

**Handlungs-  
empfehlungen**

- PPA-Frontjahre ermöglichen: EEG-Opt-Out mit späterer CfD-Absicherung.
- Übererlösabschöpfung vereinfachen: Negative Marktprämie einführen.
- Ausschreibungen ausweiten: Zusätzliche Wind-an-Land-Volumina ermöglichen.
- Investitionssicherheit stärken: Ausschreibungen über 2032 hinaus absichern.
- Systemdienliche PV stärken: Starre Einspeisebegrenzungen vermeiden.
- Direktvermarktung kleiner PV-Anlagen praxistauglich gestalten.
- EEG, Netzanschlusspaket und AgNes besser abstimmen.

Stand: 20. Mai 2026

Die Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ist entscheidend für die weitere Marktintegration und Finanzierung des Ausbaus erneuerbarer Energien. Der vorliegende Beitrag adressiert zentrale Anpassungsbedarfe im aktuellen **EEG-Referentenentwurf (Stand 20.4.2026)**, um Marktintegration, Investitionssicherheit, Systemdienlichkeit und Ausbaugeschwindigkeit der erneuerbaren Energien gleichermaßen zu stärken. Im Fokus stehen eine investitionsfreundliche Ausgestaltung von PPAs im Zusammenspiel mit dem CfD-/EEG-System, eine einfache und rechtssichere Umsetzung der Übererlösabschöpfung, die ausreichende Dimensionierung von Ausschreibungsvolumina, verlässliche Rahmenbedingungen über das Jahr 2032 hinaus, die Vermeidung pauschaler Einspeisebegrenzungen für systemdienlich betriebene PV-Anlagen sowie eine kohärente Abstimmung mit weiteren laufenden Gesetzgebungs- und Regulierungsverfahren. Ziel ist es, den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien effizient, marktnah, systemdienlich und finanzierungsstabil abzusichern.

## 1. PPA in den Frontjahren der CfD-/EEG-Vergütung

Der **Markt für Power Purchase Agreements (PPAs)** sollte gezielt gestärkt werden. Dafür sprechen mehrere Gründe: PPAs fördern die Integration erneuerbarer Energien in den Strommarkt und bieten Unternehmen langfristige Preisstabilität. Zu den zentralen Abnehmern zählen insbesondere die energieintensive Industrie, Rechenzentren sowie Elektrolyseure für die Wasserstoffproduktion. Gerade letztere sind aufgrund der geltenden Strombezugskriterien auf den Bezug von grünem Strom durch PPAs angewiesen. Gleichzeitig ermöglichen PPAs den Ausbau erneuerbarer Energien auch außerhalb staatlicher Fördermechanismen und können dazu beitragen, den Finanzierungsbedarf des EEG-Systems zu begrenzen.

Der aktuelle **EEG-Referentenentwurf** sieht mit **§ 20b** eine **Opt-Out-Möglichkeit** aus der EEG-Förderung **innerhalb** der **ersten zehn Betriebsjahre** mit Wirkung für die verbleibende Förderlaufzeit vor. In überzeichneten EEG-Ausschreibungen kann es erforderlich sein, bei der Gebotsabgabe hohe Markterlösannahmen für die Zeit nach einem Opt-Out zu unterstellen, um im Wettbewerb um Zuschläge bestehen zu können. Da jedoch ungewiss ist, ob sich diese Erlöserwartungen tatsächlich realisieren lassen, kann ein späterer Ausstieg aus der Förderung nach mehreren Betriebsjahren erhebliche Unsicherheit für die Projektfinanzierung erzeugen.

Regulatorisch einfacher und investitionsfreundlicher wäre daher ein Modell, bei dem Anlagenbetreiber in den **ersten Betriebsjahren** freiwillig auf die EEG-Förderung verzichten und ihren Strom über PPAs oder andere Marktinstrumente vermarkten können. Die staatliche Absicherung über das CfD-/EEG-System würde erst in den darauffolgenden Jahren greifen.

Konkret sollten neue EE-Anlagen, die einen Zuschlag bei einer EEG-Ausschreibung erhalten haben, die Möglichkeit bekommen, in den ersten Betriebsjahren („**Frontjahre**“) über einen fest gelegten Zeitraum (z.B. fünf Jahre) marktlich finanziert zu werden – etwa über PPAs oder Absicherungen am Terminmarkt. Der Zeitpunkt der Inbetriebnahme würde dabei zugleich den Beginn dieses befristeten EEG-Opt-Outs markieren. Erst anschließend würde die staatliche Absicherung im Rahmen eines CfD-/EEG-Systems einsetzen.

Für die ersten Jahre ab Inbetriebnahme besteht typischerweise ein liquider Hedging-Markt, sodass sich diese Phase besonders für eine Vermarktung über PPAs oder Terminabsicherungen eignet. Für weiter in der Zukunft liegende Lieferjahre steigen dagegen die Preis- und Marktrisiken deutlich an. Gerade für diese späteren Jahre bietet eine staatliche Absicherung durch CfD- bzw. EEG-Mechanismen einen wichtigen Beitrag zur Investitionssicherheit.

Zugleich können marktliche Frontjahre die Entwicklung funktionierender PPA-Märkte fördern, da ein größerer Anteil des erzeugten Stroms direkt an industrielle Abnehmer oder Elektrolyseure vermarktet wird. Bei einer angenommenen technischen Lebensdauer von rund 30 Jahren könnten damit bis zu 50 Prozent der gesamten Stromproduktion marktlich vermarktet werden (erste fünf Betriebsjahre und die letzten zehn Jahre außerhalb der EEG-Förderung).

Nach Abschluss der PPA-Phase würden die Anlagen wieder in die CfD-Absicherung wechseln und dort für den verbleibenden Zeitraum der EEG-Förderlaufzeit (Jahre 6–20) ohne weitere Wechseloption verbleiben.

Der Vorteil dieses Modells liegt in der Kombination aus Marktintegration und Investitionssicherheit. Durch die Aufteilung in **zwei Phasen – eine marktliche Phase (Merchant- bzw. PPA-Projekte) und eine regulierte Phase (CfD-Projekte)** – entstehen transparente Investitionssegmente. Dies erleichtert auch die Risikobewertung durch Investoren und Ratingagenturen.

## 2. Übererlösabschöpfung durch mögliche negative Marktprämie

Der **aktuelle EEG-Referentenentwurf** sieht zur Umsetzung des europarechtlich vorgeschriebenen Claw-Back-Mechanismus die Einführung eines sogenannten „**Refinanzierungsbeitrags**“ (§ 20a EEG-E 2027) vor. Anlagen erhalten weiterhin eine Marktprämie, solange der Marktwert unter dem anzulegenden Wert liegt. Übersteigt der Jahresmarktwert des erzeugten Stroms den anzulegenden Wert, entsteht ein Refinanzierungsbeitrag, der an das EEG-System abgeführt werden muss. Auf diese Weise werden Übererlöse abgeschöpft.

Mit diesem Ansatz würde neben der Marktprämie ein zusätzlicher Abwicklungsmechanismus eingeführt. Dies erhöht die Komplexität der Abrechnung und den administrativen Aufwand, insbesondere wenn viertelstundenscharfe Werte ermittelt werden müssen. Zudem verbleibt das **Inkassorisiko** beim Netzbetreiber (§ 20a Abs. 3).

Als alternative Umsetzung der europarechtlich geforderten Übererlösabschöpfung sollte – in Anlehnung an die Position des BDEW – das bestehende System der **gleitenden Marktprämie** so angepasst werden, dass diese künftig auch **negativ** werden kann. Überschreitet der Jahresmarktwert den anzulegenden Wert, entstünde automatisch eine Rückzahlung an das EEG-Konto.

Da dieser Ansatz auf dem bestehenden Marktprämiensystem aufsetzt, handelt es sich lediglich um eine abrechnungstechnische Anpassung. Ein neues Förderinstrument wäre nicht erforderlich; inhaltlich würde damit das gleiche Ergebnis erzielt wie mit dem im Entwurf vorgeschlagenen Refinanzierungsbeitrag. Der wesentliche Vorteil einer negativen Marktprämie liegt daher in der geringeren administrativen Komplexität und der einfachen Integration in bestehende Abrechnungssysteme.

Auch bei einer negativen Marktprämie müssten Netzbetreiber Rückzahlungen von Anlagenbetreibern einfordern. Im Fall von Insolvenzen können Forderungsausfälle entstehen. Diese Risiken sollten nicht dem Netzbetreiber zugerechnet werden. Stattdessen sollten entsprechende Kosten und Forderungsausfälle über den bundesweiten **EEG-Finanzierungsmechanismus** (EEG-Konto) **ausgeglichen** werden. Hierfür müsste das Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) entsprechend angepasst werden.

Die Einführung einer negativen Marktprämie würde – bei entsprechender Absicherung – gewährleisten:

- dass die europarechtlich geforderte Übererlösabschöpfung erreicht wird,
- dass das bestehende Marktprämiensystem erhalten bleibt und der administrative Aufwand gering bleibt, sowie
- dass die Netzbetreiber nicht mit finanziellen Risiken belastet werden.

### 3. Höhere Ausschreibungsvolumina für Windenergie an Land

Der Referentenentwurf des EEG sieht in **§ 28** ein reguläres **Ausschreibungsvolumen von 10 GW pro Jahr für Windenergie an Land** vor. Ergänzend dazu sind für die Jahre 2027-2029 Resilienzausschreibungen in Höhe von 3,5 GW jährlich vorgesehen. Nach dem derzeit diskutierten Entwurf sollen die **Resilienzausschreibungen** jedoch nicht zusätzlich eingeführt, sondern **innerhalb des bestehenden Ausschreibungsvolumens** saldiert werden. Nicht vergebene Mengen sollen im Folgejahr wieder dem regulären Ausschreibungsvolumen zugerechnet werden.

Die Überzeichnung der vergangenen Ausschreibungsrunden bei der Windenergie an Land zeigt, dass die derzeit vorgesehenen Ausschreibungsmengen nicht ausreichen. Eine Fortschreibung des regulären Ausschreibungsvolumens auf lediglich 10 GW pro Jahr – wie im aktuellen EEG-Entwurf vorgesehen – wird der hohen Projektnachfrage nicht gerecht. Vor diesem Hintergrund unterstützt EWE die Forderung der bayerischen Bundesratsinitiative nach einer **Sonderausschreibung** noch in diesem Jahr. Die im **Klimaschutzprogramm 2026** vorgesehene zusätzliche Ausschreibung von insgesamt 12 GW Windenergie an Land (2027-2030) sollte deshalb im weiteren Gesetzgebungsverfahren berücksichtigt werden und erste Mengen noch 2026 ausgeschrieben werden. Zudem sollte geprüft werden, ob die geplanten **Resilienzausschreibungen zusätzlich** zu den regulären Ausschreibungen ausgestaltet werden können.

Die Erhöhung der Ausschreibungsvolumina wäre ein wichtiger Schritt zum Erreichen des Ausbauziels von 115 GW installierter Leistung bis 2030. Dadurch könnten Investitionen beschleunigt, die Energiesouveränität Deutschlands gestärkt und zugleich ein wesentlicher Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden.

#### 4. Investitionssicherheit nach 2032

Der EEG-Referentenentwurf legt die **Ausschreibungsvolumina** für neue Anlagen **lediglich bis zum Jahr 2032** fest (§ 28 ff.). Damit entsteht für Investitionen in erneuerbare Energien bereits heute eine erhebliche Planungslücke für Projekte mit Inbetriebnahme nach 2032. Dies betrifft insbesondere die Windenergie an Land: Von der Flächensicherung über Genehmigungs- und Planungsverfahren bis zur Realisierung vergehen regelmäßig fünf bis sieben Jahre. Projektentwicklungen, die heute begonnen werden, zielen daher vielfach auf einen Realisierungszeitpunkt nach 2032. Ohne frühzeitige Klarheit über den Förderrahmen besteht das Risiko, dass Investitionen zurückgestellt oder Projekte gar nicht erst entwickelt werden. Der Gesetzgeber sollte daher im neuen EEG sicherstellen, dass auch **über das Jahr 2032 hinaus ein verlässlicher Ausschreibungsrahmen** besteht – etwa durch eine gesetzliche Verstetigung der Ausschreibungen oder die frühzeitige Festlegung eines fortgeschriebenen Ausschreibungspfads. Nur so kann eine kontinuierliche Projektpipeline aufgebaut und ein Ausbaurückgang im kommenden Jahrzehnt vermieden werden.

#### 5. Keine pauschale Einspeisebegrenzung für systemdienliche PV-Anlagen

Der neue **§ 9 Abs. 2b des EEG-Entwurfs** sieht eine **pauschale** und dauerhafte **Begrenzung der Einspeisung auf 50 %** der installierten Leistung vor – unabhängig von der jeweiligen Veräußerungsform und der technischen Steuerbarkeit der Anlagen. Damit würden auch solche Anlagen erfasst, die bereits heute durch Direktvermarktung, Energiemanagementsysteme oder den Einsatz von Speichern systemdienlich betrieben werden.

Die vorgesehene Regelung ist kritisch zu bewerten, da sie bestehende **Flexibilitäten im Stromsystem pauschal begrenzt** und damit Anreize für einen netz- und systemdienlichen Betrieb schwächt. Insbesondere im Haushaltsbereich könnten die effiziente Nutzung von Speichern, flexiblem Verbrauch und intelligenten Energiemanagementsystemen sowie deren Wirtschaftlichkeit erheblich beeinträchtigt werden. Dies würde den Hochlauf **dezentraler Flexibilitäten** erschweren und die Attraktivität von PV-Anlagen in Kombination mit Speichern, Direktvermarktung und dynamischen Tarifen verringern.

Zudem adressiert bereits die vorgeschlagene Neuregelung in § 9 Abs. 2 Nummer 3 die berechtigte Sorge vor unkontrollierter PV-Einspeisung und netzseitigen Belastungen in Zeiten hoher Solastromerzeugung. Danach soll für Anlagen ohne Direktvermarktung beziehungsweise ohne entsprechende Steuerbarkeit eine Begrenzung der Einspeisung auf **60 %** der installierten Leistung gelten. Die Regelung setzt damit gezielt bei den Anlagen an, bei denen tatsächlich **netzseitige Risiken** bestehen, ohne systemdienlich betriebene Anlagen pauschal einzuschränken.

Vor diesem Hintergrund sollte die zusätzliche Regelung in **§ 9 Abs. 2b gestrichen** werden. Der in Absatz 2b genannte Höchstwert von 50 % könnte alternativ in die vorgeschlagene neue Regelung des § 9 Abs. 2 Ziffer 3 integriert werden, die im Gesetzentwurf derzeit eine Begrenzung auf 60 % vorsieht.

Anlagen in der Direktvermarktung sind bereits heute Marktpreisen und den damit verbundenen wirtschaftlichen Anreizen ausgesetzt. Diese **marktlichen Signale** stellen einen deutlich effizienteren Hebel dar, um Einspeisung, Verbrauch und Speicher systemdienlich zu steuern und gleichzeitig den bedarfsgerechten Ausbau von Speicherkapazitäten zu fördern. Eine starre Abregelung schwächt diese Anreize und kann langfristig zu einer ineffizienten Nutzung vorhandener Flexibilität sowie zu **höheren Systemkosten** führen. Zudem verringert die Regelung die Attraktivität von PV-Anlagen, insbesondere in Kombination mit Direktvermarktung, Speichern und dynamischen Tarifen, und erschwert damit den Hochlauf dezentraler Flexibilität.

## 6. Übergangsregelung für kleine EEG-Anlagen praxistauglich ausgestalten

Der Referentenentwurf zum EEG 2027 sieht vor, die bisherige feste Einspeisevergütung für neue Anlagen weitgehend zu beenden und die Direktvermarktung zum Regelfall zu machen. Für kleinere Anlagen wird hierzu in § 21 Abs. 1 Satz 1 Nummer 1 EEG-RefE eine **Übergangslösung („befristete Marktwertdurchleitung“)** eingeführt. Danach können Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 25 kW, die im Jahr 2027 in Betrieb genommen werden, sowie Anlagen mit weniger als 10 kW, die 2028 in Betrieb genommen werden, vorübergehend weiterhin Zahlungen über den Netzbetreiber erhalten. Grundlage hierfür ist der Jahresmarktwert nach § 23b EEG-RefE.

Diese Übergangsregelung **begrüßen** wir ausdrücklich. Sie verhindert einen Fadenriss im Markt für kleinere Photovoltaikanlagen in einer Phase, in der die verpflichtende Direktvermarktung praktisch noch nicht flächendeckend umsetzbar sein wird. Insbesondere die erforderlichen Marktprozesse, Direktvermarktungsangebote sowie der Rollout intelligenter Messsysteme und Steuertechnik werden bis Anfang 2027 nicht flächendeckend und massenmarktfähig etabliert sein. Die Übergangsregelung schafft daher wichtige Zeit für Netzbetreiber, Messstellenbetreiber, Direktvermarkter und Anlagenbetreiber, die erforderlichen Prozesse umzusetzen.

Aus Sicht von EWE ist jedoch entscheidend, dass auch der **Übergang** aus der befristeten Marktwertdurchleitung in die verpflichtende Direktvermarktung **klar geregelt** wird. Nach § 25 Abs. 1a EEG-RefE endet die Übergangsregelung nach Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem und einer Steuerungseinrichtung beziehungsweise spätestens 30 Monate nach Inbetriebnahme. Hierfür braucht es rechtzeitig **standardisierte und massengeschäftstaugliche Prozesse** mit klar definierten Rollen und abgestimmten Abläufen zwischen den beteiligten Marktakteuren, transparenten Fristen sowie verständlichen Informationspflichten gegenüber Kundinnen und Kunden.

Sollte die befristete Marktwertdurchleitung in der praktischen Umsetzung kein geeignetes Mittel sein, sollte geprüft werden, ob **alternative Übergangsmodelle** erforderlich sind, etwa eine befristete reduzierte feste Einspeisevergütung. Entscheidend ist, dass der Übergang in die verpflichtende Direktvermarktung für kleine Anlagen praktikabel und verlässlich ausgestaltet wird.

## 7. Wechselwirkung mit anderen Gesetzgebungsverfahren und dem Regulierungsrahmen

Parallel zur Novellierung des EEG läuft derzeit das Gesetzgebungsverfahren zum **Netzanschlusspaket** sowie das umfangreiche „AgNes“-Verfahren der BNetzA zur grundlegenden Überarbeitung der

Netzentgeltsystematik im Strombereich. In beiden Verfahren werden ebenfalls Fragen der Kosten- und Risikoverteilung für erneuerbare Energien adressiert.

Vor diesem Hintergrund ist eine **enge Abstimmung** der Regelungen des EEG, des Netzanschlusspakets sowie des AgNes-Verfahrens zwingend erforderlich. Das gilt insbesondere für den im Netzanschlusspaket geplanten **Redispatch-Vorbehalt**, der den Ausbau erneuerbarer Energien erheblich bremsen könnte. Ebenso relevant für den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien sind die im Rahmen von AgNes diskutierten möglichen **Einspeiseentgelten** sowie die Erhebung von **Baukostenzuschüssen**. Zwischen diesen Maßnahmen bestehen erhebliche **Wechselwirkungen**, die in ihrer Gesamtwirkung den Ausbau der erneuerbaren Energien signifikant beeinträchtigen könnten.

**EWE AG** EWE ist ein Versorgungskonzern im Bereich Strom, Erdgas, Telekommunikation und Informationstechnologie. Die EWE AG ist registrierte Interessenvertreterin nach dem Lobbyregistergesetz (Registernummer R001058) und folgt dem vom Deutschen Bundestag und von der Bundesregierung beschlossenen Verhaltenskodex.

**Kontakt** EWE Aktiengesellschaft  
Tirpitzstraße 39  
D-26122 Oldenburg  
www.ewe.com

Ansprechpersonen:  
Abteilung Politische Angelegenheiten  
Telse Jochims  
telse.jochims@ewe.de

Aiko Holstein (Büro Berlin)  
E-Mail: aiko.holstein@ewe.de  
Telefon: 0162 1385048

Markus Hümpfer (Büro Berlin)  
E-Mail: markus.huempfer@ewe.de  
Telefon: 0162 2980912