

Stellungnahme

Festlegung zur Marktintegration von Speichern und Ladepunkten – Konsultation von Eckpunkten

Berlin, 24. Oktober 2025

I. Allgemeine Bewertung

Enpal begrüßt die vorliegenden Eckpunkte der Bundesnetzagentur (BNetzA) ausdrücklich, insbesondere die Ausgestaltung der Pauschaloption (Anlage 2). Die Pauschaloption hat das Potential, **künftig der neue Standardfall für das PV-Kleinanlagensegment** (Anlagen bis maximal 30 kWp) zu werden, das mit Blick auf den derzeitigen Bestand für **etwa 6 Prozent der Stromerzeugung** verantwortlich ist. Mit der Pauschaloption werden im PV-Kleinanlagensegment aus den „ungesteuerten“ Einspeisern nun **flexibilisierte, marktwertorientierte und oft netzdienliche Einspeiser**. Die immer kritischer werdende **Problematik der Erzeugungsspitzen und der mangelhaften Flexibilität** im Kleinanlagensegment kann **durch die Pauschaloption endlich angegangen werden**.

Die Pauschaloption ermöglicht es Betreibern von kleinen PV-Anlagen, ihren Strom zwischenzuspeichern und zeitversetzt unter Beibehaltung einer marktwertabhängigen Förderung einzuspeisen. Bislang konnten Anlagenbetreiber ihren Speicher nicht für das zeitversetzte Einspeisen nutzen, da ihnen dann der Anspruch auf Förderung verloren gegangen wäre. Denn: Der Förderanspruch besteht nur, wenn die PV-Speicher-Kombination am Netzanschlusspunkt ausschließlich Grünstrom einspeist, was bei einem Einsatz der Speicher zur Glättung von Solarspitzen durch die Be- und Entladung des Speichers aus dem Netz bzw. ins Netz aber nicht der Fall ist. Im Modell der Pauschaloption vermarkten die Anlagenbetreiber ihren Strom selbst bzw. über Direktvermarktungsunternehmen, die Vermarktung durch Übertragungsnetzbetreiber (§ 57 EEG) entfällt.

Angesichts der **dringenden Notwendigkeit einer Flexibilisierung des PV-Kleinanlagensegments** zur Reduktion solarer Einspeisespitzen empfiehlt sich ein sorgfältiger, aber zugleich zeiteffizienter Abschluss des Festlegungsverfahrens. **Es sollte die Ambition sein, dass bereits im Jahre 2026 Anlagen das Modell der Pauschaloption in Anspruch nehmen können**. Die Inanspruchnahme der Pauschaloption sollte entsprechend auch **bereits vor umfassender Integration in die Marktkommunikation manuell bilateral** zwischen Lieferanten, Netzbetreibern und Messstellenbetreibern **möglich sein**, Anlagenbetreiber den ihnen zustehenden gesetzlichen Zahlungsanspruch

gem. § 19 Abs. 3c EEG geltend machen können. Die Umsetzung bereits im Jahr 2026 ist möglich. Mit Blick auf die korrekte Bilanzierung seitens der Übertragungsnetzbetreiber sollte dafür bereits jetzt **Rechtssicherheit bezüglich des zu verwendenden Zeitreihentyps** geschaffen werden. Die **operativen Umstellungen** hinsichtlich der notwendigen Berechnungen sind für **Messstellenbetreiber bereits im kommenden Jahr leistbar**. Schließlich sollte erwogen werden, die in der operativen Umsetzung deutlich komplexere **Umlagensaldierung durch eine Übergangsregelung auf einen späteren Zeitpunkt zu verlegen**, der den Netzbetreibern ausreichend Zeit für operative Umstellungen gewährt. Die Inanspruchnahme der Marktprämien-Pauschale würde aber kurzfristig bereits im Jahr 2026 im bilateralen manuellen Verfahren möglich und die gewünschte Flexibilisierung rasch bewirken.

II. Hinweise zu spezifischen Aspekten der Eckpunkte

Im Folgenden möchten wir die Möglichkeit nutzen, zu spezifischen Aspekten der vorliegenden Eckpunkte Stellung zu nehmen.

1) Entwurf des Tenors zur MiSpeL-Festlegung – Az.: 618-25-02

a) 1. Zuordnung der Anlagen – Seite 1

„Die Inanspruchnahme von Marktprämienzahlungen nach § 19 Abs. 1 Nr. 1 EEG auf Basis der Abgrenzungs- oder der Pauschaloption nach § 19 Abs. 3 S. 1 Nr. 2 oder 3 EEG setzt voraus, dass die Anlagenbetreiber alle EE-Anlagen, Stromspeicher und Ladepunkte hinter der Einspeisestelle der Veräußerungsform der geförderten Direktvermarktung per Marktprämie oder – ergänzend zu mindestens einer marktprämien-geförderten EE-Anlage – der ungeförderten sonstigen Direktvermarktung zuordnen.

Die **Zuordnung** von Anlagen zur Abgrenzungs- oder Pauschaloption kann bis zur vollständigen Integration in die Marktkommunikation **zunächst im bilateralen manuellen Verfahren** zwischen Lieferanten und Netzbetreibern vorgenommen werden. Dies wird bereits heute im Rahmen des derzeit geltenden Regulierungsrahmens für die Anmeldung von Kleinanlagen in die Direktvermarktung praktiziert, wenn Prozesse der Marktkommunikation nicht vollständig umgesetzt sind. Die Nutzung eines zunächst bilateralen manuellen Verfahrens ist angezeigt, um die Inanspruchnahme des gesetzlichen Zahlungsanspruchs von Anlagenbetreibern gem. § 19 Abs. 3c mit Beschluss der Festlegung sowie nach beihilferechtlicher Genehmigung im Jahre 2026 zu gewährleisten.

Parallel ist eine **Integration der Zuordnungsprozesse in die Marktkommunikation** anzustreben, damit von zunächst bilateralen manuellen Prozessen zügig auf Prozesse der Marktkommunikation umgestellt werden kann. Dazu sollte bereits jetzt in Abstimmung mit der Beschlusskammer 6 die Ergänzung der Marktkommunikation erwogen werden. Wir regen in diesem Zusammenhang an, **unterjährig eine Änderung der Codeliste der Konfigurationen** (aktuelle Version 1.3b) vorzunehmen. Die Codeliste sollte um einen

Produkteigenschafts-Code für die Veräußerungsform "Marktpremie gemäß Pauschaloption nach §19 Abs. 3c EEG" erweitert werden (Codeliste der Konfigurationen, Version 1.3b, Seite 47, Kapitel 6.1.1 / Segmentnummer 0084, Segmentgruppe, Segment und Segmentname CAV+ZH9, DE7110/ Anwendungsfall UTILMD 55077, UTILMD 55601). Lieferanten können bei der Übermittlung der UTILMD 55077 dann die Option „Marktpremie gemäß Pauschaloption nach §19 Abs. 3c EEG“ auswählen, wodurch eine Zuordnung der betreffenden Anlage zur Pauschaloption über die elektronische Marktkommunikation an den Netzbetreiber übermittelt werden kann. Diese administrative Ergänzung der elektronischen Marktkommunikation wird unabhängig von der weiteren konkreten Ausgestaltung der Festlegung notwendig und könnte daher bereits jetzt von der Beschlusskammer 6 angestoßen werden. Der genannte Vorschlag wurde bereits vom Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne) im Rahmen der Konsultation von Nachrichtentypversionen für den Umsetzungstermin 01.04.2026 (vgl. Mitteilung Nr. 52 der Beschlusskammer 6) eingereicht.

b) 4. Verpflichtung von Netzbetreibern und Messstellenbetreibern – Seite 2

„Netzbetreiber und Messstellenbetreiber sind verpflichtet, die Inanspruchnahme von Marktpremienzahlungen und Umlageprivilegierungen auf Basis der Abgrenzungs- oder der Pauschaloption nach den Maßgaben dieser Festlegung zu ermöglichen.“

Aus Sicht eines wettbewerblichen Messstellenbetreibers (wMSB) sind die Ziele der Festlegung ausdrücklich zu begrüßen. Die Verpflichtungen von Messstellenbetreibern und Netzbetreibern sind folgerichtig und können umgesetzt werden. Die Umsetzung sollte daher zügig erfolgen.

Die **MiSpeL-konforme Erfassung von 1/4h-Messwerten** sowie die **Weiterverarbeitung anhand der Formeln** zur Ermittlung der förderfähigen und saldierungsfähigen Mengen sind **umsetzbar**. Zwar finden die geforderten Berechnungs- und Validierungslogiken üblicherweise nicht in den geläufigen ERP+MMD-Systemen statt. Der **Aufbau von entsprechenden Software-Lösungen für komplexere Messwert-Aufbereitungen und Clearing-Prozessen ist für wMSB aber bereits der Standard**. Automatisierte Algorithmen greifen bereits heute, etwa in Mieterstrom-Anwendungen oder komplexeren Stamm- und Messdatenclearing-Prozessen. Der im Workshop der BNetzA gegebene Hinweis, die Anpassungen seien nicht oder nur sehr langwierig umzusetzen, kann aus wMSB-Perspektive daher nicht geteilt werden. Angesichts der großen Bedeutung von MiSpeL für das Erschließen von Flexibilität und dem Solarspitzenproblem begrüßt Enpal auch aus MSB-Perspektive die schnellstmögliche Einführung. Enpal sieht auch in der **parallelen Konsultation zum MaBiS-Hub kein starkes Argument gegen die Verpflichtung von Messstellenbetreibern** zur Umsetzung der beiden neuen Optionen in Form von Ermittlung von förder- und saldierungsfähigen Netzeinspeisungsmengen. Wie ausgeführt, finden solche Berechnungslogiken bereits heute Anwendung und werden auch nach einer MaBiS-Hub Einführung 2028 nicht obsolet werden, da es auch

Anwendungsfälle außerhalb von MiSpeL gibt. Nicht zuletzt angesichts der Zeitschiene des MaBis-Hub ist eine baldige Einführung umso wichtiger.

Um ein zügiges Wirksamwerden der Regelung und damit die notwendige zügige Flexibilisierung von PV-Kleinanlagen zu ermöglichen, könnte die **Inanspruchnahme von Umlageprivilegien** nach § 21 Abs. 4a EnFG (auch i.V.m. § 19 Abs. 2 S. 16 StromNEV) **in Form einer Übergangsregelung auch erst zu einem späteren Zeitpunkt ermöglicht werden**. Die Umsetzung dieser sogenannten Umlagensaldierung erscheint für Netzbetreiber komplexer als die Bestimmung und Vergütung der förderfähigen Netzeinspeisung (Marktprämien-Pauschale). Die Inanspruchnahme der Marktprämie würde kurzfristig bereits im Jahr 2026 im bilateralen manuellen Verfahren (siehe dazu auch II. 1) a) dieser Stellungnahme) möglich, die aufwendigere Umlagensaldierung zu einem späteren Zeitpunkt, der den Netzbetreibern ausreichend Zeit für operative Umstellungen gewährt.

2) Entwurf der Anlage 2 zur Pauschaloption – Anlage 2 zum Beschluss 618-25-02

a) 1 Begriffsbestimmungen zur Anlage 2 – Seite 4

Heimspeicher und bidirektionale Ladepunkte, die nicht in Kombination mit einer PV-Anlage betrieben werden, werden bislang nicht in den Eckpunkten berücksichtigt (vgl. 1 Begriffsbestimmungen zur Anlage 2, Seite 4), wurden jedoch beim Workshop der BNetzA am 1. Oktober angesprochen und einbezogen. Die genannten Heimspeicher („Stand-Alone“) und bidirektionale Ladepunkte sollten im Sinne einer niederschweligen marktlichen Integration im Rahmen der Umlagensaldierung Berücksichtigung finden und entsprechend **in der Festlegung ergänzt werden**.

b) 2.1 Regelungsgegenstand der Pauschaloption – Seite 7

„Die konkrete Bestimmung der förderfähigen und saldierungsfähigen Strommengen erfolgt in der Pauschaloption stets im Rückblick für das abgelaufene Abrechnungsjahr. Sobald die erforderlichen viertelstündlich erfassten Messwerte zum abgelaufenen Kalenderjahr in der jeweiligen Fallkonstellation feststehen, lassen sich die relevanten Viertelstunden- und Jahres-Werte nach den Vorgaben dieser Anlage 2 bestimmen.“

Es ist zu begrüßen, dass die konkrete Bestimmung **im Rückblick für das abgelaufene Abrechnungsjahr** erfolgen soll. Dadurch erhalten **Messstellenbetreiber ausreichend Zeit, notwendige operative Umstellungen** vorzunehmen (siehe dazu auch II. 1) b) dieser Stellungnahme). Die Pauschaloption kann entsprechend von Anlagenbetreibern bereits im Jahr 2026 in Anspruch genommen werden, parallel können Messstellenbetreiber notwendige operative Umstellungen vornehmen, um nach Ablauf des Jahres 2026 die konkrete Bestimmung der förderfähigen und saldierungsfähigen Strommengen für das Jahr 2026 zu gewährleisten.

c) 3. Voraussetzungen für die Inanspruchnahme der Pauschaloption – 5)

Einheitliche Direktvermarktungs-Bilanzierung der Netzeinspeisung – Seite 12

„Die gesamte Netzeinspeisung an der Einspeisestelle muss in einem gesonderten Bilanzkreis oder Unterbilanzkreis nach § 20 S. 2 EEG bilanziert werden (in der Regel ist dies ein Bilanzkreis des Direktvermarkters, der sich um die Abnahme, Bilanzierung und Vermarktung des eingespeisten Stroms kümmert).“

Für Übertragungsnetzbetreiber ist derzeit unklar, auf Basis welchen Zeitreihentyps sie die Bilanzierung der Netzeinspeisung vorzunehmen haben. Übertragungsnetzbetreiber könnten für die Bilanzierung der Netzeinspeisung die Zeitreihentypen-Codes EGS oder SOL verwenden (vgl. die „Codeliste der Zeitreihentypen, Version 1.1d), brauchen hier aber eine rechtliche Klarstellung. Einer unnötigen Verzögerung der Nutzbarkeit der Pauschaloption sollte die BNetzA entsprechend schon jetzt durch einen **klarstellenden Hinweis in der Festlegung zum zu verwendenden Zeitreihentypen** vorbeugen.

Kontakt:

Markus Meyer
Vice President Public & Regulatory Affairs
politik@enpal.de

Über Enpal:

Enpal bietet eine integrierte Gesamtlösung für dezentrale Energie – mit Solaranlage, Batteriespeicher, Wallbox, Smart Meter und Wärmepumpe. Herzstück ist die KI-gestützte Stromhandelsplattform Enpal.One+, die zehntausende Speicher zu einem virtuellen Kraftwerk vernetzt und Strombezug sowie -einspeisung am Strommarkt intelligent optimiert. Seit der Gründung 2017 in Berlin etablierte sich Enpal als Marktführer für Solaranlagen in Europa, als Marktführer für Wärmepumpen in Deutschland, sowie als größter wettbewerblicher Messstellenbetreiber für Smart Meter in Deutschland. Heute vertrauen mehr als 100.000 Kundinnen und Kunden mit über 300.000 dezentralen Energieanlagen auf Enpal. Weitere Informationen finden Sie unter corporate.enpal.com und auf [LinkedIn](#).