

Profit oder Verlust?

Die paradoxe Welt der negativen Strompreise & ihre Auswirkungen auf die Energiewirtschaft

Gliederung

1

Einführender Überblick

Preisbildung, Strombörse und Entstehung negativer Preise



4

Prognose

Negativpreisrekorde, EEG-Novelle 2027 und Marktwert Solar



2

Rechtlicher Rahmen

§ 13k EnWG, §§ 51, 51a EEG und die Maßnahmen des Gesetzgebers



5

Lösungsmodelle

EEG-Konto, Preiszonen, Flexibilität und Speichertechnologien



3

Finanzierung

Projektfinanzierung Erneuerbarer Energien unter Erlörisiko



*Negative Strompreise sind kein Marktversagen –
sie sind das Preissignal eines Systems ohne Flexibilität.*



Preiszusammensetzung & -entwicklung

37,1 %

Anteil von Steuern, Abgaben und Umlagen am Strompreis

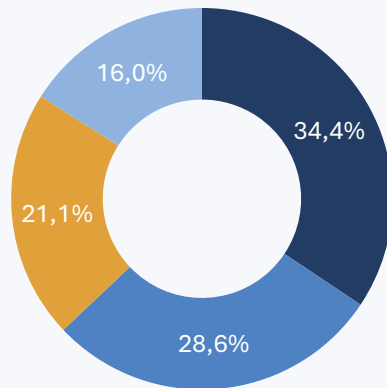
19 %

Umsatzsteuersatz für Elektrizität, bezogen auf den Nettopreis

31,64 ct/kWh

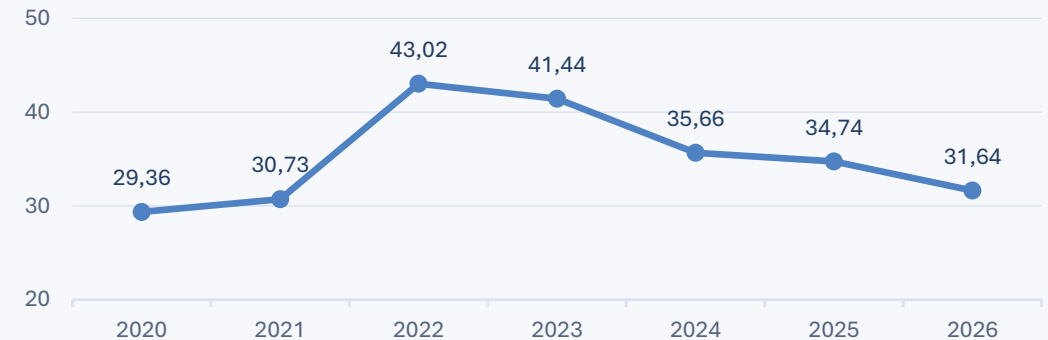
Durchschnittspreis 2026 bei 4.000 kWh Jahresverbrauch

Strompreiszusammensetzung 2026



- **34,4 % Beschaffung, Vertrieb, Marge**
- **28,6 % Netznutzungsentgelte**
- **21,1 % Sonstige Abgaben**
6,5 % Stromsteuer · 5,2 % Konzessionsabgabe · 4,9 % Aufschläge · 3,0 % Offshore-Netzumlage · 1,4 % KWKG
- **16,0 % Umsatzsteuer**

Strompreisentwicklung in ct/kWh (4.000 kWh/Jahr)



- EEG-Umlage zum 01.07.2022 abgeschafft
- Netznutzungsentgelt = Arbeitspreis für die entnommene Energiemenge (ct/kWh) + Leistungspreis für die maximal in Anspruch genommene Leistung (ct/kW), anhand der Erlösobergrenze

Entwicklung der Börsenstrompreise an der EPEX Spot (Monatsdurchschnitt, ct/kWh)



Sinkendes Börsenpreisniveau → Gefahr von Börsenpreisen unterhalb der Stromgestehungskosten

-499,99 €/MWh

Tiefstwert am 01.05.2026 – knapp an der technischen Untergrenze von -500 €/MWh; gegenüber dem Vorjahreshalbjahr nahezu verdoppelt

+665,82 €/MWh

Preisspitze am 24.06.2026 um 20:00 Uhr – knapp unter dem Allzeithoch des Krisenjahres 2022



Zwei Seiten einer Medaille

- Volatile Erzeugung erzeugt beide Extreme
- Preisdämpfung erfordert Flexibilität – nicht Erzeugungsbremsen

457 h

Negativpreisstunden 2024

573 h

Negativpreisstunden 2025 – bisheriger
Rekord

298 h

1. Halbjahr 2026 (Stichtag 01.07.2026)

7 %

Anteil negativer Stunden im 1. Halbjahr
2026 (2025: 9 %)



Warum der geringe Anteil täuscht

- Entscheidend ist nicht der Anteil der Stunden, sondern welche Stunden betroffen sind: es sind die Stunden mit der höchsten PV-Einspeisung
- Negativpreise treten vorwiegend zwischen 12:00 und 15:00 Uhr auf, verstärkt an Wochenenden und insbesondere sonntags
- Börsenpreise unterhalb der Stromgestehungskosten sind wirtschaftlich schwierig, stellen die geltenden Preisbildungsmechanismen aber nicht in Frage



Ursache und Hebel

- Stromverkäufer müssen Käufern Geld mitgeben, damit diese den Strom abnehmen
- Es fehlen Speicher- und Flexibilitätskapazitäten, um das Überangebot aufzunehmen
- Die Flexibilisierung von Gaskraftwerken mit Wärmeauskopplung kann die Zahl der Negativpreisstunden laut Modellrechnung um 66 % senken



Wetterlage

Nicht vorhersehbare starke Windböen oder wider Erwarten gutes, sonniges Wetter

1



Erzeugungsspitze

Solar- und Windenergieanlagen produzieren unerwartet viel Strom bei gleichbleibender oder geringer Nachfrage

2



Must-run-Kapazitäten

Unflexible Kraftwerke wie Kohle werden nicht rechtzeitig gedrosselt und speisen weiter ein

3



Überangebot

Es entsteht ein Stromüberschuss am Markt – für den zusätzlichen Strom finden sich keine Abnehmer

4



Negativpreis

Die Börsenstrompreise unterschreiten die Nullmarke – es kommt zu negativen Preisen

5

Stromproduktion und Börsenstrompreise in Deutschland in Woche 33 2026



Energy-Charts.info; Datenquelle: ENTSO-E, Netztransparenz, EPEX SPOT; Letztes Update: 14.08.2026, 13:46 MESZ

Erneuerbare Erzeugung

Grüne Fläche – Wind und PV mit ausgeprägtem Tagesgang

Konventionelle Erzeugung

Graue Fläche – bleibt auch in Überschussphasen im System

Day-Ahead-Preis

Rote Linie – bricht bei Erzeugungsspitzen ein, steigt bei Erzeugungslücken

Preis und Erzeugung laufen gegenläufig – genau darin liegt das Erlösproblem der Erneuerbaren.

Gründe für die negativen Strompreise und auftretende Probleme



Gründe für die Schwankungen

- Schlechte Planbarkeit durch die Unvorhersehbarkeit des Wetters
- Erzeugung folgt dem Wetter, nicht der Nachfrage – Einspeisung und Verbrauch fallen zeitlich auseinander



Folgen für die Erzeuger

- Stromerzeuger müssen mit teils großen Verlusten rechnen
- Sie werden gezwungen, die Stromproduktion herunterzufahren – sonst drohen neben den Verlusten Netzüberlastungen



Hauptproblem: fehlende Flexibilität des konventionellen Parks

Unflexible konventionelle Anlagen können ihre Erzeugung bei niedrigen bzw. negativen Preisen teilweise nicht oder nicht wirtschaftlich vollständig reduzieren. Dadurch bleibt auch in Überschusssituationen konventionelle Einspeisung im System – und verschärft den Preisverfall in genau den Stunden, in denen Wind und PV am meisten einspeisen.

25 %

der PV-Erzeugung wurde 2026 in Zeiten negativer Preise eingespeist – jede vierte Megawattstunde

32 %

im Jahr 2025 – damals war es jede dritte Megawattstunde PV-Strom



Betroffene Anlagen

- Betreiber von Windparks, Windenergie- und Photovoltaikanlagen – in der Direktvermarktung unmittelbar, über § 51 EEG auch in der Förderung



Die Konkurrenz verläuft nicht dort, wo man sie vermutet

- Keine gleichwertige Konkurrenz von Wind- und PV-Anlagen gegenüber konventionellen Erzeugern (Kohle, Gas)
- Konkurrenz entsteht vielmehr zwischen Wind- und Solarenergie – und innerhalb der PV zwischen allen Anlagen desselben Erzeugungsprofils
- An sonnigen, verbrauchsarmen Tagen erzeugen Solaranlagen allein fast so viel Strom, wie ganz Deutschland verbraucht



Der Zubau geht dennoch weiter

- Genehmigungen, Finanzierungsanfragen und Abschlüsse steigen weiter an
- Jede zusätzliche Anlage mit gleichem Erzeugungsprofil verstärkt die Kannibalisierung der eigenen Erlöse
- Erlösrisiko und Zubaudynamik laufen damit auseinander – das ist der Kern des Finanzierungsproblems



Regelungszweck

- Instrument zur Reduzierung der Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen
- Ziel: die Stromerzeugung maximal nutzbar machen, statt sie abzuregeln
- § 13k EnWG regelt den Einsatz der abgeregelten Strommengen in Entlastungsanlagen



Ausgangslage im Netzengpass

- Droht ein strombedingter Netzengpass, können Netzbetreiber die Einspeisung von EE-Anlagen im Rahmen des Redispatch reduzieren
- Als Gegenleistung sollen die Betreiber der betroffenen Anlagen entschädigt werden

Dreifacher Nutzen



Strom wird verbraucht

Abgeregelte Mengen werden in Entlastungsanlagen tatsächlich genutzt



Kosten sinken

Reduzierung der Kosten des Netzengpassmanagements



CO₂ wird vermieden

Sinnvolle Nutzung des sonst vergeudeten Stroms

Ab 01.10. geregelt durch tägliche Ausschreibungen im Sinne eines Auktionsmodells – teilnahmeberechtigt sind Betreiber von Entlastungsanlagen bzw. gleichartige Aggregatoren.



§ 41a Abs. 2 EnWG – dynamische Tarife

- Seit dem 01.01.2025 müssen alle Stromlieferanten Letztverbrauchern mit intelligentem Messsystem einen dynamischen Stromtarif anbieten
- Preissignal erreicht damit erstmals flächendeckend den Letztverbraucher



§ 51 Abs. 1 EEG – anzulegender Wert null

- Bei negativen Spotmarktpreisen wird der anzulegende Wert für betroffene Anlagen auf null gesetzt
- Die Förderung entfällt damit für die Dauer des negativen Preisfensters vollständig



Ausnahmen (§ 51 Abs. 2 EEG)

- Anlagen unter 100 kW, solange das Kalenderjahr des Einbaus des intelligenten Messsystems noch nicht abgelaufen ist
- Anlagen unter 2 kW bis zum Ablauf des Kalenderjahres einer entsprechenden Festlegung der Bundesnetzagentur
- Für bestimmte ältere Bestandsanlagen gelten aufgrund der Übergangsbestimmungen weiterhin frühere Negativpreisregelungen



Ausgleich (§ 51a EEG)

- Zeiten ohne Förderung werden durch eine Verlängerung des Vergütungszeitraums ausgeglichen
- Bei Solaranlagen seit dem Solarspitzenengesetz jedoch nur mit dem Faktor 0,5 – also nur zur Hälfte
- Der Ausgleich wirkt erst am Ende der Laufzeit und ist damit für die Projektkalkulation nur eingeschränkt belastbar

Es besteht keine Marktprämie mehr für den gesamten Zeitraum, in dem der Spotmarktpreis ohne Unterbrechung negativ ist.

Sonderregelung nach § 100 Abs. 46 EEG im Rahmen des § 51 Abs. 1 EEG für Anlagen mit Inbetriebnahme zwischen dem 31.12.2022 und dem 25.02.2025

2024 / 2025

mindestens drei

aufeinanderfolgende Stunden



ab 2026

mindestens zwei

aufeinanderfolgende Stunden



ab 2027

mindestens eine

aufeinanderfolgende Stunde



Ausgenommen

- Insbesondere kleine Photovoltaikanlagen nach § 51 Abs. 2 EEG



Aber: Förderverlängerung nach § 51a EEG

- Der Vergütungszeitraum verlängert sich um die Anzahl der Viertelstunden, in denen sich der anzulegende Wert auf null verringert hat – aufgerundet auf den nächsten vollen Kalendertag; die entfallenen Förderzeiträume werden damit nur teilweise kompensiert

Der Ausbau erneuerbarer Energien ist in hohem Maße auf privates Kapital und langfristig tragfähige Projektfinanzierungen angewiesen.



Was die Finanzierung voraussetzt

- Verlässliche Kalkulationsgrundlagen über die gesamte Laufzeit
- Planbare Erlöse aus Vergütung, Direktvermarktung oder PPA
- Belastbare Annahmen zu Geschwindigkeit und Maß des zugebauten Speichers sowie zum Hochlauf flexibler Verbraucher (E-Mobile, Wärmepumpen)

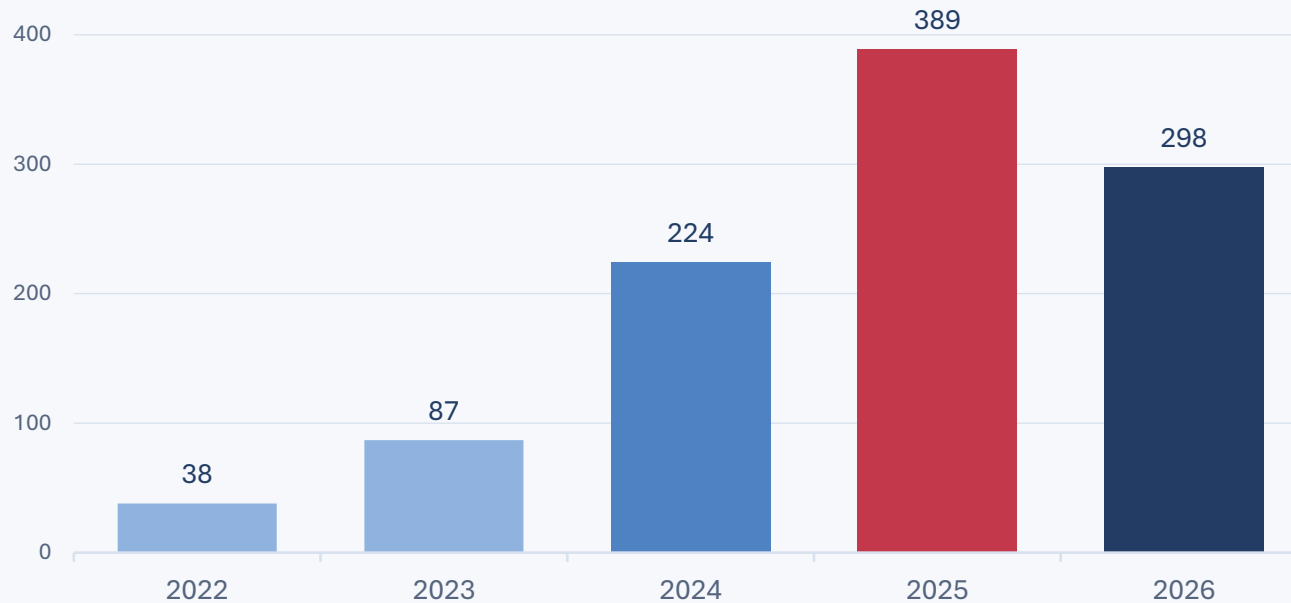


Was sich verändert hat

- Steigende Negativpreiszeiten und sinkende Marktwerte erhöhen die Erlösrisiken
- Die Finanzierung von EE-Projekten wird dadurch erschwert
- Im Zweifel: eingeschränkte Umsetzung einzelner Projekte, weil die Finanzierung teilweise oder ganz entfällt

Zäsur ab 2027: Mit dem Wegfall der festen Einspeisevergütung für Neuanlagen wandert das Preisrisiko negativer Stunden vollständig in die Projektkalkulation.

Stunden mit negativen Strompreisen – jeweils 1. Halbjahr



Belastung des Bundeshaushalts über das EEG-Konto

- Niedrige Marktpreise erhöhen den Finanzierungsbedarf; in den von § 51 EEG erfassten Zeiträumen entfällt der Förderanspruch dagegen ganz – die Last verlagert sich vom Haushalt auf den Anlagenbetreiber (Bundeszuschuss 2025: 16,5 Mrd. €; Prognose 2026: rund 16,2 Mrd. €)

123 h

allein im April 2026 – der höchste Aprilwert der vergangenen Jahre

573 h

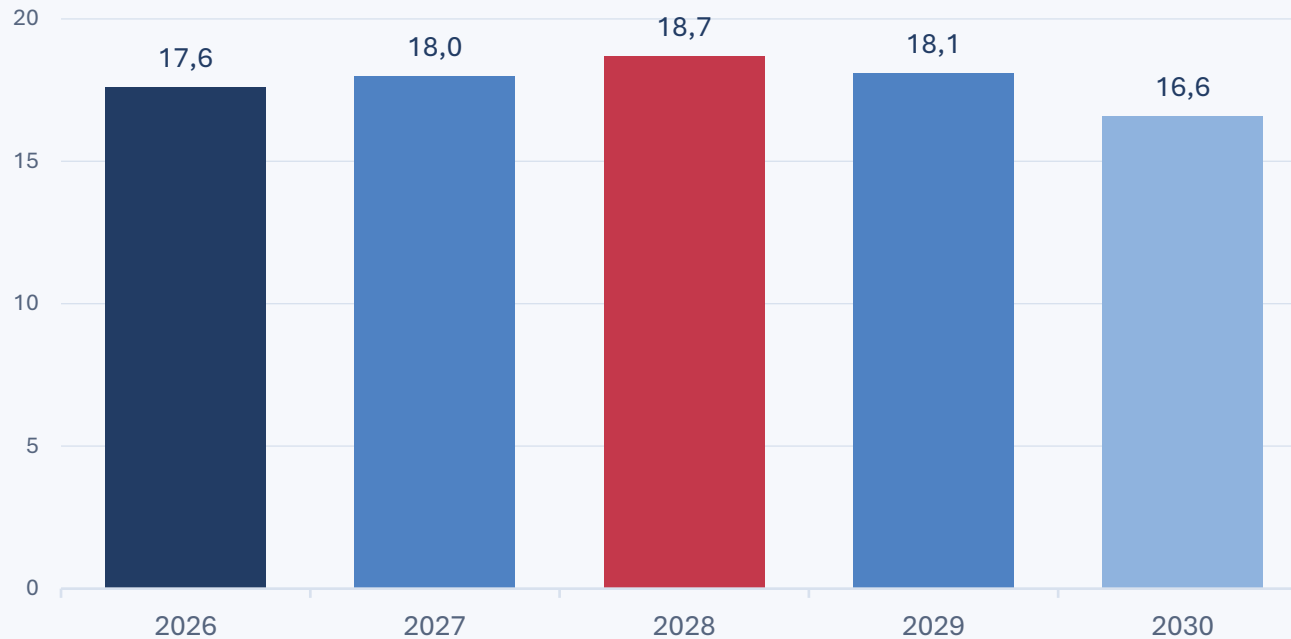
Gesamtjahr 2025 – bisheriger Rekord (2024: 457 h)



Kein Trendbruch

- Der Rückgang im Mai und Juni 2026 beruht auf einer um rund ein Viertel niedrigeren Windeinspeisung
- Wind und PV haben sich in diesen Monaten nicht gegenseitig verstärkt

Prognostizierte EEG-Förderzahlungen 2026 bis 2030 in Mrd. Euro



Der Preisverfall am ersten Maiwochenende 2026

- 01.05.: bis -499,99 €/MWh, knapp an der technischen Untergrenze von -500 €/MWh · 02.05.: bis -147 €/MWh · 03.05.: bis -15 €/MWh. Die 66 Mio. € sind eine überschlägige Berechnung des BMW; Einspeisevergütung und Zahlungen im Marktprämienmodell sind darin nicht enthalten.

66 Mio. €

Vermarkung fest vergüteten Solarstroms zu negativen Preisen, erste drei Maitage 2026

7,7 Mrd. €

EEG-Förderzahlungen im 1. Halbjahr 2026 – 0,6 Mrd. € unter dem Vorjahr



Streit über den Kostenpfad

- Für steigende Kosten spricht die wachsende geförderte Erzeugungsleistung
- Dagegen spricht, dass hoch vergütete Altanlagen aus der Förderung fallen; die Förderung einer PV-Neuanlage liegt bei 2 bis 2,5 ct/kWh (BSW)

Das Bundeskabinett hat am 29.07.2026 den Regierungsentwurf der EEG-Novelle 2027 und ein Netzanschlusspaket beschlossen; das parlamentarische Verfahren beginnt im September 2026.



Wegfall der festen Einspeisevergütung

- Für Neuanlagen ab dem 01.01.2027 entfällt die feste Einspeisevergütung (§ 21 EEG-E)
- Der Volleinspeisungsbonus wird ersatzlos gestrichen



Befristete Übergangszahlung

- Rechnerisch 5,2 ct/kWh, höchstens 36 Monate, halbjährlich sinkend
- Für Anlagen unter 25 kW zusätzlich Direktvermarktungsbonus von 1,5 ct/kWh für höchstens 48 Monate; Einspeisung auf 50 % der Anlagenleistung begrenzt

Staffelung nach Jahr der Inbetriebnahme

2027

unter 50 kW

2028

unter 25 kW

2029 / 2030

unter 7 kW

ab 2031

entfällt

Bestandsanlagen bleiben geschützt; die Negativpreisregeln des § 51 EEG gelten auch in der Direktvermarktung fort. Die Förderkosten sind die zentrale Begründungslinie des BMWK und zugleich der wesentliche Streitpunkt mit der Branche. Kernfolge: Ohne feste Vergütung trägt der Betreiber das Risiko negativer Stunden unmittelbar – Eigenverbrauch, Speicher und PPA werden zum Wirtschaftlichkeitshebel.

Profilwertigkeit

- Die Profilwertigkeit setzt den erzielten Erlös einer Erzeugungstechnologie ins Verhältnis zum durchschnittlichen Börsenpreis: ein Wert über 1 bedeutet überdurchschnittliche, ein Wert unter 1 unterdurchschnittliche Preise

> 0,9

Profilwertigkeit PV im Jahr 2022

≤ 0,5

Profilwertigkeit PV seit 2025 – nahezu halbiert

4,508 ct/kWh

Jahresmarktwert Solar 2025 – zweitniedrigster Wert seit 2012

+45 %

Anstieg der PV-Produktion in vier Jahren



Kannibalisierung in der Direktvermarktung

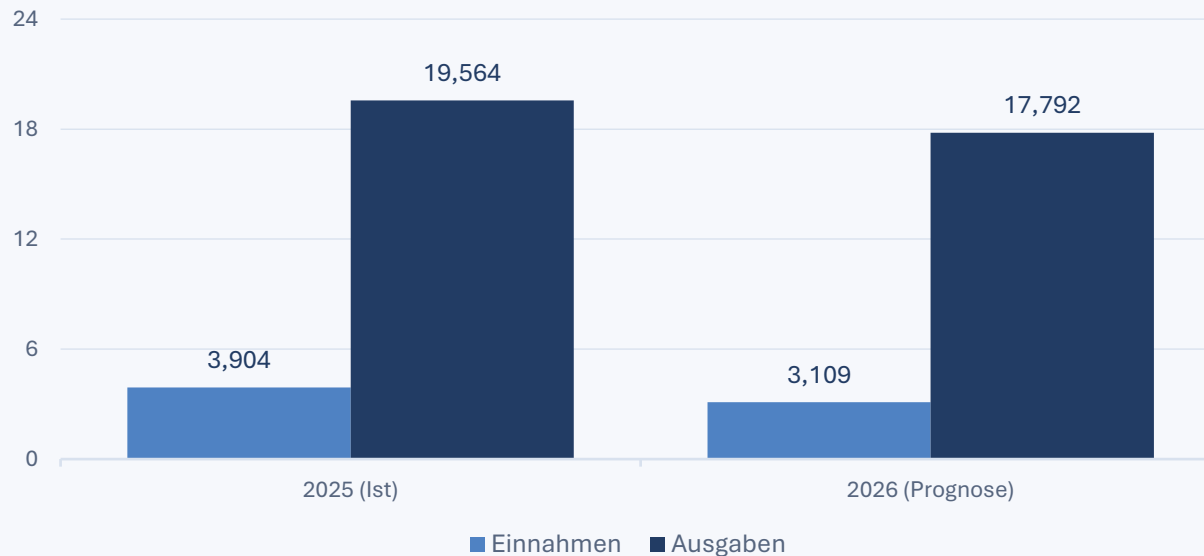
- Ursache ist die eigene Erzeugung: Einspeisespitze und Preistief fallen zeitlich zusammen
- Jede zusätzliche Anlage kannibalisiert die Erlöse aller Anlagen mit demselben Erzeugungsprofil



§ 51a EEG kompensiert nur teilweise

- Bei Solaranlagen werden ausgefallene Viertelstunden lediglich mit dem Faktor 0,5 angerechnet
- Die Nachvergütung erfolgt erst nach Ablauf der 20 Jahre – der Barwert des Ausgleichs ist entsprechend gering

Einnahmen und Ausgaben des EEG-Kontos in Mrd. Euro



Bundeszuschuss 2025: 16,5 Mrd. € von 17,2 Mrd. € bewilligter Mittel; das Konto schloss mit einem Guthaben von rund 1,5 Mrd. €. Im 1. Halbjahr 2026 wurden bereits 7,5 Mrd. € überwiesen; der prognostizierte Finanzierungsbedarf 2026 liegt bei rund 16,2 Mrd. €.



Was das EEG-Konto ist

- Verrechnungskonto der vier Übertragungsnetzbetreiber
- Ausgaben: Vergütungen an die Anlagenbetreiber; Einnahmen: Börsenerlöse und Bundeszuschuss



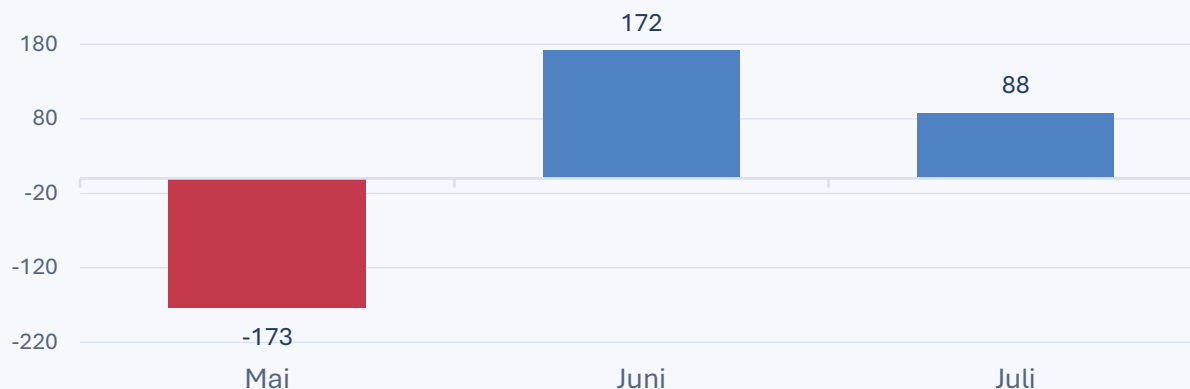
Finanzierung seit dem Umlagewegfall

- Seit dem Wegfall der EEG-Umlage zum 01.07.2022 gleicht der Bund die Differenz aus (§ 6 EnFG)
- Seit dem 01.01.2025 aus dem Kernhaushalt statt aus dem Klima- und Transformationsfonds

Der Vergütungsanspruch besteht grundsätzlich auch bei negativen Preisen – nicht jedoch in den von § 51 EEG erfassten Zeiträumen.

Sommerlicher Kannibalisierungseffekt: Die hohe gleichzeitige PV-Einspeisung drückt die Vermarktungserlöse genau dann, wenn die geförderten Mengen am größten sind.

Monatssaldo des EEG-Kontos 2026 in Mio. Euro



1,914 Mrd. €

Vergütungen und Marktprämien im
Juli 2026

396 Mio. €

Vermarktungserlöse aus Solarstrom
im Juli 2026

1,646 Mrd. €

Bundeszuzahlung im Juli 2026

1,19 Mrd. €

Kontostand Ende Juli 2026

Stabilisiert, aber strukturell riskant

- Die bewilligten Mittel reichten 2025 aus; sinkende Börsenpreise erhöhen jedoch den Zuschussbedarf, weil die Differenz zum Förderanspruch wächst

Entlastung des Haushalts = Belastung des Betreibers

- In negativen Zeitfenstern entfällt der Förderanspruch; § 51a EEG verschiebt den Ausgleich – bei Solar nur zur Hälfte – an das Ende der Laufzeit



Die Idee

- Aufteilung der bundeseinheitlichen Strompreiszone entlang einer bestimmten Linie
- Vor fünf Jahren war die Mainlinie im Gespräch, heute liegt die diskutierte Trennlinie weiter im Norden



Kritik

- Komplexeres System mit künftig mehr Kosten und Risiken
- Erhöhung der volkswirtschaftlichen Kosten aufgrund gestiegener Differenzkosten
- Im Norden starkes Absinken der Marktwerte von Windstrom, im Süden von Solarstrom wegen des Merit-Order-Effekts



Probleme wachsen

Probleme wie negative Strompreise würden sich vergrößern



Ausbau verlangsamt

Ausbau Erneuerbarer Energien und beschleunigte Sektorenkopplung würden gebremst



Netzphysik bleibt

Auch in zwei Preiszonen müsste die gleiche Anzahl an Anlagen abgeregelt werden

Der Bundesverband Erneuerbare Energie e. V. warnt vor der Aufteilung der bundeseinheitlichen Strompreiszone – besser sei ein zügiger Ausbau der Netze.



Eigenverbrauch statt Ausbaubremse

- Einspeisung in Phasen negativer Preise vermeiden statt sie pauschal zu unterbinden
- Eine Bremsung des PV-Ausbaus ist dafür nicht wünschenswert – wirksam sind Eigenverbrauch, Speicherung und Lastverschiebung



Batteriespeicher: Strategie entscheidet

- Rein regelbasiert geladene Heimspeicher sind bis zur Mittagszeit voll und dämpfen die Negativpreise zwischen 12:00 und 15:00 Uhr nicht mehr
- Die Entladedauer liegt meist bei nur ein bis zwei Stunden: Wer ab 18:00 Uhr entlädt, verfehlt die Preisspitze gegen 20:00 Uhr



Langfristspeicher und Flexibilität

- Ausbau von Langfristspeichern und Flexibilisierung der Nachfrage im Kleinen wie im Großen
- Flexibilitätspotenziale über dynamische Stromtarife (§ 41a Abs. 2 EnWG) und zeitvariable Netzentgelte heben



Sektorenkopplung

- Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Elektrolyseure als steuerbare Lasten
- Voraussetzung sind prädiktive, marktoptimierte Betriebsstrategien statt starrer Regelwerke

Die strukturellen Treiber – volatile, von der Nachfrage losgelöste Erzeugung – bleiben systeminhärent; zu gestalten sind Marktdesign, Regulierung und Infrastruktur.



Nachtstrom am Tag

- Günstiger Nachtstrom soll tagsüber verfügbar sein, um den Stromverbrauch anzuregen
- Verschiebung des Niedrigpreisfensters auf 11:00 bis 16:00 Uhr
- Erwogen wird ein staatliches Subventionsprogramm für smarte Haushaltsgeräte, damit diese aus der Ferne eingeschaltet werden können



Neues Strompreissystem

- Wahl zwischen einem Tarif mit Festpreis und einem mit variablem Preis
- Der variable Preis orientiert sich an den Großmarktpreisen
- Keine staatliche Subventionierung von Strom mehr



Zukünftige Pläne

- Errichtung eines Pumpspeicherkraftwerks
- Pläne, Solarparks mit Batteriespeichern auszurüsten
- Langfristig Export des Stroms über eine „Stromautobahn“

Kern des Ansatzes: Nicht die Erzeugung wird begrenzt, sondern die Nachfrage in die Überschussstunden verschoben.



Power-to-X

- Chemische Energieträger wie Wasserstoff oder synthetische Kohlenwasserstoffe
- Hohe Energiedichte
- Kostenintensiv in der Herstellung
- Vergleichsweise geringe Speicherkosten
- Langzeitspeicherung großer Energiemengen möglich
- Die Treibhausgasbilanz muss jedoch kontrolliert werden



Hubspeicherkraftwerke

- Tonnenschwere Blöcke werden mittels elektrischen Antriebs aus erneuerbaren Energien in die Höhe gehoben
- Der Strom wird in Form von Höhenenergie gespeichert
- Beim Herunterlassen des Blocks wird Strom erzeugt
- Einfach und effektiv
- Logistisch eine große Herausforderung
- Wirkungsgrad rund 80 %

Beide Ansätze zielen auf Verschiebung über Tage und Wochen – genau die Zeitskala, auf der Batterien und Lastmanagement nicht mehr greifen.



Batterien

- Kurzfristige Lösung für Stunden, nicht für Wochen
- Vergleichsweise geringe Speicherkapazität
- Wirksam nur mit prädiktiver, marktoptimierter Fahrweise



Speicher-Moleküle (Isomere)

- Neues Molekül aus Stickstoff, Kohlenstoff und Wasserstoff soll Strom-Langzeitspeicher werden
- Bei Raumtemperatur über Jahre hinweg speicherbar
- Problem: unerwünschte Nebenreaktionen



Carnot-Batterie

- Mittels elektrischer Wärmepumpe wird erneuerbarer Strom in Wärme umgewandelt
- Die Wärme wird zwischengespeichert
- Rückverstromung wie bei einer Dampfmaschine über einen Generator
- Noch in der Forschungsphase

Batterien wirken auf Stundenbasis, thermische und molekulare Speicher auf Wochen- bis Jahresbasis – für die Negativpreisstunden zur Mittagszeit zählt zuerst die Stundenebene.



Hochtemperaturspeicher aus Vulkanstein

- Elektrothermischer Energiespeicher
- Mit Strom betriebene Widerstandsheizung und ein Gebläse erzeugen einen Heißluftstrom, der Vulkanstein aufheizt
- Rund eine Woche speicherbar
- Rückverstromung über eine Dampfturbine
- Wirkungsgrad von 30 % – Wärmeverlust führt zu kontinuierlicher Selbstentladung



Aluminium-Energiespeicherzyklus

- Chemischer Energiespeicherzyklus auf Aluminiumbasis
- Die Energieerzeugereinheit wandelt gespeicherte Energie in Wasserstoff und Wärme um
- Wasserstoff kann in der Brennstoffzelle zurückverstromt werden
- Überbleibendes Aluminiumhydroxid kann wieder in Aluminium umgewandelt werden
- Für ein Einfamilienhaus bedarf es 300 bis 500 Kilogramm Aluminium
- Probleme: CO₂-freie Produktion, Rentabilität, Logistik und hohe Sicherheitsanforderungen

Gemeinsamer Befund aller drei Speicherfolien: Die Technologien existieren – entscheidend sind Wirkungsgrad, Kosten und ein Marktdesign, das Flexibilität überhaupt vergütet.

Energie- management 2.0



Der E-Bus wird vom reinen Verbraucher zum steuerbaren Speicher.



Mietkonzept

Verkehrsunternehmen mieten E-Busse zum Preis pro Kilometer – einschließlich Strom und Ladeinfrastruktur



E-Bus als mobiler Stromspeicher

Speicherung, Ausspeisung und Belieferung über die Busflotte – Ladevorgänge folgen dem Preissignal



Eigene Erzeugung

Solar- und Windenergie aus eigener Erzeugung versorgen Flotte und Netz



www.wr-recht.de



info@wr-recht.de



Tel.: 040 / 350036-0



Standort Hamburg

Bleichenbrücke 11

20354 Hamburg

Hinweise

© Der gesamte Inhalt dieser Präsentation – mit Ausnahme der nachfolgend genannten Inhalte – ist ausschließliches Eigentum der WIRTSCHAFTSRAT Recht – Bremer Woitag Rechtsanwaltsgesellschaft mbH. Ohne vorherige schriftliche Einwilligung der Rechtsinhaberin ist jede Vervielfältigung, Verbreitung, öffentliche Wiedergabe oder inhaltliche Bearbeitung – auch auszugsweise und unabhängig vom Medium – unzulässig. Die Fotos werden unter einer CCO-Lizenz über die Plattformen Pixabay und Unsplash bereitgestellt. Die in dieser Präsentation verwendeten Icons stammen von der Plattform Flaticon und werden im Rahmen der jeweiligen Lizenzbedingungen genutzt. Die erforderliche Urheber- und Quellenangabe erfolgt zentral in diesem Impressum gemäß den Vorgaben von Flaticon.