil des möglichen Jahresertrags eingespeist und vergütet. Bezieht man die jährlichen Erlöse auf den möglichen Jahresertrag ohne Abregelung, ergeben sich die Werte aus Tabelle 3. Diese Werte zeigen: Für

Kleinanlagen ohne Eigenverbrauch bleibt weiterhin eine Marktprämie erforderlich. Diese wird nur auf den tatsächlich eingespeisten Strom, also den Strom nach der Abregelung, bezahlt.

Vergütung in ct/kWh bezogen auf den möglichen Jahresertrag ohne Abregelung				
	Süd ohne Batterie	**Süd mit Batterie**	**Ost/West ohne Batterie**	**Ost/West mit Batterie**
ohne Abregelung oder Begrenzung	4,69 ct/kWh	4,69 ct/kWh	4,90 ct/kWh	4,69 ct/kWh
bei fester Begrenzung auf 50%	4,44 ct/kWh	5,05 ct/kWh	4,90 ct/kWh	5,08 ct/kWh
bei Abregelung unter 0 ct/kWh	5,26 ct/kWh	5,93 ct/kWh	5,47 ct/kWh	6,30 ct/kWh
gewichteter Marktwert für den Fall der Abregelung unter 0 ct/kWh und Begrenzung auf 50%	4,87 ct/kWh	5,93 ct/kWh	5,42 ct/kWh	6,33 ct/kWh
bei Abregelung unter 5 ct/kWh	4,56 ct/kWh	6.09 ct/kWh	4,77 ct/kWh	6,70 ct/kWh

Tabelle 3: Erlöse aus Direktvermarktung in ct/kWh bezogen auf den möglichen Jahresertrag an Solarstrom für die Referenzanlagen (Süd bzw. Ost/West Ausrichtung) am Standort Halle im Jahr 2025 mit Abregelung bei verschiedenen Börsenkursen

Schlussfolgerung und Zusammenfassung

Der vorgeschlagene vereinfachte Ansatz mit einer **autarken** Abregelung der Einspeisung am Netzanschlusspunkt bei negativen Börsenkursen über den Wechselrichter oder HEMS verbindet Marktintegration mit Praktikabilität. Er vermeidet zusätzliche Einspeisung bei negativen Börsenpreisen und erhält gleichzeitig die Wirtschaftlichkeit kleiner und mittlerer PV-Anlagen. Da der Ansatz auf einer jährlichen Abrechnung der Einspeisung basiert, erfordert er kein iMSys und keine neuen Prozesse beim Netzbetreiber. Der für die Vergütung genutzten „gewichtete Marktwert PV“ ergibt sich aus einer typischen Referenzanlage und wird für alle Anlagen angewendet. Er kann so gewählt werden, dass sich keine Belastung für das EEG-Konto ergibt und liegt dann bei etwa 7 ct/kWh.

Zum Vergleich: die individuelle Direktvermarktung für alle Kleinanlagen erzielt nur dann eine noch bessere Marktintegration der PV Anlagen im Vergleich zum vorgeschlagenen vereinfachten Ansatz, wenn zusätzlich mit der PV Anlage verbaute Speicher marktdienlich eingesetzt werden. Solange die individuelle DV noch nicht praktikabel oder zu teuer ist, wird mit dem vereinfachten Ansatz der dynamische Einspeisebegrenzung bereits ein sehr gute Marktintegration erreicht. Als Alternative zur autarken Abregelung könnte auch der Netzbetreiber marktorientiert abregeln, dies ist jedoch mit höherem Aufwand verbunden.

Eine starre 50-%-Begrenzung kann zwar zusätzliche Einspeisespitzen dämpfen, ersetzt aber keine zielgenaue marktbasierte Steuerung.