

Stellungnahme

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

Hannover, 22. Juli 2026

Zunächst möchten wir darauf hinweisen, dass die für die Stellungnahme eingeräumte Frist außergewöhnlich kurz bemessen ist. Eine fundierte fachliche Bewertung eines derart weitreichenden Gesetzgebungsvorhabens wird dadurch erheblich erschwert. Für künftige Konsultationsverfahren bitten wir um angemessene längere Fristen, um den betroffenen Verbänden eine sorgfältige Prüfung zu ermöglichen.

Ungeachtet dessen bewerten wir den vorliegenden Entwurf im Folgenden.

Das Ziel einer stärkeren Marktintegration von PV-Anlagen ist grundsätzlich nachvollziehbar. Eine verpflichtende Direktvermarktung für Anlagen unter 25 kWp setzt jedoch voraus, dass die hierfür erforderlichen Prozesse und Infrastrukturen flächendeckend, zuverlässig und zu verhältnismäßigen Kosten verfügbar sind. Dies ist derzeit nicht gewährleistet: Smart-Meter-Infrastruktur, Marktkommunikation, Datenbereitstellung und standardisierte Aggregationsmodelle sind noch nicht hinreichend massengeschäftstauglich. Für Betreiber kleiner Anlagen entstehen dadurch zusätzliche

Kosten, administrative Komplexität und schwer kalkulierbare Erlösrisiken, die in keinem angemessenen Verhältnis zu den vermarkteten Strommengen stehen.

Auch die vorgesehene Übergangsregelung von 36 Monaten löst dieses strukturelle Problem nicht, solange die notwendigen Marktprozesse nicht tatsächlich funktionsfähig etabliert sind. PV-Anlagen unter 25 kWp sollten daher weiterhin von der verpflichtenden Direktvermarktung ausgenommen werden. Ein Systemwechsel darf erst erfolgen, wenn ein standardisiertes, automatisiertes und wirtschaftlich tragfähiges Direktvermarktungsmodell für Kleinanlagen nachweislich verfügbar ist. Zugleich sollten die technischen Anforderungen, insbesondere nach § 10b EEG, für dieses Anlagensegment verhältnismäßig ausgestaltet und deutlich vereinfacht werden.

Auch im Bereich Mieterstrom sehen wir den Entwurf kritisch. Mit der Abschaffung der Einspeisevergütung für Anlagen unter 25 kW entfällt ein zentraler Erlösbaustein, ohne, dass ein gleichwertiger und praxistauglicher Ersatz geschaffen wird. Gleichzeitig wird die Direktvermarktung faktisch zum neuen Standard, obwohl sie im Kleinanlagensegment derzeit weder wirtschaftlich noch prozessual massentauglich ist. Daraus ergibt sich das reale Risiko, dass insbesondere kleine und mittlere Mieterstromprojekte kurzfristig nicht mehr wirtschaftlich darstellbar sind. Der ohnehin schwache Ausbau im Geschosswohnungsbau könnte dadurch weiter zurückgehen. Dabei ist gerade dieses Segment entscheidend, um Mieterhaushalte systematisch an der Energiewende zu beteiligen.

Ein weiterer kritischer Punkt ist die starke Fokussierung des Entwurfs auf Eigenverbrauch und Speicherlösungen. Dieses Paradigma greift jedoch bei Mieterstrommodellen nur eingeschränkt, da dort strukturell nicht der gesamte erzeugte Strom vor Ort verbraucht werden kann. Die Vermarktung von Überschussstrom bleibt daher ein unverzichtbarer Bestandteil der Wirtschaftlichkeit.

Zusätzlich erhöhen neue technische Anforderungen (z. B. Smart-Meter-Rollout, Fernsteuerbarkeit, Einspeisebegrenzung) die Fixkosten erheblich, insbesondere für kleine Anlagen.

Soll die Direktvermarktung künftig dennoch eine größere Rolle spielen, muss sie für Kleinanlagen deutlich vereinfacht und entbürokratisiert werden. Die heutigen Kosten entstehen vor allem durch komplexe Marktprozesse, individuelle Vertragsbeziehungen, zusätzliche Messanforderungen und hohe Verwaltungskosten. Diese stehen bei kleinen Anlagen häufig in keinem angemessenen Verhältnis zu den erzielbaren Erlösen.

Aus unserer Sicht sind insbesondere folgende Maßnahmen erforderlich:

- **Einführung eines vereinfachten Direktvermarktungsmodells für Kleinanlagen**
Standardisierte Verträge, einheitliche Prozesse und einfache Abrechnungsmechanismen sollten die Direktvermarktung für Anlagen unter 25 kW zu einem Massengeschäft machen.
- **Konsequente Digitalisierung und Standardisierung der Marktkommunikation**
Einheitliche Datenformate, automatisierte Prozesse und digitale Schnittstellen zwischen Anlagenbetreibern, Direktvermarktern und Netzbetreibern können den administrativen Aufwand erheblich reduzieren. Und insbesondere die funktionierende Datenbereitstellung durch die Netzbetreiber muss sichergestellt werden.
- **Verhältnismäßige technische und regulatorische Anforderungen**
Anforderungen an Fernsteuerbarkeit, Messkonzepte, Bilanzierung und Nachweispflichten sollten für Kleinanlagen deutlich vereinfacht werden. Kleine Anlagen sollten nicht denselben regulatorischen Vorgaben unterliegen wie große Marktanlagen.
- **Pragmatische Übergangs- und Auffanglösungen**
Solange die Direktvermarktung noch nicht flächendeckend funktioniert, sollten vereinfachte Vermarktungswege zur Verfügung stehen, beispielsweise über standardisierte Vermarktungsangebote oder eine Vermarktung über Netzbetreiber zu transparenten Konditionen.

Darüber hinaus sehen wir in einzelnen Regelungen dringenden Änderungsbedarf.

1. Geringfügige Überschusseinspeisung regulatorisch von Volleinspeisung unterscheiden (§ 9 und 21)

Der Entwurf sieht Erleichterungen für sogenannte Nulleinspeiseanlagen vor. Dieser Ansatz ist grundsätzlich zu begrüßen. Nicht nachvollziehbar ist jedoch, dass Anlagen mit lediglich gelegentlicher oder sehr geringer Überschusseinspeisung weiterhin denselben regulatorischen Anforderungen unterliegen wie Anlagen, die dauerhaft und in erheblichem Umfang Strom in das öffentliche Netz einspeisen.

Gerade im Segment kleiner Photovoltaikanlagen bis 25 kW führt dies dazu, dass Betreiber, die ihren Strom überwiegend selbst verbrauchen und lediglich in Ausnahmefällen geringe Überschüsse einspeisen, regulatorisch wie Volleinspeiser behandelt werden. Damit entstehen unverhältnismäßige Anforderungen, die dem Ziel eines möglichst hohen Eigenverbrauchs entgegenstehen.

Aus unserer Sicht ist daher eine Bagatellgrenze einzuführen. Maßgeblich sollte nicht allein die Möglichkeit einer Netzeinspeisung sein, sondern deren tatsächlicher Umfang. Hierfür wären Kriterien denkbar, die beispielsweise an eine maximale Einspeiseleistung oder eine begrenzte Anzahl von Stunden mit relevanter Netzeinspeisung pro Jahr anknüpfen. Eine solche Differenzierung würde die tatsächliche Netzrelevanz der Anlagen deutlich besser abbilden als die derzeit vorgesehene Regelung.

2. Technische Anforderungen nach tatsächlicher Netzrelevanz ausrichten (§ 9 und 10b EEG 2027)

Die Ergänzung des § 9 Abs. 2 EEG 2027 um die Formulierung „und in das Netz einspeisen“ stellt grundsätzlich eine sachgerechte Präzisierung dar. Allerdings werden hiervon auch Anlagen erfasst, die lediglich in sehr geringem Umfang Überschüsse einspeisen.

§ 9 ist daher so auszugestalten, dass nur Anlagen mit einer netzrelevanten Einspeisung den entsprechenden technischen Anforderungen unterliegen. Das EEG sollte Betreiber kleiner Eigenverbrauchsanlagen mit lediglich gelegentlichen Überschusseinspeisungen von den entsprechenden technischen Anforderungen ausnehmen.

Zudem sollte geprüft werden, ob bei der Bestimmung der maßgeblichen Wirkleistung am Netzverknüpfungspunkt die vor dem Netzverknüpfungspunkt installierte Speicherkapazität berücksichtigt werden kann. Batteriespeicher reduzieren die tatsächlich netzwirksame Einspeiseleistung erheblich. Wird ihre Wirkung unberücksichtigt gelassen, werden Investitionen in Speichertechnologien nicht angemessen berücksichtigt, obwohl sie einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilität leisten.

Darüber hinaus regen wir an, die Vorgaben des § 9 EEG grundlegend flexibler auszugestalten. Anstelle starrer gesetzlicher Detailregelungen sollte (analog zu § 14a EnWG) eine Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur geschaffen werden. Dadurch könnten technische Anforderungen an die Steuerung von Erzeugungsanlagen technologieoffen, praxisnah und unter Berücksichtigung neuer Entwicklungen fortlaufend weiterentwickelt werden. Gleichzeitig ließen sich bestehende Unschärfen, beispielsweise hinsichtlich des Begriffs der „Ist-Einspeisung“, beseitigen und einheitliche Vorgaben für Netzbetreiber und Anlagenbetreiber schaffen.

Ferner sollten Anlagen, die bereits vollständig marktintegriert sind und über intelligente Messsysteme sowie eine funktionierende Direktvermarktung netzdienlich gesteuert werden können, nicht denselben pauschalen Einspeisebegrenzungen unterliegen wie nicht steuerbare Anlagen. Eine marktintegrierte Anlage sollte ihre installierte Leistung grundsätzlich vollständig einspeisen dürfen, sofern dies netz- und marktseitig möglich ist.

Die vorgesehene pauschale Begrenzung der Einspeiseleistung kleiner Erzeugungsanlagen darf zudem nicht dazu dienen, fehlende technische Voraussetzungen in den Verteilnetzen zu kompensieren. Wenn Netzengpässe auf unzureichende Mess-, Kommunikations- oder Steuerungsmöglichkeiten zurückzuführen sind, sollte zunächst die erforderliche Infrastruktur auf Netzbetreiberseite geschaffen werden.

Eine dauerhafte Begrenzung der Einspeiseleistung verlagert das Problem fehlender Steuerbarkeit auf Anlagenbetreiber, reduziert die wirtschaftliche Nutzung vorhandener Erzeugungskapazitäten und setzt falsche Anreize. Ziel sollte daher eine bedarfsgerechte netzbezogene Steuerung sein und nicht eine pauschale Einschränkung von Einspeisemöglichkeiten aufgrund fehlender Systemvoraussetzungen.

Kritisch bewerten wir zudem die vorgesehene Ausweitung der Anforderungen des § 10b EEG auf Anlagen unter 25 kW. Die Einführung zusätzlicher Pflichten zur Fernsteuerbarkeit, Ist-Einspeisungsmessung und intelligenter Messsysteme führt gerade bei kleinen Eigenverbrauchsanlagen zu erheblichen Mehrkosten. Diese Anforderungen stehen häufig außer Verhältnis zum energiewirtschaftlichen Nutzen und sollten daher für Kleinanlagen deutlich vereinfacht beziehungsweise auf das erforderliche Maß beschränkt werden.

3. Dauerhafte 50-Prozent-Einspeisebegrenzung für kleine PV-Anlagen aufheben (§ 9 Abs. 2)

Kritisch bewerten wir die vorgesehene dauerhafte Begrenzung der Einspeisespitzen kleiner Solaranlagen auf 50 Prozent der installierten Leistung.

Eine pauschale und dauerhafte Begrenzung führt zu vermeidbaren Ertragseinbußen und setzt Fehlanreize für Investitionen in kleinere Photovoltaikanlagen. Sinnvoller ist eine differenzierte Regelung, die den tatsächlichen Netzverhältnissen sowie vorhandenen Speicher- und Steuerungsmöglichkeiten Rechnung trägt.

Insbesondere bei Anlagen, die bereits vollständig in den Strommarkt integriert sind und über intelligente Messsysteme sowie eine Direktvermarktung netzdienlich gesteuert werden können, ist eine pauschale Begrenzung auf 50 Prozent der installierten Leistung weder netztechnisch noch wirtschaftlich nachvollziehbar. In diesen Fällen sollte die Einspeisung grundsätzlich bis zur installierten Nennleistung zulässig sein.

Darüber hinaus reduziert die vorgesehene Begrenzung das wirtschaftliche Potenzial von Batteriespeichern erheblich. Flexible Speicher können Strom gezielt in Zeiten hoher Nachfrage oder hoher Börsenpreise einspeisen und leisten damit einen wichtigen Beitrag zur Systemstabilität. Eine pauschale Begrenzung verhindert diese Flexibilität und setzt Fehlanreize für Investitionen in Speichertechnologien. Die Leistung von Batteriespeichern sollte daher regulatorisch eigenständig betrachtet und nicht pauschal der installierten Leistung der Erzeugungsanlage zugerechnet werden.

4. Übergangsregelung zur Direktvermarktung verlängern und rechtssicher ausgestalten (§ 21b EEG 2027)

Der vorgesehene Direktvermarktungsbonus beziehungsweise die Übergangsregelung für einen Zeitraum von lediglich vier Jahren erscheint aus unserer Sicht zu kurz bemessen.

Die Umstellung kleiner Anlagen auf eine vollständige Marktintegration erfordert ausreichende Investitions- und Planungssicherheit. Deshalb ist der Übergangszeitraum zu verlängern, bevor Neuanlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 25 kW für eingespeiste Strommengen keine Förderung nach dem EEG mehr erhalten.

Darüber hinaus sollte auch eine Absenkung der Direktvermarktungsschwellen erst nach deutlich längeren Übergangsfristen erfolgen. Bereits heute zeigt sich bei direktvermarktungspflichtigen Photovoltaikanlagen im Leistungsbereich von 100 bis 200 kW, dass die Vermarktung insbesondere für kleinere Anlagen wirtschaftlich und organisatorisch mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden ist. Häufig verlangen Direktvermarkter keine mengenabhängige Vergütung, sondern fixe monatliche Grundgebühren je Anlage. In ertragsschwachen Monaten können diese Kosten die erzielten Vermarktungserlöse sogar übersteigen. Da der administrative und technische Aufwand für Direktvermarkter bei noch kleineren Anlagen kaum geringer sein dürfte, ist zu erwarten, dass deren Wirtschaftlichkeit durch die Vermarktungskosten überproportional belastet wird. Der Markt ist für eine weitere Ausweitung der Direktvermarktungspflicht derzeit noch nicht ausreichend entwickelt.

Das neu eingeführte Übergangsgeld verschafft dem Markt zwar etwas Zeit, sich auf die Vermarktung kleiner PV-Anlagen einzustellen, löst aber nicht das Problem der Anlagenfinanzierung. Ein Großteil des Mieterstromportfolios entfällt auf Anlagen unter 25 kWp, da die Dächer bestehender Immobilien oft keine größeren Anlagen zulassen. Banken legen der Risikobewertung dieser Anlagen heute eine vergütete Volleinspeisung über 20 Jahre zu Grunde. Entfällt für Anlagen unter 25 kWp jegliche Förderung, entfällt damit auch diese Absicherung – die Folge sind erheblich höhere Kapitalkosten oder der Wegfall von Fremdkapital zur Finanzierung neuer Anlagen. Daher muss auch zukünftig eine geförderte Direktvermarktung im Segment unter 25 kWp ermöglicht werden, um den innerstädtischen PV-Ausbau nicht gänzlich abzuwürgen und bestehende Solardachpflichten durch wirtschaftliche Unzumutbarkeit zu untergraben.

Außerdem erscheint die Ausgestaltung der Übergangsregelung hinsichtlich ihrer Wechselwirkungen mit anderen Vermarktungsformen nicht hinreichend nachvollziehbar. Insbesondere ist klarzustellen, welche Auswirkungen die Zuordnung einer Anlage zur befristeten Übergangszahlung auf alternative Vermarktungsformen hat (etwa die unentgeltliche Abnahme oder die sonstige Direktvermarktung).

Die Beendigung der Übergangsregelung sollte zudem nicht an einen starren Fristablauf geknüpft werden. Vielmehr sollte § 85 Abs. 2a EEG so ausgestaltet werden, dass die Übergangsregelung beziehungsweise die Netzbetreiberabnahme erst dann endet, wenn die Bundesnetzagentur ausdrücklich festgestellt hat, dass standardisierte und wirtschaftlich tragfähige Direktvermarktungsprozesse für Kleinanlagen flächendeckend verfügbar sind. Damit würde sichergestellt, dass der Systemwechsel nicht kalendarisch, sondern anhand der tatsächlichen Markt- und Prozessreife erfolgt.

Vor diesem Hintergrund erscheint auch die derzeitige Ausgestaltung der Netzbetreiberabnahme (NBA) nicht vollständig sachgerecht. Zwar wird der Bundesnetzagentur die Möglichkeit eingeräumt, die Übergangsregelung zu verlängern. Anlagen, die erst nach Ablauf der ursprünglichen Fristen in Betrieb genommen werden, könnten hiervon jedoch dennoch ausgeschlossen sein, obwohl die Voraussetzungen für eine wirtschaftliche Direktvermarktung weiterhin fehlen. Die Regelung sollte daher so ausgestaltet werden, dass sämtliche neu in Betrieb gehenden Anlagen unter 25 kW bis zur Feststellung der Marktreife gleichermaßen von der Übergangsregelung profitieren können.

Ebenso sollte die Wirtschaftlichkeit der Direktvermarktung für Kleinanlagen durch einen angemessen ausgestalteten Bonus unterstützt werden. Die derzeit vorgesehene Förderung erscheint hierfür nicht ausreichend. Aus unserer Sicht wäre eine pauschale Förderung von beispielsweise 100 Euro je Anlage und Jahr sachgerechter als eine ausschließlich mengenabhängige Förderung. Dies entspräche bei einer Förderung von rund 1,5 ct/kWh einer geförderten Einspeisemenge von etwa 6.500 kWh jährlich und würde insbesondere Anlagen mit hohem Eigenverbrauch stärken. So würde beispielsweise eine 20-kW-Anlage mit rund 50 Prozent Eigenverbrauch oder eine 15-kW-Anlage mit etwa 30 Prozent Eigenverbrauch von einer solchen Regelung profitieren. Gerade kleine Eigenverbrauchsanlagen würden dadurch wirksam entlastet und die Wirtschaftlichkeit der Marktintegration verbessert.

Darüber hinaus muss die Finanzierung kleiner Photovoltaikanlagen weiterhin gewährleistet bleiben. Für Anlagen unter 25 kW bildet die gesetzlich abgesicherte Einspeisevergütung heute eine wesentliche Grundlage für Investitionsentscheidungen und Kreditfinanzierungen. Entfällt diese Absicherung vollständig, steigen Finanzierungsrisiken und Kapitalkosten erheblich. Banken bewerten entsprechende Projekte bislang regelmäßig auf Grundlage einer über 20 Jahre abgesicherten Einspeisevergütung. Ohne eine vergleichbare Absicherung droht insbesondere kleineren Projekten der Verlust der Finanzierbarkeit. Deshalb sollte auch künftig eine geförderte Direktvermarktung für Anlagen unter 25 kW möglich bleiben. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund bestehender Solardachpflichten, deren wirtschaftliche Umsetzbarkeit andernfalls erheblich erschwert würde.

Besonders kritisch sind die Auswirkungen auf Mieterstromprojekte. Gerade im Gebäudebestand sind aufgrund begrenzter Dachflächen häufig Anlagen unterhalb der 25-kW-Grenze wirtschaftlich sinnvoll.

Gleichzeitig kann bei Mieterstrommodellen regelmäßig nicht der gesamte erzeugte Strom unmittelbar vor Ort verbraucht werden. Die Vermarktung überschüssiger Strommengen bleibt daher ein unverzichtbarer Bestandteil des Geschäftsmodells. Werden zugleich die Einspeisevergütung abgeschafft, zusätzliche technische Anforderungen eingeführt und die Direktvermarktung verpflichtend ausgestaltet, besteht die Gefahr, dass insbesondere kleine und mittlere Mieterstromprojekte künftig wirtschaftlich nicht mehr realisiert werden können. Damit würde ausgerechnet der Ausbau der Photovoltaik im Geschosswohnungsbau und die Teilhabe von Mieterinnen und Mietern an der Energiewende erheblich erschwert.

Zielführender erscheint es, zunächst die verpflichtende technische Steuerbarkeit der Anlagen flächendeckend sicherzustellen und die Netzbetreiber in die Lage und Verantwortung zu versetzen, Einspeisungen bei negativen und gegebenenfalls auch bei Nullpreisen wirksam abzuregeln. Aus der Praxis ist bekannt, dass selbst bei vertraglich vorgesehener Abregelung durch Direktvermarkter eine zuverlässige Umsetzung derzeit nicht in allen Fällen gewährleistet ist. Erst wenn diese technischen und organisatorischen Voraussetzungen geschaffen sind, sollte eine Ausweitung der Direktvermarktungspflicht erfolgen.

5. Überholte Einschränkung in § 21 Abs. 2 EEG 2027 streichen

Wir empfehlen, in § 21 Abs. 2 Nr. 1 Buchstabe a die Formulierung

„nicht in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage verbraucht wird“

zu streichen.

Diese Einschränkung ist nicht mehr sachgerecht und wurde bereits in der Vergangenheit wiederholt kritisch bewertet. Für die praktische Ausgestaltung der Direktvermarktung besitzt sie keinen eigenständigen Regelungsmehrwert.

Für Rückfragen stehen wir gerne zur Verfügung.

Ihre Ansprechpartner



Tobias Dworschak

Vorsitzender des Vorstandes

tobias.dworschak@vedec.org

Tel.: +49 511 36590-0

Mobil: +49 176 63624598



Volker Schmees

Referent Politik

volker.schmees@vedec.org

Tel.: +49 511 36590-14

Mobil: +49 173 2532741



Dave Welmert

Leiter Politik & Kommunikation

dave.welmert@vedec.org

Tel.: +49 511 36590-15

Mobil: +49 173 2538937

**vedec – Verband für Energiedienstleistungen,
Effizienz und Contracting e.V.**

Lister Meile 27
30161 Hannover

Tel.: +49 511 36590-0
info@vedec.org

www.vedec.org
LinkedIn: [vedec e.V.](#)

Eingetragen im Lobbyregister
Nr.: R002734