
Mit Wind und Sonne unabhängig von Gas und Öl werden

Mit der Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes Investitionssicherheit erhalten und Kosteneffizienz der Energiewende steigern

POLICY BRIEF

- 1 Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist zentral für die Investitionssicherheit von Solar- und Windkraftanlagen.** Es ermöglicht im internationalen Vergleich herausragend geringe Zinszahlungen und damit geringe Stromerzeugungskosten. Damit der Wechsel von teurem Öl und Gas hin zur Nutzung heimischer Energie gelingt, muss die EEG-Reform 2026 diese Stärke erhalten. Gleichzeitig kann eine bessere Netz- und Marktintegration die Kosteneffizienz des Stromsystems steigern.
- 2 Dank sinkender Kosten bei Windkraft und Photovoltaik kann die Stromerzeugung aus Erneuerbaren bis 2035 um 150 Prozent steigen, während die jährlichen EEG-Kosten um rund 10 Mrd. Euro sinken.** Dazu trägt die Kombination von PPAs und Differenzverträgen bei, indem sie Marktintegration mit staatlicher Absicherung und Abschöpfung bei hohen Preisen verknüpft. Hohe Gaspreise treiben dagegen den Strompreis – vor allem im Winter oder jüngst infolge des Irakkriegs. Um die Gasabhängigkeit zu verringern, sollte die Bundesregierung die Ausschreibungen für Wind-an-Land ab 2027 für drei Jahre auf 13,5 GW erhöhen, den Anteil günstiger Solar-Freiflächenanlagen zudem auf 60 Prozent (14 GW) des jährlichen Ausbaus anheben.
- 3 Ein stärker bundesweit verteilter Ausbau neuer Anlagen, ein effizienter Mix aus Wind, PV und Batterien und deren systemdienliche Auslegung senken Netz- und Systemkosten.** Die Aufteilung des PV-Ausbaus auf Dächer und Freiflächen, das Windflächenbeitragsgesetz, das Referenzertragsmodell und regionale Flächenplanung steuern dies bereits. Es braucht jedoch verbindliche Mechanismen, damit Netzbetreiber vorrangig dort modernisieren und ausbauen, wo Engpässe das Netz belasten. Übergangsweise kann für maximal fünf Jahre eine Engpass-Berücksichtigung, zum Beispiel über eine Malus-Regelung in PV-Ausschreibungen, sinnvoll sein.
- 4 Mehr Tempo bei Elektrifizierung, Speichern und dynamischen Preissignalen senkt die Kosten für Haushalte, Industrie und Staat.** Die zusätzliche Flexibilität erhöht die Strommarkterlöse der Erneuerbaren-Anlagen und verringert den Bedarf staatlicher Zahlungen bereits 2030 um 1,6 Mrd. Euro. Durch die Elektrifizierung und systemdienliche Anreize für Dachsolar werden die Netzkosten auf mehr Schultern verteilt, unabhängig vom Geldbeutel.

➔ **Bitte zitieren als:**

Agora Energiewende (2026): Mit Wind und Sonne unabhängig von Gas und Öl werden. Mit der Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes Investitionssicherheit erhalten und Kosteneffizienz der Energiewende steigern. <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/mit-wind-und-sonne-unabhaengig-von-gas-und-oel-werden>

Policy Brief

Mit Wind und Sonne unabhängig von Gas und Öl werden. Mit der Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes Investitionssicherheit erhalten und Kosteneffizienz der Energiewende steigern.

Erstellt von

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Projektleitung

Fabian Huneke
fabian.huneke@agora-energiewende.de

Autorinnen und Autoren

Fabian Huneke
Philipp Godron

Danksagung

Erst das Engagement vieler weiterer Kolleginnen und Kollegen hat diesen Policy Brief möglich gemacht. Für die tatkräftige Unterstützung bedanken wir uns daher bei Alexandra Steinhardt, Anja Werner, Janne Görlach, Lennard Habermann, Lena Tropschug, Julia Blasius, Mareike Herrndorf, Mira Wenzel und Roman Rudnik (Alle Agora Energiewende) und Charlotte Loreck (Öko-Institut).

Inhalt

1	Warum bleibt ein staatlicher Investitionsrahmen wichtig, obwohl Wind- und Solarenergie inzwischen wettbewerbsfähig geworden sind?	4
1.1	Der Nutzen des EEG steigt rapide, während die Kosten sinken	4
1.2	Der staatliche Investitionsrahmen garantiert die Kosteneffizienz	6
1.3	Für Großanlagen gilt: So viel Markt wie möglich, so wenig Staat wie nötig	7
1.4	Ein Photovoltaik-Ausbauanteil von etwa 40 % auf dem Dach ist für das Gesamtsystem wertvoll	10
2	Wie gelingt es, die Kosteneffizienz der Energiewende zu erhöhen?	12
2.1	Netzanschlusskosten reduzieren, ohne das Netzanschlussprivileg einzuschränken	13
2.2	Flexibilität erhöhen und Speicher einbinden spart Steuergelder und senkt Strompreise	15
2.3	Ambitionierten Ausbaupfad über 2030 hinaus über Ausschreibungen absichern	16
	Literaturverzeichnis	18

1 Warum bleibt ein staatlicher Investitionsrahmen wichtig, obwohl Wind- und Solarenergie inzwischen wettbewerbsfähig geworden sind?

Deutschland befreit sein Energiesystem derzeit mit dem Ausbau von Wind- und Solaranlagen Schritt für Schritt aus der Abhängigkeit von Gas- und Ölimporten. Damit diese positive Entwicklung voranschreitet, ist es zentral, dass der Kern des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) erhalten bleibt. Das bedeutet einerseits die Priorisierung von Netzanschluss und -einspeisung. Andererseits sollte das EEG staatliche Absicherungen (*Contracts for Difference, CfDs*) ausschreiben, der Bund aber auch den Abschluss langfristiger privater Lieferverträge fördern, indem er diese mit CfDs kombinierbar macht und mit Bürgschaften absichert. Diese Instrumente geben Investoren Planungssicherheit, was die zentrale Stärke des EEG ist. So punktet Deutschland derzeit mit den weltweit niedrigsten Zinssätzen für EE-Investitionen (IRENA, 2025). An guten Standorten betragen die erwarteten Förderkosten in einem Durchschnittsjahr mittlerweile 0 ct/kWh.¹ Das macht die Absicherung aber nicht obsolet, denn der Deal ist: Die eigentlichen Erlöse kommen im Normalfall aus dem Strommarkt, während der Staat das Risiko schwankender Strompreise trägt.

Der ungebremste Ausbau von Wind- und Solaranlagen ist für wettbewerbsfähige Strompreise essenziell. Bis 2030 summiert sich der preissenkende Effekt eines weiterhin ambitionierten Ausbaus um -20 EUR/MWh. Der staatliche Investitionsrahmen weist damit im Vergleich zu anderen Maßnahmen zur Senkung der Verbraucherstrompreise eine sehr hohe Fördereffizienz auf: Jeder zusätzliche Euro im EEG reduziert die Stromrechnung der Verbraucher um 1,6 bis 1,9 Euro.

Hinzu kommt – und das ist in geopolitisch unsicheren Zeiten von hoher strategischer und wettbewerbspolitischer Bedeutung –, dass eine ambitionierte Elektrifizierung in Kombination mit der Umsetzung der EEG-Ausbauziele für Wind- und Solarenergie die Ausgaben für fossile Importe bereits im Jahr 2030 um rund sieben Milliarden Euro senken kann (Agora Energiewende, 2025a). Das entspricht etwa acht Prozent der heutigen fossilen Importkosten. Bei anhaltend hohem Preisniveau sind die Einsparungen sogar deutlich größer. Zudem lässt sich inzwischen beobachten, dass sich in Monaten mit besonders hohem Anteil Erneuerbarer Energien – wie beispielsweise dem sonnenreichen Juni 2025 – der Strompreis vom Gaspreis entkoppelt, was die Abhängigkeit der Wirtschaft von geopolitischen Schocks reduziert. Nun gilt es, diesen Effekt schnellstmöglich auf den Winter auszudehnen, was durch den kurzfristigen Hochlauf des bislang verzögerten Windausbaus gelingen kann. Die Genehmigungslage und die hohen Überzeichnungen bei EEG-Ausschreibungen zeigen: Es kann kurzfristig gelingen, die Strompreise durch Windausbau zu senken.

1.1 Der Nutzen des EEG steigt rapide, während die Kosten sinken

Während sich die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien von 2024 bis 2030 insbesondere infolge der geplanten Wind- und Solarzubauten mehr als verdoppeln und so die Strompreise senken werden, verringern sich die prognostizierten EEG-Kosten leicht. Der Grund: Während viele teure Anlagen der ersten Förderdekade

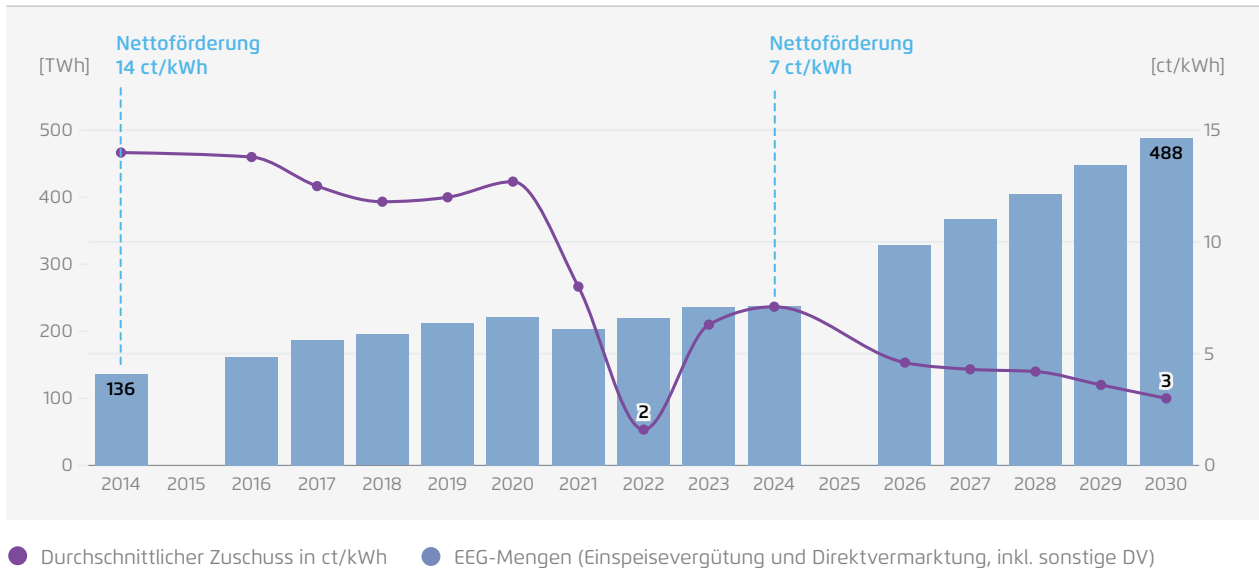
¹ Die Ausschreibungsergebnisse von Windkraftanlagen fielen auf zuletzt 6 ct/kWh (an 130 % Standort mit Referenzertrag-Korrekturfaktor 0,85 reduziert sich der Wert zu 5,1 ct/kWh). Jahresmarktwert beträgt 2025 7,4 ct /kWh, Jahresmarktwert 2030 gemäß Mittelfristprognose 6,2 ct/kWh.

nach 20 Jahren aus der Förderung ausscheiden, weisen Neuanlagen nur sehr viel geringeren Förderbedarf auf. In besonderem Maße gilt dies für neue Windparks, von denen viele in den Startlöchern stehen: Allein im vergangenen Jahr wurden Anlagen mit 21 GW Kapazität genehmigt (Goal100, 2025). Nur 21 Prozent der für 2030 prognostizierten Kosten kommen für Neuanlagen auf, während sie 49 Prozent der Strommengen erzeugen. In Summe halbiert sich so bis 2030 der Förderbedarf durch das EEG-Konto pro Kilowattstunde erneut, nachdem er bereits heute nur noch halb so hoch ist wie 2014.

Diese doppelte Halbierung der Nettoförderung errechnet sich wie folgt: 2014 förderte das EEG die Stromerzeugung von 136 TWh, während sich der Nettozuschuss des EEG auf 19 Milliarden Euro belief. Daraus ergibt sich eine Nettoförderung von 14 ct/kWh. Bis 2024 sank der Nettozuschuss auf 17 Milliarden Euro, die Strommenge stiegen hingegen auf 236 TWh an – damit halbierte sich die Nettoförderung. Die EEG-Abrechnung für 2025 wird im Sommer 2026 veröffentlicht. Für den Ausblick bis 2030 zeigt die Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber eine weitere Halbierung der Nettoförderung auf 3 ct/kWh an. Der Zuschussbedarf beträgt dann 14 Milliarden Euro und die Strommengen steigen auf 488 TWh an. Durch eine schnellere Elektrifizierung, Flexibilisierung und durch eine Reform des Ausbaupfads kann die Nettoförderung bis 2030 sogar auf 2,6 ct/kWh sinken. Maßgeblich durch das Auslaufen der Förderzahlungen für PV-Altanlagen von vor 2013 sinkt die Nettoförderung bis 2035 weiter auf 0,9 ct/kWh.

Entwicklung der Nettoförderung und der geförderten Strommengen im EEG, 2014 bis 2024 (historisch) und 2026 bis 2030 (Mittelfristprognose)

→ Fig. 1



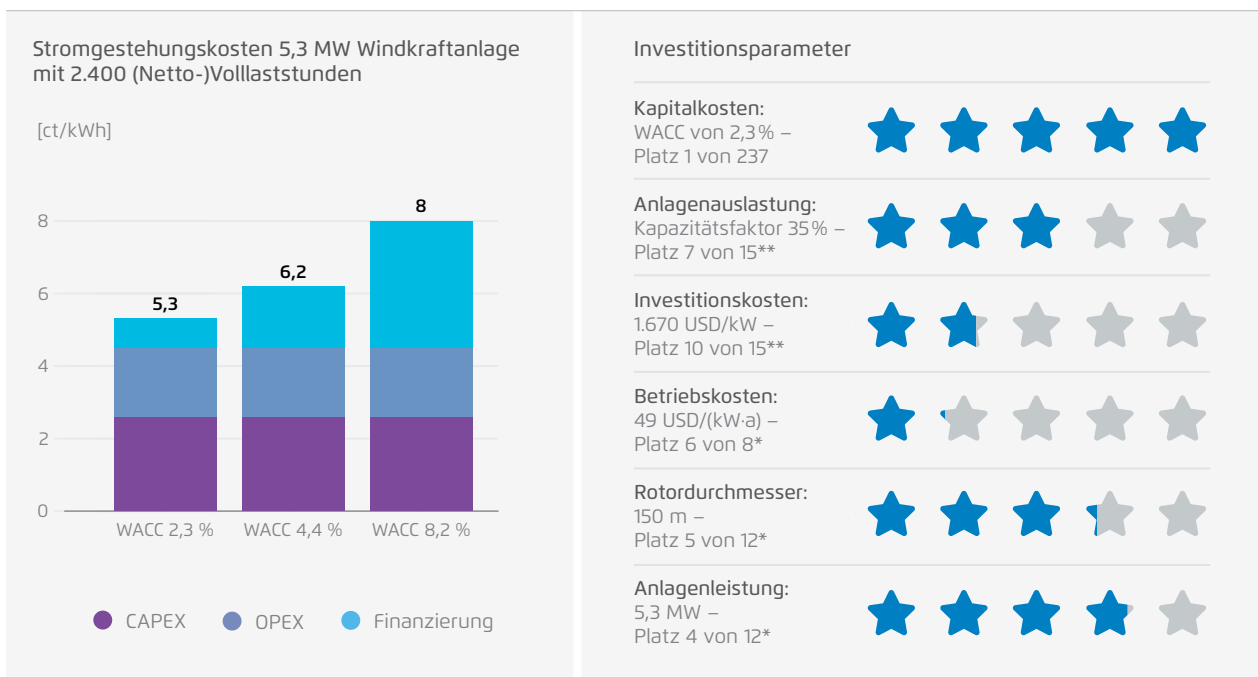
Agora Energiewende (2025) nach EEG-Jahresabrechnungen (Zahlungen an Anlagenbetreiber), EEG-Kontoabrechnungen (Einnahmen durch ÜNB-Vermarktung), IE Leipzig/r2b (2025): Mittelfristprognose 2026–2030; Daten 2015 fehlen; Daten 2025 werden im Sommer 2026 veröffentlicht

1.2 Der staatliche Investitionsrahmen garantiert die Kosteneffizienz

Wind- und Solaranlagen sind in Deutschland besonders deswegen marktreif geworden, weil das EEG für Investitionssicherheit sorgt. Im Vergleich mit Finanzierungskosten des globalen Durchschnitts verringert das EEG die Stromgestehungskosten um 2,7 ct/kWh. Der Dreiklang aus garantiertem Netzanschluss, Strompreisabsicherung und Kompensation für Abregelungen sorgt dafür, dass weniger Mittel für unnötige Risikozinsen aufgewendet werden müssen.

Stromgestehungskosten in Abhängigkeit zu den Kapitalkosten 2024 (links) und zentrale Investitionsparameter für Wind onshore in Deutschland (rechts)

→ Fig. 2



Agora Energiewende (2026) basierend auf Irena (2025): Renewable Power Generation Costs in 2024. Links: CAPEX 1.270 USD/kW, OPEX 49 USD/(kW-a), Laufzeit 25 Jahre, Wechselkurs 0,92 EUR/USD, WACC gemäß Irena: 2,3% Deutschland, 4,4% Auswahl europäischer Märkte, 8,2% globaler Durchschnitt; Rechts: * „ausgewählten Märkten“; **, „top markets“

Kapitalkosten spielen hierzulande eine besonders wichtige Rolle, da Deutschland bei anderen zentralen Investitionsparametern weniger stark punkten kann. Bei Windhöufigkeit, Projektkosten oder Kosten für Wartungsverträge liegt Deutschland lediglich im globalen Mittelfeld. Die Kapitalkosten hingegen liegen beispielsweise bei Windenergieanlagen bei einem niedrigen Zinssatz von 2,3 Prozent auf Platz 1 von 237 untersuchten Märkten (IRENA, 2025). Diese Investitionssicherheit ist durch das bisherige EEG gegeben. Windstrom kann so zu 5,3 ct/kWh produziert werden. Würden die Kapitalkosten jedoch 4,4 Prozent betragen, wie in europäischen Vergleichsregionen, lägen die Erzeugungskosten bei 6,2 ct/kWh. Im globalen Durchschnitt liegen die Kapitalkosten sogar bei 8,2 Prozent. Deutschland hat also durch das EEG einen Wind- und Stromkostenvorteil von 2,7 ct/kWh. Eine wesentliche Messlatte der Reform sollte daher auch aus Gesamtkostenperspektive sein, die guten Finanzierungsbedingungen unbedingt zu erhalten. Andernfalls wird am Ende nicht die Energiewende günstiger, sondern die EEG-Förderung wegen hoher Zinszahlungen teurer.

Im Kern zeichnet sich das EEG durch vier Besonderheiten mit im internationalen Vergleich hoher Planungssicherheit aus:

- Netzanschluss und -einspeisung sind garantiert beziehungsweise bevorzugt. Das ist sinnvoll, denn das Risiko des Netzanschlusses und der Einspeisung liegen außerhalb der Handhabe des Investors.
- Das Strompreis-², Kannibalisierungs-³ und Flexibilitätsrisiko⁴ teilen sich Staat und Investoren auf: Allgemeine Risiken, die für alle Anlagen einer Technologie gleich sind, trägt der Staat. Individuelle Projektrisiken der Anlage tragen die Investoren, damit sie auf einen störungsfreien und marktwertoptimierten Betrieb hinarbeiten.
- Das gilt insbesondere für die Abregelungen bei negativen Preisen, die bisher zu einem großen Teil kompensiert werden.
- Abregelungen aufgrund von Netzengpässen werden kompensiert, sie lassen sich kaum prognostizieren und führen in anderen Ländern zu hohen Zinsaufschlägen.

1.3 Für Großanlagen gilt: So viel Markt wie möglich, so wenig Staat wie nötig

Das Europarecht⁵ fordert für den staatlichen Investitionsrahmen von Wind- und Solaranlagen Zweiseitigkeit, also einen Abschöpfungsmechanismus in Zeiten hoher Strompreise. Wir schlagen vor, dabei Kopplungsmöglichkeiten von Differenzverträgen (CfDs) mit anteiliger Finanzierung durch langfristige Strombezugsverträge (*Power Purchase Agreements*, PPAs) zu verbinden. So würde es gelingen, die Stärke des EEG – nämlich die Risikoabsicherung – mit einer starken marktlichen Komponente zu verknüpfen. Die Kopplung dieser CfDs an eine geeignete Referenzanlage – und nicht die individuelle Wind- oder Photovoltaik-Produktion – führt dazu, dass Investoren und Anlagenbetreiber Wind- und Solaranlagen strompreisoptimiert auslegen, warten und betreiben. Selbst wenn die Bundesregierung wegen des hohen Zeitdrucks für die Reform 2026 zunächst eine provisorische klassische CfD-Lösung anstrebt und deren Strompreisverzerrung in Kauf nimmt, sollte sie für eine langfristig tragfähige Lösung gleichzeitig eine geeignete Referenzanlage mit der Branche abstimmen. Da so ein Provisorium Marktverzerrungen hervorrufen wird, ist es umso wichtiger, die Kombinationsmöglichkeit mit PPAs sofort zu integrieren. So steigt der Stromanteil, der ohne klassische CfDs und somit ohne Verzerrungen vermarktet wird.

Sukzessive die Marktintegration vorantreiben

Freiflächen-Photovoltaik und Onshore-Wind sind **die kostengünstigsten Technologien, um in Deutschland Strom zu produzieren**. Daher ist es an der Zeit, den **Fördermechanismus zu einem Absicherungsmechanismus** weiterzuentwickeln und sukzessive mehr Ausbau über den Markt zu finanzieren. Die Ausgangsbedingungen für mehr marktgetriebenen Ausbau sind aus dreierlei Gründen sinnvoll: Erstens, seit 2025 übersteigen

2 Der durchschnittliche Strompreis ist derzeit besonders stark vom Erdgaspreis abhängig. Entsprechend schwankt auch die Wirtschaftlichkeit der EE-Investition mit dem Erdgaspreis.

3 Je mehr Wind- und Solaranlagen gebaut werden, desto stärker ist ihr Effekt auf den erlösrelevanten Strompreis in Zeiten mit viel Wind und Sonneneinstrahlung.

4 Der Wind- und Solarausbau einerseits und die Flexibilisierung der Stromnachfrage im Zuge des Zuwachses von Batterien, E-Fahrzeugen, Wärmepumpen und Power-to-Heat andererseits stehen in einem Gleichgewicht. Sofern Elektrifizierung und Flexibilisierung funktionieren, ist auch die Wirtschaftlichkeit gegeben.

5 Die europarechtliche Genehmigung des EEG läuft Ende 2026 aus. Die Strombinnenmarkttrichtlinie sieht für staatliche Investitionsinstrumente vor, dass sie einen Claw-Back-Mechanismus einführen. Zudem eröffnet die Richtlinie beihilferechtlich neue Möglichkeiten, die staatlichen Rahmenbedingungen für langfristige Lieferverträge (PPA) so zu verbessern, dass dieses Marktinstrument den Ausbau zunehmend unterstützt.

genehmigte Windprojekte die Ausschreibungsvolumina und die Strommarkterlöse im windstarken Winter sind absehbar hoch. Mithilfe einer klugen Kombination aus PPAs und CfDs lassen sich Ausbautzahlen deutlich oberhalb des jährlichen Ausschreibungsvolumens von zehn GW realisieren. Durch diesen Ausbau könnte der Strompreis auch in den bislang noch teuren Wintermonaten rascher sinken.

Zweitens sind Großbatteriespeicher günstiger geworden und können die Einspeisung von Solarstrom an die Strompreise und Netzsituation immer günstiger anpassen.

Und drittens hat der PPA-Markt in Deutschland seine Marktreife durch zahlreiche Abschlüsse in den Jahren 2023 und 2024 erhöht. Ein praktisches Ergebnis davon ist ein Vertragsmuster für virtuelle PPA (Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.), 2026), das Marktteilnehmern seit Februar 2026 offen zur Verfügung steht und die Abschlusskosten durch Standardisierung reduziert. Auch wurden vom International Accounting Standards Board die IFRS-Standards für die Eigenverbrauchsausnahmen überarbeitet, sodass PPA-Strom nun mit größerer Sicherheit und weitgehender als bisher wie Eigenverbrauch behandelt wird und nicht bilanzwirksam ist.⁶

Diese eigentlich gute Ausgangssituation steht dem gegenüber, dass sich der PPA-Markt 2025 deutlich abgeschwächt hat. Im Bereich der Solaranlagen liegen die Gründe vor allem in der Sorge vor immer weiter sinkenden Solar-Marktwerten bei gleichzeitig geringer industrieller Stromnachfrage. Bei Onshore-Windkraft⁷ sind PPAs bislang vorübergehende Erlös-Optimierungsinstrumente für Hochpreisphasen und dienen der Absicherung des Weiterbetriebs von Altanlagen. Doch die akute Hochpreisphase der Erdgaskrise, die 2022 begann, ist weitgehend vorbei, selbst der Krieg im Iran hat bislang nur kurzfristig (bis in den Winter 2026/2027) die Gas- und Strompreise erhöht. Die Stromnachfrage potenzieller PPA-Abnehmer ist durch das geringe Elektrifizierungstempo niedrig. Mit der Herausforderung, dass Unternehmen sich schwertun, über viele Jahre einen Stromabnahmevertrag abzuschließen, steht Europa nicht allein da. Der australische Strommarkt-Monitoringbericht identifiziert diese „tenor gap“ als Haupthürde für EE-Finanzierung am Markt und schlägt vor, den staatlichen Investitionsrahmen und den unterschiedlichen Interessen zur Laufzeit von Lieferverträgen auf Käufer- und Verkäuferseite auszurichten (Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water, 2025).

Dies sollte im Rahmen der EEG-Reform adressiert werden: Eine **Kombination aus PPAs und CfDs kann die Kernvorteile marktlicher Effizienz (PPA) und staatlicher Investitionssicherheit (CfD) verknüpfen**. Investoren sollten daher im Rahmen des EEG-Ausschreibungsprozesses die Freiheit haben, den Beginn der staatlichen Absicherung sowie damit einhergehend des Claw-Back-Mechanismus selbst festzulegen. Durch die Abfolge **„zuerst Markt, dann Staat“** werden Wettbewerbsfähigkeit, Investoreninteressen und Akteursvielfalt gefördert, zugleich werden die **Kosten für die öffentliche Hand langfristig reduziert**. Ein Wechsel in die andere Richtung, also heraus aus den CfDs in die sogenannte „sonstige Direktvermarktung“ (PPAs und ähnliche Vermarktungswege) sollte hingegen vermieden werden, damit nicht durch ein „cherry picking“ das Risiko beim Staat verbleibt, während die Erlösabschöpfung in Hochpreisphasen umgangen wird.

⁶ Bislang mussten Unternehmen, die nach IFRS bilanzieren oder deren Rating von einer IFRS-Bilanzierung abhängig ist, befürchten, dass PPA-Strombezüge über den zeitgleichen Stromverbrauch hinaus als finanzielle Belastung angerechnet würden. In der Folge kontrahierten sie zum Beispiel nur so viel Solarstrom, dass er ihre Mittagsverbräuche nicht wesentlich überstieg. Die Grenze, bis zu der PPA-Bezüge unter die Eigenverbrauchsausnahmen fallen, ist nun klarer gefasst und bietet Spielraum für einen größeren Bezug.

⁷ Bei Windkraft auf See sind die Material- und Finanzierungskosten gestiegen, sodass auch in diesem Segment viel weniger Abschlüsse anstanden.

Daneben sollten auch rein marktlich finanzierte Anlagen wieder verstärkt angereizt werden, dabei können staatliche Ausfallbürgschaften eine zentrale Rolle spielen. Diese springen für Stromabnehmer ein, die zahlungsunfähig werden, und verringern damit das Risiko für Wind- und Solarinvestoren, ohne Abnehmer und Erlöse dazustehen. Sie sollten neben größeren Stromverbrauchern auch für mittlere Unternehmen und Einkaufsgemeinschaften anwendbar sein und geringe Abschlusskosten haben. Ein solches Instrument zur Risikoabsicherung schlägt die Marktoffensive Erneuerbarer Energien vor (Marktoffensive Erneuerbare Energien 2025). Es schließt auch Energieversorger als Adressaten ein, was besonders wirkungsvoll ist.

Der hybride CfD: Sinnvolles Provisorium, aber keine Dauerlösung für den EE-Ausbau

Die Ausgestaltung von CfDs steht unter dem Zeitdruck, dass die Genehmigung des EEG Ende 2026 ausläuft und die Grundsatzentscheidung für eine produktionsabhängige oder produktionsunabhängige Ausgestaltung bislang nicht gefallen ist. Um Investitionssicherheit zu erhalten, erscheint zunächst ein „hybrider CfD“ als pragmatischer Kompromiss sinnvoll. Gleichzeitig lauten die „Hausaufgaben“ für die Branche und Politik nun, methodische Grundlagen für einen produktionsunabhängigen CfD zu legen, der Investitionssicherheit mit marktdienlichem Verhalten vereint. Derzeit scheint es nicht möglich, einen produktionsabhängigen Mechanismus zu entwickeln, der keine bürokratischen Fehlanreize in den Strommarkt sendet.

Der hybride CfD als Provisorium

Derzeit erscheint der hybride CfD als die realistischste Lösung für das Jahr 2026. Er schlägt eine Brücke zwischen der klassischen **Mengenförderung** (produktionsabhängig) und einem rein produktionsunabhängigen Modell. Dabei werden Zahlungen in „unproblematischen“ Zeiten geleistet, während „problematische“ Viertelstunden gesondert betrachtet werden und zu den EEG-Zahlungen in unproblematischen Zeiten auf- oder abgeschlagen werden. Dieser Ansatz ist aus zweierlei Gründen ein **Provisorium**:

- **Zunehmende Komplexität:** Die Definition dessen, was eine „problematische“ Stunde ist, muss kontinuierlich an die sich ändernde Marktrealität angepasst werden (zum Beispiel steigende Handelsvolumina im Intraday-Markt, Integration von Speichern, lokale Preise). Das Modell wird dadurch zunehmend komplexer, und Anpassungen während der Betriebsjahre können notwendig werden, um Fehlanreize für den Betrieb zu korrigieren.
- **Fehlanreize und Verwerfungen:** Das Modell reduziert marktweite Fehlanreize, ist jedoch inkompatibel mit lokalen und netzdienlichen Preisanreizen. So harmonisiert es etwa schlecht mit aktuellen Regulierungsvorhaben wie dem sogenannten „Redispatch-Vorbehalt“: Dieser tritt häufig während „problematischer“ Viertelstunden auf – sodass das Ansinnen, Entschädigungen für Abregelungen in Netzengpassgebieten nicht zu zahlen, womöglich häufig ins Leere läuft. Auch der Plan der Bundesnetzagentur, räumlich und zeitlich variable Einspeisenetzentgelte einzuführen, scheint nicht mit einer deutschlandweit einheitlichen Festlegung „problematischer“ Viertelstunden kompatibel zu sein.

Die nachhaltige Lösung muss grundsätzlich produktionsunabhängig sein

Um den EE-Ausbau zukunftssicher zu gestalten, muss der Fokus auf einen Mechanismus rücken, der **grundsätzlich produktionsunabhängig** agiert. Ein solches Modell ist nachhaltiger, da es keine Fehlsteuerungen bei der Einspeisung provoziert und kein ständiges regulatorisches Nachjustieren erfordert. Hierfür fehlt allerdings weiterhin ein konkreter Vorschlag, der Investitionssicherheit garantiert.

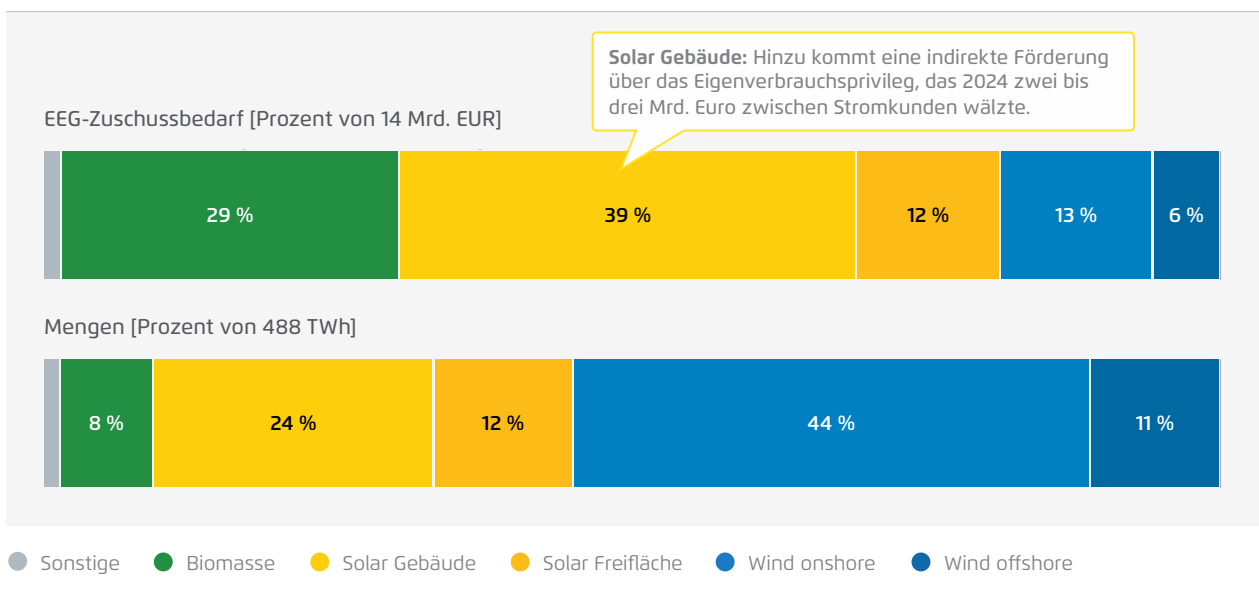
Der entscheidende Gestaltungsauftrag liegt dabei in der **Reduktion des Basisrisikos**:

1. **Entwicklung eines Referenzprofils:** Die Referenzerzeugung muss derart definiert sein, dass sie das durchschnittliche Erzeugungsprofil echter Anlagen abbildet, Marktsignale nicht verfälscht und einen Anreiz enthält, die Anlage am Strommarkterlös auszurichten und nicht etwa an Förderzahlungen.
2. **Gezielte Ausnahmeregelungen:** Ein rein produktionsunabhängiges Modell ist für Betreiber zu riskant und würde die Kapitalkosten erhöhen, ohne dass dieses Risiko zu einem besseren Investitions- oder Betriebsverhalten führt. Daher müssen ausgewogene produktionsabhängige Ausnahmeregelungen geschaffen werden. Diese sollen „Härten“ wie Force Majeure, nicht verfügbare Wartungsfenster oder regulatorische Eingriffe (beispielsweise nach der Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes, BImSchV) abfedern, ohne jedoch Betrugsmöglichkeiten zu eröffnen, um den Claw-Back-Mechanismus zu umgehen.

1.4 Ein Photovoltaik-Ausbauanteil von etwa 40 % auf dem Dach ist für das Gesamtsystem wertvoll

39 Prozent des prognostizierten staatlichen EEG-Zuschussbedarfs 2030 entfallen auf Dach-Photovoltaik, was ihren Strommengenanteil von 24 Prozent deutlich übersteigt. Der Großteil der Zuschüsse geht an Anlagen mit Inbetriebnahmejahren vor 2013. Nach zwanzigjähriger Förderung sinken die Zuschüsse für die heutigen Bestandssolaranlagen von knapp 10 Milliarden Euro bis 2033 auf voraussichtlich 1,6 Milliarden Euro. Für Neuanlagen ist unter einem reinen Erzeugungsgesichtspunkt eine Verschiebung des Ausbaus von Dach-Photovoltaik und der Förderung von Biomasse hin zu Onshore-Wind und Freiflächensolar sinnvoll. So schlägt ein Zehn-Punkte-Plan der Stiftung Klimaneutralität vor, die Ausschreibungsmengen für Freiflächensolaranlagen von 11 GW pro Jahr auf 14,4 GW (Szenario „Ausgewogen“) zu erhöhen.

Verteilung des Zuschussbedarfs und der Strommengen nach EEG 2023, Prognose 2030 → Fig. 3



Agora Energiewende (2025) nach Daten aus der EEG-Mittelfristprognose, IE Leipzig/r2b (2025)

Drei Gründe sprechen dafür, im EEG gute Rahmenbedingungen für den Ausbau der Photovoltaik-Dachanlagen zu erhalten.

1. Während das Potenzial für Dach-Photovoltaik sich auf den Westen Deutschlands konzentriert, ist das Freiflächenpotenzial insbesondere im Osten und Süden Deutschlands hoch. Damit der Gesamtpark weniger abhängig von Wetterlagen gleichmäßig Strom einspeist und die zuletzt anwachsenden Ost-West-Lastflüsse entlastet, ist eine Balance aus Dach- und Freiflächenausbau erforderlich.
2. **Das nutzbare Dachflächenpotenzial beträgt in Deutschland 409 GW** und übersteigt damit das EEG-Ausbauziel für 2040 für Dach- und Freiflächenanlagen zusammen. Eine übermäßige Freiflächennutzung birgt Konfliktrisiken. Zudem geben Verteilnetzbetreiber mehrheitlich an, dass sie das Stromnetz auf der Niederspannungsebene verbrauchsgetrieben ausbauen, für die Einspeisung ist daher häufig kein zusätzlicher Netzausbau notwendig. Das Dachflächenpotenzial – auch bei großen Dächern über 500 Quadratmeter – ist bei **Wohngebäuden und Gebäuden des produzierenden Gewerbes am größten**, wo also auch Stromnachfrage für Mobilität und Wärme entsteht (Agora Energiewende, 2023).
3. Solarstrom vom eigenen Dach ist eine Möglichkeit für Bürgerinnen und Bürger, einen aktiven Beitrag zur Energiewende zu leisten. Sie stärkt die Akzeptanz und die lokale Wertschöpfung. Außerdem löst sie **weitere Investitionen** in Klimaschutztechnologien wie E-Mobilität und Wärmepumpen aus.

Für Dach-Photovoltaik ist bei der EEG-Reform zu beachten, dass ihre Förderung mit dem Eigenverbrauchsprivileg und der Einspeisevergütung beziehungsweise geförderten Direktvermarktung zwei Säulen hat. In Mehrfamilienhäusern – in denen Eigenverbrauchsmodelle wie der Mieterstrom aufwendig bleiben – arbeiten diese beiden Säulen Hand in Hand: Die EEG-Förderung dient als Absicherung für die finanzierende Bank, der Mieterstromzuschlag und Eigenverbrauchsvorteil sichern die Wirtschaftlichkeit.

Beide Säulen der Förderung müssen aufeinander abgestimmt werden. Zur besseren Einbindung von Prosumern in das Stromnetz und in den Strommarkt ist es wichtig, flexible Stromtarife inklusive dynamischer Netzentgelte einzuführen. Damit würde Solarstrom für alle Verbraucher:innen günstig, nicht nur für Eigentümer:innen der Anlagen. Die Netzkosten werden verstärkt am Abend gezahlt und verteilen sich besser auf viele Schultern. Das führt aber auch zu einer geringeren Wirtschaftlichkeit von Dach-Photovoltaik, denn die Eigentümer:innen sparen sich nunmehr einen geringeren Teil ihrer Stromrechnung. Für die Planung neuer Anlagen ist eine **möglichst volle Dachbelegung** auch über die Strommengen für den Eigenverbrauch hinaus ökonomisch sinnvoll. Denn bei größeren Anlagen je Dach sinkt der Einfluss von Einmalkosten der Projekte. Reiner Eigenverbrauch hingegen führt eher zu vielen kleinen Anlagen, die damit systemisch teuer sind. Deswegen bleibt der Anreiz für eine Netzeinspeisung über die EEG-Förderung langfristig sinnvoll. Bei einer Änderung der förderhöhen war schon in der Vergangenheit ein schrittweises Vorgehen enorm wichtig, da sich so der Ausbau kontinuierlich an neue Regelungen anpassen konnte. Abrupte Änderungen zu Stichtagen führten hingegen zu teuren Ausbauspitzen vor und Ausbaudellen nach Inkrafttreten einer gesetzlichen Änderung erzeugt. Die Direktvermarktungsschwelle kann dabei ebenfalls schrittweise sinken und mit einer einfachen Einspeiseprämie auch für Anlagen mit weniger als 25 Kilowatt-Peak attraktiv werden.

2 Wie gelingt es, die Kosteneffizienz der Energiewende zu erhöhen?

Für die Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft ist ein hohes Tempo bei der Energiewende essenziell, ein weiterhin ambitionierter Ausbau reduziert den Strompreis an der Börse bis zum Jahr 2030 um rund zwei Cent pro Kilowattstunde, zudem sinkt die Abhängigkeit von Gasimporten und den damit verbundenen erheblichen Preisvolatilitäten.

Auf der anderen Seite erfordern die Modernisierung und der Ausbau der Stromnetzinfrasturktur – nicht nur, aber auch aufgrund des Anschlusses neuer Solar- und Windkraftanlagen umfangreiche Investitionen.⁸ Neben dem Strompreis muss auch das Netzentgeltniveau attraktiv bleiben, damit sich die Energiewende für Verbraucherinnen und Verbraucher lohnt. Zudem erfordern die Förderzusagen der vergangenen Jahre Haushaltszuführungen zum EEG-Konto in Höhe von rund 15 Milliarden Euro (Prognose 2026).

Drei zentrale Hebel helfen, die Kosten der Energiewende um mehr als 2,1 Milliarden Euro zu senken und den Bundeshaushalt zu entlasten:

- Eine Konzentration des ambitionierten Ausbaupfades auf große Windenergieanlagen an Land und Freiflächenanlagen entlastet das EEG-Konto und damit Steuergelder um **0,5 Milliarden Euro** im Jahr 2030. Für Windkraftanlagen empfiehlt es sich, den Ausbau von 3,5 GW aus Resilienz-Ausschreibungen für drei Jahre vorzuziehen, um die hohen Strompreise im Winter zu verringern. Innerhalb des Solarsegments verringert sich der jährliche Ausbauanteil von Anlagen kleiner 100 kW auf etwa 30 Prozent. Innerhalb dieses Segments erhöht sich der Anteil größerer Anlagen durch Anreize für eine volle Dachbelegung. Zählt man die größeren Anlagen auf baulichen Einrichtungen hinzu, ergibt sich ein Dachanteil von rund 40 Prozent. Jährliche Biomasseausschreibungen von 500 MW zwischen 2027 und 2032 bedeuten bis 2035 EEG-Kosten von 15,8 Milliarden Euro, ihre Stromproduktionsanteile bleiben dabei gering. Allein über Strommarkterlöse können Biomasseanlagen nicht wirtschaftlich weiterbetrieben werden. Alternativ könnten sie in den technologie-offenen Wettbewerb um gesicherte Erzeugungsleistung eintreten.
- Bei der Standortwahl sollten EE-Investoren die Kosten für Netzausbau und Netzengpässe gemeinsam mit den Stromerzeugungskosten berücksichtigen. Ziel sollte ein System sein, bei dem der staatliche Investitionsrahmen günstige Stromerzeugungskosten gemeinsam mit günstigen Netzkosten (insbesondere Netzausbaukosten und Redispatch-Kosten) abwägt. Aufgrund mangelnder Transparenz in diesem Geschäftsbereich sind die Netzkosten und mögliche **Einsparungen durch andere Standortwahl** nicht bekannt. Da derzeit solarspitzengetriebene Netzengpässe im Verteilnetz zunehmen, ist hier mit dem größten Effekt zu rechnen. Für Windkraftanlagen gibt es hingegen mit dem Referenzertragsmodell und dem Windflächenbeitragsgesetz bereits zwei Regelungen zur Regionalisierung, die einen Systemkosteneffekt erzeugen.
- Mehr Tempo bei Elektrifizierung, Speichern und dynamischen Netzentgelten beziehungsweise Stromtarifen erhöht die Kosteneffizienz der Energiewende besonders stark. Diese Flexibilität steigert die Strommarkterlöse der EE-Anlagen und verringert die Notwendigkeit und voraussichtliche Höhe staatlicher Zahlungen im Jahr 2030 um **1,6 Milliarden Euro**.

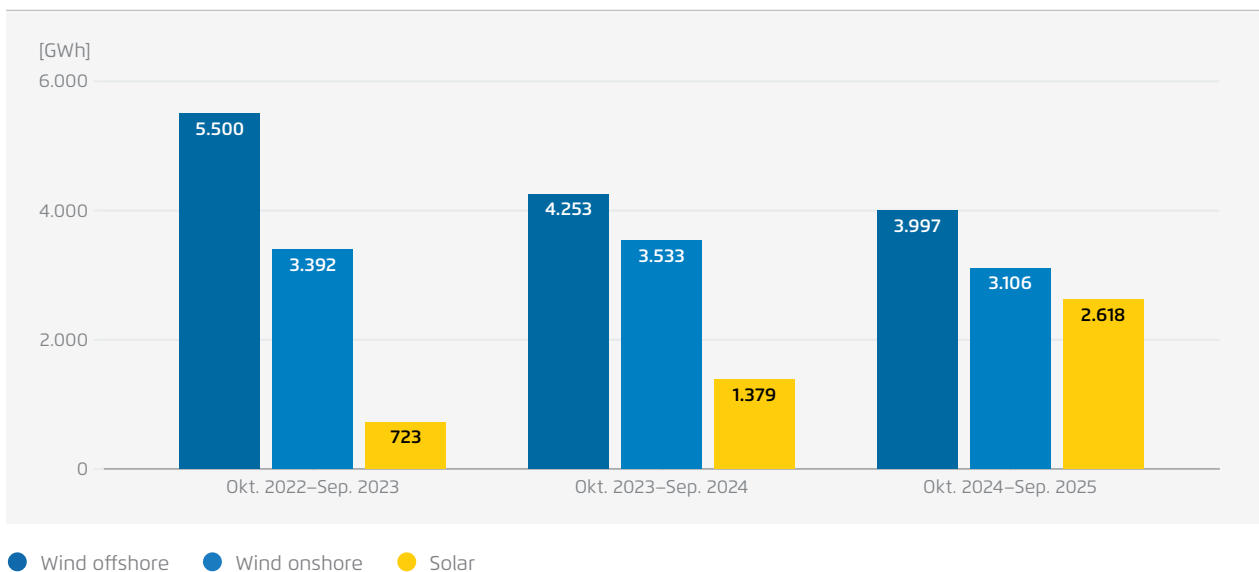
⁸ Das jährliche Investitionsvolumen in die Übertragungsnetze lag in den Jahren 2020 bis 2024 im Schnitt bei 7 Milliarden Euro pro Jahr, im Verteilnetz bei 6,6 Milliarden Euro. In den frühen 2030er-Jahren werden die Investitionen im Übertragungsnetz auf im Schnitt 20 Milliarden Euro ansteigen, im Verteilnetz auf 15,6 Milliarden Euro. Nach 2035 ist wieder eine Abnahme des Investitionsvolumens zu erwarten (Agora Energiewende 2025b).

2.1 Netzanschlusskosten reduzieren, ohne das Netzanschlussprivileg einzuschränken

Im Jahr 2024 wurden 96,5 Prozent der erzeugbaren erneuerbaren Strommengen in das deutsche Stromnetz integriert. Seither sind die Redispatch-Mengen bei einem hohen Ausbautempo tendenziell rückläufig. Diese Integration hat nicht das Ziel, zu 100 Prozent zu erfolgen, da der Netzausbau für vereinzelte Erzeugungsspitzen zu kostspielig wäre. Netzbetreiber sollen zur Erhöhung der Effizienz bei der Planung wirtschaftliche Abwägungen treffen. Technische Leitfäden zur Netzplanung empfehlen daher den Netzausbau im Verteilnetz mit einer Abregelung von 3 Prozent der erzeugten Strommengen zu planen. Die Übertragungsnetzbetreiber gehen in ihren Netzentwicklungsplänen an einigen Stellen darüber hinaus. Durch vorausschauende Planung und beschleunigten Netzausbau konnten die Netzengpässe von Windstrom im Übertragungsnetz reduziert werden. Die Abregelung findet nun immer häufiger im Verteilnetz statt, was im Wesentlichen am – im Verhältnis zum Solarzubau – langsamen Netzausbau liegt. Etwa die Hälfte der Abregelungen im Verteilnetz wird durch Übertragungsnetzengpässe verursacht.

Abregelung von Wind- und Solarstrom aufgrund von Netzengpässen im 12-Monats-Vergleich, Oktober 2022 bis September 2025

→ Fig. 4



Agora Energiewende (Januar 2026) nach Daten von SMARD/Bundesnetzagentur

Abbildung 4 zeigt die Entwicklung der Abregelungen für jeweils zwölf Monate auf Basis der aktuellen Redispatch-Zahlen der Bundesnetzagentur. Die Abregelung von Windstrom ist rückläufig (offshore: von 5.500 auf 4.000 GWh; onshore ebenfalls fallend), während die Abregelungen bei Solar massiv von etwa 700 auf über 2.600 GWh angestiegen sind. Bisherige EEG-Anreize fokussieren auf geringe Erzeugungskosten statt auf die Minimierung der Summe aus Erzeugungs- und Netzkosten, also insbesondere Netzausbaukosten und Redispatch-Kosten. Für Investoren sind letztgenannte Kosten in Höhe und Dauer jedoch kaum prognostizierbar.

Die Verteilnetzbetreiber stehen vor der Herausforderung, den Ausbau für neue Verbraucher, Speicher und Erzeuger kostengünstig und verlässlich umzusetzen. Die jährlichen Investitionen müssen von durchschnittlich 6,6 Milliarden Euro (2020 bis 2024) auf rund 15,6 Milliarden Euro (2025 bis 2030) steigen (Agora Energiewende, 2025d). Diese Kosten könnten gesenkt werden, wenn Netzbetreiber und Investoren durch netzdienliche Maßnahmen den Ausbaubedarf verringern.

Aktuelle Vorschläge internalisieren Netzkosten beim Ausbau von Solar- und Windkraftanlagen

Ein Ansatz ist der Redispatch-Vorbehalt, bei dem neue Anlagen von vornherein unter der Annahme gebaut werden, dass sie bei Netzengpässen häufiger abgeregelt werden können, ohne eine finanzielle Entschädigung zu erhalten. Eine weitere Möglichkeit sind netzoptimierte Ausschreibungen, bei denen Anlagen in der Nähe ausreichender Netzkapazitäten einen Ausschreibungsvorteil genießen. Zudem kann durch die Überbauung von Netzanschlusspunkten die Erzeugungsleistung die Netzkapazität von vornherein übersteigen. Die maximale Einspeisung tritt dabei nur selten gleichzeitig auf, sodass Kosteneinsparungen die entstehenden Energieverluste überwiegen. Über flexible Netzanschlussverträge können Netzbetreiber Vorgaben zur Anlagensteuerung machen. Schließlich werden lokal differenzierte Baukostenzuschüsse für Einspeiser diskutiert, bei denen Anlagenbetreiber in netzschwachen Regionen höhere Anschlusskosten tragen müssten, um netzfreundlichere Standortentscheidungen zu fördern.

Prüfprinzipien für einen Lösungsvorschlag

Ein optimierter Mechanismus muss auf technologischer Differenzierung, Transparenz und auf starker Anreizwirkung für sowohl Netzbetreiber als auch Anlagenbetreiber basieren, die Netzkosten zu reduzieren:

- **Verlässlichkeit:** Erhalt der unbürokratischen Anschlussgarantie – gegebenenfalls begrenzt auf eine systemdienliche Anschlussleistung durch flexible Netzanschlussverträge.⁹ Die Auswirkungen des Mechanismus müssen für Finanzierer vorab transparent berechenbar sein. Damit das tatsächlich der Fall ist, muss eine Begrenzung durch flexible Netzanschlussverträge einem transparenten Standard folgen, den die Bundesnetzagentur genehmigt und diskriminierungsfrei angewendet werden.
- **Verhältnismäßigkeit:** Ein einschränkendes Instrument für den Ausbau erneuerbarer Energien sollte nur eingesetzt werden, wenn es sachlich begründet ist, etwa in Netzengpassgebieten. Es sollte dazu führen, dass am Standort die Netzaspekte differenziert Berücksichtigung finden, den Ausbau aber nicht zwangsläufig verhindern. Eine Umsetzungsoption dafür ist ein **Malus in der EEG-Ausschreibung**, der höhere Netzkosten durch eine Verringerung der Wirtschaftlichkeit widerspiegelt. Reduzieren.
- **Modernisierungspflicht:** Netzbetreiber müssen die gewonnene Zeit nutzen, um den Ausbau an Engpassstellen nachzuholen und Flexibilitätspotenziale zu einem netzdienlichen Betrieb anzureizen, sodass sie Engpässe reduzieren. Bisher fehlt der wirtschaftliche Anreiz für solche Maßnahmen. Dieser entstünde, wenn Redispatch-Kosten über ein zugestandenes Maß hinaus nicht in die Netzentgeltberechnung einfließen dürften.
- **Regionaler Mix:** Förderung einer lokal optimierten Mischung aus Wind, Sonne und Batterien (zum Beispiel Windintegration in sonnenlastigen Netzen). Für Windanlagen existieren mit dem Referenzertragsmodell und dem Windflächenbeitragsgesetz bereits zwei Instrumente zur regionalen Steuerung. Der Lösungsvorschlag sollte diese sinnvoll ergänzen, etwa indem er Schwachwindanlagen mit einer geringeren Anschlussleistung anreizt.

⁹ Vgl. hierzu BET (2026) und BEE et al. (2024).

2.2 Flexibilität erhöhen und Speicher einbinden spart Steuergelder und senkt Strompreise

In Summe könnten die staatlichen Zuschüsse für das EEG-Konto im Jahr 2030 bei gleichem Erneuerbaren- und Kraftwerkspark um 1,6 Milliarden Euro sinken, wenn die Marktwerte von Wind- und Solaranlagen durch ein flexibleres Stromsystem stabilisiert werden. Marktwerte geben wieder, wie viel der jeweils erzeugte Strom an der Börse durchschnittlich Wert ist, was wiederum in hohem Maße von der Flexibilität des Stromsystems abhängt. Eine Flexibilitätsagenda, die die EEG-Reform begleitet, stabilisiert die Marktwerte der Windkraft und erhöht die Marktwerte der Solarenergieanlagen, die zuletzt unter dem Eindruck zunehmender negativer Strompreise fielen. Mit der Kombination aus ambitioniertem Ausbau günstiger Großanlagen und einer Flexibilitätsagenda für dynamische Stromtarife, Batteriespeicher, Netzentgelte und Wasserstoffproduktion sinken sowohl Strompreise als auch EEG-Kosten.

Wie entlastet Flexibilität den Bundeshaushalt? Eine höhere Stromnachfrage am Mittag und bei viel Wind erhöht die Strommarkteinnahmen von Solar- und Windenergieanlagen. Deren staatliche Zuschüsse berechnen sich als Differenz aus durchschnittlich erzielbaren Markteinnahmen und den Fördersätzen,¹⁰ die zur jeweiligen Inbetriebnahme galten. Flexibilität ist also auch deswegen ein besonders wirkungsvoller Hebel, weil sie die Zuschüsse für Bestandsanlagen reduziert, die mit 79 Prozent auch im Jahr 2030 den weit überwiegenden Anteil des Zuschussbedarfes ausmachen werden. Die entschiedene Flexibilisierung des Stromsystems kann bewirken, dass bis 2030 Batteriespeicher, E-Pkw, Wärmepumpen und Elektrolyseure zusammen in rund 25 Prozent der Zeit den Strompreis bestimmen und bis 2035 die Stromkosten aus Gaskraftwerken als bislang wichtigsten Preistreiber ablösen (Geis et al., 2025). Das führt dazu, dass der Strompreis mittags und bei viel Wind seltener auf null oder darunterfällt, sondern positiv verbleibt.

Eine Flexibilitätsagenda sollte die EEG-Reform begleiten, die gezielt die EEG-Kosten reduziert. Sie sollte folgende Punkte beinhalten:

- **Dynamische Stromtarife und Netzentgelte:** Auf der Ebene der Haushalte können E-Autos, Wärmepumpen und Heimspeicher die Stromnachfrage flexibilisieren und dadurch im Stromsystem im Jahr 2030 jährliche Kosten in Höhe von 4,8 Milliarden Euro einsparen. Voraussetzung dafür ist ein flächendeckender Ausbau intelligenter Messsysteme (Smart Meter), die Netzzustände erfassen und Preissignale an Verbraucher:innen und technische Anlagen weitergeben können.
- **Das Investitionsinteresse in förderfreie Batteriespeicher sollte genutzt werden, Netzanschluss und Betriebsweise von Batterien müssen jedoch besser gesteuert werden.** Das gelingt einerseits durch einheitliche, flexible Netzanschlussvereinbarungen und einen fairen Baukostenzuschuss. Andererseits müssen lokale Strompreissignale auf den Weg gebracht werden, die nicht nur den Zeitpunkt, sondern auch den Ort der Stromspeicherung steuern.
- Die Gewährung von **Sondernetzentgelten der Industrie** sollte statt an den Bezug von „Bandlast“ schrittweise an einen in Teilen flexibleren Strombezug gekoppelt werden.
- Norddeutschland hat gute Rahmenbedingungen für die Wasserstoffproduktion, denn hier können die zeitweisen EE-Erzeugungsspitzen vor Ort genutzt werden. Dafür brauchen die vielen in Planung befindlichen Projekte **zentrale Ankerkunden für den erzeugten Wasserstoff**. Dazu zählen neben Stahlwerken vor allem Kraftwerksbetreiber.

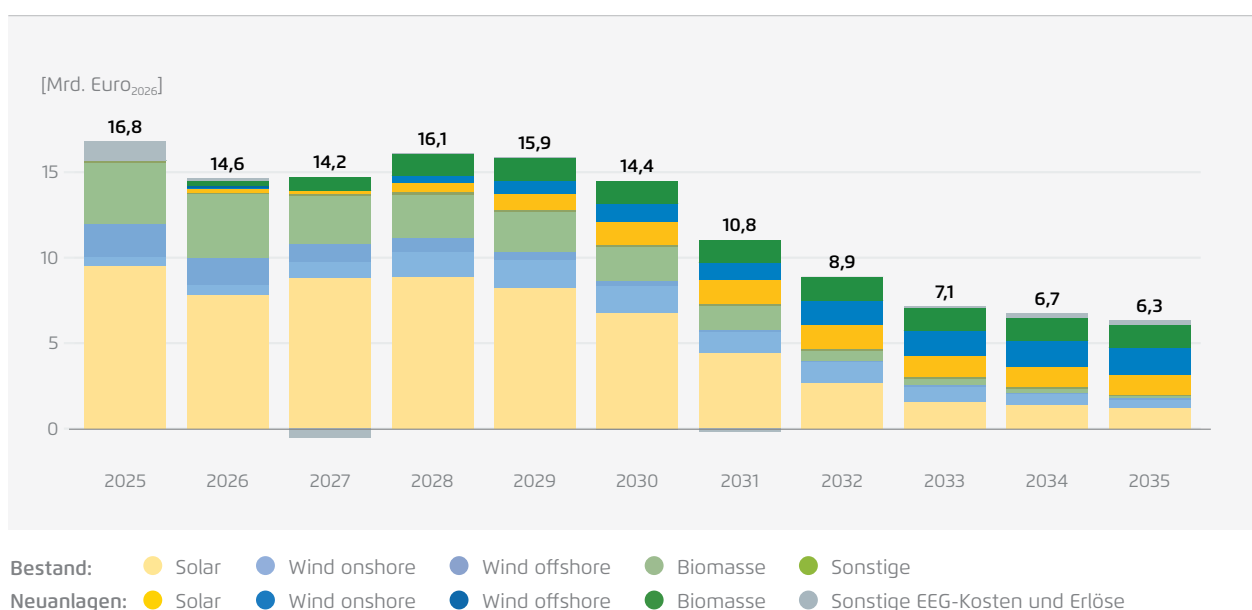
¹⁰ Das gilt saldiert auch für Anlagen in der Einspeisevergütung, bei denen die Markterlöse im Unterschied zur weiter verbreiteten Direktvermarktung jedoch direkt in das EEG-Konto fließen.

2.3 Ambitionierten Ausbaupfad über 2030 hinaus über Ausschreibungen absichern

Um bis 2035 die EEG-Ausbauziele von 157 GW Onshore-Wind und 309 GW Solarenergie kosteneffizient zu erreichen, muss das EEG die jährlichen Ausschreibungsvolumina über die bisherigen Festlegungen für 2028 (Windenergie) beziehungsweise 2029 (Solarenergie) hinaus fortführen. Der im Folgenden vorgestellte Ausbaupfad erreicht die EEG-Ausbauziele 2035, während der jährliche Bundeszuschuss um elf auf sechs Milliarden Euro sinkt¹¹.

Bundeszuschuss zum EEG-Konto nach Bestandsanlagen und Neuanlagen im Agora-Ausbauszenario, 2025 bis 2035

→ Fig. 5



Agora Energiewende (2025), Agora-Ausbaupfad im EEG-Rechner des Öko-Instituts. Strompreise: Future-Strompreise der EEX. Marktwertfaktoren: Mittelfristprognose bis 2030, danach Szenario Klimaneutrales Deutschland.

11 Das dargestellte EEG-Ausbauszenario erreicht die Ausbauziele des EEG bis 2035. Der Ausbau der Windenergie an Land wird durch Sonderausschreibungen für drei Jahre beschleunigt und flacht danach ab. Ein auf jährlich 2,5 GW zunehmender Anteil der Leistung wird marktfinanziert. Die Marktwertfaktoren betragen im Mittel 85 Prozent. Sie folgen zunächst den niedrigsten Werten, die in den drei Szenarien der Mittelfristprognose enthalten sind. Ab 2031 folgen sie dem Agora-Szenario „Klimaneutrales Deutschland“. Der jährliche Ausbau großer Solaranlagen steigt durch Ausschreibungen schrittweise auf 14 GW im Jahr 2029 an. Etwa 7,5 GW des jährlichen Ausbaus erfolgen zusätzlich über die beiden Finanzierungssäulen gesetzlich festgelegte EEG-Vergütung (6,2 ct/kWh, danach sinkend) und Eigenverbrauchsprivileg. Dieses Segment bleibt bezogen auf den Ausbau im Jahr 2025 also in etwa konstant. Insgesamt werden somit ab 2029 22 GW ausgebaut. Erst ab 2032 überschreitet der marktgetriebene Ausbau von Großanlagen mit 1 GW wieder diesen Wert von 2025, nachdem der aktuelle Einbruch der Marktwerte bei niedrigem Elektrifizierungstempo eine Delle verursacht hat. Die Solar-Marktwertfaktoren folgen bis 2030 dem Trendszenario der Mittelfristprognose und sinken auf 46 Prozent. Danach erhöhen sie sich bis 2032 wieder auf rund 60 Prozent (Agora-Szenario „Klimaneutrales Deutschland“). Dies ist auf eine zunehmende Elektrifizierung, den Anschluss von Batteriespeichern sowie eine Verringerung der Anzahl negativer Preise mittags zurückzuführen. Letzteres geht mit dem Wegfall der PV-Einspeisevergütung vieler Altanlagen in den frühen 2030er Jahren einher. Diese Anlagen können dann nicht mehr zu stark negativen Preisen vermarktet werden. Mit einem Jahr Verzögerung, also im Jahr 2031, wird der Ausbau der Windenergie auf See 30 GW erreichen. Danach wird sich der Ausbau auf 4 bis 5 GW jährlich verstetigen. Die EEG-Kosten von Neuanlagen bleiben wie in den vergangenen Jahren bei 0 ct/kWh. Die Ausschreibungen für Biomasseanlagen werden, wie im EEG 2023 vorgesehen, auf 76 MW reduziert, wodurch sich die geförderten EEG-Strommengen bis 2035 etwa halbieren. Die angenommene Strompreisentwicklung folgt den durchschnittlichen börslichen Abrechnungspreisen. Diese sinken von 86 EUR/MWh (2026) auf 70 EUR/MWh (2030) und bleiben dann in etwa konstant. Der Effekt von Rückzahlungen durch Differenzverträge ist im verwendeten EEG-Rechner noch nicht abgebildet. Er könnte die staatlichen Zuschüsse im Vergleich zu den dargestellten Werten weiter verringern.

Die Ausschreibung für Windenergieanlagen sollte ab 2027 für drei Jahre auf 13,5 GW erhöht werden, um das Ausschreibungsniveau von 2025 zu halten. Die geplanten Resilienz-Ausschreibungen in Höhe von jährlich 3,5 GW würden also den Windausbau vorziehen, das EEG-Ausbauziel für das Jahr 2035 bleibt jedoch unverändert. Diese Geschwindigkeit ist wichtig, um die Strompreise in den bislang sehr teuren Wintermonaten zu reduzieren. Gegenwärtig sind 41 GW Windkraftanlagen genehmigt, 57 GW befinden sich in der Genehmigungsphase (Goal100, 2025). Bis 2033 kann die Ausschreibungsmenge auf durchschnittlich 7 GW sinken und der Anteil der marktbasierter Anlagenfinanzierung kann stark zunehmen. Um den sukzessiven Übergang zur marktbasierter Finanzierung einzuleiten, ist die in Kapitel 1.3 skizzierte Kombination aus PPAs und CfDs ab 2027 einzuführen.

Über eine Akzentverschiebung von rund 50 Prozent auf rund 40 Prozent Dach-Photovoltaik und entsprechend mehr große Solaranlagen lassen sich im Jahr 2030 0,2 Milliarden Euro einsparen. Dazu sollte der Ausbau großer Solaranlagen auf 14 GW jährlich steigen (2025: 9,2 GW). Dies würde kompensieren, dass der Photovoltaik-Dachausbau sich künftig durch Änderungen am EEG auf besonders wirtschaftliche Projekte beschränkt.

Damit mehr große und günstigere Solaranlagen auf Freiflächen oder auf größeren Gebäuden und Lärmschutzwänden entstehen, sollten die in Summe jährlich ausgeschriebenen Leistungen von derzeit 10 GW auf 14 GW erhöht werden. Diese Erhöhung kompensiert, dass die Wirtschaftlichkeit von Dach-Photovoltaik zunehmend nur noch bei günstigen Projekten gegeben sein wird. Dach-Photovoltaik war 2025 für 9 GW des Ausbaus verantwortlich, der in Summe gehalten werden kann. Der Ausbau von Anlagen zwischen 25 und 100 kW lag 2025 bei 1,3 GW. Diese werden von der Verringerung der Schwelle, ab der die Direktvermarktung verpflichtend wird, betroffen sein. Dynamische Stromtarife und Netzentgelte verringern zudem die Wirtschaftlichkeit des Eigenverbrauchs, der für Anlagen unterhalb von 25 kW (2025: 5,1 GW) besonders relevant ist. Dachanlagen mit mehr als 100 kW werden durch den Abschöpfungsmechanismus im CfD erfasst. Marktgetriebener Ausbau von Solaranlagen wird in nennenswertem Umfang erst nach 2030 wieder möglich, wenn negative Strompreise am Mittag durch die Integration von Speichern und E-Pkw verringert sind.

Strom aus Biomasse hat den höchsten EEG-Zuschussbedarf. Gleichzeitig ist sie die einzige EEG-Technologie, die das Potenzial hat, künftig flexibel und bedarfsgerecht Strom einzuspeisen. Während mehrtägiger Dunkelflauten speisen sie erneuerbaren Strom ins System ein. Bis 2035 läuft die Förderung von Bestandsanlagen weitgehend aus. Ausschreibungen der Biomasseförderung ab 2027 sind bezogen auf den künftigen Zuschussbedarf des EEG sehr kostspielig. Das EEG 2023 sieht eine schrittweise Reduktion der Biomasseausschreibungen vor, die von 2027 bis 2035 zu EEG-Kosten für neuerliche Förderzuschläge in Höhe von 11,3 Milliarden Euro führt. Würde die jährliche Ausschreibungsmenge bis 2032 auf 500 MW angehoben, würden Kosten von 15,8 Milliarden Euro entstehen. In diesem Fall läge ihr Anteil an der EEG-Stromerzeugung im Jahr 2035 bei rund 4 Prozent, ihr Anteil am EEG-Zuschussbedarf hingegen bei 30 Prozent.

Literaturverzeichnis

Agora Energiewende (2023): *Solarstrom vom Dach*. Verfügbar unter: <https://www.agora-energiewende.de/publikationen/solarstrom-vom-dach>

Agora Energiewende (2025a): *Effiziente Energiewende. Vier Hebel für Resilienz und Klimaschutz*. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2025/2025-15_DE_Monitoring_Energiewende/A-EW_Effiziente_Energiewende_WEB.pdf

Agora Energiewende (2025b): *Stromnetzentgelte gut & günstig - Ausbaukosten reduzieren und Entgeltsystem zukunftssicher aufstellen*. Prof. Dr. Katrin Schaber. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2025/2025-10_DE_Stromnetzentgelte/A-EW_370_Stromnetzentgelte-gut-und-g%C3%BCnstig_WEB.pdf

BEE, bbh, & Fraunhofer IEE (2024): *Netzverknüpfungspunkte-Studie*.

BET (2026): *Systemdienliches Strommarktdesign zur Reduktion von Systemkosten und Erreichung der Klimaziele*.

Department of Climate Change, Energy, the Environment and Water (2025): *National Electricity Market wholesale market settings review*. Verfügbar unter: <https://www.energy.gov.au/sites/default/files/2025-12/national-electricity-market-wholesale-market-settings-review-final-report.pdf>

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (2026): *Vertragsmuster virtuelle PPA / Pay-as-produced*. Verfügbar unter: <https://www.dena.de/infocenter/vertragsmuster-fuer-virtuelle-ppa/>

Geis, J., Neumann, F., Lindner, M., Härtel, P., & Brown, T. (2025): *Price Formation in a Highly-Renewable, Sector-Coupled Energy System* (Nr. arXiv:2509.10092; econ.GN'). Verfügbar unter: <https://arxiv.org/abs/2509.10092>

Goal100 (2025): *Monitor Windenergie Deutschland* [Datensatz]. Verfügbar unter: <https://goal100.org/monitor>

IRENA (2025): *Renewable Power Generation Costs in 2024*. International Renewable Energy Agency. Verfügbar unter: <https://www.irena.org/Publications/2025/Jan/Renewable-Power-Generation-Costs-in-2024>

Marktoffensive Erneuerbare Energien (2025): *Risikoabsicherung für PPAs. Auswirkungen der Risikoabsicherung von langfristigen Stromlieferverträgen (PPAs) auf die Projektfinanzierung*. Verfügbar unter: <https://www.dena.de/infocenter/risikoabsicherung-fuer-ppas/>

Publikationsdetails

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

Lektorat: Planet Neun, www.planet-neun.de

Satz: Anja Werner

401/01-P-2026/DE

Version 1.1, April 2026



Unter diesem QR-Code steht diese Publikation als PDF zum Download zur Verfügung.



Dieses Werk ist lizenziert unter CC-BY-NC-SA 4.0.