



Wie regulatorische Unsicherheit die wirtschaftliche Zukunftsfähigkeit gefährdet

ERNEUERBARE-ENERGIEN-GESETZ (EEG)

Wie regulatorische Unsicherheit die wirtschaftliche Zukunftsfähigkeit gefährdet

Wer nicht weiß, welche Regeln morgen gelten, investiert heute nicht. Diese einfache wirtschaftliche Wahrheit wird für den Standort Deutschland zunehmend zum Problem. Wechselhafte regulatorische Rahmenbedingungen und volatile politische Signale entwickeln sich zu einer strukturellen Investitionsbremse. 63 Prozent der Industrieunternehmen bewerten regulatorische Unklarheiten als signifikantes Risiko für ihre strategische Zukunft.¹ Die Folge ist eine branchenübergreifende Haltung des Abwartens mit realen Wertschöpfungsverlusten – von der Energieversorgung über den Gebäudesektor bis hin zu Wasser- und Agrarsystemen.

Investitionszurückhaltung mit volkswirtschaftlichen Folgen

Die makroökonomische Forschung belegt: Politische Unsicherheit korreliert direkt mit einem Rückgang von Unternehmensinvestitionen und Beschäftigung. Analysen der Europäischen Investitionsbank zeigen, dass erhöhte Unsicherheit mit einem Rückgang des Beschäftigungswachstums um rund einen Prozentpunkt und einer Reduktion der Investitionsquoten um etwa drei Prozent einhergeht.² Besonders betroffen sind Unternehmen in Klima- und Umweltleitmärkten, deren Finanzierung sich unter unsicheren Rahmenbedingungen erschwert.³ Paradoxerweise erhöhen fossil ausgerichtete Sektoren in diesem Umfeld kurzfristig ihre Investitionen.³ Unklare regulatorische Rahmenbedingungen führen so zu einer Fehlallokation von Kapital, verzögern technologischen Fortschritt und verschärfen die realwirtschaftlichen Schäden durch Klimawandelfolgen, Lieferkettenabrisse und Produktionsausfälle. Schon ohne die aktuell diskutierten Ambitionsmilderungen im Klimabereich gehen Projektionen von 800 Milliarden Euro Klimafolgekosten in Deutschland bis 2050 aus.⁴

1 Siemens AG (2026): Infrastructure Transition Monitor, Studie zur Investitionstätigkeit von Industrieunternehmen, März 2026.

2 European Investment Bank (2024): The effect of uncertainty on investment: Evidence from EU survey data. EIB Working Paper 2024/02.

3 Gavriilidis, K., Känzig, D. R., Raghavan, R., & Stock, J. H. (2024/2026): The Macroeconomic Effects of Climate Policy Uncertainty.

4 Kemfert, C. (2025): Zwei Jahrzehnte Klimakostenforschung: Präventiver Klimaschutz als volkswirtschaftlicher Vorteil. DIW.

Finanzmarktreaktionen verschärfen die Lücke

Regulatorische Unsicherheit wirkt sich negativ auf die Risikobewertung aus: Finanzinstitute reagieren mit restriktiverer Kreditvergabe, steigenden Kapitalkosten und selektiverer Projektfinanzierung. Investitionen in langfristige Infrastrukturprojekte werden zurückgezogen oder nur noch zu deutlich höheren Kosten bereitgestellt. Im Clean- & Nature-Tech-Sektor sinkt die Wahrscheinlichkeit für Start-ups, Wachstumskapital zu erhalten – und Investitionen verlagern sich zunehmend in ausländische Märkte mit stabileren Rahmenbedingungen.

Appell an die Politik

Die vier analysierten Regulierungen verdeutlichen: Politische Volatilität im Klima- und Umweltbereich erzeugt Investitionszurückhaltung und volkswirtschaftliche Kosten. Unser Appell ist eindeutig: Zentrale regulatorische Weichenstellungen dürfen nicht zum Gegenstand kurzfristiger, wahlperiodenorientierter Kurskorrekturen werden. Nur eine berechenbare, legislativübergreifende Wirtschaftspolitik, die die **Klima- und Umweltziele** fest im Auge behält, schafft das Fundament, auf dem Unternehmen kalkulierbare Risiken eingehen, privates Kapital für die **notwendige wirtschaftliche Transformation** mobilisieren und die Wettbewerbsfähigkeit des Standorts Deutschland nachhaltig sichern können.

Kontext des Factsheets

Der WWF Deutschland hat die ökonomischen Auswirkungen regulatorischer Unsicherheit für vier zentrale Umwelt- und Klimagesetzgebungen detailliert analysiert: die Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und des Netzpaketes, das Gebäudemodernisierungsgesetz, die Wasserrahmenrichtlinie sowie die EU-Wiederherstellungs-Verordnung. Die vorliegende Analyse befasst sich mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und Netzpaket. Die Factsheets zu den übrigen drei Regulierungen finden Sie unter:
▶ www.wwf.de/themen-projekte/klimaschutz/klimaschutz-deutschland/stabile-rahmenbedingungen-fuer-investitionen



WIRTSCHAFTLICHE AUSWIRKUNGEN REGULATORISCHER VOLATILITÄT:

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) & Netzpaket

ZUSAMMENFASSUNG

siehe Seite 6 für Details

Die geplante und hier analysierte Reform des EEG und des Netzpaketes (Stand 04/26) umfassen die Einführung kapazitätslimitierter Netzgebiete, den Wegfall von Entschädigungen bei Abregelung und von Baukostenzuschüssen für Erzeugungsanlagen, die Einführung von CfDs mit Erlösabschöpfung, die zusätzliche Abschöpfung bei hohen Strompreisen sowie die Abschaffung der Einspeisevergütung und der Förderung kleiner Anlagen.

In den kapazitätslimitierten Regionen sind durch die geplante Reform Projekte von neun Gigawatt Solarenergie und von bis zu 23 Gigawatt Windkraft gefährdet. Bei Windkraft entspricht das dem Fünffachen der neuinstallierten Anlagen in 2025. Dies deutet auf ein massives Risiko beim Ausbau Erneuerbarer Energien hin. Der Eingriff würde zu geringeren Investitionen in für die Energiewende notwendige Bauleistungen und Infrastruktur führen und hätte Folgen für die Wertschöpfungskette.

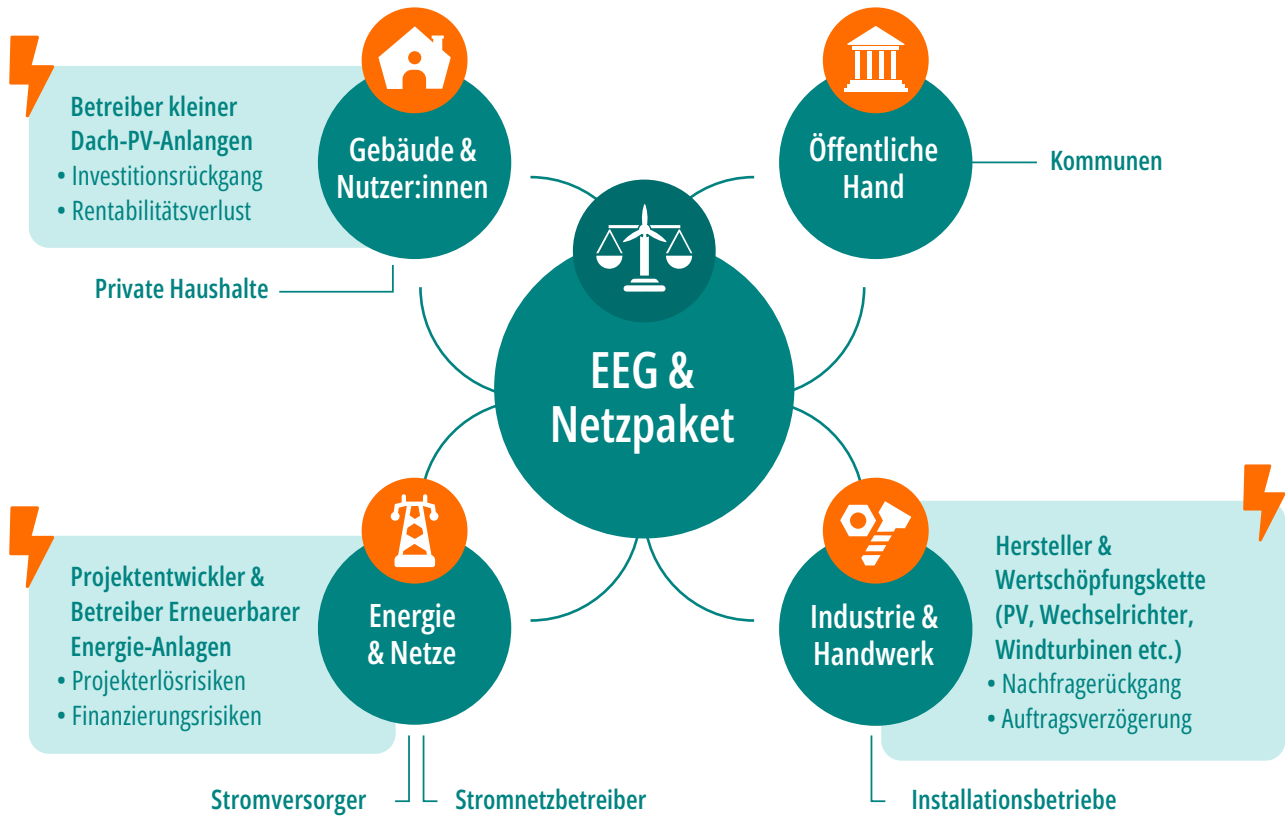
Es entstände ein prognostizierter Wertschöpfungsverlust von 757 Millionen Euro für Solarenergie bzw. 17 Milliarden Euro für Windkraft für bereits geplante Projekte.

Eine Abregelungsquote von drei Prozent würde große Teile des Netzes betreffen. Besonders in Schleswig-Holstein (jede vierte Gemeinde) und Bayern (mehr als jede dritte Gemeinde) könnte der Ausbau zum Erliegen kommen.

AUSWAHL BETROFFENER AKTEURE

Auswirkungen der geplanten Reform des EEG und des Netzpakets

Die geplante EEG-Novelle und die Reform des Netzpakets betreffen zahlreiche Akteure in verschiedenen Sektoren und setzen insbesondere Projektentwickler, kleine PV-Betreiber sowie Industrie u. Handwerk unter wirtschaftlichen Druck.



⚡ Starke negative Betroffenheit: nachhaltig wirksame wirtschaftliche oder strukturelle Nachteile infolge veränderter regulatorischer Rahmenbedingungen



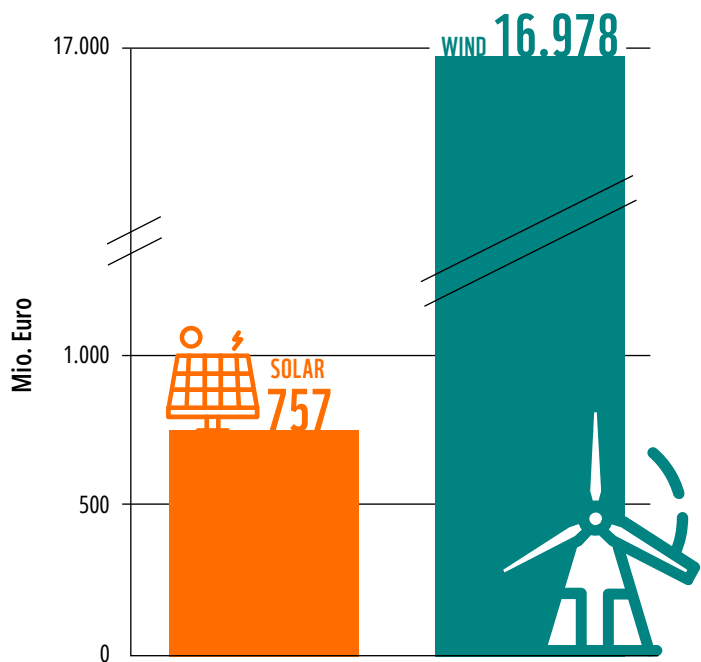
REALWIRTSCHAFTLICHE PERSPEKTIVE

Die geplante EEG-Novelle und die Reform des Netzpaketes erhöhen die Unsicherheiten bei Erlösen und Netzan-schlüssen. In der Folge würden Investitionsrisiken und Kapitalkosten zunehmen, was den Ausbau Erneuerbarer Energien merklich verlangsamen könnte. Neben dem geplanten Redispatch-Vorbehalt als Haupttreiber der ökonomischen Risiken wirken weitere mögliche Anpassungen investitionshemmend. So könnten Förderungen

wegfallen und der Ausbau in kapazitätslimitierten Netzgebieten beschränkt werden. Diese Neuregelungen würden auch andere Wirtschaftszweige in Mitleidenschaft ziehen. Denn fehlt es an ausreichend grünem, kosten-günstigem Strom, wächst die Gefahr, dass auch andere stark elektrifizierungsabhängige Sektoren wie Verkehr oder Gebäudesektor ihre Dekarbonisierungsziele verfehlen.

ABBILDUNG 1:
Gefährdete Wertschöpfung in der Projektentwicklung und bei der Installation durch Redispatch-Vorbehalt

Quelle: eigene Analyse basierend auf externen Studien. Siehe letzte Seite dieser Factsheets zur Methodik.



Auswirkungen: Projektentwickler und Betreiber Erneuerbarer Energie-Anlagen

- Durch den geplanten Redispatch-Vorbehalt in Engpassgebieten sind zurzeit im Bau befindliche und geplante EE-Projekte gefährdet (**überschlägig 9 GW Solar und 23 GW Offshore Wind**)
- Das **risziert Wertschöpfung in Deutschland**. Allein in der Projektierung und beim Bau (d. h. exklusive Anlagen) sind fast **18 Mrd. EUR** durch bereits geplante Solar- und Onshore-Wind-Projekte gefährdet. Das ist doppelt so viel, wie 2024 insgesamt in die Windenergie Deutschlands investiert wurden. Weitere Kosten drohen u. a. durch höhere Strompreise.
- Die **lokalen Verluste wären besonders bei Windkraft hoch**, da ein höherer Anteil der Wertschöpfung in der Projektierung und beim Bau entsteht als bei Solar.



FINANZMARKTPERSPEKTIVE

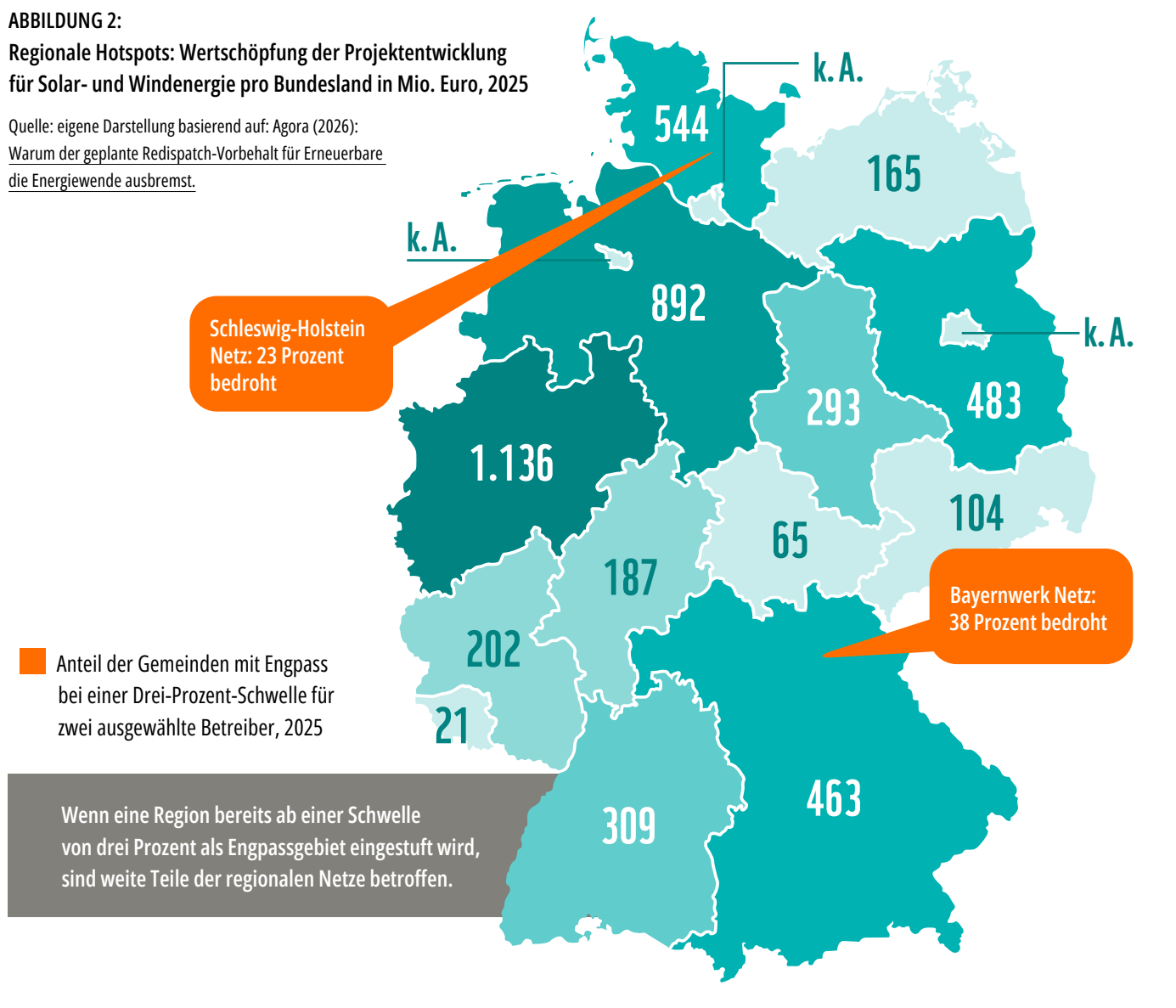
Regulatorische Eingriffe bremsen Ausbau Erneuerbare Energien

Unter der Annahme der geplanten Änderungen im EEG und im Netzpaket verschlechtern sich die Finanzierungsbedingungen deutlich, da sie sowohl die Höhe als auch die Verlässlichkeit der erwarteten Cashflows mindern. Insbesondere Netzengpässe und unklare Entschädigungsregelungen erhöhen das Risiko einer eingeschränkten Stromerzeugung. Dies führt zu höheren Risikoaufschlägen, sinkenden Beleihungsquoten sowie strikteren Vorgaben für Absicherungen.

Wegen dieser volatilen Bedingungen legen Banken strengere Maßstäbe an die Projektfinanzierung an. Infolgedessen steigen die Finanzierungskosten, während Vorhaben mit erhöhtem Netz- oder Regulierungsrisiko unwirtschaftlich werden. Um Vorhaben dennoch realisieren zu können, müssen Projektentwickler mehr Eigenkapital einbringen und ihre Planung stärker auf Netzverfügbarkeiten sowie Abnahmeverträge ausrichten. Als Konsequenz werden insgesamt weniger Projekte umgesetzt und Investitionen werden verlagert. Diese Dynamik verzögert zentrale Elemente der Energiewende und treibt die Gesamtsystemkosten in die Höhe.

ABBILDUNG 2:
Regionale Hotspots: Wertschöpfung der Projektentwicklung für Solar- und Windenergie pro Bundesland in Mio. Euro, 2025

Quelle: eigene Darstellung basierend auf: Agora (2026):
Warum der geplante Redispatch-Vorbehalt für Erneuerbare die Energiewende ausbremst.




Anteil der Gemeinden mit Engpass bei einer Drei-Prozent-Schwelle für zwei ausgewählte Betreiber, 2025

Wenn eine Region bereits ab einer Schwelle von drei Prozent als Engpassgebiet eingestuft wird, sind weite Teile der regionalen Netze betroffen.

ÄNDERUNG	DETAILS
 <h2>Netzpaket</h2>	
<p>1. Einführung kapazitätslimitierter Netzgebiete</p>	<p>Netzbetreiber sollen Regionen für einen Zeitraum von zehn Jahren als „kapazitätslimitiert“ ausweisen können, wenn dort im Vorjahr mehr als ca. drei Prozent der erneuerbaren Erzeugung abgeregelt werden mussten. In solchen Gebieten gelten besondere Regeln: Anschlüsse können verzögert, priorisiert oder nur mit Einschränkungen gewährt werden.</p>
<p>2. Neuregelung des Netzanschlusses: Redispatch-Vorbehalt und eingeschränkter Anspruch</p>	<p>In kapazitätslimitierten Gebieten sollen neue EE-Anlagen bis zu zehn Jahre lang keine Entschädigungen mehr erhalten, wenn sie abgeregelt werden. Projektierer müssen diesem Verzicht zustimmen, damit überhaupt ein Netzanschluss gewährt wird. Damit verlagert sich der Rahmen gesetzlicher Ansprüche hin zu bilateralen Vereinbarungen. Es bestehen rechtsgutachterliche Zweifel an der europarechtlichen Zulässigkeit des Redispatch-Vorbehalts in dieser Form.</p>
<p>3. Ermöglichung von Baukostenzuschüssen für Erzeugungsanlagen</p>	<p>Erstmals sollen Netzbetreiber Baukostenzuschüsse auch für EEG- und KraftNAV-Anlagen erheben dürfen. Betreiber neuer Anlagen müssen so künftig teilweise die Kosten für Netzverstärkungen oder neue Anschlussleitungen tragen.</p>
 <h2>EEG-Novelle</h2>	
<p>1. Einführung von zweiseitigen Differenzverträgen (CfD)</p>	<p>Die EEG-Novelle wird das bisherige einseitige Marktprämienmodell ablösen. Künftig erhalten Betreiber eine Förderung, wenn der Börsenpreis unter dem Zuschlagswert liegt, müssen aber Zahlungen an den Netzbetreiber leisten, wenn der Marktpreis darüber liegt. Damit wird eine systematische Erlösabschöpfung eingeführt, die das Einnahmerisiko zwischen Staat und Betreibern symmetrischer verteilen soll.</p>
<p>2. Einführung eines Refinanzierungsbeitrags bei hohen Strompreisen</p>	<p>Übersteigt der Jahresmarktwert den Zuschlagswert um einen noch festzulegenden Korridor, müssen Betreiber ab 100 kW einen Refinanzierungsbeitrag leisten. Dieser wird pro erzeugter Kilowattstunde berechnet und einmal jährlich abgerechnet, ergänzt durch monatliche Abschlagszahlungen. Zeiten mit negativen Strompreisen sind von Förderung und Abschöpfung gleichermaßen ausgenommen.</p>
<p>3. Abschaffung der festen Einspeisevergütung für Neuanlagen</p>	<p>Für neue Anlagen entfällt die klassische Einspeisevergütung vollständig. Stattdessen wird die Direktvermarktung verpflichtend, während die Netzbetreiberabnahme nur noch als zeitlich begrenztes Übergangsinstrument für sehr kleine Anlagen dient. Damit entfällt das bisherige Niedrigschwellenmodell für viele Kleinanlagenbetreiber.</p>
<p>4. Wegfall der EEG-Förderung für Anlagen unter 25 kW</p>	<p>Neue Anlagen mit einer Leistung von weniger als 25 kW erhalten keine Marktprämie mehr. Da gleichzeitig die Einspeisevergütung entfällt, können solche Anlagen keinen förderfähigen Verkauf des eingespeisten Stroms mehr nutzen. Wirtschaftlich bleiben sie damit vor allem bei hohem Eigenverbrauch; der Mieterstromzuschlag bleibt jedoch bestehen.</p>

METHODE UND ANNAHMEN DER QUANTIFIZIERUNG

Stand 04/2026

 SCHRITT	BERECHNUNG/ANNAHME UND QUELLE
Berechnung Anteil Wertschöpfung Projektentwickler und Installation	Aus Gesamtkostenschätzungen pro GW für Solar-PV (Utility-scale) und für Offshore-Wind in Deutschland wurden die Elemente genutzt, die mit der Planung und Installation der Anlage zu tun haben; für Solar-PV aus IRENA (2025): <i>Renewable Power Generation Costs in 2024</i> ; für Offshore-Wind aus Deutsche Windguard (2024): <i>Kostensituation der Windenergie an Land – Stand 2024</i> . Mit Hinblick auf die kurze Zeitspanne wurde keine Reduktion der Wertschöpfung pro GW angenommen.
Berechnung regionaler Hotspots	Die Berechnung der Wertschöpfung bei Projektentwickler und Installation wird auf die Bundesländer mithilfe der zugebauten Leistung im Jahr 2025 skaliert, aus Energy-Charts (2026): <i>Installierte Wind- und Solarleistung in Deutschland in 2024</i> .
Berechnung gefährdeter Wertschöpfung durch Redispatch-Vorbehalt	Multiplikation der Wertschöpfung pro GW mit der geschätzten gefährdeten Pipeline neuer Projekte aus enervis energy advisors (2026): <i>Auswirkungen des Redispatchvorbehalts auf Projektpipeline und Investitionsvolumen von PV Freiflächenanlagen und Wind Onshore</i> .



IMPRESSUM

Herausgeber WWF Deutschland (Stiftung bürgerlichen Rechts, vertreten durch die Vorständin Meike Rothschild), Reinhardtstraße 18, D-10117 Berlin
 Stand Juni 2026
 Autor:innen Sabina Bals, Lena Herrmann, David Knewitz (alle WWF Deutschland)
 Redaktion Thomas Koeberich
 Koordination David Knewitz (WWF Deutschland)
 Kontakt David.Knewitz@wwf.de und Sabina.Bals@wwf.de
 Gestaltung Epoq Studio | epoqstudio.com

Bildnachweise:
 S.1: Markus Spiske/Unsplash; S. 2: Peter Beukema/Unsplash;
 S. 3: Unai Huizi Photography/Getty Images; S. 3: Bernd Dittrich/Unsplash;
 S. 7: Bill Mead/Unsplash