

Dezentrale Photovoltaik attraktiv halten

Stellungnahme des Verbraucherzentrale Bundesverbands zum Referentenentwurf für ein Gesetz für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

22. Juli 2026

Inhalt

I. Vorbemerkung	3
II. Verbraucherrelevanz.....	3
III. Zusammenfassung.....	4
IV. Hintergrund	5
V. Forderungen im Einzelnen	6
1. Planungssicherheit garantieren	6
2. Funktionierende Direktvermarktung sicherstellen.....	9
3. Dauerhafte Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung nicht sinnvoll	10
4. Steuerungstechnik bei kleinen Anlagen nicht grundsätzlich notwendig	10
Impressum	11

I. Vorbemerkung

Der Referentenentwurf wurde am Abend des 17. Juli 2026 in die Verbändeanhörung gegeben mit Frist bis zum 22. Juli (Dienstschluss). Damit verbleiben den Verbänden lediglich drei Arbeitstage zur Analyse und Kommentierung. Diese sehr kurze Frist zur Stellungnahme lässt keine umfassende und sorgfältige fachliche Prüfung aller Maßnahmen zu. Eine echte Beteiligung von Zivilgesellschaft, Verbänden und Wissenschaft wird dadurch erheblich erschwert.

Dieses Vorgehen steht zudem im Widerspruch zu den im Koalitionsvertrag formulierten Grundsätzen guter Gesetzgebung, in dem sich die Koalitionsparteien zu einer frühzeitigen, transparenten und angemessenen Beteiligung von Verbänden und Fachöffentlichkeit verpflichtet haben. Vorgesehen sind dort ausreichende – in der Regel mehrwöchige – Fristen für Stellungnahmen, um eine fundierte fachliche Mitwirkung zu ermöglichen.

II. Verbraucherrelevanz

Verbraucher:innen können auf vielfältige Weise vom Ausbau der erneuerbaren Energien profitieren. Zum einen wirken die günstigen Erzeugungspreise von Photovoltaik und Windenergieanlagen preisdämpfend auf den Börsenstrompreis. Zum anderen können private Haushalte Photovoltaik-Strom (PV-Strom) vom eigenen Dach nutzen und somit Teile ihres Stromverbrauchs preisgünstig decken. Mieter:innen und Bewohner:innen in Mehrfamilienhäusern können von Mieterstromprojekten, Energy-Sharing oder der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung profitieren.

PV-Anlagen ermöglichen eine kostengünstige Versorgung von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen mit erneuerbarem Strom und ermöglichen es privaten Haushalte somit ihren Energiebedarf für Heizung und Mobilität selbst zu dekarbonisieren. Durch Heimspeicher können sie noch größeren Teil des erzeugten Stroms selbst verbrauchen. Die PV-Dachanlagen schaffen somit Teilhabe an der Energiewende und motivieren Verbraucher:innen in weitere Energiewendetechnologien zu investieren.

Ein wesentlicher Faktor bei der Investitionsentscheidung in eine eigene PV-Anlage liegt in deren Wirtschaftlichkeit begründet. Der Eigenverbrauch des produzierten PV-Stroms ist dabei ein wichtiger Faktor. Wenn Haushalte Teile ihres Stromverbrauchs selbst decken können, sparen sie sich den Bezug von teurem Strom aus dem Netz. Dennoch bleibt die bisher im Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) verankerte feste Einspeisevergütung für nicht selbst genutzten Strom, der ins Netz eingespeist wird, wichtig. Denn sie schafft planbare Rahmenbedingungen, die eine Investition in eine PV-Anlage besonders attraktiv machen. Da die Kosten von PV-Systemen stetig gesunken sind, konnten diese Vergütungen in den vergangenen Jahren stetig sinken.

Gleichzeitig ist der Ausbau der PV mittlerweile so weit fortgeschritten, dass zu bestimmten Zeiten die Kapazitäten der Stromverteilnetze regional nicht ausreichen, um den eingespeisten Strom aufzunehmen. Dies führt in solchen Fällen zu gezielten Eingriffen von Netzbetreibern in die Stromproduktion, die Systemkosten in relevanter Höhe verursachen. Diese Kosten werden über den Strompreis von allen Verbraucher:innen getragen. Insbesondere für private Haushalte ohne eigene PV-Anlage ist es daher von Interesse, dass sich die Stromerzeugung stärker an den Bedürfnissen des Stromsystems orientiert.

III. Zusammenfassung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWE) hat am 17. Juli 2026 einen Referentenentwurf für ein Gesetz für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor vorgelegt.

Das BMWE möchte das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) stärker auf Bezahlbarkeit, Kosteneffizienz und Versorgungssicherheit ausrichten. Hierzu soll die feste Einspeisevergütung für neue Photovoltaikanlagen mit weniger als 25 Kilowatt (kW) installierter Leistung entfallen. Diese Anlagen sollen künftig ihren Strom direkt vermarkten. Für eine Übergangszeit können Anlagenbetreibende jedoch eine auf drei Jahre befristete Übergangszahlung erhalten. Zudem wird ein Direktvermarktungsbonus für vier Jahre nach erstmaligem Eintritt in die Direktvermarktung gewährt. Der Wegfall der Einspeisevergütung wird mit der oft bestehenden Wirtschaftlichkeit der Anlagen ohne Förderung begründet. PV-Anlagen ab 25 kW installierter Leistung, die nicht an Ausschreibungen teilnehmen, können weiterhin eine Einspeisevergütung erhalten. Allerdings soll es künftig nur noch eine einheitliche, größenunabhängige Vergütung geben.

Weitere Anpassungen sollen dafür sorgen, dass auch bereits sehr kleine PV-Anlagen mit einer installierten Leistung zwischen zwei und sieben kW mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet werden müssen. Zudem sollen kleinere PV-Anlagen künftig dauerhaft einer Kappung ihrer Einspeisespitzen auf fünfzig Prozent ihrer installierten Leistung unterliegen.

Künftig sollen – wie europarechtlich erforderlich – zweiseitige Differenzverträge (Contracts for Difference – CfD) eingeführt werden. Dadurch werden die Gewinne von geförderten Anlagen mit einer installierten Leistung von über 100 Kilowatt in Zeiten von hohen Strompreisen abgeschöpft.

Der Verbraucherzentrale Bundesverband (vzbv) unterstützt das Ziel, das EEG stärker auf Bezahlbarkeit, Kosteneffizienz und Versorgungssicherheit auszurichten. Gleichzeitig muss die Teilhabe der Verbraucher:innen an der Energiewende erhalten und der dezentrale Ausbau der erneuerbaren Energien weiterhin attraktiv bleiben. Der Übergang von einer festen Einspeisevergütung in ein System, bei dem die Stromerzeugung sich stärker an marktlichen und netzbedingten Signalen ausrichtet, ist grundsätzlich richtig. Allerdings muss dieser Übergang so gestaltet werden, dass für Verbraucher:innen Planungssicherheit besteht und die Beteiligung an der Energiewende attraktiv bleibt. Der vorliegende Referentenentwurf schafft es nicht im ausreichenden Maße die Ziele der Bezahlbarkeit, Kosteneffizienz, Versorgungssicherheit und Teilhabe miteinander zu verbinden.

Der vzbv fordert,

- die Planungssicherheit für Anlagenbetreibende so lange durch geeignete Absicherungsmechanismen zu gewährleisten, bis die Direktvermarktung für kleine PV-Anlagen flächendeckend, wirtschaftlich und praxistauglich funktioniert,
- einen Sanktionsmechanismus für Verteilnetzbetreiber, die ihren Verpflichtungen nicht nachkommen, einzuführen,
- die Wirkleistungseinspeisung nicht pauschal auf 50 Prozent zu beschränken und
- den Pflichtrollout von intelligenten Messsystemen nur auf neue PV-Anlagen mit einer installierten Leistung zwischen zwei und sieben kW auszuweiten.

IV. Hintergrund

Bisher haben PV-Anlagenbetreibende nach §§ 19 und 21 EEG für den von ihnen eingespeisten Strom gegenüber dem Netzbetreiber den Anspruch auf eine Einspeisevergütung. Dieser Anspruch gilt nach § 25 grundsätzlich für die Dauer von 20 Jahren ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Die Höhe der gesetzlich festgelegten Einspeisevergütung ist seit Beginn des EEG stetig gesunken. Bei Inbetriebnahme einer 10 kW Anlage erhielt der Betreibende vor 20 Jahren noch 51,8 Cent pro Kilowattstunde (ct/kWh). Bei Inbetriebnahme der gleichen Anlage waren es vor zehn Jahren noch 12,31 ct/kWh.¹ Aktuell wären es bei einer typischen Aufdach-PV-Anlage 7,78 ct/kWh.²

Dieses Beispiel verdeutlicht, dass durch die sinkenden Kosten von PV-Systemen auch die für ein attraktives Investitionsumfeld notwendigen Vergütungen sinken konnten. Zudem wird klar, dass die durchschnittlich pro kWh gezahlte Einspeisevergütung weiter sinken wird, da nach und nach sehr hoch geförderte Anlagen aus dem Vergütungszeitraum fallen werden. Eine Studie von Agora Energiewende und vom Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ergab, dass bei einer Fortführung der Einspeisevergütung um weitere vier Jahre die zusätzlichen Förderkosten im Jahr 2030 nur rund 160 Millionen Euro betragen. Aktuell betragen die jährlichen Förderkosten für Solaranlagen rund 8 Milliarden Euro.³ Eine Absenkung oder Streichung der Einspeisevergütung für neue Solaranlagen hat demnach kurzfristig eher geringen Einfluss auf die Gesamtkosten des EEG.

Das BMWi plant, die feste Einspeisevergütung für neue Photovoltaikanlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 25 Kilowatt abzuschaffen. Künftig sollen diese Anlagen ihren Strom direkt vermarkten. Im Gegensatz zu früheren Planungen sieht der Referentenentwurf jedoch eine Übergangsphase vor. Nach § 21 Abs. 1 EEG-Entwurfssfassung (EEG-E) sollen bestimmte Anlagen, die in den kommenden zwei beziehungsweise drei Jahren in Betrieb genommen werden, für einen Zeitraum von drei Jahren ab Inbetriebnahme eine Zahlung im Rahmen der Netzbetreiberabnahme erhalten.⁴ Die Höhe der Netzbetreiberabnahme ergibt sich aus § 53 EEG-E. Sie entspricht dem anzulegenden Wert in Höhe von 6,2 ct/kWh – festgelegt in § 48 EEG-E – abzüglich 1 ct/kWh. Als zusätzliches Element käme der Direktvermarktungsbonus nach § 50c EEG-E in Höhe von 1,5 ct/kWh hinzu, welcher in den ersten vier Jahren der Direktvermarktung gewährt werden soll.

¹ Vgl. Solarförderverein Deutschland (SFV), Historische Solarstrom-Vergütungen im Überblick, o.J., aufgerufen am 22.07.2026.

² Bei einer PV-Anlage, die ausschließlich ins Stromnetz einspeist liegt die Einspeisevergütung mit 12,34 ct/kWh signifikant höher.

³ Vgl. Agora Energiewende, Vom Hausdach in den Strommarkt, 2026, aufgerufen am 22.07.2026.

⁴ Dies betrifft Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 kW und weniger als 25 kW, die vor dem 1. Januar 2029 in Betrieb genommen werden, sowie Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 7 kW, die vor dem 1. Januar 2030 in Betrieb genommen werden.

V.Forderungen im Einzelnen

Der vzbv unterstützt das Ziel, den Ausbau der erneuerbaren Energien stärker auf Bezahlbarkeit, Kosteneffizienz und Versorgungssicherheit auszurichten. Es ist richtig, die staatlichen Förderkosten auf das notwendige Maß zu begrenzen und die Stromerzeugung stärker an marktlichen und netzbedingten Signalen auszurichten. Gleichzeitig sollte der Gesetzgeber Flexibilitätspotenziale im gesamten Stromsystem erschließen. Der vorliegende Referentenentwurf konzentriert sich jedoch weitgehend auf kleine neue PV-Anlagen, während andere Flexibilitätspotenziale nicht adressiert werden. Zudem sollte der zugrunde gelegte Wettbewerbsgedanke konsequent und technologieübergreifend angewendet werden. Während von kleinen PV-Anlagen künftig eine stärkere Marktintegration verlangt wird, sind im Rahmen des Strom-Versorgungssicherheits- und Kapazitätsgesetz (StromVKG) Kapazitätzahlungen für neue Gaskraftwerke vorgesehen, die über eine neue Umlage auf den Strompreis finanziert werden sollen.⁵

Gleichzeitig dürfen Maßnahmen zur Verbesserung von Kosteneffizienz und Systemdienlichkeit weder den dezentralen Ausbau der erneuerbaren Energien noch die Teilhabe privater Haushalte an der Energiewende gefährden. PV-Anlagen auf Ein- und Mehrfamilienhäusern leisten einen wichtigen Beitrag zu einer kostengünstigen Stromversorgung, fördern den Umstieg auf strombasierte Anwendungen wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge und stärken die Akzeptanz der Energiewende.⁶

Der Übergang zu einer stärkeren Marktintegration und Direktvermarktung erneuerbarer Energien ist grundsätzlich nachvollziehbar. Er muss jedoch so ausgestaltet werden, dass Verbraucher:innen weiterhin Planungssicherheit haben und Investition in PV-Anlagen attraktiv bleiben. Diesem Anspruch wird der vorliegende Referentenentwurf nicht ausreichend gerecht. Die vorgesehene Abschaffung der festen Einspeisevergütung droht die Wirtschaftlichkeit kleiner PV-Anlagen zu beeinträchtigen, da die vorgesehene Direktvermarktung für kleine Anlagen aktuell sehr aufwendig und häufig nicht wirtschaftlich ist. Zudem können die hierfür erforderlichen Prozesse von Netzbetreibern vielerorts nicht zuverlässig umgesetzt werden. Verbraucher:innen brauchen die Sicherheit, dass mit dem Übergang zur verpflichtenden Direktvermarktung attraktive und verlässliche Angebote von Direktvermarktern verfügbar sind und die notwendigen Prozesse bei den Netzbetreibern flächendeckend funktionieren. Solange diese Voraussetzungen nicht erfüllt sind, braucht es weiterhin eine verlässliche Vergütung des eingespeisten Stroms.

1. Planungssicherheit garantieren

Das BMWF begründet den Wegfall der Einspeisevergütung mit der oft bestehenden Wirtschaftlichkeit der Anlagen ohne Förderung. Berechnungen des Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE zeigen allerdings, dass die Wirtschaftlichkeit beim Wegfall der Einspeisevergütung in vielen Fällen nicht mehr gegeben wäre. Die Wirtschaftlichkeit hängt dabei maßgeblich vom Eigenverbrauch ab. Der Wechsel in die Direktvermarktung erhöht die Amortisationszeit um zwei bis drei Jahre. Die geringere Wirtschaftlichkeit ist dabei auf Kosten für den Direktvermarkter als auch auf niedrigere Erlöse in der Direktvermarktung zurückzuführen. Unter

⁵ Vgl. vzbv, [Versorgungssicherheit kosteneffizient gewährleisten](#), 2026, aufgerufen am 22.07.2026.

⁶ Vgl. Agentur für Erneuerbare Energien, [Akzeptanzumfrage 2025](#), 2025, aufgerufen am 22.07.2026.

dem Strich wäre in der Direktvermarktung eine etwa um 15 Prozent erhöhte Eigenverbrauchsquote notwendig, um denselben wirtschaftlichen Ertrag wie mit der aktuellen EEG-Vergütung zu erhalten.⁷

Bei diesen Ergebnissen ist zu beachten, dass die Wissenschaftler:innen von einer sofortigen Abschaffung der Einspeisevergütung ohne die nun vorgesehene Übergangsphase ausgingen. Die Ergebnisse belegen trotzdem, dass die Direktvermarktung zum aktuellen Zeitpunkt noch keinen gleichwertigen Ersatz für die feste Einspeisevergütung darstellt.

Die Studie erwähnt, dass bei einem Wechsel in die Direktvermarktung neben der verringerten Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen, die gemeinsam mit Heimspeichern betrieben werden, die Unsicherheit für Investoren ansteigt und zusätzlicher Aufwand bei der Wahl eines geeigneten Direktvermarkters entsteht.⁸

Im Rahmen der Studie wurde auch mit mehreren Marktakteuren Interviews geführt. Diese äußerten übereinstimmend, dass die fehlende Wirtschaftlichkeit sowohl für Direktvermarkter als auch für Anlagenbetreibende das wesentliche Hemmnis für die Direktvermarktung kleiner PV-Anlagen darstellt. Die wesentlichen Kostenpositionen seien dabei Fixkosten, die unabhängig von der Größe der PV-Anlage anfallen würden und somit bei kleineren Anlagen stärker ins Gewicht fielen. Grundsätzlich wurde von den Marktakteuren angezweifelt, dass die Direktvermarktung des Überschussstroms kleiner PV-Anlagen derzeit einen zusätzlichen Erlös über die Kostenersparnis bei Eigenstromnutzung hinaus bieten kann. Dies liege in Teilen an der bisher unzureichenden Digitalisierung der Marktkommunikation und ineffizienten Datenaustauschprozessen im Kontext der Direktvermarktung, deren Verbesserung in naher Zukunft nicht zu erwarten sei. Darüber hinaus wurde die Direktvermarktung kleiner PV-Anlagen, selbst bei optimalen Prozessabläufen, aus ökonomischer Sicht als fragwürdig erachtet.⁹

Nach Ansicht des vzbv zeigen die Ergebnisse der Studien, dass eine vollständige Streichung der Einspeisevergütung die Wirtschaftlichkeit neuer PV-Anlagen deutlich verschlechtert. Die nun vorgeschlagenen Übergangsregelungen verbessern die Situation gegenüber einer sofortigen Abschaffung zwar in gewissen Umfang, ändern jedoch nichts an den grundlegenden Herausforderungen. Hinzu kommt, dass die BNetzA im Verfahren zur Festlegung der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNeS) einen erhöhten Grundpreis für Haushalte mit eigener PV-Erzeugung vorsieht. Ein solcher Prosumer-Aufschlag würde die Kosten für Anlagenbetreibende erhöhen und die Wirtschaftlichkeit neuer wie bestehender PV-Anlagen verschlechtern.

Auch mit den vorgesehenen Übergangsregelungen bleibt das Problem der fehlenden Planungssicherheit für private Haushalte bestehen. Anlagenbetreibende können nur schwer abschätzen, welche Erlöse sie künftig in der Direktvermarktung erzielen werden, ob sie einen Direktvermarkter finden und ob die erforderlichen Prozesse rechtzeitig beim Netzbetreiber umgesetzt werden können. Die auf drei Jahre befristete Übergangsphase bietet zwar die Chance, die Rahmenbedingungen für die Direktvermarktung weiterzuentwickeln und bestehende Hemmnisse abzubauen. Ob dies gelingt, ist derzeit jedoch ungewiss.

⁷ Vgl. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Dezentrale PV als Säule der Energiewende, S. 3, 2026, aufgerufen am 22.07.2026

⁸ Vgl. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Dezentrale PV als Säule der Energiewende, S. 29, 2026, aufgerufen am 22.07.2026

⁹ Vgl. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Dezentrale PV als Säule der Energiewende, S. 36ff., 2026, aufgerufen am 22.07.2026

Der vorgelegte Vorschlag verlagert die Risiken des Systemwechsels zu stark auf die Verbraucher:innen und zu wenig auf die Netzbetreiber und Direktvermarkter. Aus Sicht des vzbv braucht es daher weiterhin verlässliche und angemessene Zahlungen für eingespeisten Strom, bis praxistaugliche, wirtschaftliche und flächendeckend umsetzbare Alternativen zur Verfügung stehen, damit die Planungssicherheit für die privaten Haushalte bestehen bleibt. Das Ziel, zeitnah die notwendigen Voraussetzungen zu schaffen, ist grundsätzlich zu begrüßen. Es müssen jedoch wirksame Absicherungen für den Fall eingeführt werden, dass die Weiterentwicklung der Direktvermarktung nicht im erforderlichen Umfang gelingt oder Netzbetreiber die notwendigen Prozesse auch künftig nicht flächendeckend bereitstellen können. Die in § 85 Abs. 2 Nr. 2a EEG-E vorgesehene Festlegungskompetenz der BNetzA reicht als Absicherung nicht aus, da ihre Anwendung unsicher und der Handlungsspielraum für Anpassungen sehr gering ist.

Um die Planungssicherheit für die privaten Haushalte zu erhöhen und gleichzeitig die Marktintegration kleiner PV-Anlagen zu fördern, kommen verschiedene Alternativen in Betracht. Eine Möglichkeit bestünde darin, vorerst am System der Einspeisevergütung festzuhalten, diese jedoch stärker als bisher abzusenken. In diese Richtung weist auch der Monitoringbericht Energiewende im Auftrag des BMWi, der eine Reduzierung der Einspeisevergütung vorschlägt.¹⁰ Durch sinkende feste Vergütungssätze würden die Förderkosten sinken, während gleichzeitig der Anreiz zunähme, freiwillig in die Direktvermarktung zu wechseln.

Als Alternative könnte eine dynamische Einspeisevergütung, gekoppelt mit einem dynamischen Stromtarif in Betracht gezogen werden. Die Netzbetreiber müssten den Strom zum aktuellen Börsenstrompreis vermarkten und die Erlöse unter Abzug einer geringen Gebühr an die Anlagenbetreibenden weiterreichen. Dies würde die Rentabilität erhalten und das EEG-Konto dennoch nicht belasten.¹¹

Sollte der Gesetzgeber dennoch an der Abschaffung der Einspeisevergütung festhalten, sollte zumindest die Netzbetreiberabnahme deutlich länger ausgestaltet werden. Denkbar wäre ein mehrstufiges Modell, bei dem die Zahlungen schrittweise reduziert werden. Dies würde die Anlagenbetreibenden anreizen in die Direktvermarktung zu wechseln, sobald attraktive Angebote und funktionierende Prozesse verfügbar sind. Flankierend könnte der Direktvermarktungsbonus erhöht oder länger gewährt werden, um den Übergang zusätzlich zu erleichtern.

vzbv-Forderung

Der vzbv fordert, die Planungssicherheit für Anlagenbetreibende so lange durch geeignete Absicherungsmechanismen zu gewährleisten, bis die Direktvermarktung für kleine PV-Anlagen flächendeckend, wirtschaftlich und praxistauglich funktioniert.

¹⁰ Vgl. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln und BET, Energiewende. Effizient. Machen, 2025, aufgerufen am 22.07.2026.

¹¹ Vgl. Agora Energiewende, Vom Hausdach in den Strommarkt, 2026, aufgerufen am 22.07.2026.

2. Funktionierende Direktvermarktung sicherstellen

Nach den Plänen des BMWF soll die Direktvermarktung künftig eine zentrale Rolle bei der Vermarktung von Strom aus kleinen PV-Anlagen übernehmen. Die Studienergebnisse des Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE zeigen jedoch, dass bei einem Wechsel in die Direktvermarktung neben der verringerten Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen, die gemeinsam mit Heimspeichern betrieben werden, die Unsicherheit für Investor:innen ansteigt und zusätzlicher Aufwand bei der Wahl eines geeigneten Direktvermarkters entsteht.

Die im Rahmen der Studie durchgeführten Interviews mit Marktakteuren zeigen auf, dass die Probleme unter anderem auf die bisher unzureichende Digitalisierung der Marktkommunikation und die ineffizienten Datenaustauschprozesse im Kontext der Direktvermarktung zurückzuführen ist. Eine Verbesserung wird in naher Zukunft nicht erwartet.¹²

Diese Probleme verdeutlichen, dass die für eine massenhafte Umsetzung der Direktvermarktung erforderlichen Prozesse insbesondere bei den Verteilnetzbetreibern vielerorts noch nicht vorhanden sind. Dies deckt sich mit der Beobachtung des vzbv, dass es gerade bei energiewenderelevanten Prozessen in vielen Fällen zu erheblichen Verzögerungen kommt. Für Verbraucher:innen bedeutet dies neben zusätzlichem Zeitaufwand auch finanzielle Nachteile, der durch die entgangene Möglichkeit zur Direktvermarktung des erzeugten Stroms entsteht.¹³

Nach Ansicht des vzbv fehlen bisher wirksame Instrumente, um Netzbetreiber zur Einhaltung ihrer Verpflichtungen zu bewegen. Es ist nicht hinnehmbar, wenn Verbraucher:innen weder eine Vergütung über die Einspeisevergütung noch Erlöse aus der Direktvermarktung erhalten, weil der zuständige Netzbetreiber die erforderlichen Prozesse nicht bereitstellen kann. Daher sollten verbindliche Sanktionsmechanismen für Verteilnetzbetreiber, die ihren Verpflichtungen nicht nachkommen, eingeführt werden.¹⁴ Ergänzend sollten Entschädigungsansprüche für Verbraucher:innen geprüft werden, wenn eine Direktvermarktung aufgrund von Versäumnissen des Netzbetreibers nicht möglich ist.

Es darf keine Situation entstehen, in der die Zahlungen aus der Netzbetreiberabnahme auslaufen, Anlagenbetreibende die Direktvermarktung aufgrund mangelnder Umsetzungsfähigkeit des Netzbetreibers jedoch nicht nutzen können und dadurch ohne angemessene Kompensation bleiben.

vzbv Forderung

Der vzbv fordert, einen Sanktionsmechanismus für Verteilnetzbetreiber die ihren Verpflichtungen nicht nachkommen einzuführen.

¹² Vgl. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Dezentrale PV als Säule der Energiewende, 2026, aufgerufen am 22.07.2026

¹³ Vgl. vzbv, Qualität zur Priorität machen, 2026, aufgerufen am 22.07.2026.

¹⁴ Vgl. Agora Energiewende, Vom Hausdach in den Strommarkt, 2026, aufgerufen am 22.07.2026.

3. Dauerhafte Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung nicht sinnvoll

Das BMWF plant in § 9 Abs. 2 EEG-E eine neue Nummer 2b einzufügen. Laut dieser Regelung müssten Betreiber:innen von PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 25 Kilowatt, die Strom in ein Netz einspeisen, am Verknüpfungspunkt mit dem Netz jeweils die Wirkleistungseinspeisung dauerhaft und unabhängig vom Einbau eines intelligenten Messsystems und der Veräußerungsform auf maximal 50 Prozent der installierten Leistung begrenzen. Dies soll nicht für Steckersolargeräte, die hinter der Entnahmestelle eines Letztverbrauchers betrieben werden, gelten. Laut Gesetzesbegründung soll dies den Anreiz in Stromspeicher zu investieren stärken. Denn dieser könne die Strommengen von Solaranlagen in der Mittagszeit, die nicht mehr in das Stromnetz eingespeist werden können, aufnehmen und am Abend wieder einzuspeisen.

Grundsätzlich sind zusätzliche Anreize für Investitionen in Stromspeicher sinnvoll. Allerdings ist die dauerhafte Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung aus Sicht des vzbv kontraproduktiv, da sie die Einspeisung auch in Zeiten in denen Solarstrom benötigt wird, begrenzt.

vzbv-Forderung

Der vzbv fordert, die Wirkleistungseinspeisung nicht pauschal auf 50 Prozent zu beschränken.

4. Steuerungstechnik bei kleinen Anlagen nicht grundsätzlich notwendig

Das BMWF plant durch Änderungen in §§ 29 und 30 Messstellenbetriebsgesetz (MsbG) den Pflichtrollout von intelligenten Messsystemen auf PV-Anlagen mit einer installierten Leistung zwischen zwei und sieben Kilowatt auszuweiten. Demnach müssten diese Anlagen künftig vom Messstellenbetreiber mit einem intelligenten Messsystem und einer Steuerungseinrichtung ausgestattet werden. Dabei würde nach Gesetzesvorschlag nicht zwischen Neu- und Bestandsanlagen unterschieden.

Nach Ansicht des vzbv ist eine generelle Ausweitung des Einbaus mit intelligenten Messsystemen und Steuerungstechnik weiterhin nicht zielführend. Dem örtlichen Netzbetreiber steht es auch bisher frei diese Messstellen mit intelligenten Messsystemen auszustatten. Es sollte daher zwischen Neu- und Bestandsanlagen unterschieden werden.

vzbv-Position

Der vzbv fordert, den Pflichtrollout intelligenter Messsysteme nur auf neue PV-Anlagen mit einer installierten Leistung zwischen zwei und sieben kW auszuweiten.

Impressum

Herausgegeben von:

Verbraucherzentrale Bundesverband e.V.

Rudi-Dutschke-Straße 17, 10969 Berlin

Team Energie und Bauen

Energie@vzbv.de

vzbv.de

Der Verbraucherzentrale Bundesverband e.V. ist im Deutschen Lobbyregister und im europäischen Transparenzregister registriert. Sie erreichen die entsprechenden Einträge [hier](#) und [hier](#).