

Aachen, den 22.07.2026

Stellungnahme des Solarenergie-Förderverein Deutschland zum

“EEG-Novelle 2027” vom 16.07.2026

Einleitung

Wir bedanken uns für die Möglichkeit, im Rahmen der Verbändeanhörung eine Stellungnahme zum Entwurf des EEG 2027 und dem Netzpaket einzureichen.

Aus unserer Sicht ist die Energiewende keine politische Option, sondern eine klimapolitische und naturwissenschaftliche Notwendigkeit, deren Dringlichkeit mit jedem verlorenen Jahr weiter zunimmt. Umso kritischer ist es, dass die vorliegenden Gesetzesentwürfe zum EEG 2027 und zum Netzpaket die erforderliche Geschwindigkeit und Konsequenz der Transformation nicht ausreichend widerspiegeln. In zentralen Punkten bleiben beide Vorhaben hinter den Anforderungen zurück, die sich aus den Erkenntnissen der Klimawissenschaft und den bereits heute sichtbaren Auswirkungen der Klimakrise ergeben.

Der Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. (SFV) bewertet die Entwürfe zum EEG 2027 und zum Netzpaket daher als energie- und klimapolitischen Rückschritt. Die vorliegende Stellungnahme benennt die wesentlichen Defizite und formuliert konkrete Vorschläge für eine grundlegende Nachbesserung. Ziel ist eine Energiepolitik, die den Anforderungen des Klimaschutzes gerecht wird, Versorgungssicherheit stärkt und die Lasten des Umbaus zu einer vollständig Erneuerbaren Energieversorgung fair verteilt.

Photovoltaik: Wirtschaftlicher Betrieb von PV-Anlagen

a) Streichung der Einspeisevergütung für Anlagen (§§ 19-21 Satz 1 EEG-E)

Ab dem 1. Januar 2027 entfallen für Kleinanlagen bis 25 kW grundsätzlich sowohl die Einspeisevergütung als auch die Marktprämie. Langfristig bleibt nur die Option einer sonstigen Direktvermarktung. Sollte es hierzu keine wirtschaftlich tragfähigen Angebote geben, soll der erzeugte Solarstrom als unentgeltliche Abnahme in das öffentliche Netz entlassen werden.

Als Übergangsregelung soll eine Netzbetreiberabnahme gewährt werden. Diese errechnet sich nach § 53 (1) EEG-E aus dem anzulegenden Wert nach § 48 EEG-E, wobei 1 Cent pro Kilowattstunde abzuziehen ist. Die Netzbetreiberabnahme soll zeitlich befristet sein und für Neuanlagen ausgezahlt werden, die vor folgenden Stichtagen in Betrieb genommen werden:

- Unter 50 kW: Inbetriebnahme vor dem 01.01.2028
- Unter 25 kW: Inbetriebnahme vor dem 01.01.2029
- Unter 7 kW: Inbetriebnahme vor dem 01.01.2030

Diese Übergangsregelung soll Anlagenbetreibern den Wechsel in die Direktvermarktung ermöglichen und gleichzeitig dem Umstand Rechnung tragen, dass sich der Markt für entsprechende Vermarktungsdienstleistungen zunächst noch entwickeln muss. Der Anspruch auf Netzbetreiberabnahme endet 36 Monate nach Inbetriebnahme (§§ 3 Nr. 5a, 21, 25 (1a) EEG-E).

Nach Ablauf der Übergangsfrist soll überschüssiger Strom von Anlagen bis 25 kW ausschließlich über die sonstige Direktvermarktung ohne Marktprämienförderung vermarktet werden. Ob sich dieses Modell gerade bei Kleinanlagen rechnet, ist jedoch fraglich: Nur wenn die Erlöse dauerhaft die fixen Vermarktungs- und Transaktionskosten decken, bleibt die Einspeisung wirtschaftlich. Hierfür wurde nun in § 50c EEG-E ein auf 4 Jahre befristeter Bonus in Höhe von 1,5 Ct/kWh vorgeschlagen, sofern der Solarstrom innerhalb dieser Zeit in die sonstige Direktvermarktung geht. Als primärer Weg für die sonstige Direktvermarktung gilt Energy Sharing (§ 42c EnWG). Doch die Rahmenbedingungen weisen erhebliche Mängel auf: Nach der [Mitteilung 73 der Bundesnetzagentur](#) soll Energy Sharing hauptsächlich als Dienstleistungsmodell laufen, ohne dass regionale Netzbetreiber zur Umsetzung verpflichtet werden. Zusammen mit dem Mangel an zwingend erforderlichen Smart Metern (iMSys) erschwert dies den Zugang für Kleinanlagenbetreiber extrem. Die kumulierten Zusatzkosten für Dienstleister, Netzentgelte/Abgaben und Messsysteme verhindern in der Praxis eine wirtschaftlich tragfähige Betriebsweise. In der [Studie des unabhängigen Forschungsinstituts aquu](#) wurde berechnet, dass den jährlichen Erlösen aus der Direktvermarktung von rund 250 Euro Kosten für den

Direktvermarkter von rund 160 Euro gegenüberstehen. Der verbleibende Überschuss von circa 90 Euro reicht nicht aus, um die anfallenden Kosten für den digitalen Zähler (50 Euro) und die Steuerungseinrichtung (50 Euro) zu decken. Die Vermarktungserlöse tragen somit nicht dazu bei, die Investitionskosten zu refinanzieren. Das schlägt sich deutlich in einer längeren Amortisationsdauer nieder: Im analysierten Referenzbeispiel steigt sie durch die Direktvermarktung im Vergleich zur festen Einspeisevergütung von 15,6 Jahren auf 24 Jahre.

Somit scheitert die Direktvermarktung von Kleinanlagen an erheblichen strukturellen und wirtschaftlichen Hürden. Für private Haushalte führen diese Problemstellungen und die hohe Komplexität letztlich zu einer sehr geringen Betreiberakzeptanz.

Wird allerdings keine sonstige Direktvermarktung eingerichtet, droht den Anlagenbetreibern nach dem EEG-E eine unentgeltliche Netzeinspeisung (§ 3 Nr. 46a EEG-E). Das ist energiewirtschaftlich ein fataler Fehlanreiz, denn jede eingespeiste Kilowattstunde Solarstrom besitzt einen hohen klimapolitischen und ökonomischen Wert.

An dieser Stelle sei noch einmal betont: Aufdach-PV ist für das Energiesystem unverzichtbar: Sie nutzt bereits versiegelte Flächen (Schutz von Natur und Landwirtschaft), erzeugt Strom verbrauchsnahe (Netzschonung) und wird unbürokratisch sowie mit höchster gesellschaftlicher Akzeptanz umgesetzt. Sie treibt die Sektorenkopplung mit Speichern, Wärmepumpen sowie E-Mobilität voran und sorgt für eine gerechtere Verteilung der Energiewende-Wertschöpfung zwischen Stadt und Land. Gleichzeitig mobilisiert sie privates Kapital, da rund zwei Drittel der Aufdachanlagen auf privaten Investitionen basieren.

Die wirtschaftlichen Folgen für Investor:innen der unentgeltlichen Netzeinspeisung wären einschneidend. [Unsere Berechnungen](#) zeigen, dass eine Standardanlage mit 10 kWp Leistung und einem 10 kWh-Speicher unter diesen Bedingungen nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden kann. Die Anlage führt in der Gesamtrechnung zu einer finanziellen Mehrbelastung und hat sich selbst nach 20 Jahren noch nicht vollständig amortisiert. Eine auf maximal 36 Monate befristete Netzbetreiberabnahme bietet hier keine Investitions- und Planungssicherheit.

Als Alternative zur unentgeltlichen Abnahme und zu Optionen der sonstigen Direktvermarktung wird vom Gesetzgeber sogenannte Nulleinspeiseanlagen angeregt. Solarstrom, der vor Ort nicht verbraucht wird, soll durch technische Einrichtungen abgeregelt und nur in technisch nicht vermeidbaren und im Umfang vernachlässigbar geringen Mengen (§ 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 EEG-E) eingespeist werden.

Diese Lösung ist klimapolitisch widersinnig. Abgeregelter Solarstrom kann somit keine fossile Erzeugung im Strommix verdrängen. Anstatt das maximale Potenzial jeder bereits errichteten und neu geplanten PV-Anlagen für den Klimaschutz auszuschöpfen, wird es politisch beschnitten und begrenzt. Auch hierzu hat [aquu](#) Berechnungen angestellt, die klarstellen, dass mit der sogenannten Nulleinspeisung 69 Prozent des Stromertrags einer typischen Photovoltaikanlage abgeregelt werden würden. Die Amortisationszeit von typischen Photovoltaik-Batteriesystemen verlängert sich damit um 10 Jahre auf mehr als 25 Jahre. Zudem verdreifacht das Einspeiseverbot die Stromgestehungskosten von ca. 10 Ct auf 31 Cent pro Kilowattstunde, wie die Wissenschaftler von aquu auf Basis umfangreicher Wirtschaftlichkeitsanalysen ermittelt haben.

Der SFV warnt: Die EEG-Novelle 2027 darf den Ausbau privater Photovoltaikanlagen nicht zum Erliegen bringen und muss dringend überarbeitet werden. Die Arbeitsplätze der Solarbranche stehen erneut auf dem Spiel.

Je größer die Photovoltaikanlage ist, desto mehr Solarstrom muss abgeregelt werden. Statt geeignete Dachflächen möglichst vollständig zu nutzen, wird es ab 2027 wirtschaftlich notwendiger, Photovoltaikanlagen kleiner zu dimensionieren, um möglichst geringe Abregelungsverluste und einen hohen Eigenverbrauch zu erzielen. Mit der Nulleinspeisung wird Strom aus privaten Solaranlagen damit unnötig verteuert. Das ist ein energiepolitisches Desaster. Der solare Ausbau im kleinen Anlagensegment könnte damit zum Erliegen kommen.

Die geplanten Regelungen verschieben die Anreize für den PV-Ausbau grundlegend: Anlagen werden künftig nicht mehr nach dem Dachpotenzial, sondern strikt nach dem maximalen Eigenverbrauch dimensioniert. Das bremst die volle Flächennutzung drastisch aus. Selbst diejenigen, die Wärmepumpe, Speicher oder E-Auto finanziell wie technisch stemmen können, beschränken ihre Investition zwangsläufig auf die zur Deckung des Strombedarfs erforderlichen Kleinanlagen. Zudem verzerrt diese Logik den Effizienzgedanken im Haushalt: Statt Strom zu sparen, entsteht ein Fehlanreiz, möglichst viel Strom selbst zu verbrauchen, um die Anlage wirtschaftlich zu halten.

Für Haushalte mit geringerem Eigenkapital wird der Zugang zu Krediten erschwert, da Banken das Risiko mit höheren Zinsen und damit steigenden Kapitalkosten einpreisen. Mit Blick auf die Klimaziele kann es sich Deutschland jedoch nicht leisten, dass PV-Anlagen kleiner dimensioniert oder gar nicht erst gebaut werden. Ein überstürzter Systemwechsel droht am Ende weit höhere Gesamtkosten zu verursachen, als er kurzfristig einspart.

Unsere Forderungen:

- **Feste Einspeisevergütung** für Kleinanlagen im EEG 2027 beibehalten: Eine einfache und langfristig planbare Einspeisevergütung für Photovoltaikanlagen bis 25 Kilowatt muss erhalten bleiben, damit private Haushalte weiterhin verlässlich investieren können. Die Vergütung muss weiterhin durch das Inbetriebnahmedatum festgelegt werden, um eine sichere Finanzierung zu gewährleisten.
- **Netzbetreiberabnahme:** bringt keine strukturellen Vorteile.
- **Direktvermarktung** nicht erzwingen: Direktvermarktung darf erst dann zum Regelfall werden, wenn sie für kleine Photovoltaikanlagen unter 25 Kilowatt standardisiert und zu akzeptablen Kosten verfügbar ist. Mit dem auf 4 Jahre befristeten Bonus von 1,5 Ct/kWh wird das Problem zwar erkannt, die Lösung allerdings auf die Zukunft verschoben.
- **Marktprämie** auch für kleine Photovoltaikanlagen als Option anbieten: Sofern kleine Photovoltaikanlagen die Direktvermarktungsoption wählen (z.B. über ein Pooling-Angebot), sollten sie gleichberechtigt behandelt werden.
- **Nulleinspeisung** vermeiden: Nulleinspeisung darf nicht zum Regelfall werden, weil sie die vollständige Nutzung der Dachflächen verhindert und der Großteil des Solarstromertrags abgeregelt werden muss.
- **Flexiblen Einsatz von Batteriespeichern** anreizen: Hürden beseitigen und Anreize schaffen, damit Batteriespeicher zwischengespeicherten Solarstrom abends und nachts in das Netz einspeisen.

b) Absenkung der Direktvermarktungsgrenze (§§ 20, 21 EEG-E)

Mit der Streichung der bisherigen 100-kWp-Bagatellgrenze wird die Direktvermarktung ab dem 1. Januar 2027 zum allgemeinen Standard für neue EE-Anlagen. Ausgenommen bleiben lediglich Anlagen unter 25 kW, für die eine zeitlich begrenzte Netzbetreiberabnahme gilt. Anlagen zwischen 25 und 100 kW unterliegen damit künftig der Pflicht zur Börsenvermarktung (§§ 19, 20 EEG-E) – als einzige Alternative verbleibt die unentgeltliche Abnahme durch den Netzbetreiber (§ 21 EEG-E) oder die Nulleinspeisung.

Diese Absenkung der Schwelle birgt vor allem für Privatinvestor:innen, für Bürgerenergiegesellschaften sowie für Projekte auf Mehrfamilienhäusern, Gewerbe- und kommunalen Liegenschaften erhebliche strukturelle Risiken. Da gebäudenah PV-Anlagen typischerweise auf den Eigenverbrauch ausgelegt sind, schwankt die tatsächlich eingespeiste Strommenge stark. Es verbleiben oft geringfügige, schwer kalkulierbare Mengen zur Einspeisung, die für Direktvermarkter

wirtschaftlich unattraktiv sind. Da die Prozesse zwischen Netzbetreibern und Vermarktern aktuell nicht massentauglich sind und hohe Verwaltungskosten verursachen, gibt es am Markt derzeit kaum Anbieter für solche Kleinstmengen. Dachflächen drohen dadurch ungenutzt zu bleiben.

Das bedeutet eine erhebliche finanzielle Belastung. Die verminderte Wirtschaftlichkeit erschwert den Zugang zu Bankkrediten, erhöht die Finanzierungskosten und gefährdet die Realisierung ganzer Projekte.

Verschärfend kommt hinzu, dass alle direktvermarkteten Neuanlagen unabhängig von ihrer Leistung die Auflagen zur Fernsteuerbarkeit und Ist-Einspeisungsabfrage erfüllen müssen (§ 10b EEG-E). Die dafür nötigen Ausrüstungen von Wechselrichtern, Messeinrichtungen und Kommunikationsmodulen verursachen Fixkosten, die nicht proportional mit der Anlagengröße sinken. Bei geringen Einspeisemengen stehen diese Aufwendungen in keinem vertretbaren Verhältnis zu den erzielbaren Vermarktungserlösen und belasten kleinere Anlagen überproportional.

Ein grundlegendes Problem der Reform liegt darin, dass die Pflicht zur Direktvermarktung an ein starres Datum gekoppelt ist, statt sich am tatsächlichen Marktangebot zu orientieren. Die Bundesnetzagentur ist zwar berechtigt, den Zeitraum für Übergangszahlungen der Netzbetreiberabnahme zu verlängern, sofern keine massengeschäftstauglichen Angebote oder genügend Direktvermarktungsanbieter bestehen - allerdings längstens bis zum 31. Dezember 2032. Es bleibt außerdem offen, welche Kriterien zur Beurteilung der Angebote von Direktvermarktern betrachtet werden. Wesentlich wäre, die Bewertung nach wirtschaftlichen Aspekten umzusetzen.

Außerdem ist nicht verständlich, warum Betreiberinnen und Betreiber von Anlagen unter 25 kW nicht an der geförderten Direktvermarktung (gem. § 20 Marktprämie) teilnehmen dürfen. Ihnen wird ungerechtfertigterweise der Zugang zu einem wichtigen Markt versperrt.

Unsere Forderungen

- **Direktvermarktung für Anlagen unter 25 kW:** Aus Gründen der Gleichbehandlung sollten diese Anlagen ebenfalls in die Marktprämien-Förderung einbezogen werden.
- **Einführung der Direktvermarktung an verbindliche Marktreife-Kriterien koppeln:** Die Direktvermarktungspflicht für Anlagen unter 100 kW darf erst in Kraft treten, wenn die Bundesnetzagentur (BNetzA) deren Marktreife offiziell feststellt. Gesetzlich zu verankern sind Kriterien wie die flächendeckende Verfügbarkeit sowie mindestens drei unabhängige Anbieter mit wirtschaftlich tragfähigen Konditionen für Kleinmengen. Der Marktstatus ist von der BNetzA jährlich zu veröffentlichen.

- **Technische Voraussetzungen:** Bevor eine Pflicht greift, müssen die technischen Auflagen (Fernsteuerbarkeit, Smart-Meter-Rollout) kostengünstig verfügbar sein oder entstehende Mehrkosten finanziell ausgeglichen werden.
- **Energy Sharing:** Energy Sharing (§ 42c EnWG) muss gesetzlich als anrechenbare Option bei der Netzentlastung anerkannt und von Netzbetreibern in die vorhandene Marktkommunikation eingebunden werden.

c) Festlegung des anzulegenden Wertes zur Berechnung der Marktpremie (§ 48 EEG 2027-E)

Der Gesetzentwurf kürzt die Förderung im zweiten Segment für Neuanlagen (PV-Dachanlagen von 25 kWp bis 750 kWp nach § 20 (1) EEG-E) auf einen einheitlichen, größenunabhängigen anzulegenden Wert von 6,2 ct/kWh, aus dem sich nach Anlage 1 des Gesetzes die jeweilige Marktpremie errechnet. Zudem gestattet der Entwurf keine Zusatzförderung mehr für Volleinspeiser.

Aus Sicht des SFV ergeben die Veröffentlichungen bei der Förderhöhe zwar administrative Vereinfachungen für Neuanlagen. Allerdings wird die Wirtschaftlichkeit von Aufdach-Anlagen - unabhängig von der Größe der Anlage und den daraus ergebenden Preisentwicklungen für Kleinanlagen - ab 25 kWp erschwert. Die Abschaffung der Volleinspeisevergütung setzt den Anreiz außer Kraft, das vorhandene Dachflächenpotential maximal auszunutzen.

Forderung des SFV:

- **Erhalt der Einspeisevergütung:** für Anlagen unter 25 kW
- **Erhalt der Staffelung:** zur Berechnung des anzulegenden Wertes in § 48 EEG

d) Reduzierung Wirkleistungseinspeisung (§ 9 EEG-E)

Die vorgesehene Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung auf 50 % der installierten Leistung von Photovoltaikanlagen führt dazu, dass ein Teil des erzeugten Solarstroms nicht ins Netz eingespeist werden kann. Besonders betroffen sind Zeiten hoher Sonneneinstrahlung, in denen die Anlagen ihre maximale Leistung erreichen. Ohne zusätzliche Maßnahmen wie Batteriespeicher, Lastverschiebung oder steuerbare Verbrauchseinrichtungen muss die überschüssige Energie abgeregelt werden und geht damit für die Stromversorgung verloren.

Dies verringert die Energieausbeute der Anlagen und verschlechtert ihre Wirtschaftlichkeit. Insbesondere bei kleineren Dachanlagen können die entgangenen Stromerlöse die Investitionsanreize deutlich schwächen. Gleichzeitig wird vorhandenes Erzeugungspotenzial nicht genutzt, obwohl für die Energiewende jede erneuerbar erzeugte Kilowattstunde von Bedeutung ist.

Zwar kann die Maßnahme kurzfristig zur Entlastung lokaler Stromnetze beitragen und Netzengpässe reduzieren. Sie adressiert jedoch nicht die eigentlichen Ursachen der Engpässe, sondern begrenzt die Nutzung erneuerbarer Energien. Langfristig sind daher Netzausbau, Flexibilisierung des Stromsystems, Speicher sowie intelligente Steuerungslösungen die wirksameren Instrumente, um hohe Anteile von Solarstrom in das Energiesystem zu integrieren.

Unsere Forderungen

- **Verteilnetze bedarfsgerecht und vorausschauend ausbauen:**
Die dezentrale Energiewende findet primär auf der Verteilnetzebene statt. Um die rasch wachsende Zahl an Photovoltaikanlagen, Wärmepumpen und E-Fahrzeugen ohne Engpässe zu integrieren, müssen die Verteilnetze beschleunigt digitalisiert, verstärkt und vorausschauend ausgebaut werden.
- **Regionale Direktvermarktung und Energy Sharing flächendeckend etablieren:** Bürgerinnen, Bürger und Kommunen müssen in die Lage versetzt werden, lokal erzeugten Erneuerbaren-Strom unbürokratisch und direkt vor Ort zu nutzen.
- **Prognosebasiertes und systemdienliches Laden von Batteriespeichern gezielt fördern:** Durch den Einsatz intelligenter Energiemanagementsysteme (EMS), die Wetterprognosen, Strompreissignale und Netzlasten berücksichtigen, können Speicher gezielt in Zeiten hoher Sonnen- oder Windausbeute beladen und bei Verbrauchsspitzen entladen werden. Eine gezielte Förderung und Anreizsetzung für solch prognosebasiertes Laden entlastet die Stromnetze effektiv und stabilisiert die Marktpreise.
- **Gezielter Ausbau von Langzeitspeichern für die saisonale Dunkelflaute:**
Neben Kurzzeitspeichern zur Abdeckung tageszeitlicher Schwankungen braucht das Energiesystem leistungsfähige Langzeitspeicher (z. B. Wasserstoff-Speicher, thermische Speicher oder Pumpspeicher), um tagelange Phasen geringer Sonnen- und Windstromproduktion zuverlässig zu überbrücken.

e) Abregelung bei negativen Strompreisen (§§ 51, 51a EEG-E)

Der Gesetzentwurf sieht vor, dass der Vergütungsanspruch für Neuanlagen in Zeiten negativer Börsenstrompreise künftig sofort entfällt (§ 51 Abs. 1 EEG-E). Einzige Ausnahme bilden Anlagen in der Netzbetreiberabnahme ohne intelligentes Messsystem (§ 51 Abs. 2 EEG-E). Zwar sollen die ausgefallenen Stunden theoretisch im 21. Betriebsjahr nachgeholt werden können (§ 51a Abs. 1 EEG-E), doch diese Regelung verschiebt die Wirtschaftlichkeit von Erneuerbare-Energien-Anlagen – insbesondere bei Photovoltaik – grundlegend. Auch die Ausfallvergütung soll ersatzlos entfallen (§ 21 Abs. 1 EEG-E)

Die Verlängerung der Förderdauer ab dem 21. Betriebsjahr löst das Liquiditätsproblem der Anlagen nicht, da die Einnahmen in den ersten Betriebsjahren fehlen, um laufende Kredite, Betriebskosten und Direktvermarkter zu bedienen. Ergänzend entsteht ein struktureller Fehlanreiz bei der Direktvermarktung: Direktvermarkter haben zwar ein Interesse daran, die Einspeisung bei negativen Preisen zu drosseln, nicht jedoch so stark abzuregeln, dass die Preise wieder ins Plus drehen. Andernfalls müssten sie den Betreiber entschädigen. Das finanzielle Risiko verbleibt somit vollständig beim Anlagenbetreiber, während der gewünschte systemische Lenkungseffekt ausbleibt.

Forderungen des SFV

- **Liquidität im laufenden Betrieb sichern:** Der Vergütungsausfall muss am Ende des Betriebsjahres abgedeckt werden. Eine Verlängerung nach 20 Jahren gleicht akute Einnahmenverluste nicht aus.

f) Contract for Difference bzw. Refinanzierungsbeitrag (§ 21d)

Für PV-Gebäudeanlagen ab 100 kW sollen künftig zweiseitig ausgestaltete Differenzverträge (Contracts for Difference, CfD) gelten. Das Prinzip: Liegt der an der Strombörse erzielte Jahresmarktwert unter dem gesetzlich festgelegten anzulegenden Wert, erhält der Betreiber die Differenz vom Staat. Neu und problematisch ist die Kehrseite: Übersteigt der Jahresmarktwert den anzulegenden Wert, sind Betreiber verpflichtet, den Mehrerlös als sogenannten Refinanzierungsbeitrag („Clawback“) an den Netzbetreiber abzuführen.

Was auf den ersten Blick als symmetrische Risikoverteilung erscheint, ist in der Praxis eine einseitige Belastung: Gewinne, die in wirtschaftlich günstigen Jahren erzielt werden, dienen nicht der Refinanzierung der Investition oder dem Aufbau von Rücklagen für schlechtere Jahre, sie werden

abgeschöpft. Für Projektentwickler, Bürgerenergiegesellschaften und kleine gewerbliche Betreiber bedeutet das eine fundamentale Planungsunsicherheit: Die Erlösobergrenzen sind gedeckelt, die Kostenrisiken jedoch nicht. Kein Finanzierungsmodell kann dauerhaft auf einer asymmetrischen Risikostruktur aufgebaut werden, bei der Verluste sozialisiert, Gewinne aber abgeführt werden müssen.

Das CfD-Modell setzt ein energiepolitisch falsches Signal. Investitionsanreize für Großanlagen, innovative Geschäftsmodelle und insbesondere für Bürgerenergiegesellschaften werden durch die Gewinnabschöpfung empfindlich geschwächt. Wer nicht weiß, welchen Anteil seiner Erlöse er behalten darf, investiert weniger oder gar nicht. Die Energiewende braucht aber genau das Gegenteil: einen verlässlichen, langfristigen Investitionsrahmen, der privates Kapital in großem Maßstab mobilisiert.

Bemerkenswert ist dabei die energiepolitische Asymmetrie, die das EEG 2027 fest schreibt: Für fossile Kraftwerke hat es zu keinem Zeitpunkt eine vergleichbare Gewinnabschöpfung gegeben – nicht in Jahren hoher Gaspreise, nicht während der Energiekrise 2022/23, als konventionelle Erzeuger Rekordgewinne einfuhren. Die seit Jahren stark subventionierten Kraftwerke werden in die CDF-Neuregelungen nicht mit einbezogen. Dass ausgerechnet klimafreundliche Erneuerbaren-Anlagen dem Clawback-Mechanismus unterworfen werden sollen, während fossile Erzeugung unbeschränkt von Marktpreisschwankungen profitieren durfte, ist nicht nur wirtschaftspolitisch inkonsistent, es ist ein Systemfehler, der die Glaubwürdigkeit der deutschen Energiewende beschädigt.

Unsere Forderung

- **Schaffung einer Gleichberechtigung für alle Erzeugungsanlagen:** Fossile Subventionen in Überlegungen zu einer Gewinnabschöpfung einbeziehen
- **De-Minimis-Regel für Erneuerbare:** Anlagen bis 200 kW sollen von Gewinnabschöpfungen ausgeschlossen werden. Mehreinnahmen sollten dazu genutzt werden können, Innovationen umzusetzen, den Mehraufwand von Bürgerenergiegemeinschaften zu stützen und/oder die finanzielle Beteiligung an den Kommunalaufgaben zu erfüllen (§ 6 EEG-E).

g) Ausschreibungen (§ 28 ff EEG-E)

Die bisherigen Erfahrungen zeigen unmissverständlich: Ausschreibungsverfahren sind kein wirksames Instrument, um Klimaschutzinvestitionen in der politisch geforderten Geschwindigkeit

voranzutreiben. Da Ausschreibungen bereits mehrfach drastisch überzeichnet waren, wirkt das System wie ein künstlicher Flaschenhals. Bis zum Jahr 2030 müssten die Solarflächen in Deutschland rechnerisch verdreifacht werden. Doch anstatt alle willigen EE-Investoren mitzunehmen und jedes verfügbare Dach und jede Freifläche zu mobilisieren, limitieren die staatlich vorgegebenen Ausschreibungsmengen den jährlichen Zubau künstlich.

Mit den neuen Plänen verschärft sich diese Bremse weiter: Künftig sollen bereits alle Photovoltaik-Anlagen ab 750 kWp (statt der bisherigen Grenze von 1 MWp) verpflichtend an den Ausschreibungen teilnehmen. Diese Herabsetzung der Schwelle hat fatale Folgen für die Betreiberstruktur und die Energiewende insgesamt:

- Benachteiligung der Bürgerenergie: Ausschreibungsverfahren sind von Natur aus auf Großinvestoren und kommerzielle Anbieter optimiert. Bürgerenergie-Projekte, Genossenschaften und kommunale Akteure können hier kaum mithalten. Sie tragen aufgrund ihrer demokratischen und dezentralen Struktur deutlich höhere Kosten für Planung, Verwaltung und Bürokratie. Ein fairer Wettbewerb mit rein profitorientierten Großkonzernen ist unter diesen Bedingungen unmöglich.
- Verlust von Innovation und Projekten: Der enorme Preisdruck innerhalb des Ausschreibungsregimes schränkt die Akteursvielfalt drastisch ein. Kostenintensive, aber ökologisch oder sozial wertvolle Innovationen (wie etwa Agri-PV oder partizipative Quartierskonzepte) fallen durch das Raster. Am Ende führt das starre System dazu, dass eine Vielzahl bereits fertig geplanter und dringend benötigter Projekte schlicht niemals umgesetzt wird.

Unsere Forderungen:

- **Ausschreibungen behindern die Energiewende.** Die Ausschreibungen sollen abgeschafft oder die Ausschreibungsmenge deutlich nach oben angepasst werden.