
EEG-Novelle 2027

Erläuterungen zu den Positionen

Herausgeber:

DGRV – Deutscher Genossenschafts- und Raiffeisenverband e.V.

Linkstraße 12

10785 Berlin

Telefon: +49 (0)30 72 62 20 – 900

Telefax: +49 (0)30 72 62 20 - 989

E-Mail: energie@dgrv.de

Internet: <https://www.dgrv.de/bundesgeschäftsstelle-energiegenossenschaften/>

Stand: 20. August 2026

Lobbyregister-Nr. R001349

1. Investitionssicherheit für 2027 durch zeitnahe EU-Genehmigung sichern – CfD-Rahmen umgehend verabschieden

a. Inhalt des Kabinettsentwurfs

Der Kabinettsentwurf adressiert die beihilferechtliche Notwendigkeit zur Umgestaltung des Fördersystems, um die kontinuierliche Auszahlung von Geldern ab 2027 abzusichern:

- **Einführung des CfD-Systems:** Mit der Neuregelung in § 21d EEG-E soll ein System zweiseitiger Differenzverträge eingeführt werden, welches die von der EU-Kommission geforderte Abschöpfung von Mehrerlösen beinhaltet.

b. Folgen für Energiegenossenschaften und andere EE-Akteure

Das drohende Auslaufen der Genehmigung führt bereits jetzt zu einer beträchtlichen Verunsicherung bei Projektplanern, Energiegenossenschaften und Banken:

- **Investitionsstopp ab 2027:** Ohne rechtzeitige Neugenehmigung könnten ab dem 1. Januar 2027 keine neuen Förderansprüche mehr entstehen – weder für Anlagen außerhalb von Ausschreibungen noch für neue Zuschläge.
- **Deutlicher Rückgang der Nachfrage:** Laut Geschäftsklimaindex des BSW Solar verzeichnen bereits 44 % der Unternehmen im Gewerbedachsegment und 56 % im Freiflächenbereich einen Nachfragerückgang für Projekte mit geplanter Inbetriebnahme in 2027.
- **Gefahr für Ausschreibungen Ende 2026:** Projekte, die an Ausschreibungen im November oder Dezember 2026 teilnehmen, erhalten ihre Zuschläge voraussichtlich erst im Jahr 2027. Ohne die neue Genehmigung stünden diese Projekte ohne gesicherte Vergütungsgrundlage da.
- **Blockade innovativer Konzepte:** Da auch Teile des Solarpakets I (z. B. Boni für Agri-PV oder Speicher-Optionen) weiterhin auf die Genehmigung warten, bleibt der Markthochlauf in diesen Segmenten gelähmt.

c. Forderungen der Energiegenossenschaften

Um den weiteren Ausbau nicht zu gefährden, fordern wir folgende Maßnahmen:

- a. Der CfD-Rahmen gemäß § 21d EEG-E muss umgehend beschlossen werden, um die beihilferechtliche Genehmigung des gesamten EEG ab 2027 fristgerecht zu sichern.
- b. Die Bundesregierung muss sicherstellen, dass die Ausschreibungsrunden Ende 2026 rechtlich abgesichert sind, auch wenn die Zuschlagserteilung erst im Jahr 2027 erfolgt.
- c. Die beihilferechtliche Genehmigung muss die rückwirkende Anwendbarkeit bereits in Kraft getretener Erleichterungen aus dem Solarpaket I umfassen.
- d. Für bereits in Planung befindliche Projekte muss Vertrauensschutz garantiert werden, um gravierende wirtschaftliche Härten durch verspätete Genehmigungsverfahren auszuschließen.
- e. Im Zweifel muss die Verabschiedung des CfD-Rahmens vorgezogen werden, um beträchtliche Investitionsausfälle und einen Markteinbruch zu verhindern.

2. Einspeisevergütung und Wahlfreiheit für Anlagen unter 100 kWp beibehalten

a. Inhalt des Kabinettsentwurfs

Der Kabinettsentwurf sieht einen fundamentalen Systemwechsel vor, indem die bisherige fixe Einspeisevergütung für Neuanlagen abgeschafft und durch die neue Veräußerungsform der „**Netzbetreiberabnahme**“ ersetzt werden soll (§ 19 Abs. 1 Nr. 2 EEG-E):

- **Zwang zur Direktvermarktung:** Die Direktvermarktung soll zum gesetzlichen Standard werden, da die bisherige 100-kW-Grenze für die verpflichtende Direktvermarktung entfallen soll (§ 21 Abs. 1 EEG-E).
- **Förderstopp für Kleinanlagen:** Der Anspruch auf Zahlung einer Marktprämie soll für Neuanlagen grundsätzlich erst ab einer Leistung von 25 kW gewährt (§ 20 Abs. 1 EEG-E) gewährt werden.
- **Befristete Übergangszahlung:** Als Ersatz für die Einspeisevergütung soll eine „befristete Übergangszahlung“ eingeführt werden (§ 21 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EEG-E). Die Höhe soll sich aus dem anzulegenden Wert abzüglich **1 Cent pro Kilowattstunde** berechnen (§ 53 Abs. 1 EEG-E).
- **Degressives Stufenmodell:** Der Zugang zu dieser Übergangszahlung soll zeitlich und nach Leistungsklassen gestaffelt werden: Im Jahr 2027 für Anlagen **< 50 kWp**, 2028 **< 25 kWp** und ab 2029 nur noch **< 7 kWp** (§ 21 Abs. 1 S. 1 Nr. 1 Buchstabe a bis c EEG-E). Die Dauer soll auf maximal **36 Monate** begrenzt werden (§ 25 Abs. 2 EEG-E).
- **Direktvermarktungsbonus:** Für Anlagen unter 25 kW soll ein Bonus von **1,5 Cent/kWh** für eine Dauer von maximal **48 Monaten** eingeführt werden (§ 50c Abs. 4 und 5 EEG-E).
- **Wegfall der Ausfallvergütung:** Die bisherige Ausfallvergütung soll für Neuanlagen ersatzlos gestrichen werden (Streichung des § 21 Abs. 1 S. 1 Nr. 3 EEG 2023).

b. Folgen für Energiegenossenschaften und andere EE-Akteure

Wir warnen vor schwerwiegenden Konsequenzen für die dezentrale Energiewende:

- **Markteinbruch:** Wir erwarten, dass die PV-Nachfrage im betroffenen Segment stark einbricht, da die Einspeisevergütung für private und gewerbliche Akteure die zentrale Investitionsvoraussetzung ist.
- **Unwirtschaftlichkeit:** Die Kosten der Direktvermarktung liegen bei Kleinanlagen oft über den erzielbaren Erlösen. Weder die Übergangszahlung noch der Bonus können die entfallende 20-jährige Absicherung auch nur ansatzweise kompensieren.
- **Fehlende Infrastruktur:** Der Rollout intelligenter Messsysteme (iMSys) ist noch weit von einer massengeschäftstauglichen Basis entfernt, was eine verpflichtende Direktvermarktung kleiner Mengen faktisch unmöglich macht.

c. Forderungen der Energiegenossenschaften

Aus den genannten Gründen haben wir folgende Forderungen:

- a. Die bewährte fixe Einspeisevergütung für Anlagen unter 100 kWp gemäß §§ 20, 21 EEG 2023 muss als stabile Finanzierungsgrundlage dauerhaft erhalten bleiben.
- b. Die Wahlfreiheit für Anlagenbetreiber zwischen Einspeisevergütung und geförderter Direktvermarktung muss uneingeschränkt garantiert bleiben.

-
- c. Die faktische Direktvermarktungspflicht für alle Anlagen unter 100 kWp (§ 21 Abs. 1 EEG-E) ist ersatzlos zu streichen.
 - d. Die technische Bagatellgrenze gemäß § 10b EEG muss für Anlagen bis 25 kW zwingend beibehalten werden, um Kleinstanlagen vor unverhältnismäßiger Bürokratie zu schützen.
 - e. Eine verpflichtende Marktsteuerung darf erst eingeführt werden, wenn Prozesse und iMSys-Infrastruktur zweifelsfrei massengeschäftstauglich zur Verfügung stehen.

3. Volleinspeisebonus und differenzierte PV-Vergütungssätze erhalten (§ 48 EEG-E)

a. Inhalt des Kabinettsentwurfs

Der Kabinettsentwurf vom 29. Juli 2026 sieht in § 48 EEG-E eine grundlegende Neugestaltung der Vergütungssystematik für Solaranlagen außerhalb von Ausschreibungen vor:

- **Einheitlicher Fördersatz:** Für alle neuen Solaranlagen mit einer Leistung zwischen 25 kW und 750 kW soll künftig ein einheitlicher, größenunabhängiger anzulegender Wert von **6,2 ct/kWh** gelten (§ 48 Abs. 1 EEG-E).
- **Wegfall der Segmentierung:** Die bisherige Staffelung der Vergütungssätze (z. B. für Anlagen bis 10 kW oder 40 kW), die den degressiven Kostenverlauf widerspiegelte, soll vollständig aufgegeben werden.
- **Streichung des Volleinspeisebonus:** Die mit dem EEG 2023 eingeführte zusätzliche Förderung für Anlagen, die ihren gesamten erzeugten Strom in das Netz einspeisen (§ 48 Abs. 2a EEG 2023), soll für Neuanlagen ersatzlos entfallen.
- **Begründung des Gesetzgebers:** Das Modell der vollständigen Einspeisung soll beendet werden, da es aufgrund der Stromspitzenproblematik nicht mehr als zeitgemäß erachtet wird. Stattdessen soll die Einspeisung künftig strikt an Marktsignalen und dem Eigenverbrauch orientiert sein.

b. Folgen für Energiegenossenschaften und andere EE-Akteure

Wir warnen vor weitreichenden Konsequenzen für die Akteursvielfalt und den Flächenschutz:

- **Rentabilitätsverlust für Genossenschaften:** Gebäude-PV ist das wichtigste unternehmerische Betätigungsfeld für Energiegenossenschaften. Die Vereinheitlichung auf 6,2 ct/kWh stellt faktisch eine erhebliche Förderkürzung dar, die Projekte ohne hohen Eigenverbrauch (z. B. auf verpachteten Dächern) unwirtschaftlich macht.
- **Unternutzung von Dachflächen:** Ohne den Volleinspeisebonus besteht das Risiko, dass Anlagen künftig nur noch auf den Eigenverbrauch dimensioniert werden. Dies führt dazu, dass beträchtliche Potenziale auf Gewerbe-, Industrie- und Landwirtschaftsdächern ungenutzt bleiben.
- **Ignoranz von Kostenstrukturen:** Ein Einheitssatz berücksichtigt nicht, dass kleinere Dachanlagen pro installiertes Kilowatt deutlich höhere Planungs-, Finanzierungs- und Anschlusskosten haben als große Freiflächenprojekte.
- **Markteinbruch im Gewerbesegment:** Die Energiegenossenschaften beobachten bereits jetzt einen Rückgang der Nachfrage bei Gewerbedachanlagen. Die geplanten weiteren Kürzungen könnten diesen Trend erheblich verschärfen.

c. Forderungen der Energiegenossenschaften

Wir fordern deswegen folgender Maßnahmen:

- a. Der Volleinspeisebonus muss beibehalten werden (§ 48 Abs. 2a EEG 2023), um den Anreiz zur vollständigen Belegung von Dachflächen zu sichern.
- b. Die differenzierten Vergütungssätze nach Leistungsklassen müssen erhalten bleiben, um den unterschiedlichen Kostenstrukturen von Gebäudeanlagen gerecht zu werden.
- c. Der Einheitsfördersatzes von 6,2 ct/kWh für das Segment bis 750 kWp wird abgelehnt, da dies faktisch einer beträchtlichen Absenkung der Förderung entspricht.
- d. Gesetzliche Änderungen dürfen nicht bereits in Kraft getretene Erleichterungen aus dem Solarpaket I nachträglich wieder verschlechtern, bevor diese überhaupt ihre volle Wirkung entfalten konnten.

4. Bürgerenergieregeln praxisnah ausgestalten (§§ 3 Nr. 15, 22, 22b, 46, 99b EEG 2023)

a. Inhalt des Kabinettsentwurfs

Der Kabinettsentwurf vom 29. Juli 2026 lässt bezüglich der Bürgerenergie zahlreiche Verbesserungen vermissen und streicht stattdessen den Bürgerenergiebericht:

- **Beibehaltung technischer Grenzen:** Die grundlegenden Mechanismen zur Befreiung von der Ausschreibungspflicht für Windenergieanlagen an Land bis 18 MW (§ 22 Abs. 2 EEG 2023) sollen ohne Anpassung an moderne Anlagengrößen fortgeführt werden.
- **Statische Vergütungsermittlung:** Für die Bestimmung des anzulegenden Wertes bei Bürgerwindprojekten soll weiterhin auf die Gebotswerte des „Vorvorjahres“ der Inbetriebnahme abgestellt werden (§ 46 EEG 2023).
- **Wegfall des Monitorings:** Die jährliche Berichtspflicht der Bundesnetzagentur über die Erfahrungen mit den Bestimmungen zur Sicherung der Bürgerenergie soll gestrichen werden (§ 99b EEG 2023).

b. Folgen für Energiegenossenschaften und andere EE-Akteure

Wir warnen davor, dass Projekte von Bürgerenergiegesellschaften durch die fehlenden Verbesserungen gegenüber Projekten größerer Akteure benachteiligt werden:

- **Hemmnis durch veraltete Leistungsgrenzen:** Die starre 18-MW-Grenze orientiert sich an überholten technischen Annahmen. Da moderne Anlagen höhere Einzelleistungen aufweisen, können Bürgerwindparks oft nur noch mit zwei bis drei Anlagen realisiert werden, was die Kosteneffizienz und damit die wirtschaftliche Skalierung einschränkt.
- **Mangelnde Finanzierungssicherheit:** Die Unklarheit über die Rechtsfolgen eines Statusverlusts (z. B. durch Tod oder Wegzug von Mitgliedern) führt dazu, dass Banken Projekte oft nicht finanzieren. Ohne eine gesetzliche Regelung zur Projektfortführung durch Banken im Notfall bleibt die Kreditvergabe erheblich erschwert.
- **Erlösunsicherheit:** Der Rückbezug auf Werte von vor zwei Jahren (§ 46 EEG 2023) führt zu einer gravierenden Planungsunsicherheit, da der anzulegende Wert bei Finanzierungsbeginn vollkommen ungewiss ist.
- **Transparenzverlust:** Ohne den Bürgerenergiebericht (§ 99b EEG 2023) fehlt eine belastbare Grundlage, um regulatorische Barrieren frühzeitig zu identifizieren und die tatsächliche Akteursvielfalt zu bewerten.

c. Forderungen der Energiegenossenschaften

Zur Sicherung der Akteursvielfalt und der Akzeptanz vor Ort fordern wir:

- a. **Im Rahmen der laufenden EEG-Novelle dürfen keine Neuerungen eingeführt werden, die die Regelungen für Bürgerenergiegesellschaften in den §§ 3 Nr. 15, 22b EEG 2023 wirtschaftlich und finanziell deckeln.**
- b. **Bürgerenergiegesellschaften müssen zukünftig § 22b EEG 2023 mit sechs Windenergieanlagen nutzen können.**
- c. **In § 22b EEG 2023 muss explizit klargestellt werden, dass eine finanzierende Bank das Projekt übernehmen und verwerten kann, falls die BEG-Voraussetzungen unverschuldet wegfallen**
- d. **Die Beschränkung für Bürgerenergiegesellschaften auf ein Projekt pro Technologie in drei Jahren in § 22b Abs. 1 Nr. 3, Abs. 2 Nr. 2, Abs. 5 EEG 2023 muss gestrichen werden.**
- e. **§ 46 EEG 2023 muss so angepasst werden, dass für die Bestimmung des anzulegenden Wertes auf die Meldung bei der Bundesnetzagentur und nicht auf das Vorvorjahr der Inbetriebnahme abgestellt wird.**
- f. **Der Bericht zur Bürgerenergie gemäß § 99b EEG 2023 muss beibehalten werden.**

5. Differenzvertragsregelungen in § 21d EEG-E nachbessern

a. Inhalt des Kabinettsentwurfs

Mit der Neuregelung in § 21d EEG-E soll ein System produktionsabhängiger, zweiseitiger Differenzverträge (Contracts for Difference – CfD) eingeführt werden:

- **Refinanzierungsbeitrag (RB):** Anlagenbetreiber sollen verpflichtet werden, in Kalenderjahren, in denen der Jahresmarktwert den anzulegenden Wert übersteigt, die Differenz als Refinanzierungsbeitrag an den Netzbetreiber zu leisten (§ 21d Abs. 1 EEG-E).
- **Leistungsgrenze:** Die Zahlungspflicht soll grundsätzlich für alle geförderten Neuanlagen ab einer installierten Leistung von **100 kWp** gelten (§ 21d Abs. 1 EEG-E).
- **Zahlungsweise:** Der Beitrag soll jährlich berechnet, jedoch über monatliche Abschläge in angemessenem Umfang unterjährig erhoben werden (§ 26 Abs. 2 EEG-E).
- **Dynamische Abschöpfung & Mindesterloß:** In Zeiten sehr geringer Erlöse soll die Abschöpfung so angepasst werden, dass ein technologiespezifischer Mindesterloß (z. B. 0,5 ct/kWh bei Solar, 1,0 ct/kWh bei Wind an Land) beim Betreiber verbleiben soll (Anlage 1 Nr. 4.2 EEG-E).
- **Einbeziehung sonstiger Vermarktung:** Die Pflicht zur Zahlung des Refinanzierungsbeitrags soll sich auch auf Strommengen erstrecken, die im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung (z. B. PPAs) veräußert werden, sofern für die Anlage grundsätzlich ein Förderanspruch besteht (§ 21d Abs. 1 S. 2 EEG-E).
- **Technologie-Ausnahmen:** Biomasseanlagen (außer Klär- und Deponiegas) sollen aufgrund ihrer spezifischen Kostenstruktur ausdrücklich von der Abschöpfung ausgenommen bleiben (§ 21d Abs. 2 EEG-E).

b. Folgen für Energiegenossenschaften und andere EE-Akteure

Wir blicken mit großer Skepsis auf die konkrete Ausgestaltung, da sie weitreichende negative Effekte für die Akteursvielfalt und Marktintegration befürchten:

- **Erhöhte Vermarktungsrisiken:** Da der Entwurf keinen Marktwertkorridor vorsieht, wird jeder Cent über dem anzulegenden Wert abgeschöpft. Da jedoch die Kosten der Direktvermarktung (Ausgleichsenergie,

Prognoserisiken) bei hohen Strompreisen oft substanziell ansteigen, droht den Betreibern ein Erlösdefizit, da diese realen Mehrkosten im CfD-System unberücksichtigt bleiben.

- **Behinderung von PPAs:** Durch die Abschöpfung auf Basis eines pauschalen Referenzmarktwertes (Jahresmarktwert) statt der realen Vertragserlöse werden langfristige Stromlieferverträge (PPAs) mit der Industrie faktisch entwertet. Betreiber könnten zur Zahlung eines Beitrags verpflichtet werden, den sie aufgrund vertraglich fixierter Preise im PPA gar nicht erwirtschaftet haben.
- **Nachteil für innovative Anlagen:** Innovative Konzepte (z. B. Ost-West-Ausrichtung oder Speicher-Kombinationen), die gezielt zu Hochpreisen einspeisen, verlieren ihren wirtschaftlichen Vorteil, da ihre mühsam erwirtschafteten Mehrerlöse gegenüber dem Durchschnittsmarktwert vollständig abgeschöpft werden.
- **Belastung von KMU und Energiegenossenschaften:** Die Absenkung der Bagatellgrenze auf 100 kW (statt der EU-rechtlich möglichen 200 kW) trifft überproportional kleine Akteure wie Energiegenossenschaften, die über keine großen Abrechnungsabteilungen verfügen und durch den hohen administrativen Prüfaufwand bei der jährlichen Abrechnung überfordert werden.
- **Finanzierungshürden:** Die spürbare Erlösunsicherheit, insbesondere bei Preisabweichungen zwischen realem Erlös und fiktivem Jahresmarktwert, könnte dazu führen, dass Banken höhere Risikoaufschläge verlangen oder die Finanzierbarkeit ganzer Projekte in Frage stellen.

c. **Forderungen der Energiegenossenschaften**

Um die Akzeptanz und Wirtschaftlichkeit der Projekte zu sichern, fordern wir folgende Nachbesserungen:

- a. **Zur Abfederung beträchtlicher Vermarktungsrisiken muss ein dynamischer Marktwertkorridor (z. B. 3 ct/kWh oder ein prozentualer Aufschlag auf den anzulegenden Wert, ein sog. Sicherheitszuschlag) eingeführt werden.**
- b. **Die Bagatellgrenze für die Zahlungspflicht des Refinanzierungsbeitrags in § 21d Abs. 1 EEG-E muss konsequent auf die EU-rechtlich zulässige Schwelle von 200 kW angehoben werden.**
- c. **Für spezifische Modelle wie PPAs, Eigenverbrauch oder Speicher muss eine Option zur Abschöpfung nach real erzielten Erlösen geschaffen werden.**
- d. **Zur Sicherung marktgerechter Geschäftsmodelle müssen flexiblere Wechselmöglichkeiten (mehrfach unter klaren Bedingungen) zwischen der CfD-Förderung und der ungeforderten PPA-Vermarktung ermöglicht werden.**

6. Ausschreibungsvolumen für Gewerbedachanlagen sichern (§ 28b EEG-E)

a. **Inhalt des Kabinettsentwurfs**

Der Kabinettsentwurf sieht eine Neufestlegung der Ausschreibungspfadstruktur für Solaranlagen des zweiten Segments (Dachanlagen ab 750 kWp) vor:

- **Absenkung des Volumens:** Das jährliche Ausschreibungsvolumen soll für die Jahre 2027 bis 2032 auf lediglich **1.500 MW** festgeschrieben werden (§ 28b Abs. 2 EEG-E).
- **Verschiebung der Kontingente:** Der Entwurf soll die im Solarpaket I beschlossene Erhöhung auf 2.300 MW zurücknehmen, um den Zubau zugunsten der vermeintlich kostengünstigeren Freiflächenanlagen (erstes Segment) zu verschieben (§ 28a Abs. 2 EEG-E).

- **Änderung der Verrechnungslogik:** Nicht bezuschlagte Gebotsmengen aus dem Dachsegment sollen künftig im Folgejahr nicht mehr die Dachausschreibungen erhöhen, sondern dem Volumen für Solaranlagen des ersten Segments (Freiflächen) zugerechnet werden (§ 28a Abs. 3 Nr. 1 lit. b EEG-E).
- **Ausschreibungsgrenze:** Die mit dem Solarpaket I eingeführte Absenkung der Ausschreibungspflicht von 1.000 kWp auf **750 kWp** soll beibehalten und in den Verrechnungsmechanismus integriert werden (§ 28b Abs. 3 EEG-E).

b. Folgen für Energiegenossenschaften und andere EE-Akteure

Wir warnen vor negativen Auswirkungen auf die Akteursvielfalt und die Erreichung der Klimaziele:

- **Entwertung des Solarpakets I:** Viele Projektierer und Energiegenossenschaften haben in Erwartung der bereits gesetzlich beschlossenen 2.300 MW investiert. Eine Rücknahme dieser Mengen, noch bevor sie aufgrund fehlender beihilferechtlicher Genehmigung angewendet werden konnten, führt zu einem gravierenden **Vertrauensverlust** in die Verlässlichkeit des deutschen Rechtsrahmens.
- **Gefährdung der Gebäude-Ziele:** Das Ziel der Bundesregierung, jährlich rund 11 GW an Gebäude-PV zuzubauen, ist mit einem auf 1,5 GW begrenzten Ausschreibungssegment für größere Gewerbedächer kaum erreichbar. Die Reduktion wirkt wie eine Wachstumsbremse für das ohnehin schwächelnde Segment.
- **Verdrängung durch Freiflächen:** Durch die Übertragung nicht genutzter Dach-Volumina auf Freiflächenprojekte wird wertvolles Potenzial auf versiegelten Flächen verschenkt. Energiegenossenschaften, die oft auf regionalen Gewerbedächern agieren, verlieren den Zugriff auf diese Fördermengen an überregionale Freiflächen-Großinvestoren,
- **Unwirtschaftlichkeit im Mittelstand:** Die Förderung von PV-Systemen auf Firmendächern ist eine effiziente Form der Energiekostensenkung für den Mittelstand. Die spürbare Verknappung der Ausschreibungsmengen erschwert diese Investitionen und belastet die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen.

c. Forderungen der Energiegenossenschaften

Wir fordern ein Ende der Fragmentierung zugunsten folgender Maßnahmen:

- a. Das im Solarpaket I festgelegte Ausschreibungsvolumen von 2.300 MW pro Jahr muss beibehalten werden.
- b. Die segmentinterne Verrechnung von unterzeichneten Mengen muss fortgeführt werden, um das Volumen dauerhaft für Dachanlagen zu sichern.
- c. Ein verlässlicher Ausbaupfad bis 2032, der den spezifischen Potenzialen von Gewerbe-, Industrie- und Landwirtschaftsdächern gerecht wird, muss eingeführt werden.

7. Wirtschaftlichkeit von PV-Freiflächenanlagen durch Anhebung des Höchstwerts sichern (§ 37b EEG-E)

a. Inhalt des Kabinettsentwurfs

Mit der Neuregelung in § 37b EEG-E soll das Verfahren zur Bestimmung des Höchstwerts für Solaranlagen des ersten Segments (PV-Freiflächenanlagen) festgeschrieben werden:

- **Berechnungsgrundlage:** Der Höchstwert soll sich grundsätzlich aus dem um **8 Prozent erhöhten Durchschnitt** der Gebotswerte der jeweils höchsten noch bezuschlagten Gebote der letzten drei Gebotstermine ergeben (§ 37b S. 1 EEG-E).
- **Strikte Obergrenze:** Unabhängig von diesem Berechnungsergebnis soll der Höchstwert jedoch auf maximal **5,9 Cent pro Kilowattstunde** gedeckelt werden (§ 37b S. 1 EEG-E).
- **Sonderregelung für 2027:** Für die Gebotstermine im Jahr 2027 sollen die Gebotswerte der im Jahr 2026 durchgeführten Termine als Berechnungsgrundlage herangezogen werden (§ 37b S. 3 EEG-E).

b. Folgen für Energiegenossenschaften und andere EE-Akteure

Wir warnen davor, dass die im Entwurf vorgesehene Deckelung die realen Kostenentwicklungen ignoriert und den Ausbau erheblich bremsen könnte:

- **Kumulative Mehrbelastungen:** Zahlreiche politisch und regulatorisch geplante Maßnahmen erhöhen die Kosten für PV-Freiflächenanlagen substanziell. Dazu zählen insbesondere der geplante **Redispatchvorbehalt**, die Einführung der **Erlösabschöpfung (CfD)** sowie drohende **Baukostenzuschüsse** und Kapazitätsentgelte im Rahmen des AgNes-Prozesses.
- **Steigende Anschlusskosten:** Durch die Knappheit an Netzanschlusspunkten müssen Projektierer oft längere Distanzen überbrücken, was die Kosten für den physischen Netzanschluss und die Errichtung eigener Umspannwerke in die Höhe treibt.
- **Risiko durch Anlagenzusammenfassung:** Die Verschärfung der Regeln zur Anlagenzusammenfassung (§ 24 EEG-E) führt zu einer erhöhten Gefahr des Förderverlusts trotz vorliegendem Zuschlag, was in der Finanzierung durch Banken als zusätzlicher Risikoaufschlag eingepreist werden muss.
- **Unwirtschaftlichkeit im Wettbewerb:** Insbesondere für Energiegenossenschaften, die oft kleinere oder mittelgroße Freiflächenprojekte realisieren, wird es zunehmend unmöglich, innerhalb dieses engen Preisrahmens wirtschaftlich tragfähige Gebote abzugeben.

c. Forderungen der Energiegenossenschaften

Zur Sicherung eines beschleunigten Solarausbaus fordern wir:

- a. Der Höchstwert für Solaranlagen des ersten Segments in § 37b EEG-E muss umgehend auf **7,5 Cent pro Kilowattstunde** angehoben werden.
- b. Der Höchstwert muss regelmäßig überprüft und dynamisch angepasst werden, um kumulative Belastungen aus dem „Netzpaket“ (z. B. Entschädigungsverzicht bei Redispatch) abzufangen.
- c. Auf eine pauschale Absenkung des Höchstwerts muss verzichtet werden, solange die prozessualen und finanziellen Mehrbelastungen durch den iMSys-Rollout und neue Netzentgeltsystematiken nicht abschließend bezifferbar sind.

8. Agri-PV und andere Doppelnutzung weiterhin unterstützen

a. Inhalt des Kabinettsentwurfs

Der Kabinettsentwurf vom 29. Juli 2026 sieht eine weitgehende Abkehr von der bisherigen Spezialförderung für besondere Solaranlagen vor, um das System zu vereinfachen:

- **Streichung des Untersegments:** Die Regelung des § 37d EEG 2023 und damit das separate Ausschreibungskontingent für Agri-PV, Parkplatz-PV, Floating-PV und Moor-PV soll ersatzlos entfallen.
 - **Wegfall des Höchstwerts:** Der bisherige, technologisch begründete Höchstwert für besondere Solaranlagen in Ausschreibungen soll gestrichen werden, sodass diese künftig gegen kostengünstigere Standard-Freiflächenprojekte bieten müssen.
 - **Pauschaler Bonus statt Segmentierung:** Als teilweiser Ausgleich soll in den §§ 38a und 48 Abs. 1b EEG-E ein einheitlicher Bonus von lediglich **0,5 ct/kWh** für hochaufgeständerte Agri-PV und Moor-PV eingeführt werden.
 - **Kürzung für kleine Anlagen:** Auch für kleine Agri-PV-Anlagen außerhalb der Ausschreibungen (< 1 MWp) soll der Bonus auf 0,5 ct/kWh reduziert werden, was eine Abkehr von der im Solarpaket I vorgesehenen Logik darstellt.
- b. Folgen für Energiegenossenschaften und andere EE-Akteure**

Wir warnen vor weitreichenden negativen Konsequenzen für die Innovationskraft und den ländlichen Raum:

- **Faktischer Marktausschluss:** Da besondere Solaranlagen konstruktionsbedingt höhere Kosten aufweisen, können sie ohne geschütztes Segment im direkten Preiswettbewerb mit herkömmlichen Freiflächenanlagen in § 37 EEG nicht bestehen.
 - **Entwertung von Vorleistungen:** Zahlreiche Energiegenossenschaften und Landwirte haben im Vertrauen auf die Regelungen des Solarpakets I bereits in die Planung investiert; diese Vorhaben stehen nun vor dem wirtschaftlichen Aus.
 - **Gefährdung der Akzeptanz:** Agri-PV entschärft Nutzungskonflikte zwischen Landwirtschaft und Energieerzeugung; ein Stopp dieser Projekte verstärkt den Flächendruck und mindert die Bereitschaft der lokalen Bevölkerung zum Erneuerbaren-Ausbau.
 - **Verlust technologischer Führung:** Die drastische Kürzung des Bonus für kleine, hofnahe Anlagen gefährdet die wirtschaftliche Diversifizierung landwirtschaftlicher Betriebe und bremst die dezentrale Teilhabe.
- c. Forderungen der Energiegenossenschaften**

Wir fordern ein Ende der Fragmentierung zugunsten folgender Maßnahmen:

- Anstatt das Untersegment für Besondere Solaranlagen gemäß § 37d EEG-E zu streichen, muss dieses zur Förderung innovativer Konzepte erhalten und mit einem verlässlichen Ausbaupfad von bis zu 3,2 GW im Jahr 2032 versehen werden.**
- Zur Abdeckung der beträchtlichen baulichen Mehrkosten spezieller Anlagenkonzepte soll der gesonderte Höchstwert von 9,5 ct/kWh für besondere Solaranlagen dauerhaft beibehalten werden.**
- Ein realistischer Bonus für hochaufgeständerte Agri-PV muss mindestens 2,0 bis 2,5 ct/kWh betragen, da der im Kabinettsentwurf vorgesehene Aufschlag von lediglich 0,5 ct/kWh (§§ 38a, 48 Abs. 1b EEG-E) nicht ausreicht, um die strukturellen Mehrkosten dieser Systeme angemessen zu kompensieren.**

9. Referenzertragsmodell ausgewogen gestalten – Regionale Benachteiligung verhindern (§ 36h EEG-E)

- Inhalt des Kabinettsentwurfs**

Der Kabinettsentwurf vom 29. Juli 2026 sieht eine grundlegende Überarbeitung des Referenzertragsmodells vor, um den Windausbau regional differenziert zu steuern:

- **Einführung von Windregionen:** Das Bundesgebiet soll künftig in eine Küstenregion, eine Region Mitte-Nord und eine Südregion unterteilt werden (§ 36h Abs. 1 i. V. m. Anlage 4 EEG-E).
- **Begrenzung der Kompensation im Norden:** In der Küstenregion sollen künftig nur noch Stützwerte angewendet werden, die einem Gütefaktor von mindestens **80 Prozent** entsprechen, was den maximalen Korrekturfaktor auf **1,16** begrenzt (§ 36h Abs. 1 Satz 2 und 3 EEG-E).
- **Verschärfung in Mitte-Deutschland:** Für die Region Mitte-Nord soll eine Untergrenze des Gütefaktors von **70 Prozent** gelten, wodurch der Korrekturfaktor auf maximal **1,29** steigen soll.
- **Anreize für die Südregion:** Für Projekte in der Südregion soll der Korrekturfaktor für Standorte mit einer Güte von 50 Prozent oder weniger von bisher 1,55 auf **1,65** angehoben werden, um die Wirtschaftlichkeit an windschwächeren Standorten zu verbessern.
- **Ausschluss von Windsektormanagement:** Ertragsverluste aufgrund von Windsektormanagement zur Gewährleistung der Standsicherheit (z. B. zur Vermeidung von Turbulenzen) sollen künftig nicht mehr kompensiert werden, sondern als **fiktive Erträge** dem Standortertrag zugerechnet werden (Anlage 2 Nr. 7.2 Buchst. d EEG-E).

b. Folgen für Energiegenossenschaften und andere EE-Akteure

Wir warnen vor gravierenden Auswirkungen auf die Projektfinanzierung und Akteursvielfalt:

- **Kumulative wirtschaftliche Belastung:** Die Kombination aus dem Redispatch-Vorbehalt, der Wirkleistungsbegrenzung durch die SAL und der REM-Verschärfung erzeugt eine beträchtliche Erlösunsicherheit, die Investitionsentscheidungen blockieren kann.
- **Benachteiligung regionaler Projekte:** Die pauschalen Gütefaktor-Untergrenzen treffen insbesondere Projekte, bei denen Mindererträge nicht auf planerische Optimierung, sondern auf **externe Auflagen** (Schallschutz, Radar, Artenschutz) zurückzuführen sind. Dies entzieht regional verankerten Genossenschaftsprojekten, die oft auf spezifische Flächenzuschnitte angewiesen sind, die Kalkulationsbasis.
- **Gefährdung von Repowering:** An bestehenden Standorten im Norden und in der Mitte, die im Rahmen des Repowerings modernisiert werden sollen, könnten die neuen Untergrenzen dazu führen, dass die Standorte trotz bewährter Akzeptanz nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können.
- **Systematische Fehlanreize:** Die Nicht-Kompensation von Windsektormanagement-Verlusten bestraft Projekte, die aus Gründen der Standsicherheit oder auf behördliche Anordnung hin abgeregelt werden müssen, obwohl sie physisch keinen Strom erzeugen können.
- **Faktische Kürzung der anzulegenden Werte:** In der Küstenregion kann der anzulegende Wert durch die Neuregelung bei einem beispielhaften Zuschlag von 5,5 ct/kWh von bisher maximal 7,81 ct/kWh auf nur noch 6,4 ct/kWh sinken

c. Forderungen der Energiegenossenschaften

Zur Sicherung eines bundesweiten und fairen Windenergieausbaus fordern wir folgende Korrekturen:

-
- a. Ein spezifisches, ab 2027 verfügbares Instrument für den Zubau in der Südregion muss eingeführt werden, ohne dabei die Investitionsbedingungen in anderen Landesteilen durch kumulative Belastungen zu schwächen.
 - b. Für bereits genehmigte oder weit fortgeschrittene Projekte muss ein rechtssicherer Bestandsschutz sowie praxistaugliche Übergangsfristen über das Jahr 2028 hinaus gewährt werden.
 - c. Die Anrechnung von Verlusten aus dem Windsektormanagement als fiktive Erträge in Anlage 2 EEG-E muss gestrichen werden, um eine faire Abbildung der realen Standorterträge zu gewährleisten.
 - d. Bei unverschuldeten Ertragsminderungen durch behördliche Auflagen müssen Ausnahmeregelungen von den pauschalen Gütefaktor-Untergrenzen geschaffen werden.
 - e. Die Bundesregierung muss die Auswirkungen des gesamten „Netzpakets“ und der REM-Novelle auf die Bankfähigkeit von Bürgerenergieprojekten bewerten, bevor die Neuregelungen in Kraft treten.

10. Investitionsrahmen für den Biomasseanlagenbestand stärken – Amortisationszeiträume an reale Kostenstrukturen anpassen

a. Inhalt des Kabinettsentwurfs

Der Kabinettsentwurf vom 29. Juli 2026 sieht vor, Biomasse als steuerbare Energiequelle im Mix zu erhalten, setzt dabei jedoch auf eine schrittweise Reduktion der geförderten Mengen:

- **Abschmelzender Ausschreibungspfad:** Das Ausschreibungsvolumen für Biomasseanlagen soll in den Jahren 2027 und 2028 jeweils 1.000 MW betragen, danach jedoch auf 750 MW (2029/2030) und schließlich auf lediglich 500 MW (2031/2032) absinken (§ 28c Abs. 2 EEG-E).
- **Erhöhtes Leistungsziel:** Das Ziel für die installierte Leistung soll von 8,4 GW auf **9,5 GW** für die Jahre 2030 und 2035 angehoben werden, um den Anlagenbestand im Wesentlichen zu sichern (§ 4 Nr. 4 EEG-E).
- **Anpassung des Maisdeckels:** Der Anteil von Getreidekorn und Mais bei der Biogaserzeugung soll künftig einheitlich auf maximal **30 Masseprozent** begrenzt werden, was einer leichten Anhebung um 5 Prozent entspricht (§ 39i Abs. 1 EEG-E).

b. Folgen für Energiegenossenschaften und andere EE-Akteure

Die vorgesehenen Regelungen bewerten wir als unzureichend für einen stabilen Weiterbetrieb und den Erhalt von Haupt- sowie Nebenwärmequellen für unsere Wärmegeossenschaften:

- **Faktischer Rückbau der Erzeugung:** Trotz des Ziels von 9,5 GW installierter Leistung führt die Begrenzung der Betriebsviertelstunden dazu, dass die tatsächlich erzeugte Strommenge aus Biomasse bis 2035 voraussichtlich um 35 Prozent sinken wird.
- **Ausschluss von Bestandsanlagen:** Der abschmelzende Pfad bietet weniger als der Hälfte der Bestandsanlagen die Aussicht auf einen Zuschlag, was die Stilllegung zahlreicher Anlagen zur Folge haben wird.
- **Mangelnde Investitionssicherheit:** Eine Anschlussförderung von lediglich 12 Jahren reicht oft nicht aus, um die für eine Flexibilisierung erforderlichen Millioneninvestitionen (z. B. in Gasspeicher oder zusätzliche BHKW) wirtschaftlich zu refinanzieren.
- **Unwirtschaftliche Betriebsweise:** Die Begrenzung auf förderfähige Betriebsviertelstunden wird als zu starr kritisiert; sie erschwert eine bedarfsgerechte Fahrweise und führt dazu, dass insbesondere kleinere Anlagen eher stillgelegt als modernisiert werden.

- **Verlust regionaler Wertschöpfung:** Biomasse ist eine tragende Säule der Energiewende im ländlichen Raum. Ein Rückbau gefährdet zehntausende Arbeitsplätze und die lokale Resilienz der Energieversorgung. Ferner droht für bestehende und zukünftige genossenschaftliche Wärmeprojekte der Wegfall der Haupt- und/oder Nebenwärmequellen.

c. Forderungen der Energiegenossenschaften

Zur Sicherung der Bioenergie fordern wir folgende Korrekturen:

- a. Um die Stromerzeugung aus Biomasse auf dem heutigen Niveau zu halten und die Flexibilisierung voranzutreiben, muss das jährliche Ausschreibungsvolumen für Biomasseanlagen auf mindestens 2.500 MW pro Jahr bis zum Jahr 2032 angehoben werden.
- b. Der Zeitraum für die Anschlussvergütung sollte sowohl für zukünftig als auch für bereits bezuschlagte Anlagen auf 15 Jahre verlängert werden, da sich die notwendigen Millioneninvestitionen in die Flexibilität innerhalb der aktuell vorgesehenen zwölf Jahre nicht wirtschaftlich amortisieren lassen.
- c. Aufgrund der gestiegenen Bau- und Finanzierungskosten sowie der Inflation ist eine Anhebung des Flexibilitätsszuschlags auf 130 Euro pro Kilowatt erforderlich, um den wirtschaftlichen Betrieb flexibler Anlagen sicherzustellen.
- d. Das EEG sollte zu einem Vergütungssystem auf Basis der Bemessungsleistung zurückkehren, da sich die starre Begrenzung der förderfähigen Betriebsviertelstunden in der Praxis nicht bewährt hat und den Betreibern den notwendigen betriebswirtschaftlichen Spielraum für eine systemgerechte Fahrweise nimmt.
- e. Zur Ausschöpfung des vollen Potenzials des Biogasanlagenbestands für die Energiewende sind regulatorische Hemmnisse wie der restriktive „Maisdeckel“ vollständig aus dem EEG zu streichen.

11. Strommengenpfad in § 4a EEG erhalten

a. Inhalt des Kabinettsentwurfs

Der Kabinettsentwurf sieht vor, den bislang in § 4a EEG verankerten Strommengenpfad für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien vollständig zu streichen.

b. Folgen für Energiegenossenschaften und andere EE-Akteure

Wir warnen vor erheblichen Nachteilen für die Verlässlichkeit der Energiewende:

- **Verlust eines zentralen Steuerungsinstruments:** Ohne den Mengenpfad fehlt ein verbindlicher Maßstab, um den Erfolg des Ausbaus nicht nur an installierten Megawatt, sondern an der tatsächlich im Netz verfügbaren klimaneutralen Energie zu messen.

c. Forderung der Energiegenossenschaften

Wir fordern die Beibehaltung des § 4a EEG, um die Steuerungsfähigkeit des Gesetzes und die Planungssicherheit für Akteure wie Energiegenossenschaften zu gewährleisten.

12. Steuerung am Netzverknüpfungspunkt statt Abregelung an der Erzeugungseinheit umsetzen

a. Inhalt des Kabinettsentwurfs

Laut Regierungsentwurf soll für neue Wind- und Solaranlagen ab dem **1. Januar 2027** eine dauerhafte, bundesweite **pauschale Wirkleistungsbegrenzung** eingeführt werden. Dabei sieht der Entwurf in § 8 Abs. 1 Satz 4 EEG-E richtigerweise vor, dass sich diese spezifische Begrenzung (70 % bei PV, 280 W/m² bei Wind) auf die Einspeisung am **Netzverknüpfungspunkt (NVP)** beziehen soll.

Jedoch hält das allgemeine Regime für betriebliche Steuerungsmaßnahmen – insbesondere der für die Systemsicherheit zentrale **Redispatch 2.0** nach §§ 13, 13a EnWG – im Grundsatz weiterhin an der **Wirkleistungserzeugung** der einzelnen Anlage als maßgeblichem Bezugspunkt fest. Damit bleibt ein seit 2021 bestehender systematischer Fehler in der Energiegesetzgebung bestehen, wonach die Erzeugung an der Quelle statt des tatsächlichen Energieflusses am Übergabepunkt zum öffentlichen Netz geregelt wird.

b. Folgen für Energiegenossenschaften und andere EE-Akteure

Die Steuerung auf Basis der Erzeugung statt der Einspeisung behindert die lokale Stromwende und die effiziente Sektorkopplung:

- **Blockade von „Behind-the-meter“-Lösungen:** Da die Anlage selbst abgeregelt wird, kann Strom, der das Netz am Übergabepunkt physisch gar nicht belasten würde, nicht genutzt werden. Dies betrifft insbesondere den direkten Eigenverbrauch in lokalen Gemeinschaftsprojekten oder die Beladung genossenschaftlicher Batteriespeicher.
- **Investitionshemmnis für Sektorkopplung:** Die aktuelle Praxis entzieht Projekten mit Co-Location (Kombination von Erzeugung, Speichern und Verbrauchern wie Wärmepumpen) die wirtschaftliche Basis, da Flexibilitätspotenziale im Abregelungsfall verloren gehen.
- **Unnötige Kosten und Bürokratie:** Die Abregelung der Erzeugung erfordert komplexe Entschädigungsberechnungen für Strommengen, die das Netz nie belastet hätten. Zudem führen präventive Steuerungen mangels Echtzeit-Netzüberwachung oft zu unnötig hohen Abregelungsmengen.

c. Forderungen der Energiegenossenschaften

Wir fordern, die Steuerung wieder am Netzverknüpfungspunkt der Erzeugungseinheit umzusetzen und nicht direkt an der Erzeugungseinheit abzuregeln.

13. Kundenanlagen dauerhaft absichern – Dezentrale Stromwende rechtssicher fortführen

a. Aktuelle Situation

Die rechtliche Grundlage für die Stromversorgung „hinter dem Netzverknüpfungspunkt“ ist durch die Rechtsprechung erheblich unter Druck geraten:

- **BGH-Urteil als Auslöser:** Ein Urteil des Bundesgerichtshofs vom 13. Mai 2025 hat für Stromlieferungen innerhalb von Kundenanlagen eine gravierende Unsicherheit geschaffen, da die Kriterien für eine Abgrenzung zum öffentlichen Netz seither umstritten sind.
- **Befristete Übergangsregelung:** Der Gesetzgeber hat daraufhin in § 118 Abs. 7 EnWG eine Übergangsfrist eingeführt. Danach sollen bestehende Kundenanlagen, die bis zum Inkrafttreten des Gesetzes angeschlossen wurden, erst ab dem 1. Januar 2029 den vollen Anforderungen der Netzregulierung nach § 3 Nr. 37 EnWG unterliegen

-
- **EU-Rahmen im Umbruch:** Parallel dazu wird auf europäischer Ebene über eine Neufassung von Art. 38 Abs. 5 der Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie beraten. Während der Vorschlag des EU-Rates restriktive Schwellenwerte vorsieht, setzt sich das EU-Parlament für einen weitgehenden Erhalt der bewährten Strukturen ein.

b. Folgen für Energiegenossenschaften und andere EE-Akteure

Die aktuelle Hängepartie hat weitreichende negative Konsequenzen für die Akteursvielfalt und lokale Projekte:

- **Blockade von Direktversorgungskonzepten:** Betroffen sind insbesondere gemeinschaftliche Gebäudeversorgungen, Mieterstrommodelle sowie die Versorgung von Gewerbe- und Industriearealen. Genossenschaften können solche Projekte derzeit kaum rechtssicher kalkulieren.
- **Drohende Einstufung als Netzbetreiber:** Ohne eine klare Definition besteht die Gefahr, dass kleinteilige Versorgungsstrukturen als Energieversorgungsnetz eingestuft werden. Dies würde die Betreiber mit prohibitiven regulatorischen Pflichten (Entflechtung, Transparenzberichte, Genehmigung der Tätigkeit) belasten, die in keinem Verhältnis zur Größe der Anlage stehen.
- **Investitionshindernis:** Die bloße Gefahr einer Einstufung als Netzbetreiber hemmt bereits heute substanzielle Investitionen in Sektorenkopplung und Speicher vor dem Netzverknüpfungspunkt.
- **Gefahr durch Ratsvorschlag:** Sollten sich die restriktiven Vorschläge des EU-Rates (z. B. Begrenzung auf 20 Kunden) durchsetzen, würden zahlreiche bestehende genossenschaftliche Quartierskonzepte ihre Rechtsgrundlage verlieren.

c. Förderung der Energiegenossenschaften

Zusammen mit zahlreichen Wirtschafts- und Energieverbänden fordern wir die Bundesregierung auf, sich in den Trilogverhandlungen zur Elektrizitätsbinnenmarktrichtlinie konsequent für die Position des Europäischen Parlaments zur Kundenanlage einzusetzen. Nur dieser Ansatz ermöglicht den weitgehenden Erhalt der bewährten Rechtslage für deutsche Kundenanlagen, um beträchtliche wirtschaftliche Einbußen sowie eine Lähmung der lokalen Energiewende zu verhindern.

Ansprechpartner

Dr. Andreas Wieg

Leiter Bundesgeschäftsstelle Energiegenossenschaften

Telefon: +49 (0)30 72 62 20 – 984

E-Mail: wieg@dgrv.de

René Groß

Leiter Strategie und Politik

Telefon: +49 (0)30 72 62 20 – 923

E-Mail: gross@dgrv.de