

Stellungnahme der Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften beim DGRV – Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband e. V. zum Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor

I. Vorbemerkung

Wir bedanken uns für die Möglichkeit zur Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor vom 17. Juli 2026 (EEG-E).

1.000 Energiegenossenschaften sind beim DGRV – Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband e. V. organisiert. Der DGRV bringt damit die Perspektive einer der größten zivilgesellschaftlichen Akteursgruppen, die sich am Ausbau der erneuerbaren Energien beteiligen, ein. Genossenschaften ermöglichen die **aktive Teilhabe** von breiten Teilen der Gesellschaft an der Energiewende und leisten einen wichtigen Beitrag zur **Akzeptanz** und Motivation für den Ausbau der Erneuerbaren Energien. Sie hebeln privates Kapital der Bürgerinnen und Bürger für die Energiewende. Über 220.000 Menschen bringen sich bereits in genossenschaftlichen EE-Projekten ein: von der Strom- und Wärmeproduktion über den Betrieb von Strom- und Wärmenetzen, die Vermarktung von Strom und Wärme bis hin zu Elektromobilität und Energieeffizienz. **Eine erfolgreiche Strom-, Wärme- und Mobilitätswende ist auf private Investitionen und das Engagement der Bevölkerung angewiesen.**

Nachfolgend stellen wir zunächst positive und zu kritisierende Neuregelungen im Entwurf vor. Anschließend folgen unsere Positionen (im Überblick und ausführlich begründet).

II. Positive Neuerungen im EEG-E

1. Privilegierung der Bioenergie bei der Mehrerlösabschöpfung

Ein wesentlicher Fortschritt ist die explizite Ausnahme von Biomasseanlagen von der neuen Abschöpfungspflicht (Refinanzierungsbeitrag) im Rahmen der Differenzkontrakte gemäß § 20a EEG-E. Diese Entscheidung trägt der besonderen Bedeutung der Bioenergie als flexibles und grundlastfähigen Partner von Wind- und Solarkraft Rechnung. Bioenergieanlagen sind für die Systemstabilität und Versorgungssicherheit unverzichtbar.

2. Rechtssicherheit durch präzisierte Anlagenzusammenfassung

Die Neuregelung der Anlagenzusammenfassung in § 24 EEG-E ist ein positiver Schritt für die PV-Projektentwicklung. Künftig werden Solar-Freiflächenanlagen (Segment 1) nicht mehr pauschal mit Gebäudeanlagen oder Lärmschutzwänden zusammengerechnet. Besonders positiv hervorzuheben ist die neue Trennung zwischen privilegierten Solar-Freiflächen im Außenbereich (§ 35 BauGB) und Projekten innerhalb von Bebauungsplänen (§ 30 BauGB). Dies verhindert sachwidrige Einstufungen als Großanlage und verbessert die Planungssicherheit.

3. Langfristige Planungssicherheit durch hohe Ausschreibungsvolumina

Die Verstetigung sowie die Erhöhung der Ausbaupfade bis zum Jahr 2032 bietet der Branche ein verlässliches Fundament. Mit jährlichen Volumina von 10.000 bis 15.000 MW für Windenergie an Land und 14.000 MW für Solaranlagen des ersten Segments werden die Kapazitäten für kosteneffiziente Technologien gestärkt. Dies ermöglicht den Aufbau stabiler Projektpipelines und sichert den notwendigen Zubau für die Klimaziele.

4. Bestandssicherung und Förderung kleiner Bioenergieanlagen

Die flankierenden Änderungen in der EEV enthalten wichtige Verbesserungen für den Bestand an Biogas- und Güllekleinanlagen. Durch die Verlängerung des Zahlungsanspruchs bis 2032 und die Ausweitung der Anschlussfrist auf 12 Jahre wird wertvolle steuerbare Leistung gesichert. Ebenfalls begrüßen wir die Anhebung der Vergütungssätze: Für Anlagen unter 75 kW steigt der Satz auf 20,4 ct/kWh. Für Anlagen von 75 kW bis 150 kW werden künftig 18,1 ct/kWh gewährt.

III. Kritische Positionen zum EEG-E

Die überwiegende Mehrheit der Energiegenossenschaften betreibt Photovoltaik-Projekte (PV-Projekte) in unterschiedlichen Größen. Deswegen blicken wir mit größter Sorge insbesondere auf die geplanten Änderungen des EEG 2027 im Bereich der Photovoltaik-Dachanlagen. Aus der Perspektive der energiegenossenschaftlichen Praxis lehnen wir die Änderungen wie

- der technische und marktliche Direktvermarktungszwang für alle Neuanlagen bis 100 kWp,
- die Abschaffung der fixen Einspeisevergütung bis 100 kWp,
- die Abschaffung von § 37d EEG 2023

und die Absenkung sowie Überarbeitung der Einspeisevergütung/Marktprämie für PV-Anlagen unter 1.000 kWp in § 48 EEG-E ab. Diese Regelungen würden dazu führen, dass viele PV-Projekte unwirtschaftlich und damit für die EE-Ausbau- und Klimaziele fehlen werden.

Ferner sehen wir mit Sorge, dass

- der Ausbaupfad für die Biomasse in § 4 S. 1 Nr. 4 EEG-E nicht bei den notwendigen 2,5 GW pro Jahr bis 2032 liegen soll,
- die Differenzverträge gemäß § 20a EEG-E ohne Marktwertkorridor und mit einer Bagatellgrenze von 100 kW ausgestaltet,
- die Bürgerenergieregeln in §§ 3 Nr. 15a, 22, 22b, 46 EEG 2023 nicht praxisnah angepasst und
- die Wirkleistungsbegrenzung der Netzbetreiber und damit der Bezugspunkt der Steuerung für EE-Anlagen nicht auf den Netzanschlusspunkt zurückgesetzt

werden sollen.

IV. Zusammenfassung unserer Positionen

1. Die Ausnahme von den technischen Anforderungen des § 10b EEG-E für Anlagen bis 25 kW sollte unverändert beibehalten werden. Eine verpflichtende Marktsteuerung über

- iMSys sollte erst dann gesetzlich festgeschrieben werden, wenn die technologischen Schnittstellen, die Marktkommunikation und die prozessualen Abläufe zweifelsfrei massengeschäftstauglich und kosteneffizient zur Verfügung stehen.
2. Die Einspeisevergütung für Anlagen kleiner 25 kWp gemäß § 20 Satz 1 Nr. 1 EEG 2023 sollte beibehalten werden. Ferner sind differenzierte und praxistaugliche Regelungen erforderlich, bei denen Anforderungen und Erlösperspektiven für Kleinanlagen in einem wirtschaftlich angemessenen Verhältnis stehen.
 3. § 20a EEG-E sollte grundsätzlich beibehalten, jedoch gezielt nachgebessert werden. Der Refinanzierungsbeitrag sollte weiterhin auf tatsächlicher Erzeugung (produktionsabhängig) basieren sowie der Marktwertkorridor insgesamt ausreichend und dynamisch ausgestaltet werden. Darüber hinaus sind eine angemessene Anhebung der Bagatellgrenze auf 200 kW sicherzustellen.
 4. Die Einspeisevergütung unter 100 kWp gemäß §§ 20 S. 1 Nr. 1, 21 EEG 2023 sollte beibehalten und die Direktvermarktungspflicht unter 100 kWp in § 10b Abs. 1 EEG-E sollte nicht eingeführt werden.
 5. Anpassungen der Bürgerenergieregungen in §§ 3 Nr. 15a, 22, 22b, 46 EEG 2023:
 - a. Im Rahmen der laufenden EEG-Novelle sollten keine Neuerungen eingeführt werden, die die Regelungen für Bürgerenergiegesellschaften in den §§ 3 Nr. 15, 22b EEG wirtschaftlich und finanziell deckeln.
 - b. Bürgerenergiegesellschaften sollten zukünftig § 22b EEG 2023 mit sechs Windenergieanlagen nutzen können.
 - c. § 22b EEG 2023 sollte so angepasst werden, dass eine finanzierende Bank das Projekt der Bürgerenergiegesellschaft übernehmen kann, wenn die Gesellschaft die Voraussetzungen von § 22b EEG 2023 nicht mehr erfüllt.
 - d. Die Beschränkung für Bürgerenergiegesellschaften auf Projekte pro Technologie in einem festgelegten Zeitraum in § 22b Abs. 1 Nr. 3, Abs. 2 Nr. 2, Abs. 5 EEG 2023 sollte gestrichen werden.
 - e. § 46 EEG 2023 sollte angepasst werden, so dass für die Bestimmung des anzulegenden Wertes auf die Meldung bei der Bundesnetzagentur und nicht auf das Vorvorjahr der Inbetriebnahme abgestellt wird.
 6. Die Aufhebung von § 37d EEG sollte nicht umgesetzt werden. Vielmehr sollte das bestehende Segment für besondere Solaranlagen fortgeführt und gezielt weiterentwickelt werden. Dazu gehört insbesondere eine verlässliche Ausgestaltung der Ausschreibungsvolumina mit einem klar definierten Ausbaupfad, um Investitionssicherheit zu gewährleisten und Skalierungseffekte zu ermöglichen.
 7. Die vorgesehenen Änderungen in § 48 EEG-E sollten nicht umgesetzt werden. Differenzierte Vergütungssätze für Gebäude-Photovoltaik sollten beibehalten und sachgerecht weiterentwickelt werden. Der Volleinspeisebonus und der Bonus für kleine Agri-PV-Anlagen sollten ebenfalls erhalten bleiben.
 8. Der Bericht zur Bürgerenergie gemäß § 99b EEG sollte nicht gestrichen werden.
 9. In den EEG-Entwurf sollte eine Mengenförderung aufgenommen werden. Sie kann dazu beitragen, Preisrisiken zu reduzieren, negative Strompreise zu begrenzen und die Investitionssicherheit für erneuerbare Energien zu stärken.
 10. Aus Sicht der Bundesgeschäftsstelle sollte die Wirkleistungsbegrenzung der Netzbetreiber und damit der Bezugspunkt der Steuerung für EE-Anlagen wieder auf den Netzanschlusspunkt zurückgelegt werden.

11. Die PV-Freiflächenkulisse sollte erweitert werden sowie die Pachtpreise für PV-Freiflächen- und Windenergie-an-Land-Projekte sollten nach einer sachgerechten Erarbeitung eines Vorschlags gedeckelt werden.

V. Erläuterungen zu den Positionen

1. Anforderungen des § 10b EEG-E für Anlagen bis 25 kW nicht einführen

Gegen die im Referentenentwurf vorgesehene Neufassung des § 10b Abs. 1 EEG-E, welche die technischen Anforderungen zur Direktvermarktung ausnahmslos auf alle Neuanlagen ausweitet, gibt es erhebliche fachliche Bedenken. Die Streichung der bisherigen 25-kW-Bagatellgrenze wird offiziell mit einer tieferen Markt- und Systemintegration begründet, erkennt jedoch die energiewirtschaftlichen Realitäten im Kleinanlagensegment. Da bereits zum jetzigen Zeitpunkt sämtliche Einspeisemengen über die Übertragungsnetzbetreiber an der Strombörse verwertet werden, führt eine zusätzliche technische Aufrüstung zur Fernsteuerbarkeit bei Kleinstanlagen zu keinerlei Verhaltensänderung oder einer verbesserten Systemintegration. Vielmehr entstehen dadurch administrative und finanzielle Belastungen, denen kein energiewirtschaftlicher Nutzen gegenübersteht.

Ein gravierendes Hindernis stellt zudem die mangelnde Verfügbarkeit massengeschäftstauglicher Infrastrukturen dar; insbesondere die Steuerung über intelligente Messsysteme (iMSys) ist in der breiten Praxis noch nicht in dem Maße etabliert, wie es für eine verpflichtende Einbindung von Kleinstanlagen zwingend erforderlich wäre. Die vorgesehenen Verschärfungen wirken somit nicht als förderliche Marktintegration, sondern als faktische Hürde für dezentrale Erzeugungsmodelle. Besonders kritisch ist dies im Bereich der Photovoltaik-Kleinstanlagen zu bewerten, wo innovative Ansätze wie die Aggregation vieler Einzelanlagen oder die Kopplung mit Batteriespeichern auf die bisherigen technischen Erleichterungen angewiesen sind. Ein Wegfall dieser Ausnahmen würde bewährte und zukunftsweisende Geschäftsmodelle wirtschaftlich unmöglich machen.

Darüber hinaus müssen die Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit für Windenergie- und Bestandsanlagen verhältnismäßig bleiben. Viele im Betrieb befindliche Anlagen verfügen lediglich über stufenweise Regelungsmöglichkeiten. Eine Forderung nach stufenloser Regelbarkeit würde bei älteren Anlagentypen einen technisch unverhältnismäßigen Nachrüstaufwand bedeuten und im schlechtesten Fall dazu führen, dass marktfinanziertes Erzeugungspotenzial ungenutzt bleibt. Es ist daher essenziell, technische Vorgaben auf das tatsächlich Machbare zu beschränken und durch klare Übergangsfristen abzusichern.

Vorschlag: Die Ausnahme von den technischen Anforderungen des § 10b EEG-E für Anlagen bis 25 kW sollten unverändert beibehalten werden. Eine verpflichtende Marktsteuerung über iMSys sollte erst dann gesetzlich festgeschrieben werden, wenn die technologischen Schnittstellen, die Marktkommunikation und die prozessualen Abläufe zweifelsfrei massengeschäftstauglich und kosteneffizient zur Verfügung stehen.

2. Einspeisevergütung für Anlagen kleiner 25 kWp beibehalten

Der EEG-Referentenentwurf sieht vor, den Anspruch auf Zahlung einer Marktprämie künftig auf Anlagen mit einer installierten Leistung von mindestens 25 kW zu begrenzen. Für kleinere Neuanlagen entfällt damit faktisch die Förderung der eingespeisten

Strommengen. Diese Anlagen sind künftig auf ungeforderte Vermarktungsformen, unentgeltliche Abnahme oder auf Übergangsregelungen angewiesen. Ziel der Regelung ist es laut Begründung, dieses Segment stärker auf Eigenverbrauch, Speicherlösungen und eine reduzierte Einspeisung auszurichten.

Diese geplante Anpassung sehen wir kritisch. Sie betrifft insbesondere Kleinanlagen im Bereich der Photovoltaik sowie kleine Wasserkraftanlagen und dürfte zu einem spürbaren Rückgang des Ausbaus führen. Es besteht die Gefahr, dass Anlagen künftig nicht mehr am technisch verfügbaren Potenzial, sondern primär am Eigenverbrauch ausgerichtet werden. Dies würde dazu führen, dass vorhandene Dachflächen nicht vollständig genutzt und zusätzliche erneuerbare Strommengen nicht erschlossen werden.

Hinzu kommt, dass die EEG-Förderung für viele private und gewerbliche Investitionsentscheidungen weiterhin eine zentrale wirtschaftliche Grundlage darstellt. Ein Wegfall dieser Absicherung für Anlagen unterhalb von 25 kW kann daher die Nachfrage erheblich dämpfen. Gleichzeitig entsteht ein Zielkonflikt zu bestehenden Solarpflichten: Einerseits müssen Anlagen errichtet werden, andererseits werden aber keine verlässlichen Einnahmen aus Einspeisung generiert und zugleich bestehen zusätzliche technische Anforderungen.

Zudem ist die verpflichtende Direktvermarktung für kleine Anlagen häufig mit prohibitiv hohen Kosten verbunden. In vielen Fällen stehen die Vermarktungsentgelte in keinem angemessenen Verhältnis zu den erzielbaren Erlösen. Bereits heute zeigt sich, dass es selbst bei größeren Anlagen schwierig ist, geeignete Direktvermarkter zu finden. Für kleinere Anlagen verschärft sich dieses Problem weiter, sodass das Risiko eines faktischen Marktausschlusses besteht. An diesen praktischen Konsequenzen ändert auch der abgestufte Übergang gemäß § 21 Abs. 1 Nr. 1 a), b) und c) EEG-E und die auf 36 Monate befristete und abgestufte Übergangszahlung gemäß § 25 Abs. 1a EEG-E nichts. Dies würde Anreize verstärken, Anlagen als Nulleinspeisung oder rein eigenverbrauchsoptimiert auszuliegen.

Auch Mieterstrom- oder gemeinschaftliche Gebäudeversorgungskonzepte können betroffen sein, da die EEG-Förderung hier häufig eine wichtige wirtschaftliche Grundlage für die Umsetzung darstellt. Zusätzliche Unsicherheiten können dazu führen, dass Projekte reduziert oder nicht realisiert werden.

Vorschlag: Die Einspeisevergütung für Anlagen kleiner 25 kWp gemäß § 20 Satz 1 Nr. 1 EEG 2023 sollte beibehalten werden. Ferner sind differenzierte und praxistaugliche Regelungen erforderlich, bei denen Anforderungen und Erlösperspektiven für Kleinanlagen in einem wirtschaftlich angemessenen Verhältnis stehen.

3. Differenzvertragsregelungen in § 20a anpassen

Mit §§ 3 Nr. 34, 20a, 23a EEG-E werden zweiseitige Differenzverträge (CfD) mit einem Refinanzierungsbeitrag eingeführt. Danach sind Anlagenbetreiber verpflichtet, Zahlungen an den Netzbetreiber zu leisten, wenn der erzielte Jahresmarktwert den anzulegenden Wert zuzüglich eines noch festzulegenden Korridors überschreitet. Die Regelung gilt grundsätzlich für Neuanlagen im EEG 2027, insbesondere für Ausschreibungsanlagen sowie für Anlagen mit entsprechender Erklärung nach § 19 Abs. 2 EEG-E. Ausgenommen sind unter anderem Biomasseanlagen sowie kleinere Anlagen unterhalb einer

Leistungsschwelle von 100 kW. Bemessungsgrundlage des Beitrags sind die tatsächlich eingespeisten Strommengen.

Wir bewerten es grundsätzlich positiv, dass die Ausgestaltung des Mechanismus auf tatsächlich erzeugte und eingespeiste Strommengen (produktionsabhängig) abstellt. Eine solche produktionsbasierte Logik ist sachgerechter als rein rechnerische Erlösansätze und kann dazu beitragen, Risiken zu reduzieren sowie stabile und transparente Marktbedingungen zu fördern. Ebenfalls positiv ist die vorgesehene Absicherung durch einen Mindesterlös, der sicherstellen soll, dass Anlagen auch bei niedrigen Marktpreisen wirtschaftlich weiter betrieben werden können.

Die konkrete Ausgestaltung des vorgesehenen Marktwertkorridors ist jedoch von zentraler Bedeutung. Dieser muss ausreichend dimensioniert sein, um reale Kosten- und Risikofaktoren der Direktvermarktung angemessen abzubilden. Mit steigenden Strompreisen erhöhen sich in der Praxis regelmäßig auch Prognoseunsicherheiten, Ausgleichsenergiekosten und Abregelungsrisiken, die sich unmittelbar in steigenden Vermarktungsentgelten niederschlagen. Werden diese Effekte im Korridor nicht berücksichtigt, besteht die Gefahr, dass faktisch mehr abgeschöpft wird als lediglich der Erlös oberhalb des anzulegenden Werts.

Ein zu eng definierter oder fehlender Korridor hätte zudem negative wirtschaftliche Effekte. Anlagenbetreiber und Bieter würden zusätzliche Unsicherheiten vorsorglich in ihre Gebote einpreisen, was potenziell zu höheren Förderkosten führen kann.

Darüber hinaus ist sicherzustellen, dass der Refinanzierungsmechanismus bestehende Vermarktungsmodelle – insbesondere Power Purchase Agreements (PPA) – nicht behindert. Gerade bei kurz- und mittelfristigen Vertragsmodellen können Abweichungen zwischen tatsächlich erzielten Erlösen und pauschalen Referenzwerten erhebliche Risiken verursachen. Eine praxistaugliche Ausgestaltung sollte daher die Integration solcher Modelle ermöglichen und unnötige zusätzliche Belastungen vermeiden.

Sachgerecht ist die vorgesehene Bagatellregelung für kleinere Anlagen. Allerdings erscheint die Schwelle von 100 kW zu niedrig, da der administrative Aufwand und die wirtschaftlichen Effekte in diesem Segment häufig in keinem angemessenen Verhältnis stehen. Eine Anhebung dieser Grenze auf 200 kW würde die Regelung praxisnäher gestalten.

Vorschlag: § 20a EEG-E sollte grundsätzlich beibehalten, jedoch gezielt nachgebessert werden. Der Refinanzierungsbeitrag sollte weiterhin auf tatsächlicher Erzeugung (produktionsabhängig) basieren sowie der Marktwertkorridor insgesamt ausreichend und dynamisch ausgestaltet werden. Darüber hinaus sind eine angemessene Anhebung der Bagatellgrenze auf 200 kW sicherzustellen.

4. Einspeisevergütung unter 100 kWp sollte beibehalten und Direktvermarktungspflicht unter 100 kWp sollte nicht eingeführt werden

§ 21 EEG-E ändert die finanzielle Förderung grundlegend neu. Zentrale Elemente sind dabei die Abschaffung der Einspeisevergütung sowie eine stärkere Ausrichtung auf Marktmechanismen, u. a. durch die Einführung der Netzbetreiberabnahme. In der Konsequenz wird damit die Direktvermarktungsgrenze von 100 kW abgeschafft und zukünftig müssen alle Anlagen abgestuft bis 2029 direkt vermarktet werden.

Die Bundesgeschäftsstelle sieht diese Neuausrichtung sehr kritisch. Für das Erreichen der Ausbauziele im Bereich der Photovoltaik ist das mittlere Anlagensegment zwischen 30 und 1.000 kWp von großer Bedeutung. Viele kleine und mittelgroße Marktakteure wie z.B. die Energiegenossenschaften konzentrieren sich auf diese Anlagengröße. Durch den abgestuften Wegfall der Direktvermarktungsgrenze befürchten wir eine massive Einschränkung ihrer Handlungsfähigkeit. Kein Direktvermarkter ist bereit, den Strom aus PV-Anlagen mit einer Leistung unter 100 kWp zu vermarkten. Die aufwändige Direktvermarktung kleinerer Anlagen würde die Dienstleistungsentgelte derart ansteigen lassen, dass eine wirtschaftliche Projektumsetzung nicht mehr möglich wäre. Insbesondere bei kleinen Anlagen stehen zusätzliche Kosten und administrative Anforderungen häufig in keinem angemessenen Verhältnis zu den erzielbaren Erlösen. Die Kosten für die technischen Einrichtungen für die Direktvermarktung kommen für diese Anlagen noch hinzu. An diesen praktischen Konsequenzen ändert auch der abgestufte Übergang gemäß § 21 Abs. 1 Nr. 1 a), b) und c) EEG-E und die auf 36 Monate befristete und abgestufte Übergangszahlung gemäß § 25 Abs. 1a EEG-E nichts.

Ferner wird mit dem Wegfall der Einspeisevergütung in ein bewährtes und investitionsrelevantes System eingegriffen, das insbesondere im dezentralen Bereich bislang als stabile Grundlage für Projekte diente. Gerade im Segment der PV-Dachanlagen, das wesentlich von einfachen und planbaren Vergütungsstrukturen profitiert, drohen spürbare Einbußen beim weiteren Ausbau. Damit wäre ein zentraler Bestandteil der Energiewende betroffen.

Vorschlag: Die Einspeisevergütung unter 100 kWp gemäß §§ 20 S. 1 Nr. 1, 21 EEG 2023 sollte beibehalten und die Direktvermarktungspflicht unter 100 kWp in § 10b Abs. 1 EEG-E sollte nicht eingeführt werden.

5. Anpassungen der Bürgerenergieregeln in §§ 22, 22b, 46 EEG 2023

a. Leistungsgrenze in § 22 EEG 2023 anpassen

Die bisherige Leistungsbegrenzung für Windenergieanlagen an Land von Bürgerenergiegesellschaften auf 18 MW gemäß § 22 EEG 2023, um die Regelung von § 22b EEG 2023 nutzen zu können, orientiert sich an überholten technischen Annahmen und entspricht nicht mehr dem aktuellen Stand der Anlagentechnik. Anstelle einer starren Leistungsgrenze sollte eine Begrenzung auf sechs Windenergieanlagen in Betracht gezogen werden. Diese Möglichkeit ergibt sich auch aus dem europäischen Energierecht.

Vorschlag: Bürgerenergiegesellschaften sollten zukünftig § 22b EEG 2023 mit sechs Windenergieanlagen nutzen können.

b. Rechtsfolgen von § 22b EEG 2023 bei Nichterfüllung überarbeiten

Der Entwurf enthält keine eindeutige Regelung zu den Konsequenzen, wenn eine Bürgerenergiegesellschaft die Voraussetzungen des § 22b EEG 2023 nicht mehr erfüllt. Diese Unklarheit führt zu erheblichen Unsicherheiten, insbesondere bei der Finanzierung von Projekten durch Banken. Es bedarf daher einer expliziten gesetzlichen Festlegung der Rechtsfolgen, die eine Fremdkapitalfinanzierung ermöglicht, wie z.B. die Möglichkeit für Banken, das

Bürgerenergiegesellschaftsprojekt zu verwerten, wenn die Voraussetzungen von § 22b EEG 2023 nicht mehr erfüllt sind.

Vorschlag: § 22b EEG 2023 sollte so angepasst werden, dass eine finanzierende Bank das Projekt der Bürgerenergiegesellschaft übernehmen kann, wenn die Gesellschaft die Voraussetzungen von § 22b EEG 2023 nicht mehr erfüllt.

c. Zeitliche Beschränkung zur Projektumsetzung von Bürgerenergiegesellschaften aufheben

Gemäß § 22b Abs. 1 Nr. 3, Abs. 5, Abs. 2 Nr. 2, Abs. 5 EEG 2023 sind Bürgerenergiegesellschaften, ihre Mitglieder als juristische Personen und mit ihnen verbundene Unternehmen darauf beschränkt, nicht mehr als ein PV- und Windprojekt innerhalb von drei Jahren umzusetzen. Angesichts der strengen Anforderungen, die Bürgerenergiegesellschaften gemäß § 3 Nr. 15 EEG 2023 erfüllen müssen, sollten diese Begrenzungen hinsichtlich der Anzahl von Projekten pro Technologie und einem festgelegten Zeitraum aufgehoben werden. Es sollten vielmehr Möglichkeiten - auch für Energiegenossenschaften – geschaffen werden, um die äußerst ambitionierten Ziele für den Ausbau der Photovoltaik und der Windenergie an Land zu erreichen.

Vorschlag: Die **Beschränkung für Bürgerenergiegesellschaften** auf Projekte pro **Technologie** in einem festgelegten **Zeitraum** in § 22b Abs. 1 Nr. 3, Abs. 2 Nr. 2, Abs. 5 EEG 2023 sollte **gestrichen** werden.

d. § 46 EEG 2023 anpassen

Die Berechnung der Vergütung für Windenergieanlagen knüpft derzeit u. a. an Strommarktwerte an, die zwei Jahre vor der Inbetriebnahme liegen. Da der Zeitpunkt der Inbetriebnahme bei Finanzierungsentscheidungen regelmäßig noch nicht feststeht, entsteht eine erhebliche Unsicherheit hinsichtlich der tatsächlichen Erlöse. Dies erschwert die Kreditvergabe und kann Finanzierungskosten erhöhen. Um Planungssicherheit herzustellen, sollte für die Bestimmung des anzulegenden Werts auf ein klar definiertes Datum abgestellt werden, insbesondere auf die Meldung bei der Bundesnetzagentur. Eine entsprechende gesetzliche Präzisierung in § 46 EEG 2023 sollte umgesetzt werden.

Vorschlag: § 46 EEG 2023 sollte angepasst werden, so dass für die Bestimmung des anzulegenden Werts auf die Meldung bei der Bundesnetzagentur und nicht auf das Vorvorjahr der Inbetriebnahme abgestellt wird.

6. Untersegment für besondere Photovoltaikanlagen nicht streichen

Die Regelung des § 37d EEG und damit das separate Ausschreibungssegment für besondere Solaranlagen soll gestrichen werden. Darunter fallen insbesondere Anlagenkonzepte wie Agri-Photovoltaik, Parkplatz-PV, Floating-PV sowie Moor-PV. Energiegenossenschaften haben insbesondere Agri-PV-Projekte realisiert.

Diese geplante Änderung sehen wir kritisch. Besondere Solaranlagen leisten einen eigenständigen Beitrag zur Energiewende, da sie Nutzungskonflikte um Flächen entschärfen, Mehrfachnutzungen ermöglichen und zusätzliche Akzeptanz erzeugen. Dies gilt insbesondere für Agri-PV, bei der landwirtschaftliche Nutzung und Stromerzeugung kombiniert werden. Das bestehende Untersegment stellt hierfür einen wichtigen Rahmen dar, um Markteintritt und Skalierung dieser Technologien zu unterstützen.

Eine ersatzlose Streichung würde zudem negative Signale hinsichtlich der Verlässlichkeit regulatorischer Rahmenbedingungen senden. In Erwartung der Weiterentwicklung dieses Segments haben auch Energiegenossenschaften in entsprechende Projektentwicklungen investiert. Eine kurzfristige Änderung könnte diese Vorleistungen entwerten und die weitere Marktentwicklung deutlich bremsen.

Vorschlag: Die Aufhebung von § 37d EEG sollte nicht umgesetzt werden. Vielmehr sollte das bestehende Segment für besondere Solaranlagen fortgeführt und gezielt weiterentwickelt werden. Dazu gehört insbesondere eine verlässliche Ausgestaltung der Ausschreibungsvolumina mit einem klar definierten Ausbaupfad, um Investitionssicherheit zu gewährleisten und Skalierungseffekte zu ermöglichen.

7. Differenzierten PV-Vergütungssätze, Volleinspeisebonus und Bonus für kleine Agri-PV-Projekte sollten erhalten bleiben

Der Referentenentwurf zum EEG 2027 plant in § 48 eine umfassende Neugestaltung der Vergütungssystematik für Solaranlagen außerhalb von Ausschreibungen. Künftig soll ein einheitlicher anzulegender Wert von 6,2 ct/kWh gelten. Gleichzeitig werden die bislang differenzierten Vergütungssätze für verschiedene Anlagentypen – insbesondere im Bereich der Gebäude-Photovoltaik – aufgegeben. So sollen insbesondere der bislang vorgesehene Bonus für Volleinspeiseanlagen sowie höhere Förderungen für kleinere Agri-PV-Projekte außerhalb der Ausschreibung gestrichen werden.

Diese Neuausrichtung bewertet die Bundesgeschäftsstelle sehr kritisch. Gebäude-PV-Projekte sind das wichtigste unternehmerische Betätigungsfeld für Energiegenossenschaften. Die geplanten Anpassungen gehen über eine bloße Vereinfachung der Vergütung hinaus und führen faktisch zu einer Absenkung zentraler Förderbestandteile. Insbesondere Dachanlagen, deren Wirtschaftlichkeit nicht ausschließlich auf Eigenverbrauch basiert, werden dadurch spürbar geschwächt.

Der Wegfall des Volleinspeisebonus ist dabei von besonderer Bedeutung. Bisher stellte dieser Mechanismus einen wichtigen Anreiz dar, vorhandene Dachflächen vollständig für die Stromerzeugung zu nutzen – etwa im Gewerbe, in der Landwirtschaft oder in Mehrfamilienhäusern. Ohne diesen Impuls besteht das Risiko, dass Anlagen künftig kleiner dimensioniert oder gar nicht umgesetzt werden. Dies würde dazu führen, dass erhebliche Potenziale auf Gebäuden ungenutzt bleiben, obwohl gerade die dezentrale Nutzung von Dachflächen eine wichtige Rolle für Akzeptanz, regionale Wertschöpfung und eine flächeneffiziente Energiewende spielt.

Kritisch ist zudem der Wegfall spezifischer Förderansätze für kleinere Agri-Photovoltaik-Anlagen außerhalb der Ausschreibung zu sehen. Gerade in frühen Marktphasen sind

solche Ansätze auf stabile und differenzierte Rahmenbedingungen angewiesen, um sich weiterentwickeln zu können.

Darüber hinaus berücksichtigt die vorgesehene Vereinheitlichung der Vergütungssätze die unterschiedlichen Kostenstrukturen und Geschäftsmodelle der einzelnen PV-Segmente nicht ausreichend. Gebäude-PV, Volleinspeiseanlagen, Agri-PV und Freiflächenanlagen unterscheiden sich erheblich hinsichtlich Planung, Finanzierung und Betrieb. Ein einheitlicher Vergütungssatz kann daher Fehlanreize setzen und insbesondere diejenigen Segmente benachteiligen, die für eine dezentrale und akzeptanzgetragene Energiewende von besonderer Bedeutung sind.

Vorschlag: Die vorgesehenen Änderungen in § 48 sollten nicht umgesetzt werden. Differenzierte Vergütungssätze für Gebäude-Photovoltaik sollten beibehalten und sachgerecht weiterentwickelt werden. Der Volleinspeisebonus und der Bonus für kleine Agri-PV-Anlagen sollten ebenfalls erhalten bleiben.

8. Bürgerenergiebericht beibehalten

Die geplante Streichung des Berichts zur Bürgerenergie gemäß § 99b EEG 2023 bewerten wir sehr kritisch. Die derzeit punktuelle Veröffentlichung einzelner Meldungen zu Bürgerenergieprojekten gemäß § 22b EEG stellt keinen adäquaten Ersatz für eine systematische und zusammenhängende Berichterstattung dar, die die tatsächliche Entwicklung und Wirksamkeit der entsprechenden Regelungen umfassend analysiert.

Eine vertiefte qualitative Auswertung der Rahmenbedingungen für Bürgerenergiegesellschaften, Bürgerenergie und damit auch für Energiegenossenschaften erforderlich. Gerade vor dem Hintergrund, dass gemeldete Projekte nicht zwangsläufig finanziell gesichert, umgesetzt oder langfristig erfolgreich sind. Nur so lässt sich beurteilen, inwiefern die bestehenden gesetzlichen Regelungen ihre intendierte Wirkung entfalten.

Bürgerenergie und Energiegenossenschaften spielen eine zentrale Rolle für die Vielfalt der Akteure, die regionale Wertschöpfung sowie die gesellschaftliche Akzeptanz der Energiewende. Vor diesem Hintergrund erscheint es erforderlich, die Entwicklung dieses Segments weiterhin strukturiert und kontinuierlich zu begleiten.

Vorschlag: Der Bericht zur Bürgerenergie gemäß § 99b EEG 2023 sollte nicht gestrichen werden.

9. Einführung der Mengenförderung

Der Bundesverband Erneuerbare Energien hat einen Vorschlag entwickelt, den Fördermechanismus im EEG von einer Zeit- in eine Mengenförderung umzustellen. Dieser Vorschlag sollte im Rahmen der laufenden EEG-Novelle ins Gesetz implementiert werden.

Mit wachsendem Anteil erneuerbarer Energien werden Phasen mit sehr niedrigen oder negativen Strompreisen voraussichtlich zunehmen, was erhebliche Auswirkungen auf die Erlössituation von Anlagenbetreibern hat. Insbesondere bei Photovoltaik-Projekten drohen dadurch relevante Strommengen ohne Vergütung zu bleiben, was die wirtschaftliche Tragfähigkeit und damit Investitionsentscheidungen beeinträchtigen kann.

Die bestehende Systematik des § 51 EEG setzt dabei keine ausreichenden Anreize, negative Strompreise zu vermeiden. Vielmehr können bestehende Entschädigungsmechanismen dazu führen, dass marktseitige Steuerungspotenziale nicht genutzt werden.

Eine mengenbasierte Förderung könnte hier strukturell entgegenwirken. Durch die Festlegung eines förderfähigen Strommengenbudgets über die Laufzeit der Anlage würden klare Anreize entstehen, Einspeisung zu Zeiten negativer Preise zu vermeiden. Gleichzeitig ließen sich Marktwerte stabilisieren und Förderkosten perspektivisch senken, ohne die insgesamt geförderte Strommenge auszuweiten.

Vorschlag: In den EEG-Entwurf sollte eine Mengenförderung aufgenommen werden. Sie kann dazu beitragen, Preisrisiken zu reduzieren, negative Strompreise zu begrenzen und die Investitionssicherheit für erneuerbare Energien zu stärken.

10. Abregelung der Steuerung von Anlagen bei der Einspeisung und nicht der Erzeugung

Die Verantwortung für einen sicheren und zuverlässigen Betrieb der Stromnetze liegt bei den Netzbetreibern. Um Netzengpässe zu vermeiden, werden Erzeugungsanlagen seit Oktober 2021 nicht mehr über das klassische Einspeisemanagement, sondern im Rahmen des sogenannten Redispatch 2.0 gesteuert. In diesem Zuge wurde der Regelungsansatz für die Steuerung von Anlagen grundlegend geändert: Maßgeblich ist seither nicht mehr die am Netzanschlusspunkt eingespeiste Wirkleistung, sondern die tatsächlich erzeugte Wirkleistung der Anlage. Die Steuerungen erfolgen damit nicht mehr dort, wo Strom in das Netz eingespeist wird, sondern unmittelbar an der Erzeugungsquelle. Diese Umstellung führt dazu, dass auch solche Strommengen abgeregelt werden, die das Netz faktisch gar nicht belasten würden, etwa Strom, der unmittelbar vor Ort verbraucht, gespeichert, industriell genutzt oder in andere Energieformen umgewandelt wird. Aus gesetzgeberischer Sicht besteht hier Korrekturbedarf, da die damit verbundenen Prozesse insbesondere für kleinere, steuerbare Anlagen mit unverhältnismäßigem bürokratischem Aufwand verbunden sind. Bereits ab einer installierten Leistung von 7 kW verlangt das Messstellenbetriebsgesetz den Einbau von Steuerungstechnik, um Anlagen im Engpassfall abregeln zu können. Dies verschlechtert die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Photovoltaikanlagen im Gewerbe- und Industriesektor erheblich und wirkt zugleich investitionshemmend für Stromspeicher sowie für Wärmepumpensysteme, die von diesen Regelungen ebenfalls betroffen sind.

Vorschlag: Aus Sicht der Bundesgeschäftsstelle sollte die Wirkleistungsbegrenzung der Netzbetreiber und damit der Bezugspunkt der Steuerung für EE-Anlagen wieder auf den Netzanschlusspunkt zurückgelegt werden.

11. Steigende Pachtpreise für PV-Freiflächen- und Windenergie-an-Land-Projekte deckeln

Im Freiflächensegment und bei Windenergie-an-Land-Projekten besteht ein harter Konkurrenzkampf um geeignete Flächen. Dies spiegelt sich auch in steigenden Pachtpreisen wider. In vielen Fällen sind Energiegenossenschaften, andere Bürgerenergieakteure oder KMU nicht in der Lage, die Pachtpreise zu zahlen. In der Folge werden PV-Freiflächen- und Windenergie-an-Land-Projekte großen externen Projektentwicklern überlassen und

zumeist von auswärtigen Drittinvestoren ohne lokale Bindung betrieben. Dies führt vor Ort zu Akzeptanzproblemen, weil die Anwohner von der Beteiligung an der Energiewende ausgeschlossen werden. Darüber hinaus nimmt die Vielfalt der Akteure, denn der Photovoltaik-Freiflächen- und Windenergie-an-Land-Markt konzentriert sich zunehmend auf große Marktteilnehmer.

Vorschlag: Die **PV-Freiflächenkulisse** sollte **erweitert** werden sowie die **Pachtpreise** für PV-Freiflächen- und Windenergie-an-Land-Projekte sollten nach einer sachgerechten Erarbeitung eines Vorschlags **gedeckt** werden.

Ansprechpartner:

Dr. Andreas Wieg
Leiter der Bundesgeschäftsstelle
Energiegenossenschaften beim DRGV

Telefon: +49 (0)30 72 62 20 – 984

E-Mail: wieg@dgrv.de

René Groß, LL.M. (Leuven)
Leiter Strategie und Politik der
Bundesgeschäftsstelle
Energiegenossenschaften beim DRGV
Telefon: +49 (0)30 72 62 20 – 923

E-Mail: gross@dgrv.de

Lobbyregisternummer des DGRV: R001349