

Stellungnahme

Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor

Einführung

Die Zukunft ist elektrisch. Die Elektrifizierung der Sektoren Wärme, Mobilität und Industrie stellt einen zentralen Baustein für das Erreichen der Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 dar und ist zugleich eine wesentliche Voraussetzung für die langfristige Sicherung der industriellen Resilienz Deutschlands. Diese Transformation geht mit einer stärkeren Ausprägung dezentraler Handlungs- und Gestaltungsspielräume auf Ebene von Standorten und Gewerbegebieten einher. Technologisch weist die direkte Nutzung von Strom in nahezu allen Anwendungen gegenüber fossilen Verbrennungsprozessen deutliche Effizienzvorteile auf und bildet damit eine tragfähige Grundlage für eine nachhaltige energetische Versorgung. Eine hohe Eigenversorgung mit erneuerbaren Energien (EE) kann zudem zur Stärkung der strategischen Handlungsfähigkeit beitragen und Abhängigkeiten von globalen, volatilen Lieferketten reduzieren. Vor dem Hintergrund geopolitischer Unsicherheiten, etwa im Nahen Osten oder im Umfeld zentraler Transportkorridore wie der Straße von Hormus, gewinnt eine stärker dezentral ausgerichtete, heimische Energiebasis als Beitrag zur Systemstabilität und Resilienz an Bedeutung.

Ein kontinuierlicher und verlässlicher Ausbau der erneuerbaren Energien ist ein wesentlicher Faktor für die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland und erfordert konsistente regulatorische Rahmenbedingungen. Ohne klar definierte Zielpfade und ein wirksames Monitoring besteht das Risiko, dass das gesetzlich verankerte 80-Prozent-Ziel bis 2030 an Steuerungswirkung verliert. Gleichzeitig können abrupte Veränderungen in Förderstrukturen Auswirkungen auf Beschäftigung und Wertschöpfung im Elektrohandwerk und im Mittelstand entfalten, die maßgeblich zur praktischen Umsetzung beitragen. Für ein stabiles und bezahlbares Gesamtsystem ist daher eine abgestimmte technische Entwicklung von EE-Zubau, Netzausbau und Speicherkapazitäten erforderlich. Diese Elemente sollten zeitlich koordiniert werden: Eine erfolgreiche Marktintegration setzt eine leistungsfähige digitale Infrastruktur sowie einen flächendeckenden Rollout mit Intelligenten Messsystemen (iMSys) voraus. Zugleich kommt Speichern eine zentrale Rolle zu, indem sie Schwankungen ausgleichen, zur Netzstabilität beitragen und die Systemflexibilität in Engpasssituationen erhöhen.

Kernpunkte

Aus Sicht des ZVEI sollten bei der Ausgestaltung des Netzpakets und der zukünftigen Verzahnung von Netz-, Erneuerbaren- und Speicherausbau folgende grundlegende Überlegungen Berücksichtigung finden:

- **Innovation statt pauschaler Drosselung:** Anstatt den Zubau durch starre Einspeisekappen regulatorisch zu begrenzen, müssen intelligente Steuerungspotenziale und Flexibilitätsanreize priorisiert werden. Die dauerhafte 50-Prozent-Wirkleistungsbegrenzung vernichtet wertvolle erneuerbare Erzeugung und widerspricht den Möglichkeiten moderner Energiemanagementsysteme. Im Fokus stehen sollten vielmehr analog zur §14a Regelungen zu dynamischen Sollwertvorgaben für den Netzanschlusspunkt.
- **Neue Förderlogik marktorientiert und bankfähig gestalten:** Die Weiterentwicklung der Marktprämie um eine zweiseitige Förder- und Abschöpfungslogik ist ausdrücklich zu unterstützen. Allerdings muss bei der Ausgestaltung darauf geachtet werden, dass die Liquiditätsrisiken durch negative Strompreise in der Anfangsphase die Finanzierbarkeit (Bankability) nicht gefährden; hierfür sollten zeitnahe Verrechnungsmechanismen statt einer bloßen Laufzeitverlängerung am Ende der 20 Jahre geprüft werden.

- **Synchronisation von Regulatorik und digitaler Infrastruktur:** Eine erfolgreiche Marktintegration setzt eine leistungsfähige digitale Infrastruktur sowie einen flächendeckenden Rollout intelligenter Messsysteme voraus. Es gilt das Prinzip „Infrastruktur vor Verpflichtung“: Die Ausweitung der Direktvermarktungspflicht auf das Kleinanlagensegment sollte erst dann greifen, wenn massengeschäftstaugliche digitale Prozesse und standardisierte Dienstleistungen flächendeckend verfügbar sind.

Anmerkungen des ZVEI zu ausgewählten Punkten

Grundsätzliche Einordnung

Die Photovoltaik auf Dachflächen ist ein wesentlicher Bestandteil der dezentralen Energiewende und ein zentraler Baustein einer resilienten und zukunftsfähigen Energiearchitektur. Dieses Segment verknüpft private und mittelständische Investitionsentscheidungen unmittelbar mit wirtschaftlicher Teilhabe und kann durch regionale Wertschöpfung zur gesellschaftlichen Akzeptanz der Transformation des Energiesystems beitragen. Über die reine Stromerzeugung hinaus leistet die Dach-PV einen wichtigen Beitrag zur dezentralen Eigenversorgung und kann die Verteilnetze dort entlasten, wo der Verbrauch stattfindet. Das technologische Potenzial ist dabei erheblich: Durch die flächendeckende Ausstattung mit intelligenten Messsystemen (iMSys) und modernen Energiemanagementsystemen können dezentrale Erzeuger, Speicher und flexible Lasten netzdienlich gesteuert und effizient in Virtuellen Kraftwerken (VPP) aggregiert werden. Solche digital vernetzten Strukturen eröffnen die Möglichkeit, Solarspitzen über automatische Preissignale zu dämpfen und das System insgesamt robuster gegenüber externen Schocks aufzustellen.

Die Steigerung der Kosteneffizienz im Gesamtsystem sowie eine stärkere Marktintegration der erneuerbaren Energien sind vor diesem Hintergrund wichtige ordnungspolitische Zielsetzungen. Damit diese Integration jedoch zur dauerhaften Systemstabilität beitragen kann, bedarf es einer zeitlich und technisch präzisen Abstimmung von Marktmechanismen, Netzinfrastuktur, Speicherhochlauf und digitalen Prozessen. Wird eine umfassende Marktintegration bereits zu einem Zeitpunkt angelegt, zu dem die notwendige Infrastruktur – insbesondere der Smart-Meter-Rollout mit einer aktuellen Quote von derzeit 23 Prozent bei den Pflichteinbaufällen – noch nicht flächendeckend verfügbar ist, können zusätzliche Instabilitäten entstehen und die Investitionssicherheit beeinträchtigt werden. Ein verlässlicher Rahmen mit skalierbaren digitalen Prozessen sollte daher die Grundlage bilden, um die Teilnahme von Akteuren an Direktvermarktungsmodellen anzureizen. Ohne eine entsprechende technische Reife besteht das Risiko, dass erhöhte Transaktionskosten die Wirtschaftlichkeit kleinerer Projekte beeinträchtigen und den Ausbau spürbar hemmen.

Wirtschaftlichkeit und Hemmnisse für das Kleinanlagensegment

Der nun vorliegende Entwurf rückt von der ursprünglich geplanten sofortigen Streichung der Förderung für Photovoltaikanlagen bis 25 kWp ab und sieht stattdessen eine befristete Übergangszahlung vor. Diese stärkere Ausrichtung kleiner Anlagen auf Markt- und Systemintegration entspricht grundsätzlich den energiepolitischen Zielsetzungen. Perspektivisch kann ein stärker auf Eigenverbrauch, Speicherintegration und intelligentes Energiemanagement ausgerichtetes System dazu beitragen, dezentrale Erzeugung netzdienlicher einzubinden. Gerade im Kleinanlagensegment sollten die Rahmenbedingungen daher darauf zielen, Erzeugung mit Speichern und steuerbaren Lasten wirtschaftlich attraktiv zu kombinieren. In diesem Zusammenhang ist ausdrücklich zu begrüßen, dass im neuen Entwurf auf die ursprünglich vorgesehene Regelung verzichtet wurde, nach der die Vergütungszahlung unmittelbar nach Einbau eines intelligenten Messsystems stoppen sollte. Diese Korrektur beseitigt eine erhebliche regulatorische Hürde und verhindert, dass der Einsatz digitaler Steuerungstechnik faktisch mit wirtschaftlichen Nachteilen bestraft wird.

Gleichwohl bleibt die Annahme kritisch, dass sich entsprechende Anlagen künftig allein über den Eigenverbrauch tragen können. Ein geordneter Übergang zu einem stärker markt- und systemorientierten Modell ist erforderlich; ein ökonomisch zu scharf ausgestalteter Ausstieg aus der bisherigen Förderlogik könnte trotz der nun vorgesehenen Übergangsfrist zu erheblichen Verwerfungen bei Investitionen führen. Dies gilt insbesondere vor dem Hintergrund der Preisobergrenzen für iMSys und Steuerungstechnik, die für Neuanlagen bereits ab einer Leistung von 2 kW verpflichtend vorgesehen sind. In der Gesamtschau drohen die neuen Regelungen die Investitionsbedingungen im Dachsegment trotz der zeitlichen Brücke spürbar zu belasten, was unmittelbare Auswirkungen auf die nationalen Ausbauziele sowie auf Handwerk und Mittelstand haben könnte.

Marktintegration und operative Hemmnisse

Pauschale 50 %-Einspeisekappung

Die im Entwurf vorgesehene dauerhafte Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung auf 50 Prozent der installierten Leistung für Solaranlagen bis 100 kW wird im aktuellen Referentenentwurf (§ 9 Abs. 2b) unverändert beibehalten. Diese Regelung greift weiterhin unabhängig vom Einbau eines intelligenten Messsystems oder der gewählten Veräußerungsform. Damit zementiert der Entwurf eine starre Einspeisekappe, die die Rahmenbedingungen für die dezentrale Nutzung erneuerbarer Erzeugungskapazitäten deutlich verschlechtert. Die Regelung wirkt unabhängig von der tatsächlichen Netzlast oder verfügbaren Systemkapazität und führt dazu, dass erneuerbar erzeugter Strom auch in Situationen reduziert wird, in denen eine Aufnahme durch das Energiesystem grundsätzlich möglich und sinnvoll wäre. Dies kann sich insbesondere in den Morgen- und Abendstunden sowie in den Wintermonaten negativ auswirken, in denen zusätzliche Erzeugung zur Versorgungssicherheit beitragen könnte.

Zugleich ist die pauschale Ausgestaltung aus systemischer Sicht nicht zielgenau, da Preisentwicklungen bei negativen Börsenpreisen unterhalb der 50-Prozent-Schwelle hiervon unberührt bleiben. Im Vergleich zu anderen Netznutzern, die ihre Einspeisekapazitäten grundsätzlich vollständig nutzen können und nur in spezifischen Netzsituationen reguliert werden, ergeben sich erhebliche Belastungswirkungen für dezentrale Anlagen. Technisch alternative Ansätze, etwa dynamische „Flexible Export Limits“, die eine netzsituationsabhängige Einspeisung ermöglichen und bestehende Infrastrukturen effizienter auslasten könnten, werden im vorliegenden Entwurf weiterhin nicht berücksichtigt. Statt auf intelligente Steuerung und digitale Marktintegration zu setzen, verharrt der Entwurf bei einem Modell der pauschalen Drosselung, was den technologischen Möglichkeiten moderner Energiemanagementsysteme widerspricht.

Positiv zu bewerten ist weiterhin, dass der Entwurf auf die Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung abstellt und nicht auf eine vollständige Abschaltung der Stromerzeugung. Kritisch zu sehen ist jedoch, dass zusätzlich zu den bestehenden Instrumenten der Netz- und Marktintegration weitere Steuerungsmöglichkeiten geschaffen werden sollen, deren konkrete Ausgestaltung bislang offenbleibt. Neben den Regelungen zur Einspeisesteuerung sowie den Instrumenten der marktdienlichen Steuerung kann dies zu zusätzlicher regulatorischer Komplexität und erhöhter Investitionsunsicherheit führen. Die verschiedenen Steuerungsinstrumente sollten daher konsistent aufeinander abgestimmt und möglichst innerhalb bestehender Prozesse umgesetzt werden.

Übergang in die Direktvermarktung

Die Verpflichtung zur Marktteilnahme für Kleinst- und Gewerbeanlagen steht derzeit in einem Spannungsverhältnis zu den bestehenden praktischen Rahmenbedingungen, da administrative Transaktions- und Vermarktungskosten häufig in keinem angemessenen Verhältnis zu den vergleichsweise geringen Strommengen stehen. Marktbasierte Prozesse und standardisierte Produkte für das Segment unter 25 kW sind bislang nur eingeschränkt technisch ausgereift und nicht flächendeckend verfügbar. Hinzu kommen Umsetzungs Herausforderungen auf Seiten der Verteilnetzbetreiber (VNB), bei denen die Anforderungen der Marktkommunikation vielfach noch nicht vollständig umgesetzt sind, was bereits heute zu erheblichen Verzögerungen beim Marktzugang fertiggestellter Anlagen führen kann.

Vor diesem Hintergrund wird die im Entwurf nun vorgesehene befristete Übergangszahlung ausdrücklich als sinnvolle und notwendige Brücke bewertet. Sie bietet dem Markt den erforderlichen zeitlichen Spielraum, um massengeschäftstaugliche Dienstleistungen für kleinere Anlagen zu entwickeln und bestehende Marktprozesse schrittweise an die Anforderungen einer stärkeren Marktintegration anzupassen. Vor dem Hintergrund des noch unvollständigen Smart-Meter-Rollouts und des erforderlichen Aufbaus geeigneter Direktvermarktungsstrukturen ist jedoch fraglich, ob die vorgesehene Frist von 36 Monaten ausreichend ist. In Erwägung gezogen werden sollte daher den Übergangszeitraum auf 48 Monate zu verlängern. Zudem sollte die Übergangszahlung degressiv ausgestaltet werden. Ausgehend vom einheitlichen anzulegenden Wert nach § 48 EEG-E schlägt der ZVEI folgende Staffelung vor: im 1.–12. Monat +2 ct/kWh, im 13.–24. Monat +1 ct/kWh, im 25.–36. Monat keine Anpassung und im 37.–48. Monat –1 ct/kWh. Damit wird aus dem drohenden Einbruch ein planbares Abflachen des Marktes. Die Übergangsregelung sollte daher so ausgestaltet werden, dass sie einen geordneten Übergang zur Marktintegration ermöglicht, ohne einen abrupten Rückgang der Investitionstätigkeit im Dachsegment auszulösen.

Dabei sollte die Übergangsregelung nicht auf eine dauerhafte Fortschreibung bestehender Fördermechanismen abzielen, sondern einen geordneten Übergang zu stärker markt- und systemorientierten Strukturen ermöglichen, in denen Eigenverbrauch, Speicher, Flexibilität und netzdienliche Steuerung zunehmend wirtschaftlich attraktiver werden. Förderinstrumente sollten dabei insbesondere dort ansetzen, wo tatsächliche Markt- oder Infrastrukturhemmnisse einer effizienten Marktintegration noch entgegenstehen. Für Anlagen unter 25 kW erscheinen daher eine Verlängerung auf 48 Monate und eine klar definierte Degression erforderlich. Ein solcher Übergangspfad vermeidet abrupte Markteffekte und schafft zugleich den notwendigen Zeitraum für den Aufbau massengeschäftstauglicher Direktvermarktungsangebote.

Dennoch muss für die weitere Ausgestaltung das Prinzip gelten: Erst die nötige digitale Infrastruktur schaffen und dann die Pflicht zur Direktvermarktung einführen. Die im Entwurf vorgesehenen gestuften Schwellenwerte – 2027 für Anlagen ab 50 kW, 2028 ab 25 kW und 2029 ab 7 kW – müssen daher zwingend mit der realen Verfügbarkeit technischer Lösungen und skalierbarer digitaler Prozesse synchronisiert werden. Eine Marktintegration ohne ausreichende technische Reife und eine prozessuale Umsetzung im Smart-Meter-Rollout birgt das Risiko, dass unverhältnismäßige Transaktionskosten den Ausbau im Kleinstanlagensegment hemmen. Die Übergangszeit eröffnet zudem die Möglichkeit, bestehende Umsetzungsdefizite im Bereich der Marktkommunikation bei den Verteilnetzbetreibern gezielt zu adressieren und abzubauen. In diesem Zusammenhang stellt der angekündigte Branchenprozess zur Stärkung der Direktvermarktung einen entscheidenden Baustein dar. Er muss dazu genutzt werden, die notwendige Standardisierung mit den regulatorischen Anforderungen zu verzahnen. Hierzu zählen insbesondere ein praxistauglicher iMSys-Rollout, massengeschäftstaugliche Direktvermarktungsprozesse sowie geeignete Rahmenbedingungen für die Flexibilitätsnutzung durch intelligente Energiemanagementsysteme.

Investitionssicherheit und Bestandsschutz

Der vorliegende Entwurf hält an dem Eingriff in bestehende Regelungen zum Bestandsschutz fest, indem er die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für fernsteuerbare Bestandsanlagen in der Netzbetreiberabnahme einseitig verschlechtert. Zwar wurde die Preisschwelle für die zwangsweise preislimitierte Vermarktung gegenüber dem ersten Entwurf von 0 Euro/MWh auf -10 Euro/MWh angepasst (§ 5 EEG n.F.), dennoch bleibt das Kernproblem bestehen: Übertragungsnetzbetreiber werden verpflichtet, diese Anlagen bei Erreichen dieses Preissignals ohne finanziellen Ausgleich für entgangene Erlöse abzuregeln.

Da Investitionen in Erzeugungskapazitäten und Speicher typischerweise auf langfristige Zeiträume von 20 Jahren und mehr ausgerichtet sind, kommt stabilen Rahmenbedingungen eine zentrale Bedeutung für die Finanzierbarkeit (Bankability) zukünftiger Vorhaben zu. Auch wenn Investitionsentscheidungen grundsätzlich unter Markt- und Preisrisiken erfolgen, bleibt ein verlässlicher regulatorischer Rahmen eine zentrale Voraussetzung dafür, dass marktliche Steuerungswirkungen überhaupt investitionsfähig umgesetzt werden können. Werden grundlegende Annahmen nachträglich angepasst, kann dies die Risikobewertung durch finanzierende Institutionen beeinflussen und die Kreditvergabe für neue Projekte erschweren. Dies kann sich auf den weiteren Ausbau dezentraler Energieinfrastruktur auswirken und zu Verunsicherungen im Marktumfeld führen. Darüber hinaus können sich Verschiebungen in den Wettbewerbsbedingungen ergeben, die insbesondere kleinere Akteure betreffen und mittelbar auch Auswirkungen auf die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende haben können.

Systemische Herausforderungen

Mögliche Fehlsteuerungen bei der Weiterentwicklung des Marktprämiensystems und Risiko negativer Strompreise

Die Weiterentwicklung des bisherigen Marktprämiensystems um einen Refinanzierungsbeitrag wird als Instrument zur stärkeren Markt- und Systemintegration grundsätzlich unterstützt. Der damit verfolgte Ansatz einer zweiseitigen Förder- und Abschöpfungslogik kann einen Beitrag zu einer effizienteren Förderarchitektur leisten. Entscheidend ist jedoch, dass die konkrete Ausgestaltung die Finanzierbarkeit neuer Projekte nicht beeinträchtigt.

Jedoch adressiert das vorliegende Design die Herausforderungen durch negative Strompreise weiterhin unzureichend. Zwar sieht der aktuelle Entwurf in § 51 Abs. 1 nun richtigerweise vor, dass bei negativen Spotmarktpreisen sowohl der Zahlungsanspruch als auch die Zahlungspflicht (Refinanzierungsbeitrag) auf null sinken, dennoch führt dies faktisch zu einem vollständigen Wegfall der laufenden Einnahmen in diesen Zeiträumen.

Die im Entwurf bestätigte Verlängerung des Zahlungszeitraums am Ende der 20-jährigen Laufzeit (§ 51a) kann die daraus resultierenden Liquiditätsrisiken in der für die Refinanzierung kritischen Anfangsphase kaum kompensieren. Da in den kommenden Jahren ein signifikanter Anteil von Jahresstunden mit negativen Börsenpreisen zu erwarten ist, stellt die faktische Null-Vergütung in diesen Zeiträumen für finanzierende Institutionen ein erhebliches Risiko für die „Bankability“ dar. Dies kann zu entsprechenden Risikozuschlägen in Gebotskalkulationen und damit zu steigenden gesamtwirtschaftlichen Förderkosten führen.

Vor diesem Hintergrund wäre zu prüfen, ob nicht zur Adressierung dieser Probleme ein Mechanismus etabliert werden kann, bei dem in negativen Preisphasen nicht vergütete Stunden zeitnah mit späteren Erlösen verrechnet werden können, bevor eine Abschöpfung greift. Ein solcher, zeitnaher, Verrechnungsmechanismus würde die Finanzierbarkeit neuer Projekte in der Phase hoher Zins- und Tilgungsbelastung stärken, ohne die grundsätzliche Logik der Abschöpfung von Mehrerlösen in Hochpreisphasen zu untergraben. Zugleich könnten so stärkere Anreize für eine systemdienliche Nutzung von Stromüberschüssen, beispielsweise durch Speicher oder Power-to-X-Anwendungen, unterstützt werden.

Notwendigkeit einer systemischen Verzahnung mit Netzanschlusspaket und AgNes

Über die rein energierechtlichen Anpassungen hinaus ist eine kohärente Abstimmung der EEG-Novelle mit dem geplanten Netzanschlusspaket sowie dem AgNes-Prozess zwingend erforderlich. Die aktuelle Kumulation von Reformvorschlägen – etwa die 50 Prozent-Einspeisekappung im EEG, mögliche Einspeiseentgelte durch AgNes und die neue Systematik bei der Redispatch-Entschädigung – droht widersprüchliche Anreizstrukturen zu schaffen. Ein einseitiger Fokus auf restriktive Einspeiseregeln riskiert, dass Investoren vermehrt in die „Nulleinspeisung“ ausweichen, um wirtschaftliche Verluste und Netzzugangsbarrieren zu umgehen.

Da Systemdienlichkeit im Kern jedoch bedeutet, die Erzeugung konsequent an der Nachfrage und den Preissignalen des Marktes auszurichten, führt ein solches Ausweichen dazu, dass dezentrale Anlagen für den Markt faktisch „unsichtbar“ werden. Ihr Potenzial, in Zeiten von Überangebot und negativen Preisen die Einspeisung zu drosseln oder Speicher systemseitig einzusetzen, geht für das Gesamtsystem verloren. Da Nulleinspeiser zudem bereits ab einer installierten Leistung von mehr als 2 kW zur Ausstattung mit intelligenten Messsystemen verpflichtet werden, würde die zu erwartende Zunahme dieses Anlagentyps den ohnehin kritischen Rollout-Engpass bei den Verteilnetzbetreibern massiv verschärfen. Ohne eine präzise Verzahnung der Reformen entsteht die Gefahr, dass die regulatorischen Ziele zur Netzsteuerung durch dezentrale Ausweichstrategien unterlaufen werden und die dringend benötigte, systemdienliche Steuerbarkeit der Anlagen verloren geht.

Fazit

Der vorliegende Referentenentwurf zur EEG-Novelle 2027 verfolgt mit der stärkeren Marktintegration der Erneuerbaren Energien ein grundsätzlich richtiges und notwendiges Ziel. Um diesen Transformationsschritt jedoch ohne systemische Risiken zu vollziehen, bedarf es einer technisch und zeitlich präziseren Synchronisierung der regulatorischen Anforderungen mit der real verfügbaren Infrastruktur.

Positiv zu würdigen ist, dass der Entwurf mit der Übergangszahlung ein Instrument einführt, das dem Markt einen sinnvollen zeitlichen Spielraum gewährt. Diese Übergangsphase ist eine notwendige Brücke, solange die digitale Basis durch die Verfügbarkeit technischer Systeme noch nicht ausreichend verfügbar sind. Die Übergangszahlung sollte allerdings auf 48 Monate verlängert und degressiv ausgestaltet werden, damit Smart-Meter-Rollout, Marktkommunikation und Direktvermarktungsstrukturen im Kleinanlagensegment vollständig etabliert werden können. In diesem Zusammenhang stellt der angekündigte Branchenprozess zur Stärkung der Direktvermarktung eine entscheidende Weichenstellung dar. Er bietet die Chance, gemeinsam administrative Barrieren abzubauen und die Massengeschäftstauglichkeit von Dienstleistungen auch für kleinere Anlagen zu entwickeln.

Gleichwohl bestehen weiterhin erhebliche Bedenken hinsichtlich der wirtschaftlichen Tragfähigkeit dezentraler Konzepte. Der langfristig vorgesehene vollständige Wegfall der Einspeisevergütung für Anlagen unter 25 kWp und die dauerhafte, pauschale 50-Prozent-Einspeisekappung (§ 9 Abs. 2b) drohen die Dynamik im Dachsegment und damit einen zentralen Resilienzfaktor der Energiewende zu bremsen. Zudem gefährden nachträgliche Eingriffe in den Bestandsschutz bei negativen Preisen die Bankability und das über Jahrzehnte gewachsene Investitionsvertrauen.

Für eine resiliente Energiepolitik muss die Reform das Ziel des 80-Prozent-Ausbaus durch folgende Anpassungen absichern:

- **Intelligente Flexibilität priorisieren:** Statt starrer, verlustreicher Einspeisebegrenzungen sollten marktorientierte Anreize für Speicher und netzdienliche Steuerung umgesetzt werden.
- **Investitionssicherheit garantieren:** Ein verlässlicher Bestandsschutz und planbare Vergütungsstrukturen sind die Voraussetzung für die Finanzierbarkeit dezentraler Infrastrukturen.
- **Dezentrale Souveränität stärken:** Konzepte wie Energy Sharing und gewerbliche Eigenversorgung müssen als strategische Sicherheitsprinzipien in den Rechtsrahmen integriert werden.

Nur wenn es gelingt, die technische Reife der Prozesse durch den angestrebten Branchenprozess zügig mit den regulatorischen Fristen zu synchronisieren, bleibt die Energiewende ein ökonomischer und gesellschaftlicher Erfolgspfad für den Standort Deutschland.

Kontakt

Jonas Rex-Quincke • Senior Manager Elektrifizierung und Klima

E-Mail: jonas.rex-quincke@zvei.org

ZVEI e. V. • Verband der Elektro- und Digitalindustrie • Charlottenstraße 35/36 • 10117 Berlin
 Lobbyregisternr.: R002101 • EU Transparenzregister ID: 94770746469-09 • www.zvei.org
 Datum: 22.07.2026