



Stellungnahme

Bundesverband Erneuerbare Energie e. V.

**Öffentliche Anhörung zu Vorlagen zum Erneuerbare-Energien-Gesetz
- EEG 2027 auf BT-Drucksachen 21/7867, 21/7819, 21/8108, 21/8119,
21/7907**

Dem Ausschuss ist das vorliegende Dokument in nicht barrierefreier Form zugeleitet worden.

Siehe Anlage

BEE-Stellungnahme zur EEG-Novelle 2027

Kabinettsentwurf

Berlin, 30 September 2026



Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	2
Das Wichtigste in Kürze	3
1 Erneuerbare Energien sind Investitionsmotor, Beschäftigungsgarant und Grundlage wettbewerbsfähiger Strompreise	4
1.1 Investitionssicherheit ist ein zentraler Kostenvorteil	5
1.2 Mehr Erneuerbare können Strompreise und Förderbedarf senken	5
1.3 Die nächste Phase der Energiewende heißt Flexibilität	6
1.4 EEG 2027: Investitionen ermöglichen, Marktintegration stärken, Flexibilität mobilisieren	6
2 Investitionsbedingungen im Gesamtsystem betrachten: Wechselwirkungen und Mehrfachbelastungen vermeiden	7
2.1 Regulatorische Risiken werden zu Finanzierungskosten	8
2.2 Marktintegration muss technisch machbar und wirtschaftlich tragfähig sein	8
2.3 Redispatch und Flexibilität nicht getrennt betrachten	9
2.4 Entscheidend ist die Gesamtwirkung auf das Projekt	9
3 Die zentralen Big Points des BEE zur EEG-Novelle 2027	11
3.1 Einspeisevergütung für kleine Dach-PV und Wasserkraft erhalten – Marktintegration wirtschaftlich sinnvoll ausgestalten	11
3.2 Stromerzeugung aus Biomasse stabilisieren und Flexibilität voranbringen	15
3.3 CfD-System investitionsfreundlich ausgestalten – Marktwertkorridor, höhere Bagatellgrenze und PPA-Kompatibilität sichern.....	17
3.4 Direktbelieferung von Industrie und Gewerbe stärken	20
3.5 Pachtdeckel für Wind an Land streichen.	22
4 Mehr Erneuerbare machen das Stromsystem günstiger – wenn Flexibilität mitwächst	24
Ansprechpartner*innen.....	27

Das Wichtigste in Kürze

- **Investitionssicherheit ist eine Voraussetzung für Kosteneffizienz.** Regulatorische Risiken werden über Finanzierungskosten und Ausschreibungsgebote eingepreist. EEG, Netzanschlussregeln, Netzentgelte, Digitalisierung und Flexibilitätsregulierung müssen deshalb als gemeinsamer Investitionsrahmen betrachtet werden.
- **Die Einspeisevergütung für kleine Dach-PV und kleine Wasserkraft muss erhalten bleiben.** Eine verpflichtende Direktvermarktung unter 100 kW ist erst dann sinnvoll, wenn technische und prozessuale Voraussetzungen massengeschäftstauglich sind und die Vermarktung auch wirtschaftlich tragfähig ist. Marktintegration kleiner Anlagen ist bereits heute über die Vermarktung der Übertragungsnetzbetreiber realisiert und darf nicht mit einer Pflicht zur individuellen Direktvermarktung gleichgesetzt werden.
- **Die Stromerzeugung aus Biomasse muss stabilisiert und konsequent flexibilisiert werden.** Der BEE fordert mindestens 2.500 MW Ausschreibungsvolumen pro Jahr bis 2032, eine Verlängerung der Anschlussförderung auf 15 Jahre und die Streichung des Maisdeckels. Flexible Bioenergie sollte Strom insbesondere dann bereitstellen, wenn Wind und Sonne nicht ausreichend erzeugen.
- **Der neue CfD-Rahmen muss Investitions- und Vermarktungsrisiken realistisch abbilden.** Erforderlich sind ein ausreichend bemessener Marktwertkorridor, dessen Sicherheitszuschlag bei Wind und Solar dynamisch um 6 Prozent des technologiespezifischen Marktwerts ansteigt, eine De-minimis-Grenze von mindestens 200 kW sowie eine PPA-kompatible Abschöpfung auf Grundlage real erzielter Erlöse und flexible Wechselmöglichkeiten zwischen PPA und EEG-Absicherung.
- **Die Direktbelieferung von Industrie und Gewerbe sollte erleichtert werden.** Das Kriterium der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ sollte entfallen. Entscheidend sollte sein, dass erneuerbarer Strom über eine Direktleitung ohne Nutzung des öffentlichen Netzes an den Letztverbraucher geliefert wird.
- **Der vorgesehene Pachtdeckel für Windenergie an Land sollte gestrichen werden.** Eine starre bundesweite Obergrenze und die pauschale Sanktion nach § 53a berücksichtigen regionale Grundstücksmärkte, Eigentümerstrukturen und notwendige Projektentwicklungskosten nicht ausreichend und schaffen zusätzliche Investitionsrisiken.
- **Mehr Erneuerbare und mehr Flexibilität müssen gemeinsam gedacht werden.** Die BEE/Fraunhofer-IEE-Studie zeigt modellhaft, dass zusätzliche Flexibilität negative Strompreise, Abregelung und EEG-Förderkosten gleichzeitig deutlich reduzieren kann. Die Antwort auf zunehmende Wind- und Solarstrommengen ist deshalb nicht eine pauschale Begrenzung des Ausbaus, sondern die schnellere Mobilisierung von Speichern, flexibler Nachfrage, steuerbarer Bioenergie und Sektorenkopplung.

Das vorliegende Papier konzentriert sich bewusst auf die zentralen Big Points im EEG. Weitere Änderungsvorschläge des BEE – unter anderem zu besonderen Solaranlagen, Bürgerenergie und Energy Sharing, Mieterstrom, Strommengenpfad, weiteren Bioenergie- und Windregelungen sowie weiteren technischen und administrativen Detailfragen – sind in der ausführlichen BEE-Stellungnahme zur EEG-Novelle 2027 dargestellt.

1 Erneuerbare Energien sind Investitionsmotor, Beschäftigungsgarant und Grundlage wettbewerbsfähiger Strompreise

Deutschland steht vor der Aufgabe, seine Energieversorgung gleichzeitig sicherer, bezahlbarer und unabhängiger aufzustellen. Erneuerbare Energien sind dafür längst keine Nischentechnologien mehr, sondern das Rückgrat der deutschen Stromversorgung und ein zentraler Investitions- und Wirtschaftssektor. Das EEG hat über mehr als zwei Jahrzehnte maßgeblich dazu beigetragen, hierfür verlässliche Rahmenbedingungen zu schaffen. Mit einem Anteil von mehr als der Hälfte am Bruttostromverbrauch sind Erneuerbare heute bereits die tragende Säule des deutschen Stromsystems.

Die EEG-Novelle 2027 entscheidet deshalb über weit mehr als einzelne Fördertatbestände. Sie beeinflusst, ob privates Kapital weiterhin in Wind-, Solar-, Bioenergie- und Wasserkraftprojekte fließt, ob heimische Wertschöpfung und Beschäftigung wachsen und ob Deutschland den Ausbau günstiger, heimischer Energiequellen fortsetzen kann. Entscheidend sind dabei nicht allein einzelne Vergütungssätze. Investoren und finanzierende Banken benötigen vor allem **Planbarkeit, kalkulierbare Risiken und verlässliche Erlösperspektiven. Erneuerbare Energien sind ein bedeutender Beschäftigungs- und Wachstumssektor.**

Die Branche beschäftigt heute bereits mehrere hunderttausend Menschen. Nach aktuellen Berechnungen der Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung erreichte die Bruttobeschäftigung im Bereich der Erneuerbaren Energien 2025 mit **436.300 Beschäftigten** einen neuen Höchststand. Besonders beschäftigungsstark sind Windenergie, Solarenergie und Biomasse. [Bertelsmann Stiftung](#)

Das zusätzliche Potenzial ist erheblich. Eine aktuelle Szenarioanalyse der GWS im Auftrag der Bertelsmann Stiftung kommt zu dem Ergebnis, dass die Beschäftigung bei einem Ausbau entlang der energiepolitischen Zielpfade bis 2035 auf rund **706.100 Personen** steigen könnte. In einem Szenario mit gebremstem Ausbau werden dagegen rund **519.500 Beschäftigte** erreicht. Die Differenz beträgt **186.600 Arbeitsplätze**. [Bertelsmann Stiftung](#)

Damit ist die Ausgestaltung des EEG auch **Industrie-, Mittelstands- und Beschäftigungspolitik**. Investitionen in Erneuerbare schaffen Aufträge entlang umfangreicher Wertschöpfungsketten – von Projektentwicklung und Anlagenbau über Handwerk, Installation und Finanzierung bis hin zu Betrieb, Wartung und Dienstleistungen. Gerade im ländlichen Raum entstehen darüber hinaus langfristige regionale Wertschöpfung und kommunale Einnahmen.

Die historische Entwicklung zeigt zugleich, wie stark Beschäftigung und Wertschöpfung auf politische Rahmenbedingungen reagieren. Die Bertelsmann Stiftung verweist unter anderem auf frühere Beschäftigungseinbrüche in der Solar- und Windbranche nach einschneidenden Änderungen der Förder- und Ausschreibungsbedingungen. **Verlässliche Investitionsbedingungen sind deshalb nicht nur für einzelne Projekte relevant, sondern für ganze industrielle Wertschöpfungsketten.**

1.1 Investitionssicherheit ist ein zentraler Kostenvorteil

Planungs- und Investitionssicherheit stehen nicht im Gegensatz zu Kosteneffizienz – sie sind eine ihrer Voraussetzungen. Je geringer die regulatorischen und marktseitigen Risiken eines Projekts sind, desto günstiger kann es finanziert werden. Höhere Risiken werden dagegen über höhere Eigenkapitalanforderungen, Finanzierungskosten und Ausschreibungsgebote eingepreist.

Agora Energiewende hebt diesen Zusammenhang in einem aktuellen Policy Brief ausdrücklich hervor. Das EEG habe Deutschland bislang im internationalen Vergleich sehr günstige Finanzierungskonditionen für Wind- und Solarprojekte ermöglicht. Diese niedrigen Kapitalkosten tragen unmittelbar zu niedrigen Stromgestehungskosten bei. Agora kommt zugleich zu dem Ergebnis, dass die erneuerbare Stromerzeugung bis 2035 um rund **150 Prozent** gegenüber heute steigen kann, während die jährlichen EEG-Kosten um rund **10 Milliarden Euro** sinken können. [Agora Energiewende](#)

Die Schlussfolgerung für die EEG-Reform ist zentral: **Regulatorische Risiken verschwinden nicht, wenn sie auf Projektierer verlagert werden – sie werden bepreist.** Ein kosteneffizientes EEG muss deshalb Wettbewerb, Marktintegration und verlässliche Investitionsbedingungen miteinander verbinden.

1.2 Mehr Erneuerbare können Strompreise und Förderbedarf senken

Ein kontinuierlicher Ausbau von Wind- und Solarenergie wirkt zudem dämpfend auf die Strompreise. Eine Analyse von Agora Energiewende zeigt, dass der durchschnittliche Börsenstrompreis im Jahr 2030 bei einem planmäßigen Ausbau von Wind und Solar um bis zu **23 Prozent** niedriger liegen kann als bei einer deutlichen Reduzierung der Ausbaugeschwindigkeit. Dieser Effekt besteht auch bei einem schwächeren Wachstum der Stromnachfrage. [Agora Energiewende](#)

Damit wird deutlich: Eine Reduzierung des EE-Ausbaus ist nicht automatisch eine Kostensenkungsstrategie. Förderzahlungen dürfen nicht isoliert betrachtet werden. Entscheidend ist ihre Wirkung auf das Gesamtsystem – insbesondere auf Börsenstrompreise, fossile Brennstoffkosten, Finanzierungskosten und den langfristigen Förderbedarf.

Auch der Förderbedarf selbst kann mit wachsender Marktintegration sinken. Agora zeigt, dass zusätzliche Elektrifizierung, Speicher und dynamische Preissignale die Markterlöse Erneuerbarer erhöhen und dadurch bereits 2030 den Bedarf staatlicher EEG-Zahlungen um rund **1,6 Milliarden Euro** reduzieren können. [Agora Energiewende](#)

1.3 Die nächste Phase der Energiewende heißt Flexibilität

Mit einem höheren Anteil von Wind- und Solarenergie verändert sich die zentrale Aufgabe des Stromsystems. Der Ausbau von Erzeugung muss zunehmend mit Speichern, flexiblen Verbrauchern, steuerbarer erneuerbarer Leistung und einer intelligenten Netznutzung verzahnt werden.

Die BEE-Flexibilitätsstudie des Fraunhofer IEE zeigt, welches Potenzial darin liegt. Bereits zusätzliche Flexibilität in einer Größenordnung von rund **20 GW mit vier Stunden Speicherdauer** hätte im untersuchten Zeitraum (2025 bis Mitte 2026) erhebliche positive Wirkungen entfaltet. Weniger negative Preise, weniger Abregelung sowie **geringere Strom-, Außenhandels- und EEG-Förderkosten in einer Höhe von über 5 Mrd. €**. Die Studie zeigt damit: **Negative Preise und Abregelung sind kein Argument gegen zusätzlichen EE-Ausbau, sondern vor allem ein Signal für fehlende Flexibilität.**

Die energiepolitische Antwort sollte deshalb nicht darin bestehen, den Ausbau Erneuerbarer zu bremsen. Erforderlich ist vielmehr, **Ausbau und Flexibilität gemeinsam zu beschleunigen**. Speicher, flexible Verbraucher, steuerbare Bioenergie, Sektorkopplung und marktbasierte Vermarktungsmodelle müssen stärker genutzt werden, damit erneuerbarer Strom genau dann eingesetzt werden kann, wenn er gebraucht wird.

1.4 EEG 2027: Investitionen ermöglichen, Marktintegration stärken, Flexibilität mobilisieren

Der EEG-Entwurf muss an diesem Maßstab gemessen werden. **Ziel der Reform sollte sein, Marktintegration, Kosteneffizienz und Systemdienlichkeit zu verbessern**, ohne dafür Investitionssicherheit und Ausbauperspektiven zu schwächen. Die bestehende BEE-Stellungnahme identifiziert jedoch erhebliche Risiken unter anderem für kleine PV- und Wasserkraftanlagen, Biomasse, PPA-Modelle, besondere Solaranlagen und Windenergieprojekte. Für das EEG 2027 müssen deshalb drei Grundprinzipien gelten:

Investitionssicherheit erhalten. Neue Regeln müssen kalkulierbar, finanzierbar und mit verlässlichen Übergangs- und Erlösmechanismen ausgestaltet werden.

Marktzugang stärken. PPAs, Direktbelieferung, regionale Vermarktung, Energy Sharing und Bürgerenergie müssen einfacher und rechtssicher ermöglicht werden.

Flexibilität statt pauschaler Begrenzung. Speicher, steuerbare erneuerbare Erzeugung und flexible Nachfrage müssen systematisch mobilisiert werden, um Marktwerte zu stabilisieren, Abregelung zu reduzieren und Systemkosten zu senken.

So kann das EEG den nächsten Entwicklungsschritt vollziehen. Vom reinen Ausbauinstrument hin zu einem **Investitions-, Markt- und Integrationsrahmen für ein zunehmend erneuerbares Stromsystem.**

2 Investitionsbedingungen im Gesamtsystem betrachten: Wechselwirkungen und Mehrfachbelastungen vermeiden

Die Wirtschaftlichkeit eines Erneuerbare-Energien-Projekts wird längst nicht mehr allein durch das EEG bestimmt. Parallel zur EEG-Novelle werden zentrale Regeln für Netzanschluss, Netzentgelte, Redispatch, Mess- und Steuerungstechnik, Speicher sowie gesicherte Leistung neu geordnet. Für Investoren wirken diese Reformen jedoch nicht getrennt voneinander: **Kosten, Erlösrisiken und regulatorische Unsicherheiten kumulieren auf Projektebene.**

Der BEE hat deshalb immer wieder darauf hingewiesen, dass EEG und Netzanschlusspaket als abgestimmtes Reformpaket betrachtet werden müssen und der kumulative Effekt verschiedener Instrumente zu zusätzlichen Belastungen für EE-Projekte führen kann. Für die Bewertung des EEG 2027 ist diese Wechselwirkung besonders wichtig, da eine einzelne Regelung isoliert betrachtet wirtschaftlich verkraftbar erscheinen können. Treffen jedoch höhere Vermarktungsrisiken, zusätzliche Anschluss- und Erlösrisiken, mögliche neue Netzentgelte und technische Anforderungen gleichzeitig auf dasselbe Projekt, verändert sich dessen Risikoprofil grundlegend.

EEG, Netzanschluss und Netzentgelte wirken unmittelbar zusammen

Das **EEG 2027** entscheidet insbesondere über Erlösabsicherung, Ausschreibungsbedingungen, CfD-Systematik, Direktvermarktung, PPAs und technologiespezifische Investitionsbedingungen. Parallel dazu verändert das **Netzanschlusspaket** die Bedingungen, unter denen neue Erzeugungsanlagen Zugang zum Netz erhalten und ihre Leistung einspeisen können. Der Regierungsentwurf sieht unter anderem kapazitätslimitierte Netzgebiete, Möglichkeiten einer teilweise entschädigungsfreien Abregelung sowie zusätzliche Begrenzungen der maximalen Einspeiseleistung vor.

Aus BEE-Sicht ist dabei vor allem die Wechselwirkung mit der Finanzierung relevant. Ein Projekt, dessen Erlöse bereits durch neue EEG-Regeln verändert werden, muss gleichzeitig einschätzen können, **ob, wann und in welchem Umfang es seine potenziell erzeugte Strommenge überhaupt einspeisen kann**. Unsicherheit beim Netzanschluss wird damit zu einem zusätzlichen Erlös- und Finanzierungsrisiko.

Hinzu kommt der laufende **AgNes-Prozess der Bundesnetzagentur zur Reform der allgemeinen Netzentgeltsystematik**. Die Bundesnetzagentur prüft ausdrücklich eine stärkere Beteiligung von Einspeisern an den Netzkosten. In ihren Orientierungspunkten nennt sie sowohl dynamische Netzentgeltkomponenten als auch kapazitätsbezogene Entgelte für Einspeiser und nennt hierzu als möglicher Einführungszeitpunkt das Jahr 2029. [Bundesnetzagentur](#)

Damit entsteht für neue EE-Projekte eine weitere potenzielle Kostenkomponente. Für die Investitionsentscheidung ist deshalb nicht nur entscheidend, wie hoch ein möglicher künftiger Netzentgeltbetrag ausfällt. Bereits die **Unsicherheit über die spätere Belastung** wird bei Finanzierung und Ausschreibungsgeboten berücksichtigt werden.

2.1 Regulatorische Risiken werden zu Finanzierungskosten

Dieser Zusammenhang lässt sich inzwischen auch quantifizieren. Agora Energiewende modelliert für die geplanten Reformen einen möglichen Anstieg der gewichteten Kapitalkosten von EE-Projekten in Deutschland von gut **5 Prozent auf gut 8 Prozent**, wenn die bisher hohe Investitionssicherheit abnimmt. Höhere Eigenkapitalanforderungen und Finanzierungskosten werden den Wettbewerb in Ausschreibungen reduzieren und die Gebotspreise erhöhen.

Für 2035 beziffert Agora allein das Potenzial niedrigerer EEG-Kosten durch den Erhalt hoher Investitionssicherheit bei Wind- und Freiflächen-PV auf rund **1,2 Milliarden Euro jährlich**.

Damit erhält die Betrachtung der Wechselwirkungen eine unmittelbare fiskalische Dimension: **Planungs- und Investitionssicherheit beeinflussen nicht nur die Rendite einzelner Projekte, sondern auch den Finanzierungsbedarf des EEG.**

2.2 Marktintegration muss technisch machbar und wirtschaftlich tragfähig sein

Ein weiterer Wechselwirkungsbereich entsteht zwischen EEG und **Messstellenbetriebsgesetz beziehungsweise Smart-Meter-Rollout**. Eine stärkere Markt- und Systemintegration kleiner Anlagen setzt funktionierende Mess-, Kommunikations- und Steuerungsprozesse voraus. Wie die BEE-Stellungnahme vom Juli 2026 zeigt, sind diese Voraussetzungen bislang noch nicht flächendeckend massengeschäftstauglich.

Entscheidend ist jedoch: **Auch massengeschäftstaugliche Prozesse machen die Direktvermarktung nicht automatisch für jede Kleinanlage wirtschaftlich.** Messung, Steuerung, Marktkommunikation, Abrechnung und weitere Back-Office-Prozesse verursachen fixe Kosten, die weitgehend unabhängig von der vermarkteten Strommenge anfallen. Hinzu kommen Prognose-, Bilanzierungs- und Ausgleichsenergiesicherungsrisiken. Gerade bei PV-Anlagen mit hohen Eigenverbrauchsanteilen steht diesen Kosten nur eine vergleichsweise geringe vermarktbare Strommenge gegenüber. Je kleiner diese Menge ist, desto stärker schlagen die Fixkosten je Kilowattstunde durch.

Damit kann selbst bei vollständig digitalisierten und standardisierten Prozessen eine verpflichtende Direktvermarktung wirtschaftlich unverhältnismäßig sein. Werden gleichzeitig die Einspeisevergütung eingeschränkt und zusätzliche Vermarktungskosten ausgelöst, drohen Fehlanreize zu kleineren Anlagen, höherem Eigenverbrauch oder Nulleinspeisung.

Für das EEG gilt daher: **Marktintegration muss nicht nur technisch möglich, sondern auch wirtschaftlich sinnvoll sein. Massengeschäftstauglichkeit ist eine notwendige, aber keine hinreichende Voraussetzung für eine verpflichtende Direktvermarktung.** Gerade für Kleinanlagen muss deshalb eine einfache und verlässliche Vermarktungsoption erhalten bleiben.

2.3 Redispatch und Flexibilität nicht getrennt betrachten

Auch die Weiterentwicklung des **Redispatch 2.0** ist für EE-Investitionen relevant. Redispatch umfasst inzwischen neben konventioneller Erzeugung auch Erneuerbare, Speicher und weitere Anlagen.

Aus Sicht des BEE sollten Begrenzungen der Einspeiseleistung grundsätzlich an der netzwirksamen Einspeisung am Netzanschlusspunkt ansetzen und nicht pauschal an der installierten Leistung einzelner Erzeugungsanlagen. Auch der Antrag der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen greift diesen Ansatz auf und fordert für die Wirkleistungsbeschränkungen nach § 9 EEG eine eindeutige Bezugnahme auf den Netzanschlusspunkt.

Gleichzeitig existieren mit **§ 13k EnWG („Nutzen statt Abregeln“)** sowie der **Marktintegration von Speichern und Ladepunkten (MiSpeL)** Instrumente, die genau die gegenteilige Perspektive verfolgen. Überschüssige erneuerbare Strommengen sollen durch zusätzliche flexible Nachfrage, Speicher und neue Vermarktungsmodelle besser genutzt werden. Die Bundesnetzagentur beschreibt MiSpeL ausdrücklich als Instrument, mit dem Speicher gleichzeitig am Strommarkt teilnehmen und beispielsweise den Eigenverbrauch optimieren können. [Bundesnetzagentur](#)

Der BEE sieht darin einen zentralen Zusammenhang zur EEG-Reform. Die eigene Fraunhofer-IEE-Flexibilitätsstudie zeigt, dass zusätzliche Flexibilität negative Preise, Abregelung und EEG-Förderbedarf gleichzeitig reduzieren kann. Damit stellt sich die Frage, ob Engpässe vorrangig durch zusätzliche Begrenzungen der Erzeugung adressiert werden sollten oder ob bestehende Flexibilitätspotenziale konsequenter erschlossen werden können.

Auch **steuerbare Bioenergie, Speicher und flexible Verbraucher** müssen deshalb im Zusammenhang mit dem entstehenden Kapazitätsmechanismus beziehungsweise dem StromVKG betrachtet werden. Für die Investitionsbedingungen ist entscheidend, dass die unterschiedlichen Regulierungsregime keine widersprüchlichen Anreize setzen.

Hinzu kommen Wechselwirkungen mit den parallel weiterentwickelten Rahmenbedingungen für Verteilnetze und Digitalisierung sowie – insbesondere für Bioenergie – mit den Regelungen des Wärmemarkts. Auch hier gilt: Investitionsanreize für Flexibilität im Strommarkt dürfen nicht durch gegenläufige Anforderungen in anderen Regulierungsbereichen entwertet werden

2.4 Entscheidend ist die Gesamtwirkung auf das Projekt

Für die weitere Bewertung des EEG 2027 schlägt der BEE daher eine projektbezogene Betrachtung vor. Ein neues Wind- oder Solarprojekt kann gleichzeitig betroffen sein. Die Abbildung 1 zeigt dies einmal exemplarisch.

Kumulative regulatorische Belastungen

Mehrere Regelungsbereiche wirken gleichzeitig auf Investitionsrisiken und Finanzierungskosten.

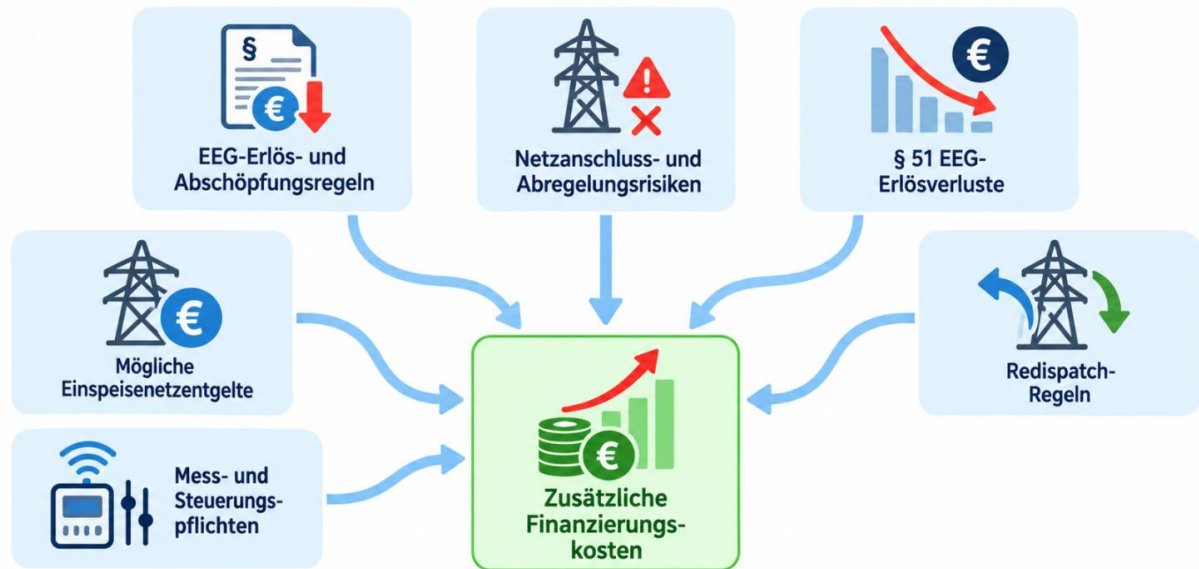


Abbildung 1: Übersicht über kumulative regulatorische Belastungen bei EE Projekten (KI generiert)

Keine dieser Komponenten sollte isoliert bewertet werden. Entscheidend ist, welches **Gesamtrisiko** daraus für ein Projekt entsteht und wie dieses Risiko in Investitionsentscheidungen, Finanzierungsbedingungen und Ausschreibungsgebote einfließt.

Aus Sicht des BEE sollte daher für die anstehenden Reformen gelten: **EEG, Netzanschlussregeln, Netzentgeltsystematik, §51 EEG Problematik, Digitalisierung und Flexibilitätsregulierung müssen als zusammenhängender Investitionsrahmen ausgestaltet werden.** Marktintegration und Systemdienlichkeit können Kosten senken – vorausgesetzt, sie werden so ausgestaltet, dass Investitionsrisiken nicht gleichzeitig an mehreren Stellen erhöht werden.

3 Die zentralen Big Points des BEE zur EEG-Novelle 2027

Der BEE hat die vorgesehenen Änderungen des EEG 2027 in einer umfassenden Stellungnahme im Juli 2026 detailliert bewertet und zahlreiche konkrete Änderungsvorschläge zu Fördermechanismen, Ausschreibungen, Marktintegration, technischen Anforderungen und technologiespezifischen Regelungen vorgelegt.

Das vorliegende Papier konzentriert sich bewusst auf die aus Sicht des BEE **wichtigsten politischen und wirtschaftlichen Stellschrauben** der Reform. Im Mittelpunkt stehen jene Regelungen, die besonders weitreichende Auswirkungen auf Investitionsbedingungen, Marktintegration, Beschäftigung, Systemkosten und den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien haben.

Die nachfolgenden Big Points greifen deshalb nicht sämtliche Änderungsbedarfe des EEG 2027 auf. Sie bündeln vielmehr die zentralen Forderungen des BEE zu fünf Themenfeldern: **kleine Dach-PV und Wasserkraft, Biomasse und Flexibilität, die Ausgestaltung des CfD-Systems, die Direktbelieferung von Industrie und Gewerbe sowie die Investitionsbedingungen für Windenergie an Land**. Diese Punkte werden im Folgenden vertieft und um aktuelle Studienergebnisse, wirtschaftliche Wirkungszusammenhänge und konkrete Lösungsvorschläge ergänzt.

Dabei gilt für alle fünf Big Points derselbe Maßstab: **Marktintegration und Kosteneffizienz dürfen nicht zulasten von Investitionssicherheit, Ausbau und Systemdienlichkeit gehen**. Genau diese Balance ist aus Sicht des BEE die zentrale Aufgabe der EEG-Novelle.

3.1 Einspeisevergütung für kleine Dach-PV und Wasserkraft erhalten – Marktintegration wirtschaftlich sinnvoll ausgestalten

Kleine Anlagen sind kein Randsegment

Kleine Photovoltaikanlagen auf Wohn- und Gewerbedächern sind ein zentraler Pfeiler des deutschen PV-Abaus. Sie mobilisieren privates Kapital, ermöglichen Haushalten und kleinen Unternehmen eine unmittelbare Beteiligung an der Energiewende und erschließen Flächen, die für andere Formen der Stromerzeugung nicht zur Verfügung stehen. Gerade in Städten und dicht besiedelten Regionen ist die Dach-PV ein wesentlicher Baustein verbrauchsnahe Erzeugung.

Gerade kleine Wasserkraft kann aufgrund ihrer kontinuierlichen Erzeugung und Regelbarkeit zudem Systemdienstleistungen bereitstellen; hierzu zählen unter anderem Regelleistung, Momentanreserve, Blindleistung sowie – anlagenspezifisch – Insel- und Notstromfähigkeit

Der EEG-Entwurf setzt an der falschen Stelle an

Der EEG-Entwurf sieht für neue Anlagen unter 25 kW einen grundlegenden Systemwechsel vor. Der reguläre Anspruch auf Marktpremie beziehungsweise Einspeisevergütung soll entfallen und durch befristete Übergangsmechanismen sowie perspektivisch eine stärkere Direktvermarktung ersetzt werden. Auch neue kleine Wasserkraftanlagen sind hiervon betroffen. Ausgenommen sind nur bestimmte ertüchtigte bestehende Wasserkraftanlagen.

Der BEE unterstützt eine stärkere Digitalisierung, Steuerbarkeit und Systemintegration kleiner Anlagen. Problematisch ist jedoch die Annahme, dass hierfür zwangsläufig ein Wechsel in die individuelle Direktvermarktung erforderlich ist.

Erneuerbarer Strom ist bereits heute vollständig am Markt

Die Gegenüberstellung von Einspeisevergütung und „Marktintegration“ greift zu kurz. **Auch Strom aus festvergüteten EEG-Anlagen wird seit 2010 am Strommarkt vermarktet.** Der eingespeiste Strom wird über die Netzbetreiber an die Übertragungsnetzbetreiber weitergegeben und von diesen nach den Vorgaben des EEG und der EEG am Spotmarkt verkauft. Die Bundesnetzagentur beschreibt ausdrücklich, dass sowohl direktvermarkteter Strom als auch Strom aus Anlagen mit Einspeisevergütung bilanziert und am Strommarkt vermarktet wird. [Bundesnetzagentur](#)

Damit lautet die eigentliche Frage nicht, **ob** erneuerbarer Strom am Markt ankommt, sondern **wer die Vermarktung übernimmt und auf welcher Ebene marktliche Steuerung organisiert wird.**

Gerade die Vermarktung über die Übertragungsnetzbetreiber bietet dabei einen systemischen Vorteil: Der Gesetz- und Verordnungsgeber kann unmittelbar Vorgaben für große Portfolios festlegen. § 2 EEG verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber grundsätzlich zur Vermarktung am Spotmarkt und § 5 EEG ermöglicht zusätzlich Preislimits und bei nicht vermarkteten Mengen die Reduzierung der Einspeisung fernsteuerbarer Anlagen. Damit existiert bereits ein Instrument, über das die Vermarktung großer Mengen kleiner EEG-Anlagen zentral und einheitlich gesteuert werden kann.

Das ist für die Debatte um § 10b EEG relevant. Dort soll markt- und systemdienliches Verhalten stärker über individuelle Direktvermarktungsverträge, Schwellenwerte und Abregelungsregelungen organisiert werden. Aus Sicht des BEE führt dies allerdings zu zusätzlichem Vertrags-, Prüf- und Verwaltungsaufwand auf allen Seiten und kann zudem keine systemweit koordinierte Steuerungswirkung garantieren.

Mehr individuelle Direktvermarktung ist daher nicht automatisch mehr Marktintegration.

Gerade bei Kleinanlagen kann eine zentral organisierte Vermarktung über die Übertragungsnetzbetreiber marktlich ebenso wirksam und regulatorisch zielgenauer steuerbar sein.

Direktvermarktung hat ein strukturelles Fixkostenproblem

Selbst wenn Mess-, Steuerungs- und Kommunikationsprozesse vollständig digitalisiert und massengeschäftstauglich wären, wäre die individuelle Direktvermarktung nicht automatisch für jede Anlagengröße wirtschaftlich. Messung, Steuerung, Vertragsmanagement, Marktkommunikation, Abrechnung und weitere Back-Office-Prozesse verursachen **Fixkosten**, die weitgehend unabhängig von der tatsächlich vermarkteten Strommenge entstehen. Hinzu kommen Prognose-, Bilanzierungs- und Ausgleichsenergiekosten. Bei PV-Kleinanlagen verschärft ein hoher Eigenverbrauchsanteil dieses Problem zusätzlich: Nur die verbleibende Überschusseinspeisung kann vermarktet werden, während ein wesentlicher Teil der Vermarktungskosten bestehen bleibt.

Aktuelle wissenschaftliche Untersuchungen bestätigen diese Problematik. Fraunhofer ISE kommt in der Studie „**Dezentrale PV als Säule der Energiewende**“ zu dem Ergebnis, dass ein Wechsel kleiner Dachanlagen von der EEG-Vergütung in die Direktvermarktung die Amortisationszeit derzeit um **zwei bis drei Jahre** verlängern kann. Um dennoch den gleichen

wirtschaftlichen Ertrag zu erreichen, wäre eine um rund **15 Prozent höhere Eigenverbrauchsquote** erforderlich. Bei gleicher Eigenverbrauchsquote müssten die Erlöse in der Direktvermarktung etwa **2 bis 3 ct/kWh höher** liegen, um die zusätzlichen Vermarktungskosten auszugleichen. Fraunhofer ISE weist zugleich darauf hin, dass höhere Eigenverbrauchsquoten häufig durch kleinere Anlagendimensionierungen erreicht werden – mit der Folge, dass vorhandene Dachflächen nicht vollständig genutzt werden. [Fraunhofer ISE](#)

Auch die gemeinsame Analyse von Agora Energiewende und Fraunhofer ISE „**Vom Hausdach in den Strommarkt**“ kommt zu einem ähnlichen Ergebnis. Für einen modellierten Vier-Personen-Haushalt erhöhen sich die jährlichen Kosten eines PV-Batteriesystems bei ungeförderter Direktvermarktung gegenüber dem heutigen Regime je nach Eigenverbrauch um rund **185 bis 277 Euro**; bei Nulleinspeisung beträgt die Differenz etwa **281 bis 333 Euro pro Jahr**. Einen wesentlichen Grund sehen die Autoren in den hohen Dienstleistungs- und Transaktionskosten: Die Fixkosten der Direktvermarktung liegen in der Analyse heute bei rund **140 Euro jährlich** und müssten auf etwa **30 bis 50 Euro pro Jahr** sinken, damit Direktvermarktung im Kleinanlagensegment breiter wirtschaftlich attraktiv wird. [Agora Energiewende](#)

Ob diese Kostenschwelle für sämtliche Kleinanlagen dauerhaft erreichbar ist, bleibt aus Sicht des BEE offen. Denn Digitalisierung kann administrative Prozesse zwar deutlich verbilligen, sie beseitigt weder alle Back-Office-Kosten noch Prognose-, Bilanzierungs- und Ausgleichsenergieerisiken. Gerade bei Anlagen mit schwankenden Eigenverbrauchsanteilen steht diesen Kosten zudem nur eine geringe und schwieriger prognostizierbare Überschusseinspeisung gegenüber.

Das führt zu einem strukturellen Skaleneffekt: **Je kleiner die vermarktete Strommenge, desto höher sind die spezifischen Vermarktungskosten je Kilowattstunde. Massengeschäftstauglichkeit ist daher eine notwendige, aber keine hinreichende Voraussetzung für wirtschaftliche Direktvermarktung.**

Diese Einschätzung findet auch parlamentarisch Unterstützung. Der Antrag der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen zur EEG-Novelle fordert, die Förderung für Solardachanlagen beizubehalten und eine verpflichtende Direktvermarktung erst dann einzuführen, wenn die erforderlichen technischen, prozessualen und wirtschaftlichen Voraussetzungen geschaffen sind. Damit wird der Grundsatz unterstrichen, dass Marktintegration funktionierende Marktprozesse voraussetzt und nicht allein durch eine gesetzliche Vermarktungspflicht entsteht.

Die feste Vergütung mobilisiert privates Kapital

Gerade bei privaten Dachanlagen handelt es sich häufig nicht um professionelle Energieinvestoren, sondern um einmalige Investitionsentscheidungen von Haushalten und kleinen Gewerbebetrieben. Für diese Akteure ist eine einfache und langfristig kalkulierbare Vergütung ein wichtiger Bestandteil der Investitionsentscheidung.

Die Einspeisevergütung reduziert Transaktionskosten und schafft eine verlässliche Rückfallebene für Strommengen, die nicht selbst verbraucht werden können. Gleichzeitig verhindert sie, dass die Wirtschaftlichkeit einer Anlage zwingend an sehr hohe Eigenverbrauchsquoten gekoppelt wird. Das ist auch eine Frage der Teilhabe. Nicht jeder Haushalt verfügt über Wärmepumpe, Elektrofahrzeug oder ausreichend flexible Nachfrage. Die Agora/Fraunhofer-Analyse zeigt entsprechend, dass gerade Haushalte mit geringerem

Eigenverbrauch von einem Wegfall der festen Vergütung besonders stark betroffen wären.

[Agora Energiewende](#)

Systemintegration ja – Nulleinspeisung nein

Eine stärkere Systemintegration kleiner PV-Anlagen ist sinnvoll. Sie sollte jedoch über Instrumente erfolgen, die tatsächlich systemdienliches Verhalten fördern. Nulleinspeisung ist hierfür kein geeignetes Leitbild: Sie verhindert nicht nur Einspeisung in Stunden mit niedrigen oder negativen Preisen, sondern auch dann, wenn erneuerbarer Strom im System benötigt und wirtschaftlich wertvoll ist.

Fraunhofer ISE verweist deshalb auf Speicher, flexible Nachfrage, intelligente Messsysteme und marktpreisorientierte Steuerung als geeignetere Ansätze. Auch Agora und Fraunhofer ISE kommen zu dem Ergebnis, dass eine marktpreisorientierte Einspeisung grundsätzlich sinnvoll sein kann, wenn die Vermarktungskosten niedrig genug sind. Gelingt dies nicht, nennen sie eine netzbetreiberseitige Vermarktung kleiner Mengen als mögliche Rückfalloption.

Das Ziel muss deshalb lauten: **möglichst große, systemdienlich betriebene Dachanlagen statt künstlich kleiner Anlagen und Nulleinspeisung.**

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Die in § 20 ff. EEG **vorgesehene Streichung der Einspeisevergütung für Neuanlagen bis 25 kW sollte zurückgenommen werden.**

Die Einspeisevergütung für neue kleine EE-Systeme wurde in den letzten Jahren bereits stark reduziert. Gleichzeitig wurden geeignete Maßnahmen zur Glättung solarer Mittagsspitzen ergriffen (zuletzt u.a. mit dem Solarspitzenengesetz 2025). Die inzwischen erreichte Fördereffizienz ist ausgesprochen hoch.

Statt die Förderung zu streichen, wäre daher im Rahmen der aktuellen EEG-Novelle allenfalls eine Erhöhung der halbjährlichen Degression der Einspeisevergütung von derzeit 1 auf 1,5, höchstens 2 Prozent vertretbar. Weitergehende Kürzungen sind auch angesichts erwarteter Mehrkosten – etwa durch die geplante Einführung von Prosumer-Netzentgelten von bis zu 150 Euro pro Jahr – nicht tragbar.

Aus den oben beschriebenen Gründen ist auch **die Pflicht zur Direktvermarktung für Kleinanlagen <100kW ein untaugliches und praxisfernes Instrument und sollte gestrichen werden.**

Die Grundentscheidung lautet damit nicht **Einspeisevergütung oder Marktintegration**. Ein modernes EEG muss beides verbinden. Und vor allem gilt: **Die feste Einspeisevergütung bedeutet nicht, dass der eingespeiste Strom außerhalb des Marktes steht.** Seit 2010 werden auch diese EEG-Strommengen über die Übertragungsnetzbetreiber am Strommarkt vermarktet. Die eigentliche Frage ist daher nicht, ob Marktintegration stattfindet, sondern **wie sie organisiert wird und welche Form für kleine Anlagen technisch, systemisch und wirtschaftlich am sinnvollsten ist.**

3.2 Stromerzeugung aus Biomasse stabilisieren und Flexibilität voranbringen

Flexible Bioenergie ist ein zentraler Baustein für Versorgungssicherheit

Mit steigenden Anteilen von Wind- und Solarenergie wächst der Bedarf an steuerbarer erneuerbarer Leistung. Bioenergie kann hier eine besondere Rolle übernehmen. Sie ist speicherbar, bedarfsgerecht einsetzbar und kann Strom gerade dann bereitstellen, wenn Wind- und Solarstrom nicht ausreichend verfügbar sind.

Aus Sicht des BEE sind flexible Biogas- und andere Bioenergieanlagen deshalb ein zentraler Bestandteil eines erneuerbaren Backup-Systems. Sie können den Bedarf an fossiler gesicherter Leistung reduzieren, die Marktwerte von Wind und Solar stabilisieren und System- sowie Förderkosten senken. **Das vorgesehene Biomasse-Ziel reicht nicht aus.**

Der EEG-Entwurf bildet diese Funktion bislang nicht ausreichend ab. Zwar wird für 2030 und 2035 eine installierte Biomasseleistung von 9,5 GW vorgesehen. Dies bedeutet jedoch nicht, dass auch die heutige Stromerzeugung aus Biomasse erhalten bleibt. Nach Berechnungen der Bioenergieverbände würde die Stromerzeugung bei 9,5 GW installierter Leistung aufgrund sinkender Volllaststunden von heute rund **44 TWh auf etwa 28,5 TWh im Jahr 2035** zurückgehen – ein Minus von rund **35 Prozent**.

Damit wird der entscheidende Unterschied zwischen **installierter Leistung und tatsächlich verfügbarer Strommenge** deutlich. Eine stabile Kapazität allein sichert weder den Anlagenbestand noch den Umfang erneuerbarer Stromerzeugung. Die Bioenergieverbände leiten daraus einen notwendigen Zielwert von rund 19,3 GW ab. Der BEE fordert, das Biomasse-Ziel so festzulegen, dass die Stromerzeugung mindestens auf dem heutigen Niveau stabilisiert und das Flexibilitätspotenzial der Anlagen gehoben wird.

Der vorgesehene Ausschreibungspfad reicht nicht aus

Der Regierungsentwurf sieht Ausschreibungsmengen von **1.000 MW in den Jahren 2027 und 2028, 750 MW in den Jahren 2029 und 2030 sowie lediglich 500 MW in den Jahren 2031 und 2032** vor. Der BEE bewertet diesen Rahmen als deutlich zu niedrig.

Der BEE fordert deshalb ein Ausschreibungsvolumen von **mindestens 2.500 MW pro Jahr bis 2032**. Dieses Volumen ist erforderlich, um auslaufende Bestandsanlagen im System zu halten und zugleich zusätzliche installierte Leistung für eine flexible Fahrweise zu ermöglichen.

Flexibilisierung bedeutet gerade nicht, immer mehr Biomasse einzusetzen oder mehr Strom über das Jahr zu erzeugen. Vielmehr wird zusätzliche BHKW-Leistung installiert, während die vorhandene Brennstoffmenge stärker auf Stunden mit hoher Residuallast konzentriert wird. Die Bioenergieverbände gehen davon aus, dass allein durch die Flexibilisierung des bestehenden Biogasanlagenparks kurzfristig bis zu **12 GW gesicherte flexible erneuerbare Leistung** bereitgestellt werden könnten.

Damit wird bestehende Infrastruktur – Anlagenstandorte, Netzanschlüsse, Gas- und Wärmespeicher sowie BHKW – gezielt weiterentwickelt, anstatt gesicherte Leistung vollständig neu aufbauen zu müssen.

Flexibilisierung braucht betriebswirtschaftlichen Spielraum

Der BEE kritisiert ausdrücklich die Begrenzung der vergütungsfähigen Betriebsviertelstunden. Die Regelung soll zwar flexibles Verhalten anreizen, kann in der Praxis aber dazu führen, dass Betreiber ihre Stromerzeugung reduzieren oder auf zusätzliche Investitionen verzichten.

Die detaillierte Analyse der Bioenergieverbände bestätigt diese Problematik. Starre Betriebsviertelstunden bilden unterschiedliche Betriebsweisen nur unzureichend ab – etwa Wartungsphasen, An- und Abfahrvorgänge, Regelenergiebereitstellung oder saisonale Fahrweisen. Gerade Anlagen mit Wärmekonzepten oder kontinuierlichem Substratanfall benötigen betriebliche Spielräume, ohne deshalb auf eine flexible Stromerzeugung verzichten zu müssen.

Aus diesem Grund sollte wieder stärker auf die **Begrenzung der vergütungsfähigen Strommenge über die Bemessungsleistung** abgestellt werden. Damit bleibt der Anreiz zur Überbauung und bedarfsgerechten Stromproduktion erhalten, während Anlagenbetreiber mehr Freiheit erhalten, ihre Anlage entsprechend technischen, wärmebezogenen und marktlichen Anforderungen zu betreiben.

Der entscheidende Maßstab sollte sein: **Nicht möglichst wenige Betriebsstunden sind das Ziel, sondern möglichst systemdienliche Betriebsstunden.**

Investitionen brauchen ausreichend lange Refinanzierungszeiträume

Die notwendige Flexibilisierung bestehender Anlagen ist mit erheblichen Investitionen verbunden. Zusätzliche BHKW-Kapazitäten, Gas- und Wärmespeicher sowie weitere technische Anpassungen können Investitionen in Millionenhöhe erfordern. Bereits das ursprüngliche Big-Points-Papier weist darauf hin, dass der vorgesehene Förderzeitraum hierfür zu kurz ist.

Der BEE fordert deshalb, die Anschlussförderung für Biomasseanlagen auf **15 Jahre** zu verlängern – auch für bereits bezuschlagte Anlagen, die entsprechende Flexibilitätsinvestitionen bereits vorgenommen haben. Diese längere Perspektive ist notwendig, damit Investitionen in steuerbare erneuerbare Leistung refinanzierbar bleiben.

Eng damit verbunden ist der Flexibilitätszuschlag. Der BEE fordert angesichts gestiegener Investitionskosten und höherer Zinsen eine Anhebung auf **130 Euro/kW**. Dieser Zuschlag sollte als Vergütung für die Bereitstellung gesicherter erneuerbarer Leistung verstanden werden.

Saisonale Flexibilität nicht durch den Maisdeckel begrenzen

Auch der sogenannte Maisdeckel kann die flexible Fahrweise von Biogasanlagen einschränken. Das ursprüngliche Big-Points-Papier fordert deshalb seine Streichung.

Eine saisonale Verlagerung der Stromerzeugung in die Wintermonate kann den Einsatz energiereicherer Substrate erfordern. Im Sommer können stärker Gülle, Zwischenfrüchte oder andere Substrate mit geringerem Energiegehalt genutzt werden, während in Zeiten hoher Stromnachfrage energiereichere Einsatzstoffe erforderlich sein können. Eine starre Begrenzung kann solche saisonalen Flexibilitätskonzepte erschweren.

Aus Sicht des BEE gehören Vorgaben zur Fruchtfolge und landwirtschaftlichen Nutzung deshalb grundsätzlich in das landwirtschaftliche Fachrecht und nicht in das EEG.

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Um die Stromerzeugung aus Biomasse auf dem heutigen Niveau zu halten und die Flexibilisierung voranzutreiben, ist ein **Ausschreibungsvolumen von min. 2500 MW/a bis 2032 zwingend notwendig** (§28c Abs. 2). Ergänzend muss der **Zeitraum für die Anschlussvergütung auf 15 Jahre** verlängert werden – rückwirkend auch für bereits bezuschlagte Anlagen, die Flexibilitätsinvestitionen bereits getätigt haben.

Regulatorische Hemmnisse wie der restriktive Maisdeckel sind umgehend zu streichen, um das volle Potenzial des Biogasbestands für die Energiewende auszuschöpfen.

Der Grundgedanke ist dabei einfach: **Bioenergie soll künftig nicht möglichst viele Stunden laufen, sondern vor allem dann Strom erzeugen, wenn Wind und Sonne ihn nicht ausreichend bereitstellen.** Dafür müssen bestehende Anlagen erhalten, flexibilisiert und wirtschaftlich in die Lage versetzt werden, genau diese Rolle im erneuerbaren Stromsystem zu übernehmen.

3.3 CfD-System investitionsfreundlich ausgestalten – Marktwertkorridor, höhere Bagatellgrenze und PPA-Kompatibilität sichern

CfDs können Investitionssicherheit schaffen – wenn reale Vermarktungsrisiken berücksichtigt werden

Mit dem EEG 2027 soll ein zweiseitiger Differenzvertrag eingeführt werden. Der vorgesehene Refinanzierungsbeitrag greift grundsätzlich dann, wenn der Jahresmarktwert den anzulegenden Wert übersteigt. Positiv ist aus Sicht des BEE, dass die Abschöpfung produktionsabhängig erfolgen soll und damit grundsätzlich an tatsächlich erzeugte und eingespeiste Strommengen anknüpft.

Ein CfD kann Investitionssicherheit schaffen und Finanzierungskosten begrenzen, wenn Erlösrisiken verlässlich eingegrenzt werden. Werden dagegen zusätzliche Unsicherheiten bei Vermarktung, Abschöpfung und PPA-Verträgen geschaffen, können diese Vorteile verloren gehen. Der europäische Rechtsrahmen verlangt zudem, dass CfD-Systeme marktliche Anreize erhalten und die langfristige Wirtschaftlichkeit neuer Erzeugungsanlagen sichern. [EUR-Lex](#)

Ein Marktwertkorridor ist dringend notwendig

Im aktuellen Entwurf fehlt ein ausreichend bemessener Marktwertkorridor. Dieser ist notwendig, weil der veröffentlichte technologiespezifische Monats- oder Jahresmarktwert **kein tatsächlicher Erlös einer konkreten Anlage**, sondern ein gewichteter Referenzwert ist.

Eine einzelne Anlage kann aufgrund ihres Standorts, ihres konkreten Erzeugungsprofils, technischer Einschränkungen, Abregelung, Eigenverbrauch oder ihrer Vermarktungsstrategie deutlich von diesem Referenzwert abweichen. Der BEE weist deshalb darauf hin, dass ein Teil der Einspeisung unterhalb und ein anderer oberhalb des technologiespezifischen Marktwerts liegen kann. Eine Abschöpfung auf Basis des Referenzwerts kann damit auch Erlöse erfassen, die die konkrete Anlage tatsächlich nicht erzielt hat.

Diese Differenzen gewinnen bei höheren und volatileren Strompreisen zusätzlich an Bedeutung. Mit steigenden Marktpreisen wachsen auch Marktwertdifferenzen und gleichzeitig

steigen Prognose-, Ausgleichsenergie-, Absicherungs- und Abregelungsrisiken. Direktvermarkter berücksichtigen diese Risiken in ihren Dienstleistungsentgelten. Der tatsächlich beim Anlagenbetreiber verbleibende Erlös kann daher deutlich unter einem veröffentlichten Referenzmarktwert liegen.

Ein Marktwertkorridor ist deshalb kein zusätzlicher Bonus, sondern ein **Risikopuffer zwischen rechnerischem Referenzwert und real erzielbarem Erlös**.

Werden diese Risiken im CfD nicht berücksichtigt, verschwinden sie nicht. Projektierer und Finanzierer müssen sie vielmehr vorsorglich in Renditeanforderungen, Finanzierungskonditionen und Ausschreibungsgebote einpreisen. Dadurch können höhere regulatorische Risiken letztlich zu höheren Förderkosten führen. Auch die BEE-Stellungnahme verweist ausdrücklich auf diesen Zusammenhang.

Für Wind- und Solaranlagen fordert der BEE deshalb einen ausreichend bemessenen **Marktwertkorridor, der dynamisch ausgestaltet wird**, indem sich der Sicherheitszuschlag um 6 Prozent des energieträgerspezifischen Marktwerts erhöht, um steigende Direktvermarktungs-, Prognose-, Ausgleichsenergie- und Marktwert Risiken sachgerecht abzubilden.

PPAs dürfen durch die CfD-Systematik nicht entwertet werden

Besonders kritisch ist die Behandlung von Power Purchase Agreements. Nach dem Entwurf kann auch Strom in der sonstigen Direktvermarktung weiterhin der Zahlungspflicht unterliegen. Wird der Refinanzierungsbeitrag dabei auf Grundlage eines technologiespezifischen Referenzmarktwerts berechnet, kann der rechnerisch unterstellte Erlös höher sein als der tatsächlich vereinbarte PPA-Preis.

Damit entsteht insbesondere bei längerfristigen Verträgen ein erhebliches Risiko. Ein Anlagenbetreiber erhält den vertraglich festgelegten PPA-Erlös, kann gleichzeitig aber auf Grundlage eines höheren fiktiven Marktwertes abgeschöpft werden. Im Extremfall kann die Rückzahlung damit höher ausfallen als der tatsächlich erzielte Erlös.

Eine solche Ausgestaltung widerspräche zugleich der Grundrichtung des europäischen Strommarktdesigns. **Erwägungsgrund 44 der Verordnung (EU) 2024/1747 verlangt, dass staatliche Förderregelungen kein Hindernis für die Entwicklung kommerzieller Verträge wie PPAs darstellen. Erwägungsgrund 45 stellt ausdrücklich klar, dass zweiseitige CfDs und PPAs komplementäre Instrumente der Energiewende sind.** [EUR-Lex](#)

Auch die Europäische Kommission hat diese Linie 2026 nochmals bekräftigt: Mitgliedstaaten sollen Förderregelungen so ausgestalten, dass sie PPAs ergänzen und ermöglichen. [EUR-Lex](#)

Für das EEG folgt daraus: **Ein CfD darf marktliche PPA-Finanzierung nicht verdrängen, sondern muss sie ermöglichen.**

Auch der Antrag der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen greift diese Stoßrichtung auf. Er fordert für die Ausgestaltung produktionsabhängiger CfDs einen ausreichend bemessenen Marktwertkorridor und zugleich eine Stärkung des Marktumfelds für erneuerbare Anlagen, die sich über PPAs finanzieren. Damit wird auch parlamentarisch die Bedeutung einer CfD-Ausgestaltung hervorgehoben, die staatliche Absicherung und marktbasierende Vermarktung miteinander verbindet.

Tatsächliche Erlöse statt fiktiver Werte

Der BEE schlägt deshalb für PPAs, Direktbelieferung und vergleichbare Vermarktungsmodelle eine Wahl- beziehungsweise Ausnahmemöglichkeit vor, bei der die Abschöpfung auf Grundlage der **tatsächlich erzielten Erlöse** erfolgt. Vergleichbare Ansätze wurden bereits im Strompreisbremsengesetz genutzt.

Damit würde verhindert, dass Anlagenbetreiber auf Erlöse abgeschöpft werden, die sie tatsächlich nicht erzielt haben. Klare Nachweis- und Abgrenzungsregeln können zugleich verhindern, dass künstlich niedrige Vertragspreise zur Umgehung des Systems genutzt werden.

Darüber hinaus sollten Anlagenbetreiber unter klar definierten Bedingungen mehrfach zwischen langfristiger PPA-Vermarktung und EEG-Marktpremie wechseln können. Das stärkt die Finanzierbarkeit von Projekten und ermöglicht es, Strommengen zeitweise außerhalb der Förderung zu vermarkten und somit auch den flexiblen Bedarf an PPA am Markt abzubilden. Für diese Zeiträume entfällt zugleich die Auszahlung einer Marktpremie, wodurch das EEG-Konto entlastet werden kann.

Bagatellgrenze auf 200 kW anheben

Auch bei kleineren Anlagen muss das Verhältnis zwischen potenziellen Abschöpfungserlösen und administrativem Aufwand stimmen. Der Entwurf sieht derzeit eine De-minimis-Grenze von 100 kW vor.

Der BEE empfiehlt eine Anhebung auf **mindestens 200 kW**. Unterhalb dieser Schwelle stehen zusätzliche Berechnungs-, Nachweis- und Prüfpflichten aus Sicht des BEE nicht in einem angemessenen Verhältnis zu den möglichen Rückflüssen.

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Der BEE fordert Nachbesserungen in der Ausgestaltung des CfDs:

Marktwertkorridor einführen (§21d in Verbindung mit § 23a Anlage 1 Nr. 4): Die Zahlungspflicht darf erst ab einem definierten Aufschlag auf den anzulegenden Wert einsetzen – mit einem Toleranzpuffer, der Direktvermarktungskosten und -risiken abdeckt. Bei Wind- und Solaranlagen ist der Sicherheitszuschlag um 6 % des energieträgerspezifischen Jahresmarktwerts zu erhöhen, um steigende Direktvermarktungskosten zu berücksichtigen.

Bagatellgrenze auf 200 kW anheben (§21d Abs. 1): Die EU-rechtlich zulässige Bagatellgrenze von 200 kW ist auszuschöpfen.

PPA-Wechseloption ermöglichen (§21e): Die Wechselmöglichkeiten müssen sich an der Realität des Mittelstandes orientieren. Anlagenbetreiber sollten daher mehrfach zwischen langfristiger PPA-Belieferung von Industrie und Mittelstand und der EEG-Förderung wechseln können. Die Regelung muss klar zwischen langfristiger PPA-Vermarktung und kurzfristiger Arbitrage unterscheiden: Ersteres ist zu ermöglichen, Letzteres zu verhindern. PPAs mit Laufzeiten, die eine Projektfinanzierung tragen, müssen als Grundlage anerkannt werden.

So kann der CfD seine eigentliche Funktion erfüllen: **Investitionsrisiken begrenzen, Finanzierungskosten niedrig halten und zugleich marktbasierte Finanzierung stärken.** CfD und PPA dürfen deshalb nicht als konkurrierende Modelle ausgestaltet werden, sondern müssen als komplementäre Instrumente nebeneinander funktionieren.

3.4 Direktbelieferung von Industrie und Gewerbe stärken

Erneuerbaren Strom direkt und planbar für Industrie nutzbar machen

Die physikalische Direktbelieferung kann ein wichtiger Baustein für eine wettbewerbsfähige industrielle Stromversorgung sein. Industrie- und Gewerbekunden erhalten dadurch die Möglichkeit, größere Mengen erneuerbaren Stroms **direkt und langfristig planbar** von Wind- oder Solarprojekten zu beziehen. Gleichzeitig entstehen zusätzliche Absatz- und Finanzierungsmöglichkeiten für erneuerbare Erzeugungsanlagen.

Genau dieses Potenzial greift der EEG-Entwurf bislang nur unzureichend auf. Das geltende Kriterium der „**unmittelbaren räumlichen Nähe**“ schränkt Direktbelieferungsmodelle erheblich ein. Gerade Windenergieanlagen und größere Freiflächen-PV-Projekte können aufgrund von Flächenverfügbarkeit, Genehmigungsrecht und Standortbedingungen häufig nicht unmittelbar neben industriellen Verbrauchern errichtet werden. Der BEE sieht darin ein wesentliches Hemmnis für wirtschaftlich sinnvolle Direktbelieferungsmodelle.

Aus Sicht des BEE sollte deshalb nicht eine zusätzliche räumliche Abgrenzung entscheidend sein, sondern die Frage: **Wird der Strom über eine Direktleitung geliefert, ohne das öffentliche Netz zu nutzen?**

Die Direktleitung schafft bereits eine wirtschaftliche Entfernungsgrenze

Eine zusätzliche Vorgabe zur „unmittelbaren räumlichen Nähe“ ist nicht erforderlich, weil die Entfernung zwischen Erzeugungsanlage und Abnehmer bereits durch die Wirtschaftlichkeit des Projekts begrenzt wird. Je länger eine private Direktleitung ist, desto höher sind typischerweise Investitions-, Planungs-, Genehmigungs- und Betriebskosten. Hinzu kommen standortbezogene und immissionsschutzrechtliche Anforderungen.

Damit ergibt sich eine sinnvolle Entfernung bereits aus **wirtschaftlichen und immissionsschutzrechtlichen Gesichtspunkten**. Eine zusätzliche unbestimmte räumliche Voraussetzung schafft demgegenüber Rechtsunsicherheit und kann Projekte verhindern, obwohl das öffentliche Netz gar nicht genutzt wird.

Marktbasierte Versorgung außerhalb der EEG-Förderung ermöglichen

Direktleitungen eröffnen Industrie- und Gewerbekunden eine **marktwirtschaftliche Stromversorgung außerhalb der EEG-Förderung**. Unternehmen können langfristig erneuerbare Strommengen absichern, während Erzeuger einen zusätzlichen Absatzweg erhalten.

Damit besteht auch eine Verbindung zu langfristigen Stromlieferverträgen. Die PPA-Systematik selbst wurde bereits im vorherigen Kapitel behandelt. Für die Direktbelieferung ist entscheidend, dass das EEG solche freiwilligen marktlichen Versorgungsmodelle nicht behindert, wenn Erzeuger und Verbraucher bereit sind, die dafür notwendige Direktleitungsinfrastruktur selbst zu finanzieren.

Erzeugung, Verbrauch und Flexibilität besser zusammenbringen

Direktleitungen können zusätzlich dazu beitragen, erneuerbare Erzeugung und industrielle Nachfrage räumlich stärker miteinander zu verbinden. Werden Erzeugung und Verbrauch sowie gegebenenfalls Speicher und flexible Lasten aufeinander abgestimmt, kann ein größerer Anteil des erzeugten Stroms unmittelbar vor Ort genutzt und zusätzlicher Transport über vorgelagerte Netzebenen begrenzt werden.

Industrielle Verbraucher können dabei selbst Flexibilität bereitstellen, etwa durch steuerbare Produktionsprozesse, Elektrolyseure, Wärmeanwendungen, Speicher oder Ladeinfrastruktur. So kann Direktbelieferung Teil eines integrierten Versorgungskonzepts werden:



Abbildung 2: Direktbelieferung verbindet erneuerbare Erzeugung mit industrieller Nachfrage, flexiblen Lasten und Speichern.

Technologieoffene Regelung sicherstellen

Die heutige räumliche Voraussetzung wirkt je nach Technologie unterschiedlich. Dach-PV kann häufig unmittelbar am Verbrauchsort errichtet werden. Windenergieanlagen und größere Solarparks sind dagegen stärker auf geeignete Flächen und spezifische Standortbedingungen angewiesen. Eine enge räumliche Definition benachteiligt daher insbesondere solche Projekte, bei denen eine Direktleitung überhaupt erst die Verbindung zwischen geeignetem Erzeugungsstandort und industriellem Verbraucher ermöglicht.

Auch der Antrag der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen greift die Direktbelieferung ausdrücklich auf. Er fordert, die physikalische Direktbelieferung von Industrieunternehmen zu erleichtern und die bestehende Voraussetzung der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ praxistauglicher auszugestalten. Damit wird auch parlamentarisch anerkannt, dass die heutige räumliche Begrenzung Direktliefermodelle unnötig erschweren kann.

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

Das Kriterium der „unmittelbaren räumlichen Nähe“ ist zu streichen. Maßgeblich für die Fördervoraussetzung sollte allein die Belieferung über eine Direktleitung ohne Nutzung des öffentlichen Netzes sein:

§ 3 Nr. 16: [...] es sei denn, der Strom wird über eine Direktleitung ohne Nutzung des öffentlichen Netzes an einen oder mehrere Letztverbraucher geliefert.

§ 21b Abs. 2 und Abs. 4 Nr. 2 Buchstabe a und b werden durch folgenden Buchstaben a ersetzt: der Strom wird über eine Direktleitung ohne Nutzung des öffentlichen Netzes an den Dritten geliefert

Die Grundentscheidung ist dabei einfach: **Wo Erzeuger und industrielle Verbraucher bereit sind, eine direkte physische Verbindung ohne Nutzung des öffentlichen Netzes herzustellen, sollte das EEG diese marktbasierte Versorgung ermöglichen und nicht durch eine zusätzliche unbestimmte Entfernungsgrenze verhindern.**

So kann das EEG Direktbelieferung als **marktbasierte, planbare und industriepolitisch relevante Form der Nutzung erneuerbaren Stroms** stärken, ohne zusätzliche künstliche räumliche Hürden aufzubauen.

3.5 Pachtdeckel für Wind an Land streichen.

Flächenkosten begrenzen – aber Investitionen nicht durch starre Vorgaben gefährden

Mit dem EEG 2027 soll erstmals eine gesetzliche Begrenzung der Entgelte für Grundstücke eingeführt werden, die für die Errichtung und den Betrieb von Windenergieanlagen an Land genutzt werden. Nach dem Kabinettsentwurf soll die Summe der erfassten Grundstücksentgelte grundsätzlich auf **3,5 Prozent des Produkts aus dem vor Inbetriebnahme ermittelten jährlichen Standortertrag und dem jeweils anzulegenden Wert** begrenzt werden. Erfasst werden dabei nicht nur die eigentlichen Anlagenstandorte, sondern auch weitere projektbezogene Flächen und Zahlungen. Bereits vor Inbetriebnahme geleistete Zahlungen werden dabei auf die spätere Obergrenze angerechnet.

Der BEE teilt das politische Ziel, überhöhte Grundstückskosten und damit verbundene Auswirkungen auf Ausschreibungsgebote zu begrenzen. Die vorgesehene pauschale Deckelung ist hierfür jedoch nicht geeignet.

Windenergieprojekte sind standortgebunden

Windenergieanlagen können nicht beliebig auf andere Flächen ausweichen. Geeignete Standorte hängen von Windverhältnissen, Planungsrecht, Genehmigungen, Abständen, Netzanschluss, Natur- und Artenschutz sowie der Flächenverfügbarkeit ab. Dadurch ist die Flächensicherung ein zentraler und häufig langfristiger Bestandteil der Projektentwicklung.

Die wirtschaftlichen Bedingungen unterscheiden sich dabei regional erheblich. Grundstücksmärkte, Eigentümerstrukturen und die Zahl der für ein Projekt erforderlichen Flächen können sehr unterschiedlich ausfallen. Gerade bei kleinteiligen Eigentumsstrukturen müssen häufig mehrere Grundstücke, Zuwegungen, Kabeltrassen und Nebenflächen gesichert werden.

Eine bundesweit einheitliche prozentuale Obergrenze bildet diese Unterschiede nur unzureichend ab. Der BEE weist deshalb darauf hin, dass der Pachtdeckel unterschiedliche regionale Grundstücksmärkte, kleinteilige Eigentumsstrukturen und notwendige Projektentwicklungskosten nicht ausreichend berücksichtigt.

Projektentwicklungskosten sind nicht automatisch überhöhte Pachten

Besonders problematisch ist, dass auch Zahlungen vor Inbetriebnahme in die Berechnung einbezogen werden. Windprojekte haben häufig lange Entwicklungszeiträume. Flächen müssen bereits Jahre vor der Inbetriebnahme vertraglich gesichert werden. Options-, Reservierungs- und sonstige Zahlungen können deshalb notwendige Bestandteile einer erfolgreichen Projektentwicklung sein.

Werden solche Zahlungen pauschal als Pachtäquivalent auf die spätere Obergrenze angerechnet, kann die zulässige Grenze rechnerisch bereits vor oder kurz nach Inbetriebnahme erreicht werden. Damit entsteht ein zusätzliches Risiko gerade in einer Phase, in der bereits erhebliche Planungs- und Genehmigungskosten angefallen sind.

Die Regelung kann damit nicht nur überhöhte Entgelte begrenzen, sondern auch reguläre und wirtschaftlich notwendige Flächensicherung verteuern oder verhindern.

Pauschale Sanktionen verschärfen das Investitionsrisiko

Zusätzlich sieht die Regelung bei einer Überschreitung eine Zahlungspflicht von **50 Euro je Kilowatt installierter Leistung und Kalenderjahr** vor. Auch diese Sanktion bewertet der BEE kritisch. Sie knüpft nicht ausreichend daran an, wie groß oder wirtschaftlich relevant die tatsächliche Überschreitung ist.

Dadurch können bereits geringfügige oder unbeabsichtigte Überschreitungen erhebliche finanzielle Folgen für ein Projekt haben. Der BEE weist ausdrücklich darauf hin, dass damit beträchtliche wirtschaftliche Risiken bereits in der Projektentwicklungsphase entstehen können.

Gerade bei Windprojekten mit langen Entwicklungs- und Finanzierungszeiträumen erhöhen solche schwer kalkulierbaren Risiken die Anforderungen an Finanzierung und Rendite. Eine Regelung, die eigentlich Ausschreibungskosten begrenzen soll, kann damit im Ergebnis neue Kosten- und Investitionsrisiken erzeugen.

Was schlägt der BEE als Lösung vor?

§ 36d sowie die Regelung zu Zahlungen bei überhöhten Entgelten für die Nutzung von Grundstücken (§ 53a) sind ersatzlos zu streichen.

Investitionskosten lassen sich nicht dadurch senken, dass reale Projektkosten pauschal gedeckelt werden. Ein geeigneter regulatorischer Rahmen muss vielmehr sicherstellen, dass wirtschaftlich tragfähige Windprojekte weiterhin Flächen sichern, finanziert und umgesetzt werden können.

4 Mehr Erneuerbare machen das Stromsystem günstiger – wenn Flexibilität mitwächst

Nicht der Ausbau ist das Problem, sondern fehlende Flexibilität

Mit dem weiteren Ausbau von Wind- und Solarenergie verändert sich das Stromsystem. In Stunden mit viel Wind und Sonne stehen große Mengen günstigen erneuerbaren Stroms zur Verfügung. Gleichzeitig entstehen häufiger Situationen, in denen Erzeugung und Nachfrage zeitlich nicht zusammenpassen: Mittags kann Solarstrom im Überfluss vorhanden sein, während wenige Stunden später die PV-Erzeugung sinkt und die Nachfrage weiterhin hoch ist. In diesen Stunden müssen heute häufig teurere regelbare fossile Kraftwerke einspringen.

Niedrige oder negative Strompreise und Abregelung werden deshalb teilweise als Folge eines „zu schnellen“ Ausbaus der Erneuerbaren interpretiert. Die BEE-Flexibilitätsstudie des Fraunhofer IEE zeigt jedoch einen anderen Zusammenhang: **Das zentrale Problem ist nicht zu viel erneuerbare Erzeugung, sondern zu wenig Flexibilität, um diese Erzeugung zeitlich besser nutzbar zu machen.**

Die Konsequenz lautet daher: **Nicht weniger Ausbau, sondern mehr Flexibilität.**

Vom günstigen Mittagsstrom in die teuren Abendstunden

Die ökonomische Logik ist einfach. Photovoltaik erzeugt mittags sehr günstigen Strom. Wenn dieser Strom gespeichert wird, kann er wenige Stunden später genutzt werden, wenn die Sonne untergeht und der Strombedarf weiterhin hoch ist. Dann muss weniger teure fossile Erzeugung eingesetzt werden.

Batteriespeicher sind dafür eine Möglichkeit. Flexible Biogasanlagen können ihre Stromerzeugung gezielt auf Stunden mit geringer Wind- und Solarproduktion verlagern. Industrielle Verbraucher, Elektrolyseure, Wärmeanwendungen oder Ladeinfrastruktur können umgekehrt ihren Verbrauch stärker in Stunden hoher erneuerbarer Erzeugung verschieben.

Damit verändert Flexibilität die Logik des Systems:

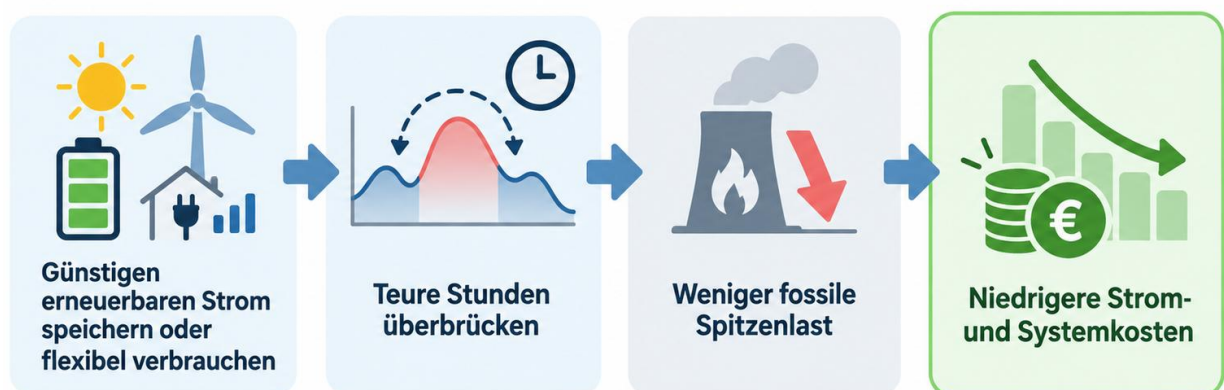


Abbildung 3: Wirkung von Flexibilität auf fossile Spitzenlast und Systemkosten (KI generiert)

Die in Kapitel 3 geforderte **Flexibilisierung der Bioenergie** ermöglicht erneuerbare Erzeugung gerade in den Stunden, in denen Wind und Sonne weniger liefern. Die **Direktbelieferung von Industrie und Gewerbe** kann Erzeugung, flexible Nachfrage und Speicher stärker miteinander verbinden. Und die Regeln für kleine PV-Anlagen sollten Marktintegration ermöglichen, ohne den Zubau durch unverhältnismäßige Vermarktungs- und Transaktionskosten zu bremsen.

Die Größenordnung des Flexibilitätspotenzials ist erheblich

Die BEE-Flexibilitätsstudie hat untersucht, wie sich zusätzliche Flexibilität im realen Stromsystem zwischen Januar 2025 und Mai 2026 ausgewirkt hätte. Modelliert wurden zusätzliche Batteriespeicher. Speicher dienen dabei als gut quantifizierbares Beispiel für kurzfristige Flexibilität; die grundsätzliche Funktion kann aber auch durch flexible Nachfrage, steuerbare erneuerbare Erzeugung und Sektorenkopplung erbracht werden.

Ein großer Teil des möglichen Nutzens wäre bereits bei rund **20 GW zusätzlicher Flexibilitätsleistung mit vier Stunden Speicherdauer – entsprechend etwa 80 GWh** – erreicht worden. Dieser in der Studie identifizierte „Sweet Spot“ beschreibt die Flexibilitätslücke des untersuchten Zeitraums und keine langfristige Obergrenze.

Die Ergebnisse verdeutlichen die Größenordnung:

- Die Zahl negativer Preisstunden wäre um rund **70 Prozent** zurückgegangen.
- Die marktbedingte Abregelung erneuerbarer Energien hätte sich um rund **55 Prozent** reduziert.
- Die von § 51 EEG betroffenen Strommengen wären insbesondere bei Photovoltaik stark gesunken – in der Modellierung um rund **75 Prozent**, bei Wind an Land um rund **55 Prozent**.
- Über den gesamten Untersuchungszeitraum ergibt sich eine modellierte Entlastung in einer Größenordnung von rund **5,6 Milliarden Euro**.

Dieselbe Flexibilität wirkt gleichzeitig gegen negative Preise, Abregelung, niedrige Marktwerte und hohe Systemkosten.

Gerade diese Mehrfachwirkung ist für die politische Debatte zentral. Flexibilität ist nicht nur ein zusätzliches Element der Energiewende, sondern erhöht den volkswirtschaftlichen Wert des bereits vorhandenen und des künftig zusätzlich erzeugten erneuerbaren Stroms.

Höhere Marktwerte können auch den Förderbedarf reduzieren

Dieser Effekt wirkt auch auf die Finanzierung des EEG. Wenn erneuerbarer Strom häufiger in Stunden mit höherer Nachfrage genutzt werden kann, verbessern sich seine Marktwerte. Gleichzeitig sinkt die Menge an Strom, die zu sehr niedrigen oder negativen Preisen vermarktet oder abgeregelt werden muss.

Damit kann Flexibilität auch den staatlichen Finanzierungsbedarf reduzieren. Die BEE/Fraunhofer-Analyse weist für das untersuchte Szenario allein bei den EEG-Förderkosten eine Entlastung von rund **2,1 Milliarden Euro** aus. Auch andere Analysen kommen zu dem grundsätzlichen Ergebnis, dass ein steigender Anteil erneuerbarer Stromerzeugung nicht zwangsläufig mit steigenden EEG-Kosten verbunden sein muss. Agora Energiewende modelliert beispielsweise einen deutlichen Anstieg der erneuerbaren Stromerzeugung bis 2035 bei gleichzeitig sinkenden jährlichen EEG-Kosten. [Agora Energiewende](#)

Niedrige Finanzierungskosten, verlässliche Investitionsbedingungen und hohe Marktwerte gehören zusammen. Werden dagegen zusätzliche Vermarktungs- und Regulierungsrisiken geschaffen, werden diese Risiken in Finanzierung und Ausschreibungsgebote eingepreist. Auch deshalb ist es volkswirtschaftlich sinnvoller, Flexibilität zu erschließen und Marktwerte zu stabilisieren, statt Investitionsrisiken für erneuerbare Erzeugung zu erhöhen.

Mehr Flexibilität statt künstlicher Verknappung erneuerbarer Erzeugung

Für die Weiterentwicklung des EEG ergibt sich daraus eine grundsätzliche Leitlinie. Ziel sollte nicht sein, erneuerbare Stromerzeugung vorsorglich zu begrenzen, um einzelne Stunden mit niedrigen Preisen oder Netzengpässen zu vermeiden. Dadurch ginge gerade in den vielen Stunden mit ausreichender Netzkapazität und hoher Nachfrage kostengünstige Stromerzeugung verloren.

Stattdessen muss der regulatorische Rahmen Anreize schaffen, Strom **zeitlich zu verschieben, flexibel zu verbrauchen und steuerbare erneuerbare Erzeugung gezielt einzusetzen**.

Auch die einzelnen Big Points aus Kapitel 3 folgen letztlich dieser Logik. Die Einspeisevergütung für kleine Anlagen erhält Investitionen in zusätzliche erneuerbare Erzeugung, flexible Bioenergie ergänzt Wind und Solar in Stunden mit geringer dargebotsabhängiger Erzeugung, ein investitionsfreundlicher CfD-Rahmen hält Finanzierungskosten niedrig und Direktbelieferungsmodelle schaffen zusätzliche marktliche Nachfrage nach erneuerbarem Strom.

Ausbau und Flexibilität gehören zusammen

Die nächste Phase der Energiewende besteht deshalb nicht darin, zwischen Ausbau und Systemintegration zu wählen. Beides muss gleichzeitig stattfinden.

Wind und Solar stellen große Mengen günstiger heimischer Energie bereit. Speicher, flexible Bioenergie, flexible Verbraucher und Sektorenkopplung verschieben diese Energie in die Stunden, in denen sie einen höheren Wert besitzt. Dadurch werden vorhandene Anlagen besser genutzt, fossile Erzeugung verdrängt und Förder- sowie Systemkosten reduziert.

Mehr Erneuerbare und mehr Flexibilität sind deshalb keine zwei getrennten Ziele. Erst ihr Zusammenspiel macht den Kostenvorteil eines zunehmend erneuerbaren Stromsystems vollständig nutzbar.

Ansprechpartner*innen

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE)
EUREF-Campus 16
10829 Berlin

Dr. Matthias Stark
Leiter Fachbereich Erneuerbare Energiesysteme
0151 17123012
matthias.stark@bee-ev.de

Philipp Wiewald
Studentischer Mitarbeiter Erneuerbare Energiesysteme
Philipp.wiewald@bee-ev.de

Als Dachverband vereint der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) Fachverbände und Landesorganisationen, Unternehmen und Vereine aller Sparten und Anwendungsbereiche der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Bei seiner inhaltlichen Arbeit deckt der BEE Themen rund um die Energieerzeugung, die Übertragung über Netz-Infrastrukturen, sowie den Energieverbrauch ab. Der BEE ist als zentrale Plattform aller Akteur*innen der gesamten modernen Energiewirtschaft die wesentliche Anlaufstelle für Politik, Medien und Gesellschaft.

Unser Ziel: 100 Prozent Erneuerbare Energie in den Bereichen Strom, Wärme und Mobilität.



Impressum

Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.
EUREF-Campus 16
10829 Berlin
030 2758170 0
info@bee-ev.de
www.bee-ev.de
V.i.S.d.P. Dr. Christine Falken-Großer

Haftungshinweis

Dieses Dokument wurde auf Basis abstrakter gesetzlicher Vorgaben, mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Da Fehler jedoch nie auszuschließen sind und die Inhalte Änderungen unterliegen können, weisen wir auf Folgendes hin:

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) übernimmt keine Gewähr für Aktualität, Richtigkeit, Vollständigkeit oder Qualität der in diesem Dokument bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch die Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen oder durch die Nutzung fehlerhafter und unvollständiger Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, ist eine Haftung des Bundesverbands Erneuerbare Energie e.V. (BEE) ausgeschlossen. Dieses Dokument kann unter keinem Gesichtspunkt die eigene individuelle Bewertung im Einzelfall ersetzen.

Der Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. ist als registrierter Interessenvertreter im Lobbyregister des Deutschen Bundestages unter der Registernummer R002168 eingetragen. Den Eintrag des BEE finden Sie [hier](#).

Datum

30. September 2026