

STELLUNGNAHME

Entwurf zum Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG 2027

Stellungnahme vom 22. Juli 2026 im Rahmen der Länder- und Verbändeanhörung

Inhalt

1	Vorwort	3
2	Ausbau-Ziele für Erneuerbare Energien	4
3	Marktintegration Erneuerbarer Energien	5
4	Kosteneffizienz des Investitionsrahmens für Erneuerbare Energien	6

1 Vorwort

Die Bundesregierung bekennt sich mit der Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu einem ambitionierten Ausbaupfad von Wind- und Solarenergie. Dieser ist vor dem Hintergrund der geopolitischen Risiken infolge der Kriege in der Ukraine und dem Nahen Osten und den Verwerfungen an den fossilen Energiemärkten von erheblicher wirtschaftlicher Bedeutung für den Standort Deutschland.

Wir begrüßen, dass das EEG am **Ausbaupfad für Wind- und Solarkraft festhält** und Ausschreibungen für Windkraftanlagen an Land mit einer Leistung von 12 GW zeitlich vorzieht. Allerdings **verschlechtert sich der Investitionsrahmen für Solar- und Windanlagen** auf zwei Ebenen, so dass das erklärte Ziel der Bundesregierung, ein weiterhin ambitionierter Ausbaupfad zu möglichst geringen Kosten, nicht zu erreichen ist.

- Ganz konkret: Die Abkehr eines elementaren Pfeilers des EEGs, nämlich eines garantierten Netzanschlusses und Netzzugangs für Erneuerbare-Energien-Projekte zugunsten eines Redispatchvorbehalts erhöht die Projekt-Finanzierungskosten und verringert damit die Anzahl finanzierbarer Projekte. Der Rahmen für PV-PPAs und das PV-Dach-Segment wird deutlich verschlechtert, was den Druck auf erfolgreiche Ausschreibungen in deutlich höherem Umfang erhöht. Ohne Anpassungen bei den Gebotshöchstwerten nach oben, um den deutlich höheren Projektrisiken Rechnung zu tragen besteht das Risiko, dass der Wettbewerb in den Ausschreibungen ab 2027 deutlich sinkt oder diese sogar unterzeichnet sind. Dies ist vor dem Hintergrund der geplanten Verdreifachung der Wind-an-Land-Ausbaugeschwindigkeit gegenüber dem aktuellen Ausbautempo von rd. 5 GW im Jahr besonders problematisch.
- Übergeordnet: Darüber hinaus schadet die Diskussion um zentrale Säulen der europäischen Klimapolitik der Investitionssicherheit in erneuerbare Energien. So müssen Investoren in Solar- und Windenergieanlagen aufgrund der ETS-Reform Szenarien mit geringeren CO₂- und Strompreisen zugrunde legen. Zudem fehlen konsequente Elektrifizierungsstrategien, sodass Erlösszenarien mit niedrigeren Strombedarfen und entsprechend geringeren Marktwerten zugrunde gelegt werden müssen.

Wir begrüßen die Zielsetzung eines schrittweisen Übergangs von der Einspeisevergütung zur **Direktvermarktung bei Solaranlagen** mit einer Leistung von unter 100 kWp. Dafür ist es jedoch erforderlich, die Übergangsfrist auf vier Jahre zu erweitern. Zudem ist es dringend erforderlich, Anlagen mit einer Leistung von unter 25 kWp bei der Direktvermarktung nicht gegenüber Anlagen zwischen 25 und 100 kWp zu diskriminieren. Die vorgesehene Ausnahme vom Marktprämienanspruch würde dieses wichtige Segment deutlich schwächen und auch die Folgeinvestitionen in moderne Heizungen und Elektromobilität abschwächen.

In Bezug auf die **Kosteneffizienz** nutzt das EEG den bestehenden Spielraum kaum aus und schafft nur unzureichend Transparenz über den Umsetzungsaufwand. Die beschleunigte Elektrifizierung und Flexibilisierung (Nachfrage und Speicher) sind die beiden größten Hebel zur Senkung der Haushaltsbelastung für das EEG-Konto. Diese werden in der Energiegesetzgebung vernachlässigt. Im Sinne einer sektorübergreifenden Energiewende fehlen die Impulse für die Industrie, den Verkehr und den Gebäudesektor. Die deutliche Erhöhung der angestrebten Biomasseleistung wird den Bundeshaushalt in den 2030er Jahren stark belasten. Wie stark die Belastung ausfällt, legen die Berechnungen zum Umsetzungsaufwand jedoch nicht offen. Darauf wird sogar explizit im Begründungsteil A hingewiesen. Hier verliert die Energiewende nach unseren Berechnungen deutlich an Kosteneffizienz. Zudem greifen die Annahmen zur Berechnung des Erfüllungsaufwands für den Bund an zentraler Stelle zu kurz. Die Annahme unveränderter Ausschreibungsergebnisse ist nicht nachvollziehbar. Die Einführung des Refinanzierungsbeitrags, in Kombination mit zum

Teil deutlich erhöhten Ausschreibungsvolumina und der Einpreisung der Risiken aus dem Redispatch-vorbehalt wird zu deutlich höheren Geboten in den Ausschreibungen führen und birgt ein hohes Risiko unterdeckter Ausschreibungen.

Der vorliegende Gesetzesentwurf bedeutet einen deutlichen **Rückschritt bei der Marktintegration** von Windenergie- und Freiflächensolaranlagen. Einerseits fehlen jegliche Impulse für eine marktbasierte Finanzierung über PPAs, sodass davon auszugehen ist, dass dieses Marktsegment nahezu vollständig zum Erliegen kommt. Zum anderen intensiviert der neu eingeführte Refinanzierungsbeitrag die bestehenden Fehlanreize bei der Kurzfristvermarktung von Strom aus Wind- und Solaranlagen und ihren Speichern. Dies wird in Zukunft unter anderem dazu führen, dass Strom aus Solar- und Windanlagen auch bei positiven Strompreisen abgeregelt wird. Insgesamt setzt das EEG den negativen Trend zu einem überregulierten Strommarkt fort: fast alleiniger Fokus auf staatliche Ausschreibungen statt Erleichterung marktlicher Finanzierung, staatliche Anreize zum Anlagenbetrieb statt Optimierung am Strommarkt sowie detaillierte Kompensationsregelungen für die Standortwahl und Abregelungen statt lokaler Preise, Speicher und mehr Flexibilität.

Vor diesem Hintergrund nehmen wir zu den einzelnen Regelungen des Entwurfs wie folgt Stellung. Aufgrund der **äußerst kurzen Frist für die Stellungnahme**, können dabei nicht alle Punkte gewürdigt werden und einige Auswirkungen bleiben in Branche und Wissenschaft unzureichend analysiert (z. B. Auswirkungen neues Referenzertragsmodell, Abschätzung Umsetzungsaufwand / EEG-Konto, Auswirkungen auf Gebotsverhalten und möglichen Anpassung der Gebotshöchstwerte).

2 Ausbau-Ziele für Erneuerbare Energien

Die EEG-Ausschreibungsvolumina für Windkraft an Land und Photovoltaik reichen zwar nominal aus, um die Ziele für die Jahre 2030 und 2035 zu erreichen. Insgesamt erhöht sich die Wahrscheinlichkeit deutlich, dass die **gesetzten Ziele nicht oder nicht rechtzeitig erreicht** werden. Verschiedene Neuregelungen erhöhen das Risiko

- unterdeckter Freiflächen- und Wind-Ausschreibungen (Gebotshöchstwerte unklar, Pachthöhenbegrenzung; der Redispatchvorbehalt verringert finanzierbare Projektanzahl, sehr stark steigende Ausschreibungsmengen),
- niedriger Realisierungsquoten (Wind-Zubau-Infrastruktur, Bearbeitungszeit Netzanschlussbegehren, Feststellung RD-Vorbehalt während Projektierungsphase),
- steigender Projektkosten durch einen unzureichend kompensiertes Erlösrisiko durch negative Strompreise,
- wegbrechenden PPA-finanzierten Ausbaus und
- eines deutlich schrumpfenden PV-Dach-Segments.

Die vorgezogenen Ausschreibungen von 12 Gigawatt Windkraft an Land können dabei helfen, die hohen Börsenstrompreise im Winter so rasch wie möglich zu senken. Damit die dringend benötigte Beschleunigung jedoch auch im Strommarkt ankommt, muss sich der jährliche Ausbau von derzeit 4 bis 5 Gigawatt **auf 15 Gigawatt verdreifachen**. Die Voraussetzungen bei der Straßeninfrastruktur, den Netzanschlüssen und der Windindustrie sind dafür jedoch herausfordernd. Die angestrebte Erhöhung der Biomasseleistung bis 2030 und die Verlängerung dieses Zielwertes bis 2035 erfolgen, ohne die damit verbundenen Kosten transparent zu machen. Biomasseanlagen werden ab Mitte der 2030er Jahre von allen EEG-Technologien die höchsten Fördermittel erhalten, aber nur einen marginalen Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien bereitstellen. Es ist nicht abzusehen, ob sie künftig ihr grundsätzliches Flexibilitätspotenzial nutzen werden, was derzeit oft an der mangelnden Speicherung vor Ort scheitert.

Die Änderung des **Referenzertragsmodells** verfolgt die richtige zweigliedrige Zielsetzung: Einerseits soll die Projektfinanzierung auch an Standorten in Süddeutschland ermöglicht werden; andererseits sollen die unbeabsichtigt eingeführten Fehlanreize im Norden, Windparks zu dicht zu bebauen, abgeschwächt werden. Für eine Prüfung, ob der gewählte Ansatz diese Ziele erreicht, ist die Bearbeitungszeit für die fristgerechte Einreichung dieser Stellungnahme jedoch zu kurz. Auf den ersten Blick erscheint es erstaunlich, dass eine Korrektur der Korrekturfaktoren bei Gütefaktoren unterhalb von 80 Prozent ausreichend sein soll, um die Fehlanreize einer zu dichten Bebauung zu beheben. Der Gütefaktor im Norden kann deutlich höher sein, sodass der wirtschaftliche Anreiz für zu hohe Anlagendichten nur in den extremen Fällen eingeschränkt, aber grundsätzlich weiterhin besteht.

3 Marktintegration Erneuerbarer Energien

Der Gesetzesentwurf zum EEG 2027 bedeutet einen **deutlichen Rückschritt bei der Marktintegration** von Windenergie- und Freiflächensolaranlagen. Seit etwa 2017 hat sich in Deutschland wie in vielen anderen europäischen Strommärkten ein PPA-Markt etabliert. Seit 2024 sinkt die Liquidität dieses Markts; der Gesetzesentwurf zum EEG 2027 würde zu dessen nahezu vollständigem Erliegen führen. Eine marktbasierende Anlagenfinanzierung sowie die direkte Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom für Industrieunternehmen und Energieversorger über langfristige Lieferverträge sind durch die Ausgestaltung der neuen CfD-Ausschreibungen gänzlich unattraktiv geworden. Die Hürden für eine marktbasierende Investition erhöhen sich...

- ...mit den angestiegenen Ausschreibungsvolumina bei fehlender sinnvoller Kombinationsmöglichkeit von CfDs und PPAs,
- ...mit dem Redispatchvorbehalt und,
- ...durch das verschlechterte Investitionsklima (Diskussion um Verschiebung und Aufweichung der Klimaziele, Verzögerung des Wasserstoffhochlaufs, keine konsequente Elektrifizierungsstrategie/niedrige Stromnachfrage).

Die **Marktintegration an den Kurzfriststrommärkten** verschlechtert sich durch den neu eingeführten Refinanzierungsbeitrag, da seine Fehlanreize zu den bestehenden Fehlanreizen der Marktprämie hinzukommen. Während die Marktprämie zu einer übermäßigen Einspeisung von Strom anreizt, setzt der Refinanzierungsbeitrag den gegenteiligen Anreiz, benötigten Strom abzuregeln. Der Gesetzesentwurf benennt zwar sinnvolle Ausnahmeregelungen für den Day-Ahead-Markt, zementiert jedoch gleichzeitig die Fehlanreize im Intraday- und Regelleistungsmarkt für die nächsten 20 Jahre. Der Intraday-Markt gleicht beispielsweise Änderungen der Wetterprognose aus. Dies wird immer wichtiger und führte in den vergangenen Jahren zu einem kontinuierlichen Anstieg der Handelsaktivitäten (das Handelsvolumen ist inzwischen bereits halb so hoch wie im Day-Ahead-Markt). EE-Anlagen werden auf den Regelleistungsmärkten, vor allem infolge der Co-Location mit Batterien, eine immer wichtigere Rolle spielen. Die Teilnahme von Solar- und Windanlagen und ihrer Batteriespeicher an beiden Märkten wird in den kommenden 20 Jahren durch den Refinanzierungsbeitrag und die Marktprämie empfindlich gestört. Die im Gesetzesentwurf für das Jahr 2030 vorgesehene Ex-post-Überprüfung der Auswirkungen hilft hier nicht. Zu diesem Zeitpunkt haben die EEG-Ausschreibungen für den Großteil der insgesamt benötigten Windenergieanlagen bereits stattgefunden und es ist zu spät für Korrekturen, ohne in den Vertrauensschutz der Investoren einzugreifen.

Der **Hochlauf der Direktvermarktung** für Dach-PV mit einer gestuften Übergangszeit je nach Anlagengröße ist grundsätzlich sinnvoll. Vor dem Hintergrund noch immer erheblicher Mängel bei den erforderlichen Marktprozessen ist eine längere Übergangszeit von vier Jahren nötig. Ob die zusätzliche Befristung der Netzbetreiberabnahme auf drei Jahre in der Übergangszeit ausreichende Planungssicherheit für Investitionen

schaft, ist äußerst fraglich. Die Erlössicherheit der Anlagen zwischen 25 und 100 kW hängt von der Verfügbarkeit und den Kosten einer massengeschäftstauglichen Direktvermarktung ab. Warum Anlagen mit einer Leistung von unter 25 kW_p von der Direktvermarktung unter Nutzung der Marktprämie ausgenommen sind und damit schlechter gestellt sind als Anlagen mit einer Leistung zwischen 25 und 100 kW_p, ist nicht nachvollziehbar und abzulehnen. Die Wirtschaftlichkeit der Projekte basiert auf dem Eigenverbrauchsanteil, der im Segment zwischen 25 und 100 kW sogar noch größer ist (ca. 60–75 %) als im Segment bis 25 kW (ca. maximal 40–50 %). Für beide Segmente gilt zudem, dass die Nutzung der kompletten Dachflächen je Dach-Projekt kosteneffizienter ist als die Teilbelegung, die nun stattdessen angereizt wird. Auch die Netzausbaukosten können eine Schlechterstellung dieses Segments nicht begründen, denn auf den niedrigen Spannungsebenen ist die steigende Stromnachfrage in aller Regel der entscheidende Faktor für den Netzausbau. Durch die Vereinheitlichung der Förderwerte, die unabhängig von der Anlagenleistung gewährt werden, ergibt sich auch keinerlei Kostenvorteil für den Bundeshaushalt. Es bleibt unklar, was mit dieser Ausnahme erreicht werden soll.

Zusammenfassend wird der vorgesehene Weg in die Direktvermarktung die Wirtschaftlichkeit der Investitionen in Dach-PV-Anlagen ohne die Entwicklung massentauglicher Prozesse und eines echten Wettbewerbs den jährlichen Ausbau in diesem Segment deutlich verringern. Dies soll durch zusätzliche Ausschreibungen größerer Anlagen ausgeglichen werden – ob dies vor dem Hintergrund der Neuregelungen im Sinne v.a. eines Redispatchvorbehalts erfolgreich umgesetzt werden kann, ist jedoch zweifelhaft. Kritisch zu sehen ist zudem die Schlechterstellung von Anlagen unter 25 kW_p. Ihnen bleibt dieser Weg in die Direktvermarktung versperrt, ohne dass eine schlüssige Begründung für diese Schlechterstellung vorliegt. Dadurch wird die Chance vertan, in diesem Segment Anreize für private Investitionen in Sektorenkopplung zu schaffen und in Verbindung mit dynamischen Strompreisen eine netz- und marktdienliche Auslegung Betrieb entsprechender Anlagen in Kombination mit Batteriespeichern zu erreichen.

4 Kosteneffizienz des Investitionsrahmens für Erneuerbare Energien

Die Energiegesetzespakete lassen die größten Hebel ungenutzt, die **Elektrifizierung und Flexibilisierung**. Neue Wind- und Solaranlagen können bei günstigen Marktbedingungen zum Nulltarif finanziert werden. Das zeigt auch die Berechnung des Finanzierungsbedarfs im Gesetzesentwurf: Bei Wind an Land liegt die Bandbreite bei -0,5 bis 2,3 ct/kWh und bei PV bei 0 bis 3,5 ct/kWh. Insgesamt wird für das Jahr 2032 ein Finanzbedarf von 0,3 bis 5 Mrd. EUR für die Neuanlagen prognostiziert. Der Einfluss günstiger Marktbedingungen geht sogar noch weit darüber hinaus, denn nur sie können den Finanzierungsbedarf von Bestandsanlagen reduzieren, die den Löwenanteil der Kosten ausmachen. Die Verantwortung für ebendiese günstigen Marktbedingungen liegt weitgehend in der Hand der Energiegesetzgebung. Diese als wissenschaftliche Annahme für die Kostenabschätzung zu betrachten, greift daher zu kurz:

- Die Sektorenkopplung der Energiewende im Stromsektor mit den Bereichen Industrie, Verkehr und Gebäude erhöht die Wirksamkeit sowie die Markterlöse von Solar- und Windenergieanlagen. Ein Elektrifizierungspaket mit klaren Zielen und Maßnahmen sollte die Energiegesetze anführen. Das EEG, das Netzpaket und das StromVKG sollten dieses Elektrifizierungsziel dann kosteneffizient erreichbar machen.
- Nachfrageflexibilität und mehr Batteriespeicher erhöhen unabhängig vom Niveau der Stromnachfrage die Markterlöse von Solar- und Windkraftanlagen. Zudem reduzieren sie das Investitionsrisiko durch Erlösausfälle infolge negativer Strompreise. Dazu sind ein beschleunigter Smart-Meter-Rollout, zügige Netzanschlussverfahren für Batteriespeicher sowie lokale Strompreise als Signalgeber für den sicheren und systemdienlichen Betrieb erforderlich.

Der Erfüllungsaufwand des EEG ist intransparent. Er wird nur für Neuanlagen bis zum Jahr 2032 ausgewiesen und bei Photovoltaik nicht nach Dach- und Freiflächenanlagen aufgeteilt. Die Auswirkungen der vergrößerten Biomasseausschreibung sind gemäß den in der Begründung des Gesetzentwurfs aufgeführten Annahmen erst nach drei Jahren zu beobachten. Eine Analyse bis 2035 ist daher notwendig. Laut einer eigenen Abschätzung von Agora Energiewende werden Biomasseanlagen bis dahin die höchsten EEG-Fördermittel erhalten, aber nur einen marginalen Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien bereitstellen. Besonders kritikwürdig ist die Annahme bei der Berechnung des Erfüllungsaufwands, die Ausschreibungsergebnisse würden unverändert bleiben. Es ist jedoch nicht nachvollziehbar, wie die größte Veränderung des Investitionsrahmens für Solar- und Windanlagen seit Einführung der Ausschreibungen keinen Einfluss auf die Ausschreibungsergebnisse haben sollte. Die Rückzahlungsverpflichtung über den Refinanzierungsbeitrag, die Ausschreibungsvolumina, der Redispatchvorbehalt und das geänderte Referenzertragsmodell stellen jeweils eine beträchtliche Änderung der Ausschreibungsbedingungen dar. Dies macht deutlich, wie wichtig eine enge wissenschaftliche Begleitung des Reformprozesses gewesen wäre, um einen Überblick über seine Kosteneffizienz zu gewinnen.

Impressum

Über Agora Energiewende

Agora Energiewende erarbeitet unter dem Dach der Agora Think Tanks wissenschaftlich fundierte und politisch umsetzbare Konzepte für einen erfolgreichen Weg zur Klimaneutralität – in Deutschland, Europa und international. Die Denkfabrik agiert unabhängig von wirtschaftlichen und parteipolitischen Interessen und ist ausschließlich dem Klimaschutz verpflichtet.

Agora Energiewende

Agora Think Tanks gGmbH
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2
10178 Berlin | Deutschland
T +49 (0) 30 7001435-000

www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de