EEG-Novelle 2027 und Netzpaket: Wie geht es weiter mit den erneuerbaren Energieträgern?

Einfluss der Änderungen auf Investitionsentscheidungen

Sylwia Bialek-Gregory, Ph.D. | Merit Dressler | Pia Hoffmann-Willers | Dr. Lisa Just

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) gGmbH

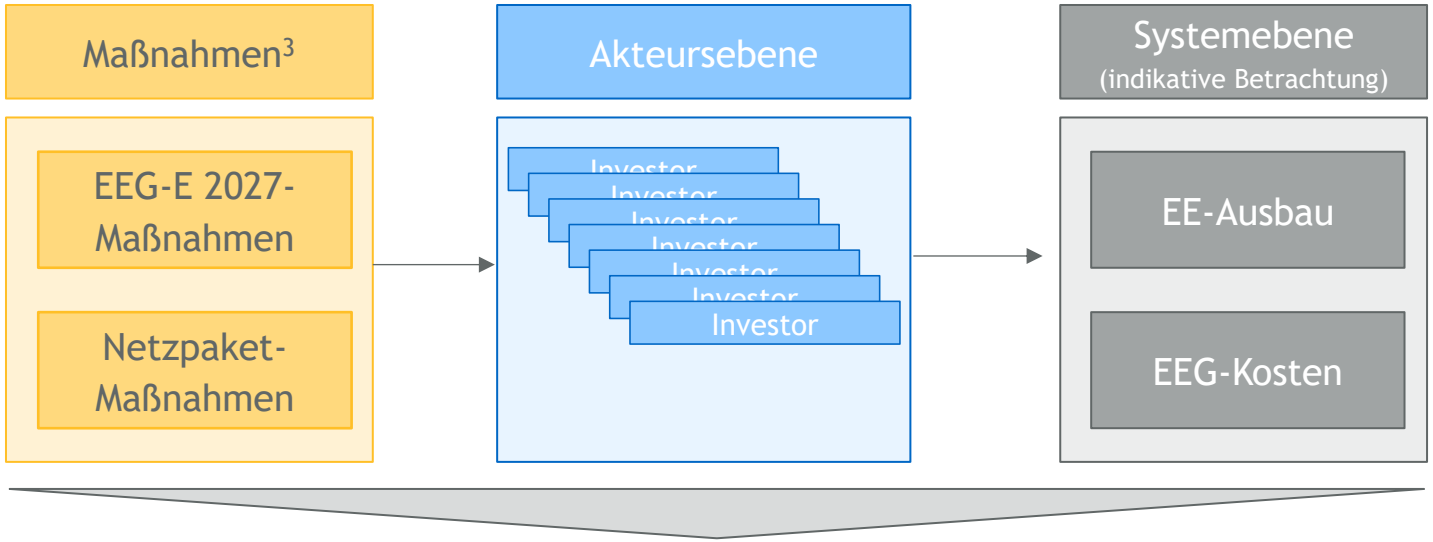
10.06.2026

1

Hintergrund und Fragestellung

Bleiben ausreichend Investitionsanreize zur Erreichung des Systemziels im Jahr 2030 bestehen?

- Das **EEG-E 2027**[1] beinhaltet verschiedene Änderungen, die eine kosteneffiziente Erreichung des Ausbauziels von erneuerbaren Energieträgern (EE) verfolgen.
- Für das Systemziel eines kosteneffizienten EE- und Netzausbaus sind insbesondere Maßnahmen relevant, die das Auktionsergebnis beeinflussen.
- Einige Maßnahmen aus dem **Netzpaket**[2] beeinflussen das Auktionsergebnis ebenfalls und müssen somit mitgedacht werden. Das Netzpaket zielt auf einen kosteneffizienten Netzausbau über räumliche Lenkung des EE-Ausbaus und Netzverträglichkeit von EE-Anlagen ab.
- Die hier ausgewählten Maßnahmen beeinflussen die Investorenentscheidung über das Gebot in der EEG-Auktion. Investoren kalkulieren primär auf Projektrentabilität und nicht auf die kosteneffiziente Erreichung des EE-Ausbauziels.
- **Reizt das EEG-E 2027 in Kombination mit dem Netzpaket die Investorenentscheidungen so an, dass das Systemziel erreicht wird?**



Wie wirken sich die Änderungen im EEG-E 2027 unter Berücksichtigung ausgewählte Maßnahmen des Netzpakets auf die individuellen Investorenentscheidungen aus?

Weiterer Forschungsbedarf: Wie wirken sich die Änderungen auf den EE-Ausbau und die EEG-Kosten aus?

Forschungsfrage

1: BWME (2026a): Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor| 2: BMWE (2026b). Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens. | 3: Der Fokus liegt auf den Maßnahmen aus dem EEG-E 2027 und ausgewählten Maßnahmen aus dem Netzpaket. Wechselwirkungen mit beispielsweise der Allgemeinen Netzentgeltsystematik Strom (AgNes) werden vernachlässigt.

EEG-E 2027: Die geplante Novelle des EEG im Überblick

Genannte Ziele	Maßnahmen[1]
Mehr marktliche Investitionen und weniger staatliche Subventionen	1. Keine Einspeisevergütung für neue Solaranlagen bis 25 kW: Die Förderung für Anlagen bis 25 kW wird eingestellt. 2. Ausweitung der Direktvermarktungspflicht: Die fixe Einspeisevergütung für Neuanlagen wird abgeschafft.
Reduzierung der Subventionskosten unter Einhaltung des EE-Ausbauziels	1. Streichung des Strommengenpfades. 2. **Anpassung und Degression der Höchstwerte:** Degression soll sicherstellen, dass technologische Fortschritte weitergegeben werden. 3. **Anpassung der Ausschreibungsvolumina:** Höhere Ausschreibungsvolumina für Freiflächen (FF)-PV, geringere Ausschreibungsvolumina für Aufdach-PV, Anstieg der Bioenergieausschreibungsvolumina.
Neues Investitionsmodell: Contracts for Difference	▪ **Zweiseitige Differenzverträge:** Bei niedrigen Preisen werden Investitionen abgesichert. Markterlöse über dem anzulegenden Wert fließen an den Staat.
Anreize für Investitionen in Speicher	▪ Einspeiseleistung kleiner Solaranlagen wird auf 50 % begrenzt, um Investitionen in Speicher anzureizen.
Bioenergie als Flexibilitätsanker	▪ Bioenergie als steuerbare und planbare Ergänzung zu Wind und Solar: Verstetigung der Ausschreibungsmengen bis zum Jahr 2032 und praxisgerechtere Regelungen (Erleichterung beim Maisdeckel).
Resilienzausschreibungen ersetzen Innovationsausschreibungen	▪ **Einführung von Resilienzausschreibungen:** Umsetzung des EU Net-Zero-Industry-Acts (NZIA) durch Einführung zusätzlicher qualitativer Kriterien in Ausschreibungen.
Erweiterung von Kooperationsprojekten	▪ Erweiterung grenzüberschreitender Kooperationsprojekte: Rechtsrahmen wird für Offshore-Kooperationen geöffnet, bei denen sich Deutschland an Ausschreibungen von EU-Staaten beteiligt.

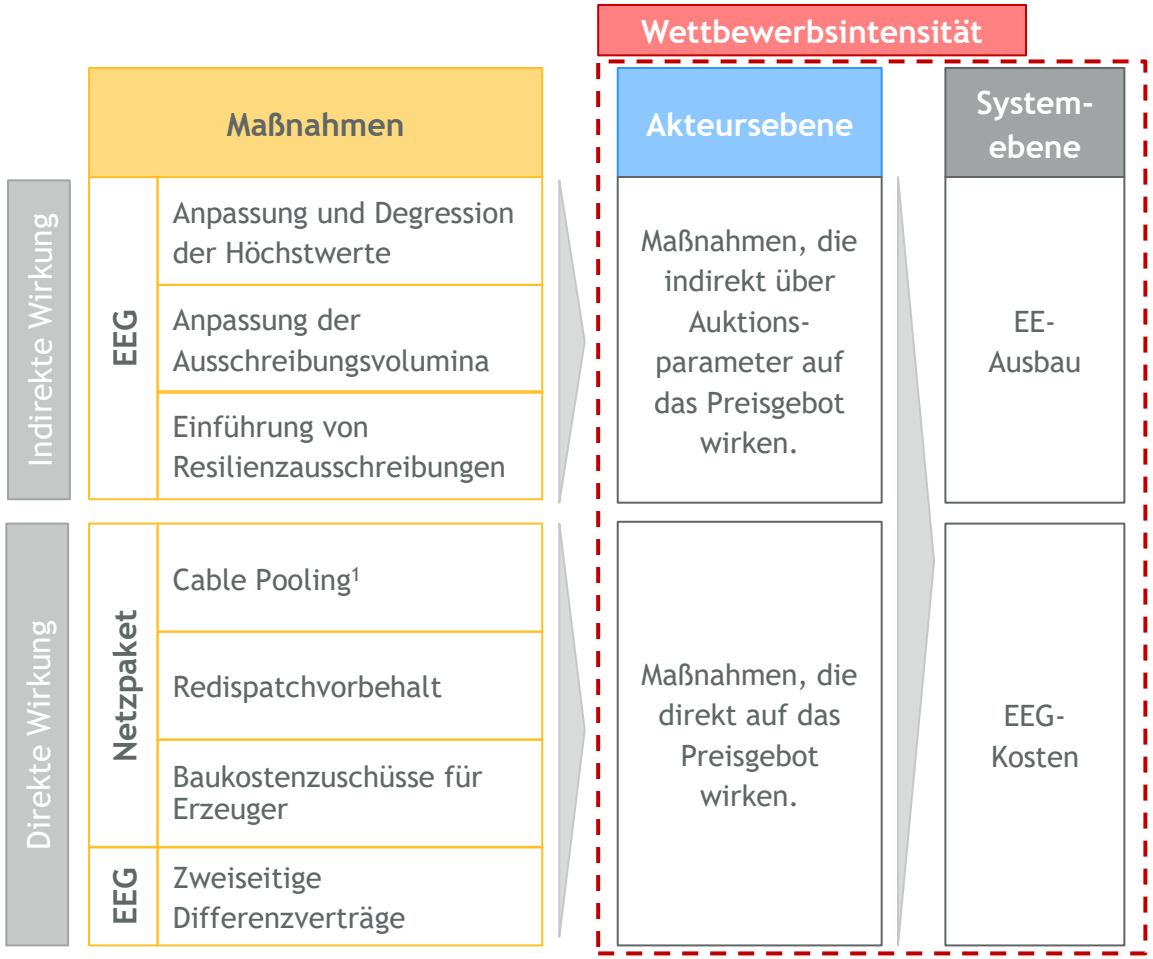
1: Fokus auf fett markierte Maßnahmen: Diese wirken direkt auf die Akteursebene und beeinflussen das Preisgebot in den Auktionen.

Netzpaket: Ausgewählte Maßnahmen im Überblick

	Genannte Ziele	Maßnahmen
	Systemdienlichere Verortung von Anlagen, um eine effizientere Netznutzung zu ermöglichen und Netzausbau zu reduzieren	**Abkehr vom "Windhund-Prinzip" (Priorisierung):** Netzbetreiber dürfen Netzanschlussbegehren nach gesetzlichen Kriterien priorisieren. Dazu zählen: ▪ Anlagen, die gesicherte Leistung bereitstellen oder Redispatchbedarfe verringern. ▪ Anlagen, die zur gesetzlichen Zielerreichung beitragen. ▪ Anlagen, die zur Deckung der Bedarfe benachbarter Netze/Netzbetreiber beitragen. ▪ Anlagen, die zu einer effizienteren Nutzung von Netzverknüpfungspunkten wie bspw. durch Cable Pooling beitragen. ▪ Anlagen, die zur Erreichung des Szenariorahmens im Netzentwicklungsplan (NEP) beitragen, um Netzausbau und -anschluss zu synchronisieren.
	Systemdienlichere Verortung von Anlagen	**"Redispatchvorbehalt" an kapazitätslimitierten Netzen:** In ausgewiesenen belasteten Netzgebieten müssen EE-Anlagen auf finanzielle Entschädigung bei Abregelung verzichten.
	Investitionsanreiz für systemdienlichere Verortung von Anlagen	**Baukostenzuschüsse für Erzeuger:** Die Bundesnetzagentur (BNetzA) erhält die Ermächtigung, Baukostenzuschüsse auch für Erzeugungsanlagen festzulegen.

Neben den genannten Maßnahmen enthält das Netzpaket noch weitere Maßnahmen, die hier nicht im Fokus stehen.

Im Fokus stehen Maßnahmen aus dem EEG-E 2027 und dem Netzpaket mit Wirkung auf das Auktionsergebnis.



Vorgehen

1. Für die ausgewählten Maßnahmen aus dem EEG-E 2027 betrachten wir historische Auktionsergebnisse in Kombination mit den zukünftigen Änderungen an den Auktionsparametern und zeigen die Funktionsweise zweiseitiger Differenzverträge.
2. Bei der Auswahl wird zwischen Maßnahmen mit **indirekter und direkter Wirkung auf das Preisgebot** der Auktion unterschieden. Der Einfluss der Maßnahme wird für einen Investor unter Berücksichtigung von Wettbewerbsintensität betrachtet.
   - Maßnahmen mit indirekter Wirkung wirken über die Auktionsparameter auf das Preisgebot.
   - Maßnahmen mit direkter Wirkung führen zu einer unmittelbaren Veränderung des Preisgebots.
3. Die Wirkung der gebündelten Investorenentscheidungen auf den EE-Ausbau und die EEG-Kosten wird ohne eigene quantitative Modellierung rein qualitativ auf Basis der Ausschreibungsvolumina und bestehender Literatur abgebildet. Eine tiefere Quantifizierung markiert weiteren Forschungsbedarf.

1: Wir betrachten hier im Fokus das sogenannte „Cable Pooling“, bei dem mehrere Anschlussnehmer ein Schaltfeld gemeinsam nutzen, um die Netzanschlusskapazitäten effizienter auszulasten. In der Übersicht der Maßnahmen zum Netzpaket ist dies ein Teil der Maßnahme zur Abkehr vom „Windhund-Prinzip“.

2

Historische Auktionsergebnisse und zukünftige Änderungen im EEG-E 2027

Aktuell: Erlöserwartung als Hebel zur Unterbietung der LCOE unter der gleitenden Marktprämie

Auktionsparameter

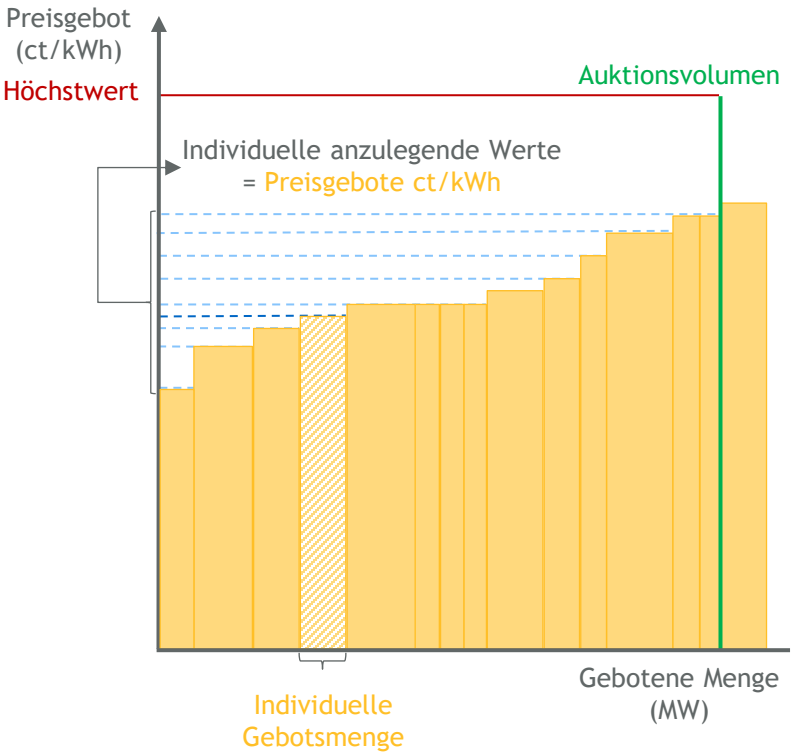
Auktionsvolumen: politisch festgelegt je Technologie & Termin in MW
Höchstwert: maximal mögliches Preisgebot in ct/kWh

Auktionsgebot unter der gleitenden Marktprämie und Wettbewerb

- Auktionsgebote sind im Rahmen der **Auktionsparameter** frei wählbar und bestehen aus einem **Preisgebot** ct/kWh zu einer **gebotenen Menge** in MW.
- Preisgebote sollten mindestens die **erwartete Erzeugung und erwarteten TOTEX** abdecken, die sich aus annualisierten CAPEX und OPEX zusammensetzen: $\text{TOTEX}\ (\text{ct/kW} * \text{a}) = \text{CAPEX}\ (\text{ct/kW}) * \frac{\text{r}(1+\text{r})^{\text{n}}}{(1+\text{r})^{\text{n}}-1} + OPEX\ (ct/kW * \text{a})$
- Das Preisgebot unter Wettbewerb entspricht in etwa den **Stromgestehungskosten** (LCOE[2]), welche die annualisierten TOTEX ins Verhältnis zu den erwarteten Volllaststunden (FLH) setzen:

  $\text{LCOE}\ (\text{ct/kWh}) = \frac{\text{annualisierte TOTEX}\ (\text{ct/kW}*\text{a})}{\text{FLH}\ (\text{kWh/kW}*\text{a})}$
- Durch den Wettbewerbsdruck wird unter der gleitenden Marktprämie je nach technologiespezifischer Erlöserwartung **unterhalb der LCOE geboten**, da ein Teil der TOTEX über die Erlöse gedeckt wird.
- Dabei passen inframarginale Gebote ihre Preisgebote an den erwarteten höchsten Zuschlagswert an **(„bid shading“)**.

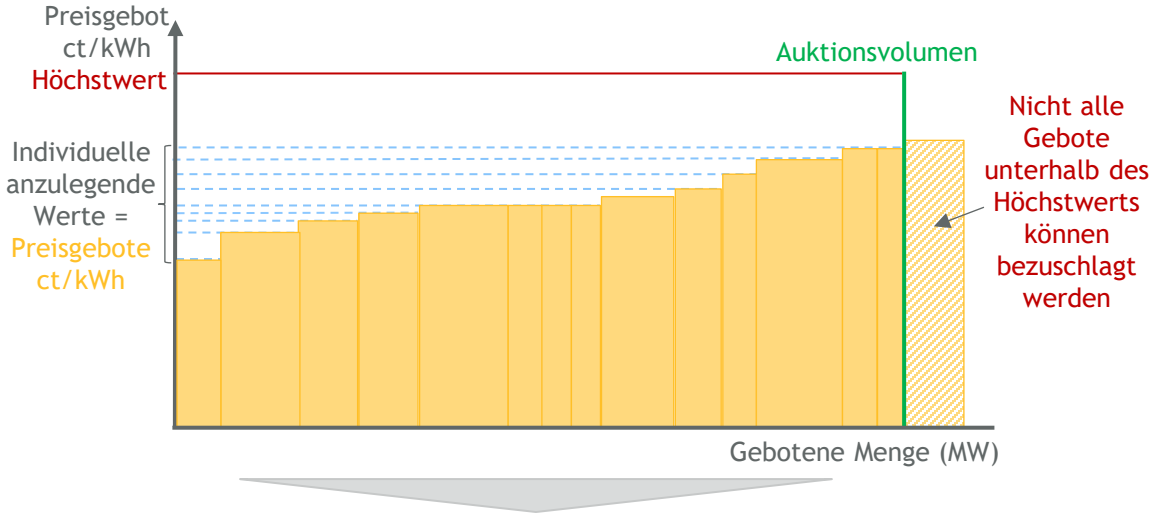
Gebotsbildung in der pay-as-bid Auktion



1: Levelized Cost of Electricity ist der englische Begriff für Stromgestehungskosten.

Bei Überzeichnung ist die EE-Förderung kosteneffizient, bei Unterzeichnung kommt es zu einer Überförderung.

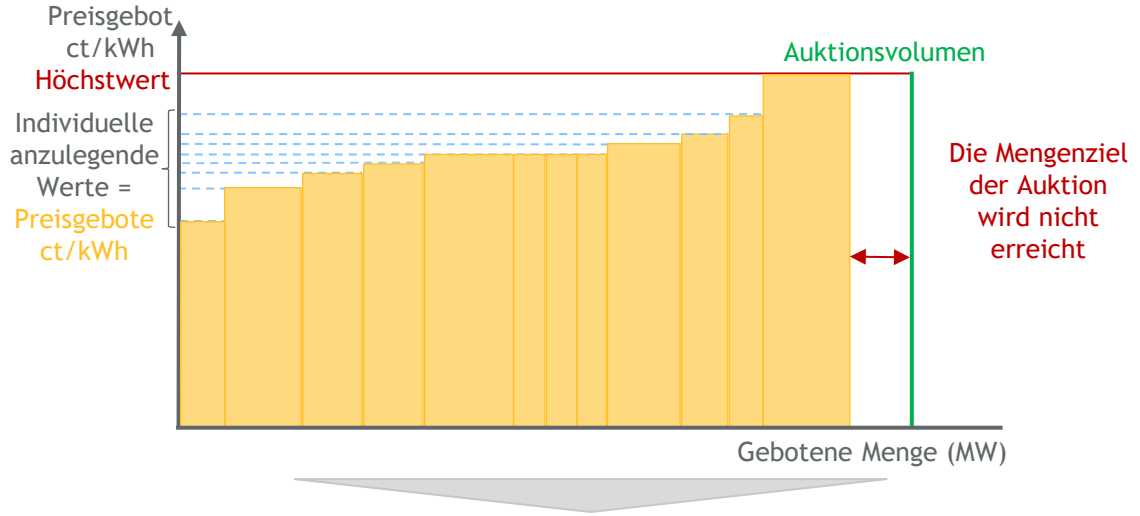
Überzeichnung bei starkem Wettbewerb



Kommt es zu mehr Geboten als verauktionierende Menge unterhalb des Höchstwerts, liegt eine **Überzeichnung** der Auktion vor.

- Es liegt starker Wettbewerb vor, der zu niedrigeren Preisgeboten und anzulegenden Werten führt. Die EE-Förderung ist somit **kosteneffizient**.
- Bei Überzeichnung entspricht das Preisgebot unter der gleitenden Marktprämie weiterhin in etwa den **LCOE abzüglich eines Teils der Erlöserwartung.**

Unterzeichnung bei geringem Wettbewerb

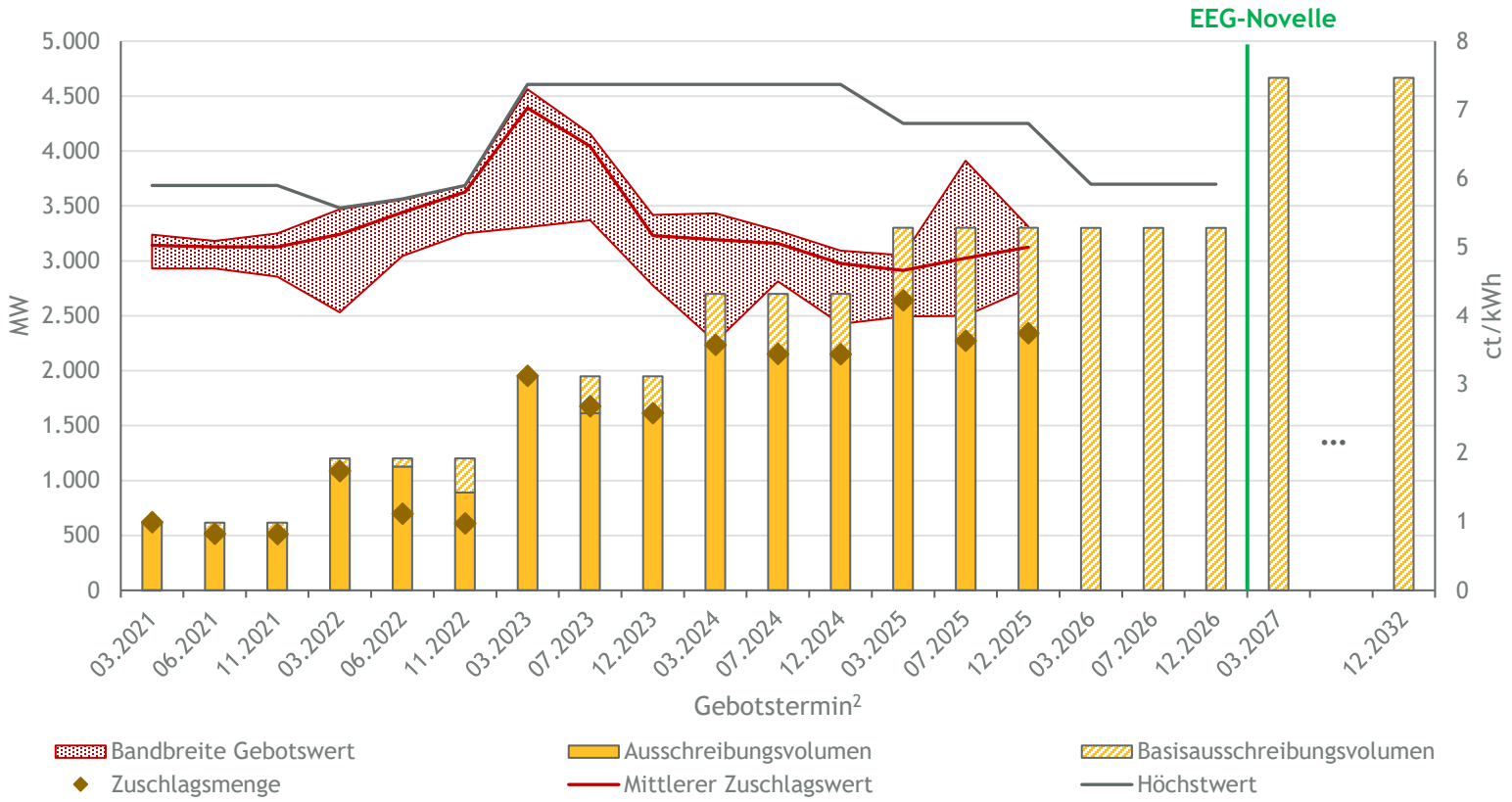


Bei zu wenig Geboten wird die verauktionierende Menge nicht erreicht und es liegt eine **Unterzeichnung** der Auktion vor. Es liegt geringer Wettbewerb vor, der zu höheren Preisgeboten und anzulegenden Werten führt. Es kommt zu einer **Überförderung** von EE-Anlagen.

- Bei Unterzeichnung ergibt sich das Preisgebot aus **LCOE und strategischem Aufschlag.**
- **Gegenmaßnahme**: Die BNetzA ist verpflichtet in der folgenden Auktion Volumen und/oder Höchstwert anzupassen, um künstlich Wettbewerb zu erzwingen und das Preisniveau zu drücken.

Reduktion des Basisausschreibungsvolumens in der Vergangenheit durch Zubau außerhalb der EEG-Auktionen.

PV-Freifläche: Auktionsergebnisse und Fortschreibung der Auktionsparameter[1]



Historische Ausschreibungsergebnisse

- Unterzeichnungen im Jahr 2022 führten zu Höchstwertüberschreitung. Die Reduktion der Basisausschreibungsvolumina in 2024 und 2025 sind auf ausreichenden Zubau außerhalb des EEG zurückzuführen.
- Im Durchschnitt beträgt die Gebotsspanne ca. 1,1 ct/kWh. Der mittlere Zuschlagswert ist über die letzten Jahre gefallen.

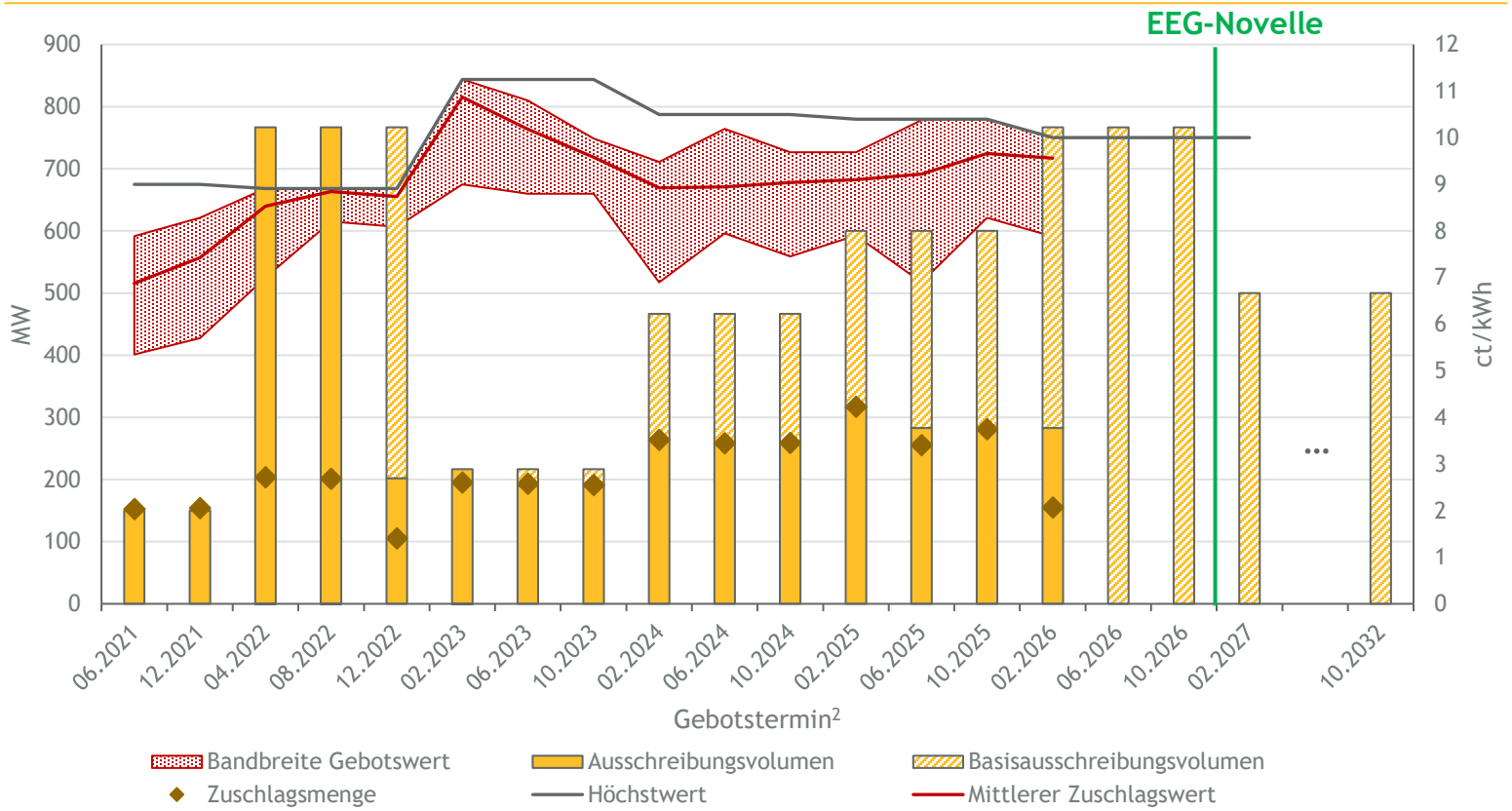
Neuerungen im EEG-E 2027

- Der Höchstwert wird zukünftig weiterhin dynamisch als der um 8% erhöhte Durchschnitt der höchsten bezuschlagten Gebotswerte der letzten 3 Auktionen bestimmt. Der Maximalwert beträgt 5,9 ct/kWh.
- Von 2027 bis 2032 werden jährlich 14 GW ausgeschrieben.

1: EEG-Novelle 2027, EEG-2021, EEG-2023 und Auktionsergebnisse (BNetzA 2026) | 2: Zukünftig weiterhin 3 Gebotstermine im Jahr auf die das jährliche Basisausschreibungsvolumen gleichmäßig verteilt wird. Das Basisausschreibungsvolumen ist die gesetzlich verankerter Ausschreibungsmenge, die von der BNetzA angepasst werden kann. Im 1. Segment dürfen Gebote $1\ \text{MW} \geq$ und $\leq 50\ \text{MW}$ teilnehmen. Die Bandbreite der Gebotswerte umfasst die niedrigsten und höchsten Gebotswerte mit Zuschlag. Der mittlere Zuschlagswert ist der durchschnittliche, mengengewichtete Zuschlagswert der jeweiligen Gebotsrunde.

Das zukünftige Basisausschreibungsvolumen liegt trotz Kürzung über den vergangenen Zuschlagsmengen.

Aufdach-PV: Auktionsergebnisse und Fortschreibung der Auktionsparameter



Historische Ausschreibungsergebnisse

- In Folge starker Unterzeichnung in 2022:
  - hob die BNetzA den Höchstwert im Jahr 2023 auf 11,25 ct/kWh an und beließ ihn über seinem Maximalwert.
  - kürzte sie das Basisausschreibungsvolumen im Jahr 2024 um 44%. Trotz einer starken Kürzung von 63% im Jahr 2026 blieb die letzte Auktion unterzeichnet.

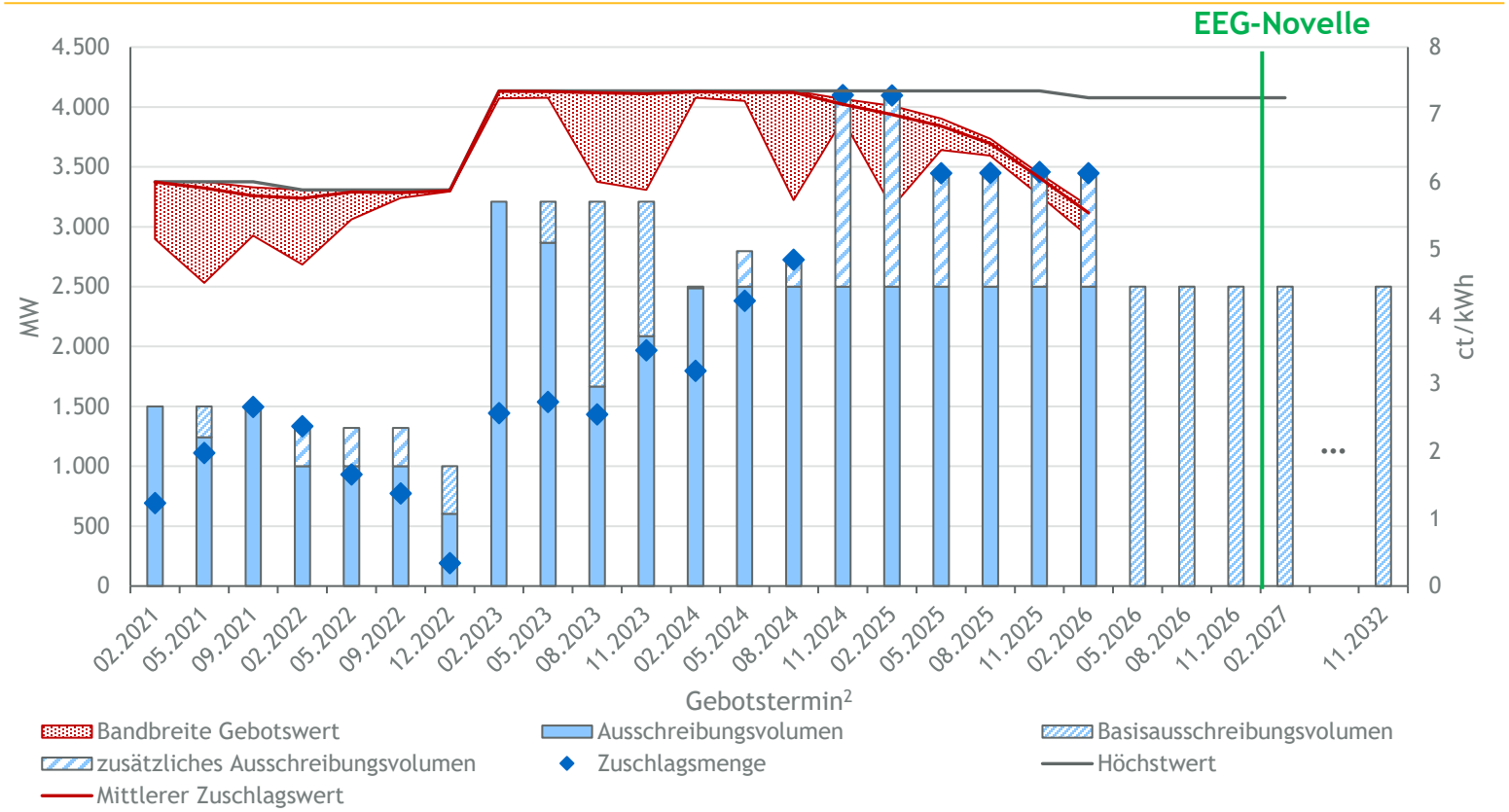
Neuerung im EEG-E 2027

- EEG 2023: Höchstwert 9 ct/kWh, ab 2024 Degression um 1% jährlich. Jährliche Basisausschreibungsvolumina von 2,3 GW.
- EEG-E 2027: Höchstwert steigt im Jahr 2027 auf 10 ct/kWh an, ab dem Jahr 2028 jährliche Degression um 1%. Ab 2027 jährliche Basisausschreibungsvolumina von 1,5 GW.

1: EEG-Novelle 2027, EEG-2021, EEG-2023 und Auktionsergebnisse (BNetzA 2026) | 2: Zukünftig weiterhin 3 Gebotstermine im Jahr auf die das jährliche Basisausschreibungsvolumen gleichmäßig verteilt wird. Im 2. Segment dürfen Gebote $0{,}75\ \text{MW} \geq \text{und} \leq 20\ \text{MW}$ teilnehmen.

Trotz deutlicher Erhöhungen des Basisausschreibungsvolumen in der Vergangenheit wird es zukünftig nicht erhöht.

Wind an Land: Auktionsergebnisse und Fortschreibung der Auktionsparameter



Historische Auktionsergebnisse

- Infolge von Unterzeichnungen Ende 2022 und Anfang 2023 wurde das Basisausschreibungsvolumen um 48% (08.2023) und 35% (11.2023) stark reduziert. Hingegen wurde ab 2024 das Basisausschreibungsvolumen stark erhöht (64% in 11.2024 und 02.2025).
- Im Durchschnitt beträgt die Bandbreite der Gebotswerte ca. 0,6 ct/kWh. Der mittlere Zuschlagswert fällt seit Mitte 2024 stark.

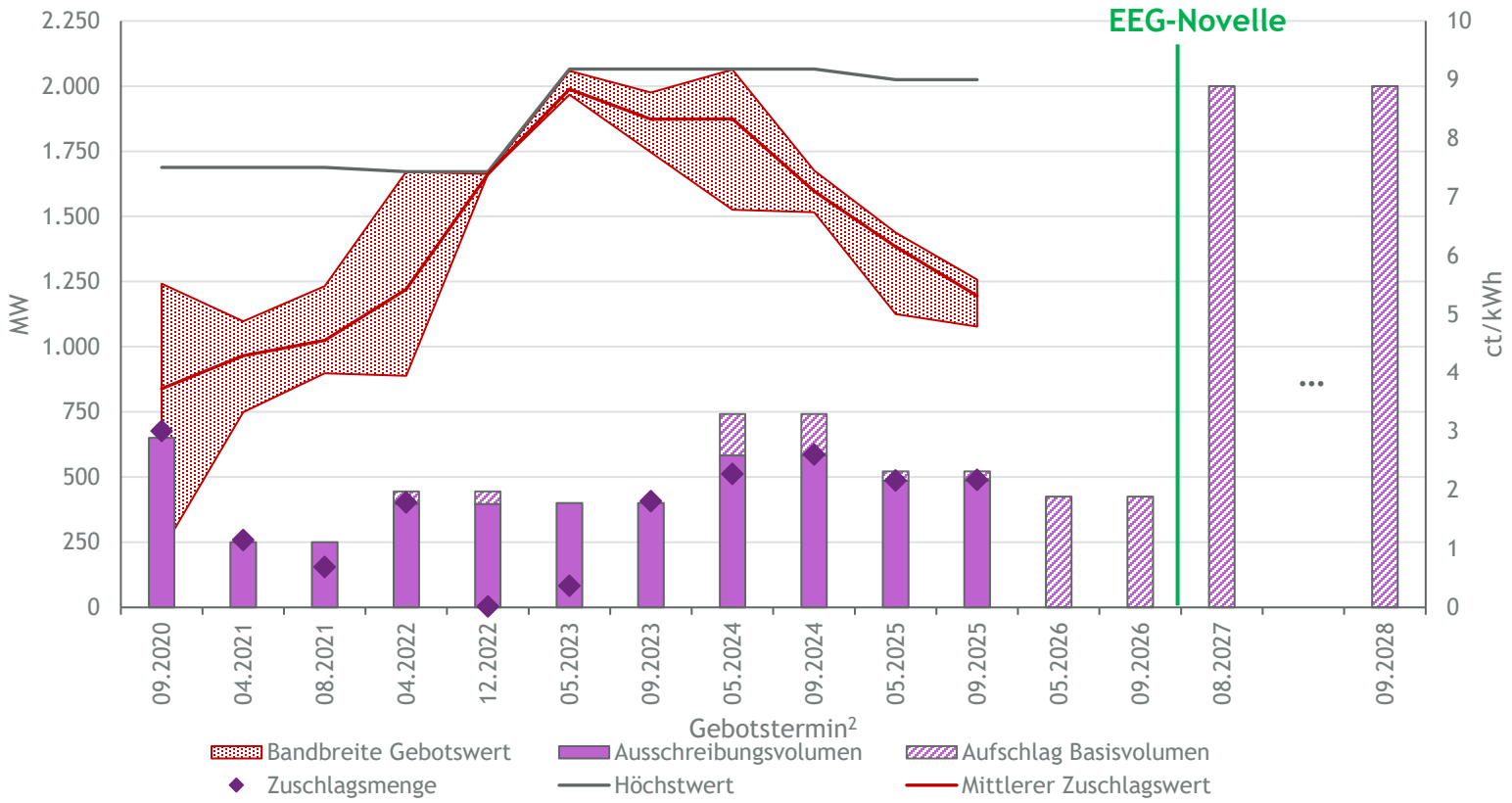
Neuerungen EEG-E 2027

- EEG 2023: Höchstwert in 2023 bei 5,33 ct/kWh und ab 2025 jährliche Degression um 2%.
- EEG-E 2027: Ab 2027 Höchstwert von 7,5 ct/kWh, ab 2028 jährliche Degression um 2%.
- Die Basisausschreibungsvolumina betragen weiterhin 10 GW jährlich bis 2032.

1: EEG-Novelle 2027, EEG-2021, EEG-2023 und Auktionsergebnisse (BNetzA 2026) | 2: Zukünftig wird es jährlich weiterhin 4 Gebotstermine geben. Die Gebote müssen eine Mindestgröße von 1 MW aufweisen.

Fokus auf Versorgungssicherheit: Resilienzausschreibungen lösen Innovationsausschreibungen ab.

Innovations- und Resilienzausschreibungen



Historische Ausschreibungsergebnisse

- Insbesondere Ende 2022 und Anfang 2023 kam es zu starken Unterzeichnungen.
- Im Durchschnitt beträgt die Bandbreite der Gebotswerte ca. 1,6 ct/kWh. Der mittlere Zuschlagswert fällt seit dem Jahr 2023 stark.

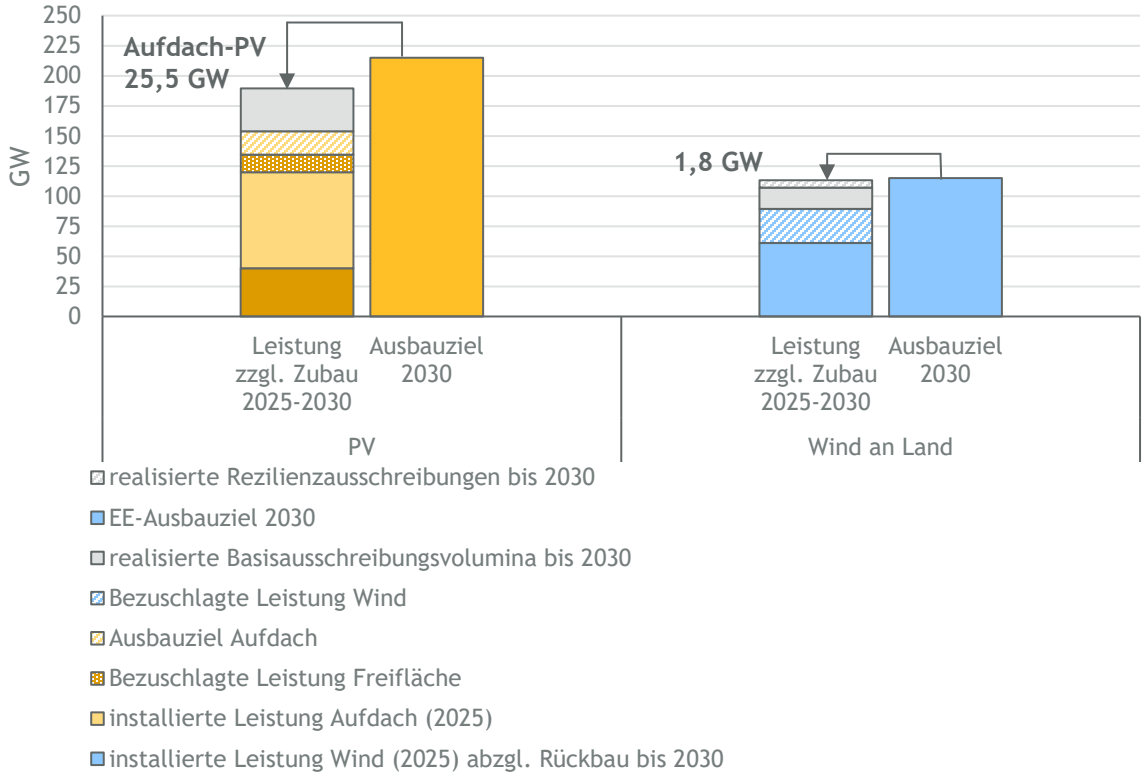
Neuerungen EEG-E 2027

- Resilienzausschreibungen lösen Innovationsausschreibungen ab, weil die Kombination aus Speichern und PV-Freifläche als neuer Standard angesehen wird.
- Das jährliche Basisausschreibungsvolumen der Resilienzausschreibungen ist mit 4 GW (davon 3,5 GW Wind an Land und 0,5 GW PV-Freifläche) mehr als 4-mal so hoch.
- Der Höchstwert steht noch nicht fest.[3]

1: EEG-Novelle 2027, EEG-2021, EEG-2023 und Auktionsergebnisse (BNetzA 2026) | 2: Zukünftig wird es jährlich weiterhin 2 Gebotstermine geben. | 3: Der Finanzierungsbedarf für Resilienzausschreibungen ist in den Haushaltsangaben noch nicht enthalten. Die Details zu den qualitativen Kriterien und Höchstwerten folgen per Verordnung (§ 88d EEG 2027).

Die Ausbauziele für Wind an Land und PV bis 2030 können erreicht werden.

Realisierter Zubau nach EEG-E 2027 ggü. EE-Ausbauziel 2030[1]



Kommentar

- Für Wind an Land und PV könnten die Ausbauziele durch die Ausschreibungsvolumina erreicht werden. Kumulierte Effekte von RDV und weiteren Restriktionen können zu Gebotsreduktion oder Unterzeichnung führen (siehe auch Folie 27).
- Die Differenz von 25,5 GW kann durch zusätzliche kleine PV-Aufdachanlagen geschlossen werden. Bisher sichert die Regierung ein jährliches Ausbauziel von 6,5 GW. Wird dieses Ziel nicht erreicht, wird die Differenz zusätzlich in den Auktionen für PV-Freifläche ausgeschrieben.
- PPAs können nicht zur Deckung der Differenz beitragen, da die realisierten Volumina im Rahmen der automatischen Mengenanpassung die Ausschreibungsvolumina für PV-Freifläche reduzieren.
- Im Klimaschutzprogramm[2] sind zusätzliche 12 GW Wind an Land ausgeschrieben, die sich auf bereits genehmigte Anlagen beziehen und zur Zielerreichung im Jahr 2030 beitragen sollen.
- Bis 2030 wird für Wind an Land ein Rückbau von 7 GW angenommen[3]. Bei PV ist dieser aufgrund der Lebensdauer vernachlässigbar.

1: Auktionsergebnisse (BNetzA 2026); Bezuschlagte Leistung Freifläche und Wind beschreibt Anlagen, die bezuschlagt wurden aber erst ab dem Jahr 2026 in Betrieb gehen werden. Unter Basisausschreibungsvolumina sind die Volumina der Jahre 2027 und 2028 für Wind an Land und PV-Freifläche sowie die Volumina von 2027, 2028 und 2029 für PV-Aufdach zusammengefasst. Für Wind an Land und PV-Feifläche wird eine Realisierungsdauer der Investition von 2 Jahren angenommen, für Aufdach-PV von 1 Jahr ((BNetzA 2026)). Für PV-Freifläche wird eine Realisierungsquote von 100%, für Wind an Land von 88% angenommen (EWI & BET (2025)).| 2: BMUKN (2026): Klimaschutzprogramm 2026 (KSP 2026). | 3: 50Hertz, Amprion, TenneT, & TransnetBW (2025)

3

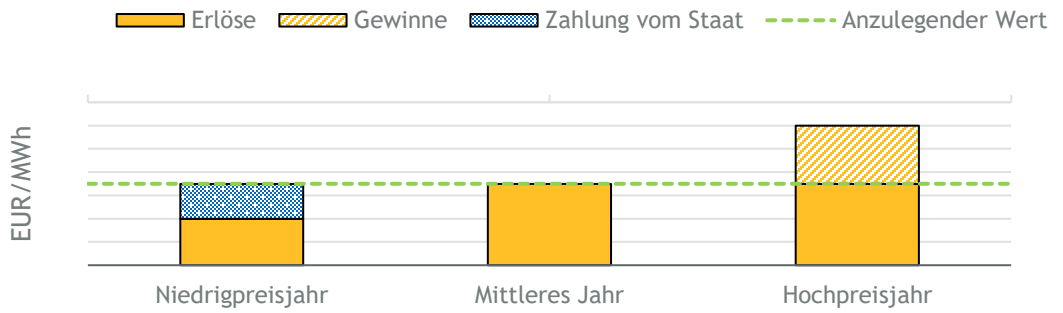
Von der gleitenden Marktprämie zu zweiseitigen Differenzverträgen

EEG-E 2027: Umstellung von der gleitenden Marktprämie zu zweiseitigen Differenzverträgen.

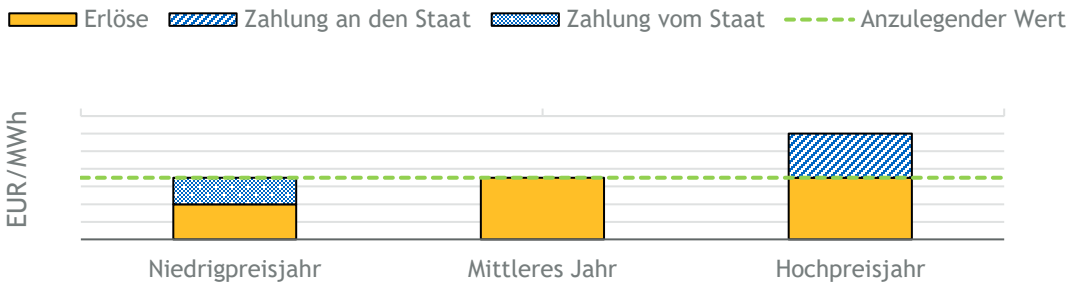
Einführung von zweiseitigen Differenzverträgen

- Ab dem 17. Juli 2027 sind direkte Preisstützungssysteme als zweiseitige Differenzverträge oder gleichwertige Systeme mit Abschöpfungsmechanismus auszugestalten (Art. 19d, Verordnung (EU) 2024/1747). Gleichzeitig endet die beihilferechtliche Genehmigung des EEG am 31.12.2026.
- Bisherige gleitende Marktprämie ist ohne Rückzahlungsmechanismus nicht mehr beihilferechtskonform.
- **Ausgestaltung von zweiseitigen Differenzverträgen im EEG-E 2027:**
  - **Abschöpfungsmechanismus:** Die Abschöpfung erfolgt grundsätzlich, wenn der Jahresmarktwert den anzulegenden Wert übersteigt.
  - **Dynamische Abschöpfung:** Dem Betreiber verbleibt in jeder Viertelstunde ein Mindesterlös, damit die Rückzahlungspflicht bei niedrigen positiven Preisen nicht die Liquidität gefährdet.
  - **Negativpreisstunden** werden nicht vergütet und weiterhin als Laufzeitverlängerung angehangen.

Funktionsweise für eine Anlage: Gleitende Marktprämie



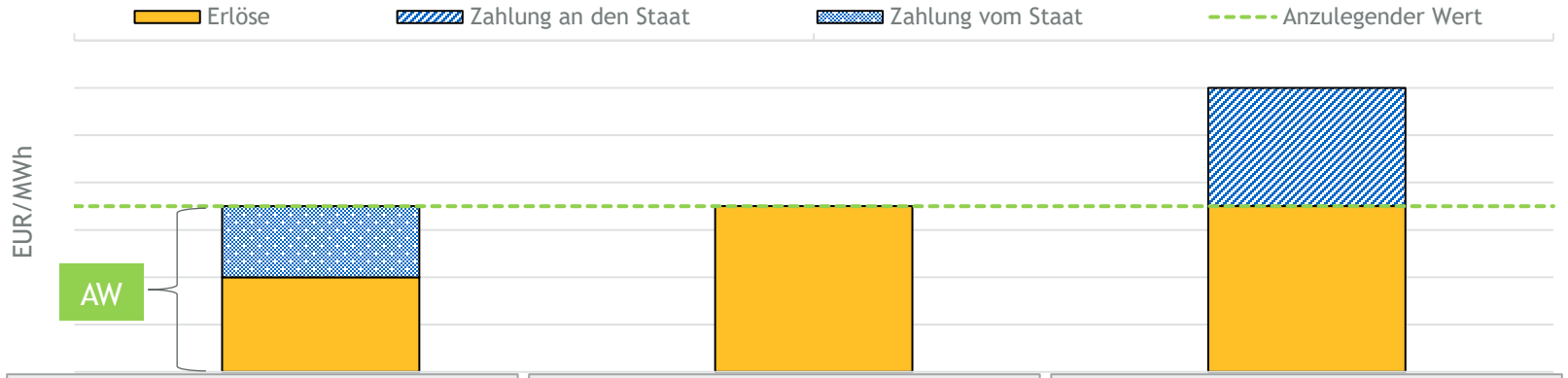
Funktionsweise für eine Anlage: Zweiseitige Differenzverträge



Investitionsentscheidung: Kosteneffizienz durch zweiseitige Differenzverträge

Investitionsebene

Jährliche Ermittlung der Zahlungen in drei beispielhaften Jahren mit unterschiedlichen Preisniveaus für eine Anlage



Niedrigpreisjahr	Mittleres Jahr	Hochpreisjahr
JW < AW	JW = AW	JW > AW
Staat zahlt Differenz aus Markterlösen und dem AW in Form einer Marktprämie an Betreiber.	Weder Förderung noch Abschöpfung. Betreiber erzielt seine Erlöse in Höhe des AW.	Betreiber zahlt Gewinne über dem AW an den Netzbetreiber. Diese Rückzahlungen fließen an das EEG-Konto.

RB = JW − AW

Refinanzierungsbeitrag (RB)

Der RB ergibt sich aus der Differenz von technologiespezifischem JW und AW. Der RB wird rückwirkend für ein Jahr berechnet. Diese Stunden-konstante Rückzahlung je kWh ist jahresrückwirkend an den Netzbetreiber zu entrichten.

Jahresmarktwert (JW)

Der tatsächliche Jahresmittelwert des Marktwerts für die jeweilige Technologie.

Anzulegender Wert (AW)[1]

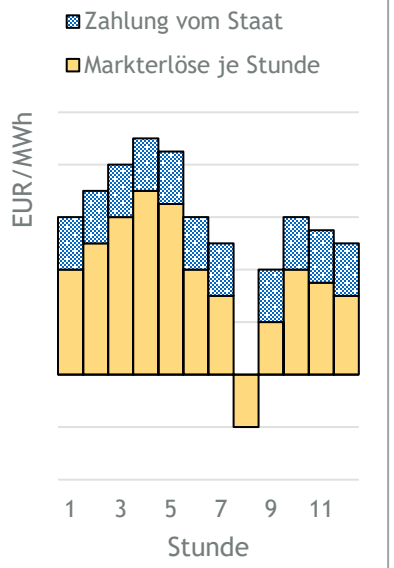
Der in der Ausschreibung ermittelte oder gesetzlich bestimmte Wert je Anlage.

1: Wir unterstellen eine wirksame Wettbewerbssituation, die durch eine Überzeichnung der Ausschreibungen gekennzeichnet ist. In dieser Konstellation wirkt der wettbewerbliche Preisbildungsmechanismus so, dass die Bieter ihre Gebote zur Sicherung eines Zuschlags an ihren realen Stromgestehungskosten (LCOE) orientieren.

Symmetrische Erlössicherung: Der Mechanismus in Niedrig- und Hochpreisjahren

Einsatz-entscheidung

Niedrigpreisjahr: Erlöse pro Stunde

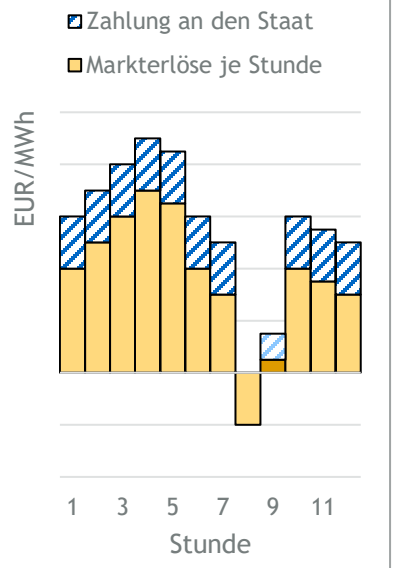


Niedrigpreisjahr

JW < AW

- Der Betreiber erhält in jeder Stunde den aktuellen Spotmarktpreis am Markt.
- Zusätzlich wird eine Marktprämie (Differenz zwischen AW und JW) ausgezahlt, die die Refinanzierung der Fixkosten absichert.
- Durch den technologiespezifischen JW behält der Betreiber Mehrerlöse, wenn er Strom (z. B. via Speicher) in Stunden mit überdurchschnittlich hohen Spotpreisen vermarktet.
- Besonderheit Negativpreise: In Stunden mit negativen Preisen sinkt der Förderanspruch auf null, um einen Anreiz zur Abregelung zu setzen.[1]

Hochpreisjahr: Erlöse pro Stunde



Hochpreisjahr

JW > AW

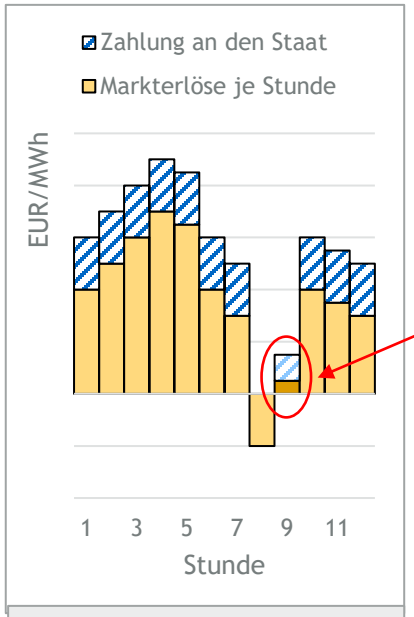
- Der Betreiber erzielt zunächst hohe direkte Markterlöse je Stunde am Strommarkt.
- Rückwirkend für das Jahr wird ein Refinanzierungsbeitrag fällig, der Übergewinne oberhalb des anzulegenden Werts abführt. Der RB ist pro Stunde konstant und basiert auf dem durchschnittlichen JW.
- „Dynamische Abschöpfung“: In einzelnen Stunden mit sehr geringen Spotmarktpreisen wird die Rückzahlungspflicht automatisch reduziert. Andernfalls hätten EE-Anlagen einen Anreiz abzuregeln.
- Die Reduktion der Rückzahlung stellt sicher, dass dem Betreiber in jeder Betriebsstunde mindestens seine variablen Kosten (Mindesterlöse) verbleiben und er nicht unter seine Grenzkosten rutscht.

1: Diese Regelung greift immer und gilt unabhängig davon, ob es sich um ein Niedrigpreisjahr, ein mittleres Jahr oder ein Hochpreisjahr handelt.

Wirtschaftlichkeit im Hochpreisjahr: Dynamische Abschöpfung verhindert unwirtschaftliche Abschaltung in Niedrigpreisstunden

Einsatz-entscheidung

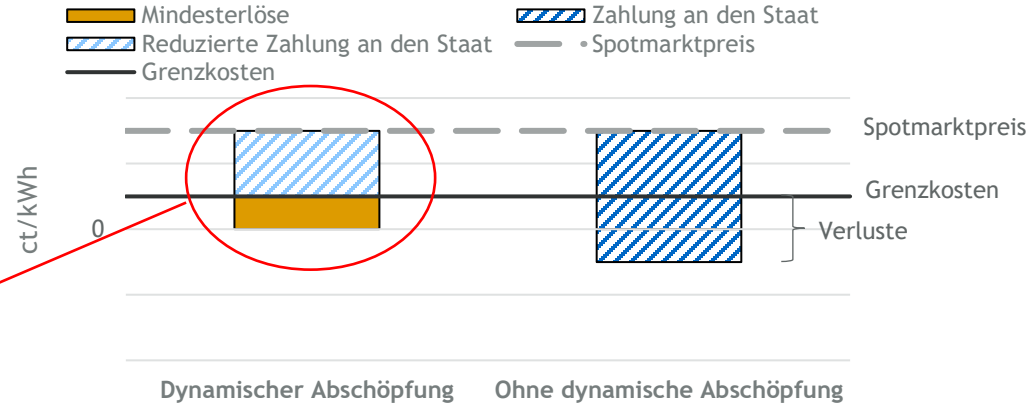
Erlöse pro Stunde



Hochpreisjahr

JW > AW

Erlöse in Stunde 9 mit und ohne dynamische Abschöpfung



Hochpreisjahr in einer Stunde mit niedrigem Spotmarktpreis

SP ≤ RB + ME

Marktsignal bleibt bestehen: Bei positiven Preisen wird erzeugt

- Die Anpassung erfolgt automatisch in jeder Viertelstunde, in der der Spotmarktpreis kleiner oder gleich der Summe aus regulärem RB und Mindesterlös ist.
- In Stunden mit geringen Preisen wird der RB so reduziert, dass dem Betreiber immer ein Mindesterlös bleibt.

Berechnung des angepassten RB

$RB_a = SP - ME$

Angepasster Refinanzierungsbeitrag (RB_a)

In einzelnen Stunden mit sehr geringen Spotmarktpreisen wird die Rückzahlungspflicht automatisch reduziert.

Spotmarktpreis (SP)

Preis für Strom (ct/kWh), der sich täglich in der Auktion am Day-Ahead-Markt an der Strombörse ergibt.

Mindesterlöse (ME)

Technologiespezifische Festwerte, die dazu dienen, die variablen Betriebskosten zu decken (Wind an Land: 1 ct/kWh; Solar: 0,5 ct/kWh).

Beispiel: Anpassung des Refinanzierungsbeitrags einer PV-Anlage im Hochpreisjahr

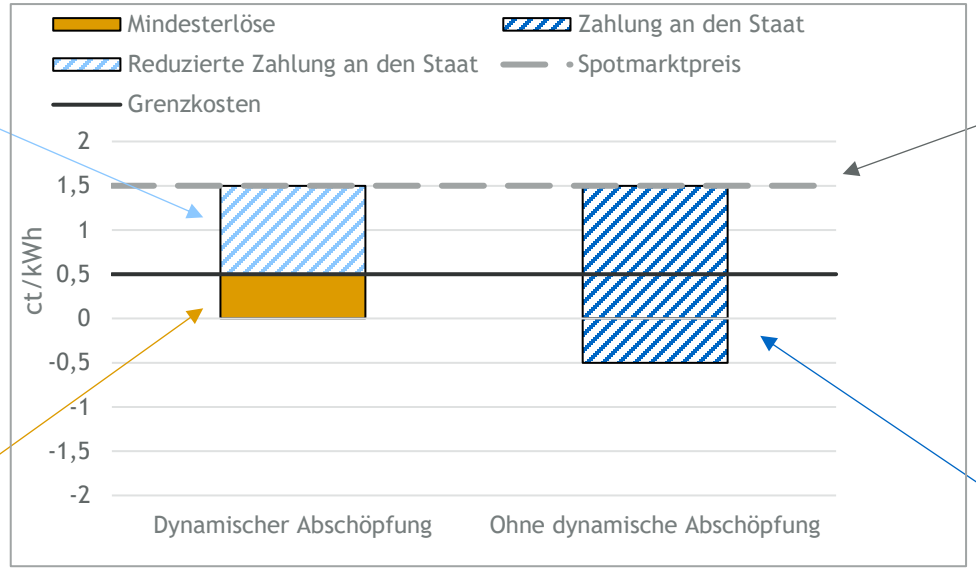
Einsatz-entscheidung

Ausgewählte Stunde mit niedrigem Spotmarktpreis im Hochpreisjahr: Mit und ohne dynamische Abschöpfung am Beispiel einer PV-Anlage

Angepasster Refinanzierungsbeitrag

Der Refinanzierungsbeitrag wird auf 1 ct/kWh reduziert, sodass die Mindesterlöse gedeckt werden.

1 ct/kWh = 1,5 ct/kWh − 0,5 ct/kWh



Spotmarktpreis

Wir betrachten eine Stunde mit einem Spotmarktpreis von 1,5 ct/kWh.

1,5 ct/kWh ≤ 2 ct/kWh + 0,5 ct/kWh

Mindesterlöse

Die variablen Betriebskosten betragen für Solar 0,5 ct/kWh.

Refinanzierungsbeitrag

Wir befinden uns in einem Hochpreisjahr und der Refinanzierungsbetrag in diesem Beispiel beträgt 2 ct/kWh.

Dynamische Abschöpfung

Der angepasste Refinanzierungsbetrags reduziert sich auf 1,0 ct/kWh. 0,5 ct/kWh werden zur Deckung der Betriebskosten behalten. Die Mindesterlöse sichern einen Anreiz zur Produktion.

Ohne dynamische Abschöpfung

Ohne dynamische Abschöpfung müsste der Betreiber 2,0 ct/kWh von 1,5 ct/kWh Markterlösen an den Staat zahlen. Somit würden Verluste entstehen. Es gibt keinen Anreiz zur Produktion.

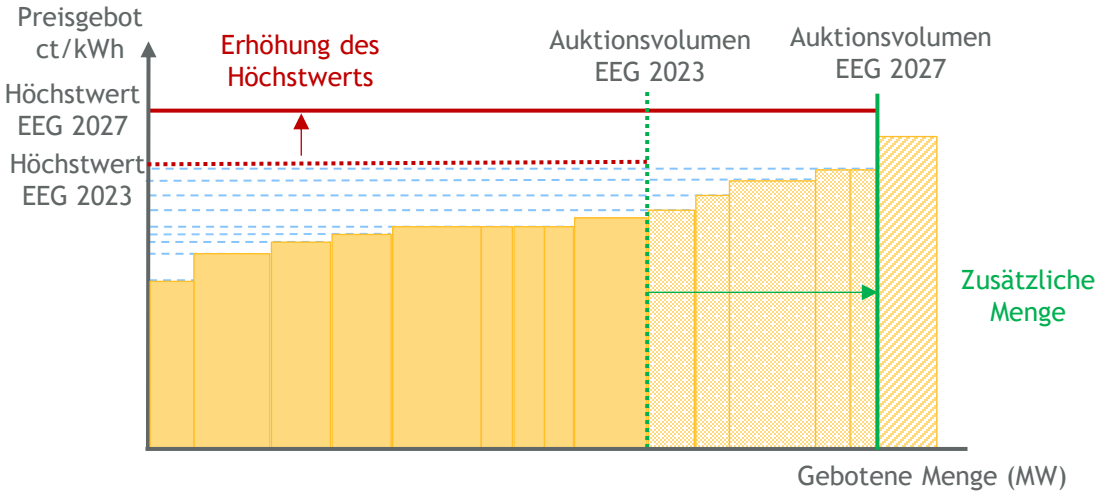
4

Einfluss der ausgewählten Maßnahmen auf das Auktionsergebnis

Die Wirkung von indirekten Maßnahmen auf die Preisgebote unterscheidet sich je nach Wettbewerbssituation.

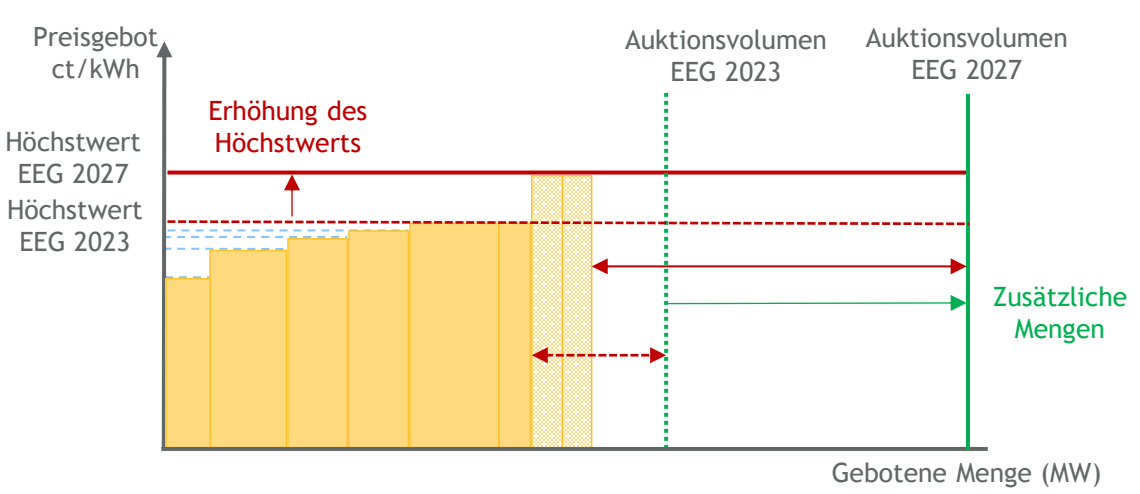
Indirekte	Akteursebene
Anpassung & Degression der Höchstwerte	
Anpassung der Ausschreibungsvolumina	
Einführung von Resilienzausschreibungen	

Starker Wettbewerb



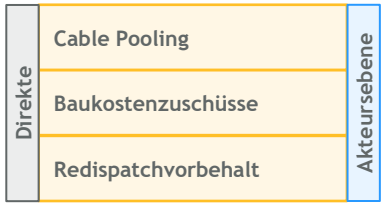
- **Best case:** Preisgebote sinken durch hohen Wettbewerbsdruck unterhalb des Niveaus der realen Stromgestehungskosten, was maximale Ausbaumengen bei kosteneffizienter Förderung ermöglicht.
- **Risiko**: Sollte die Mengensteigerung dazu führen, dass der Wettbewerb nachlässt (Übergang zur Unterzeichnung), würden die Preisgebote in Richtung des Höchstwerts steigen.

Geringer Wettbewerb

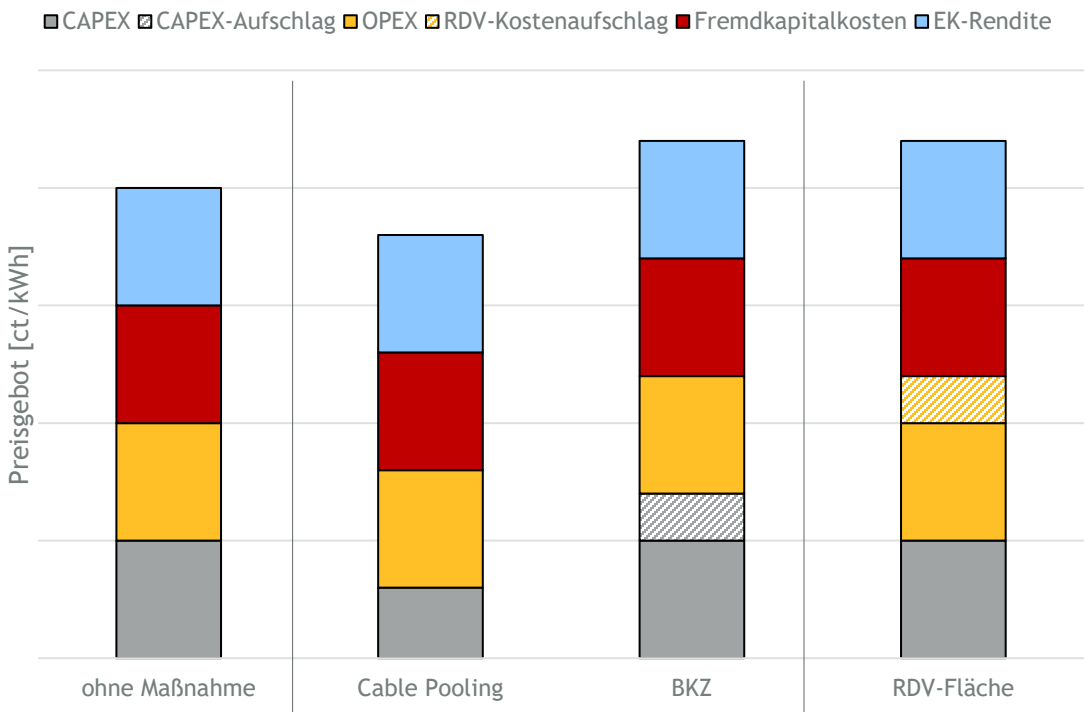


- **Die Unterzeichnung verschärft sich:** Trotz der Erhöhung des Höchstwerts überwiegt der Effekt des höheren Ausschreibungsvolumens.
- **Reaktion:** Mittels automatischer Mengenanpassung kann die BNetzA das Volumen für den nächsten Termin kürzen, um künstlich wieder Wettbewerb herzustellen und Überförderung zu vermeiden.

Die direkten Maßnahmen erhöhen oder senken das Preisgebot.



Maßnahmen mit direkter Wirkung auf das Preisgebot unter Wettbewerb[1]



Keine zusätzliche Wirkung auf das Preisgebot	Maßnahmen mit Wirkung auf die CAPEX	Maßnahme mit Wirkung auf das Erlöspotenzial

Maßnahmen mit Wirkung auf die CAPEX unter Wettbewerb[2]

Cable Pooling:

- Gemeinsame Nutzung von Netzverknüpfungspunkten durch mehrere Anlagen (z. B. Solar und Speicher).
- Senkung der CAPEX: Effizientere Auslastung der Infrastruktur ermöglicht niedrigere Gebotswerte.

Baukostenzuschüsse (BKZ):

- Einmalige Beteiligung der Anlagenbetreiber an den Kosten des Netzausbaus.
- Erhöhung der CAPEX: Investoren an netzkritischen Standorten müssen höhere Kosten in ihr Gebot einpreisen, während netzgünstige Standorte durch geringere BKZ wettbewerbsfähiger bleiben.

Maßnahme mit Wirkung auf das Erlöspotenzial unter Wettbewerb[2]

Ausweisung von kapazitätslimitierten Gebieten (RDV-Fläche):

- Anschluss neuer Anlagen in kapazitätslimitierten Gebieten erfolgt nur unter Verzicht auf finanziellen Ausgleich bei Redispatch-Maßnahmen.
- **Internalisierung des Abregelungsrisikos:** Ein Sinken der erwarteten Volllaststunden durch den RDV verteilt die Fixkosten auf weniger Stromertrag und erhöht so direkt das Preisgebot.

1: Es wird angenommen, dass starker Wettbewerb vorliegt und das Preisgebot unterhalb der LCOE liegen kann. Unter geringem Wettbewerb würde sich das Preisgebot um einen strategischen Aufschlag erhöhen. |
2: Die Maßnahmen sind grundsätzlich nicht nur isoliert zu betrachten, sondern wirken komplementär. Da Anschluss- und Engpasskosten regional korrelieren, verstärkt ihr Zusammenspiel die Standortwahl an netzdienlichen Knotenpunkten.

Der Wechsel des Fördersystems: Die zentrale Rolle der Risikobewertung unter zweiseitigen Differenzverträgen

Wettbewerbsintensitität

Indirekte	EEG	Anpassung und Degression der Höchstwerte
		Anpassung der Ausschreibungsvolumina
		Einführung von Resilienzausschreibungen
Direkte	Netz-paket	Cable Pooling[1]
		Redispatchvorbehalt
		Baukostenzuschüsse für Erzeuger

- Wie bisher betrachtet wirken die Maßnahmen direkt oder indirekt auf das Preisgebot und damit auch auf das Auktionsergebnis.
- Die Wirkung ist abhängig von der Wettbewerbsintensität.
- Auch unter zweiseitigen Differenzverträgen wirken die Maßnahmen weiterhin auf das Auktionsergebnis.

Auktionsergebnis

Risikobewertung **Wettbewerbsintensitität**

Direkte	EEG	**Zweiseitige Differenzverträge**

- Die Ausgestaltung der Förderung beeinflusst den anzulegenden Wert und damit auch das Preisgebot.
- Die Wirkung zweiseitigen Differenzverträge auf das Preisgebot und somit das Auktionsergebnis hängt neben dem Wettbewerb zentral von der Risikobewertung ab.
- **Im folgenden wird die Risikobewertung diskutiert.**

Zweiseitige Differenzverträge: Verschiedene Risiken auf der Investitionsebene wirken auf das Preisgebot.

Bundeshaushalt

- Förderziel: Risikominimierung für den Investor unter Kosteneffizienz, sodass sich die Investition lohnt und die EE-Ausbauziele erreicht werden können.
- Der RB führt Mehrerlöse an dass EEG-Konto zurück.
- Die Höhe der Haushaltsentlastung ist unsicher, da diese von den auf das Preisgebot wirkenden Risiken der Investitionsebene abhängt.

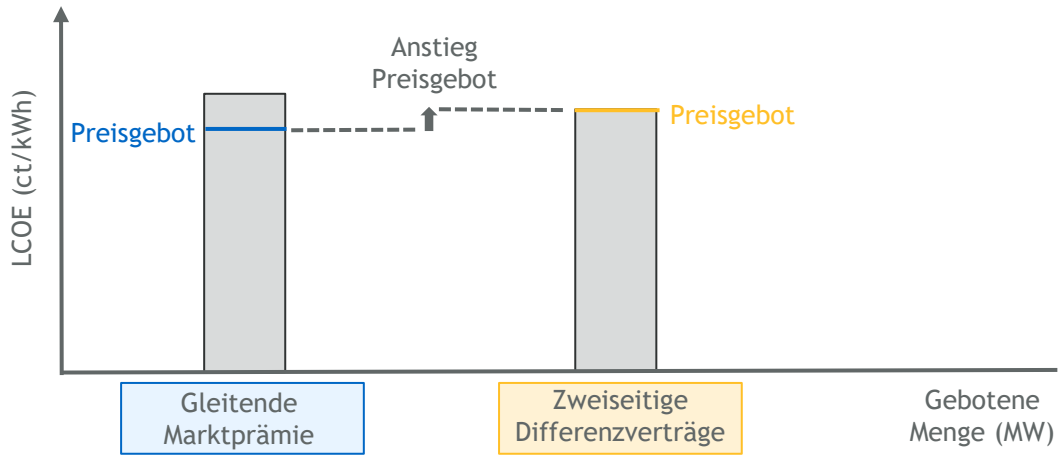
	Investitionsebene[1]		
	Preisrisiko und Erlösrisiko	**Kapitalkostenrisiko**	**Mengenrisiko**
Status quo: Gleitende Marktprämie	Absicherung nach unten durch die Marktprämie; Gewinne über dem anzulegenden Wert können vollständig einbehalten werden. Je nach technologiespezifischer Erlöserwartung wird unterhalb der LCOE geboten.	Unsichere Gewinne führen zu höheren Risikoaufschlägen bei Banken.	Wetter & Negativpreise: Volle Risikoexposition des Betreibers bei wetterbedingten Schwankungen.
EEG-E 2027: Zweiseitige Differenz-verträge	Zweiseitige Absicherung begrenzt die Erlöse in Hochpreisphasen. Das Gebot entspricht den LCOE, da die Erlöse abgeführt werden. Somit ist das Preisgebot höher als unter der gleitenden Marktprämie.	Höhere Erlössicherheit ermöglicht höhere Fremdkapitalanteile und senkt die Zinsen.	Analog zur gleitenden Marktprämie. Darüber hinaus Investitions-zurückhaltung durch Systemumstellung möglich.

Wirkung auf das Preisgebot

Quellen: BMWE (2024); Kitzig, Held, Gephart, Wagner, Anatolitis & Klessmann (2024); Đukan, Keles & Kitzig (2025); Johanndeiter; Finke & Heuer (2025)

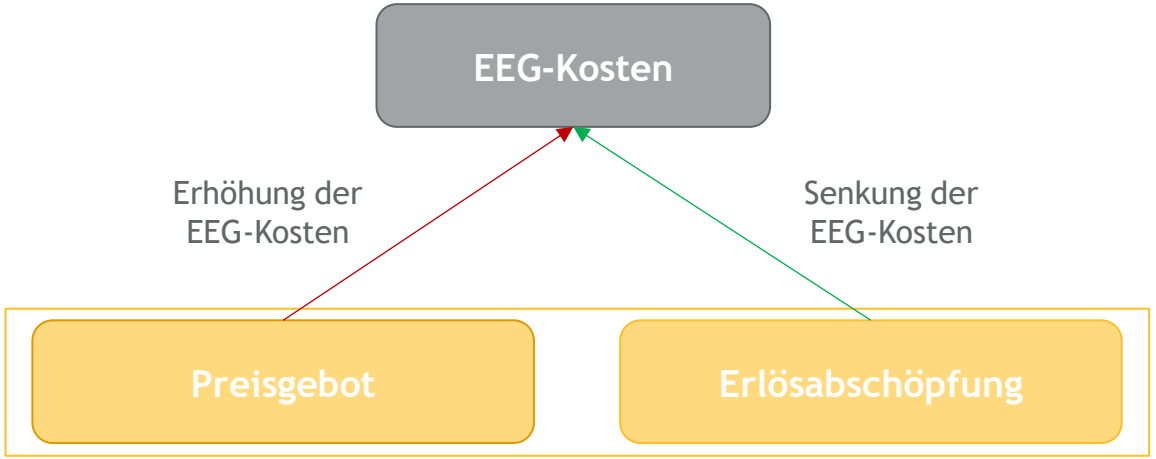
Verschiebung von „niedrigem Gebot ohne Abschöpfung“ zu „höherem Gebot mit Abschöpfung“

Gleitende Marktprämie und zweiseitige Differenzverträge: Schematische Darstellung der LCOE und Preisgebote unter Wettbewerb



- **Gleitende Marktprämie (Preisgebot < LCOE):** Je nach Erlöserwartung wird unterhalb der LCOE geboten, da es keine Erlösabschöpfung gibt. Die Erlöserwartung kann technologiespezifisch variieren.
- **Zweiseitige Differenzverträge (Preisgebot = LCOE):** Das Preisgebot resultiert aus dem Nettoeffekt zwischen wegfallenden Mehrerlösen und sinkenden Kapitalkosten. Laut Aurora (2026) senkt der Wechsel die Projektrenditen um einen Prozentpunkt, was durch einen um 7–8 €/MWh höheren Gebotspreis ausgeglichen werden könnte.[1]

Zweiseitige Differenzverträge: Wirkung auf die EEG-Kosten unter Wettbewerb



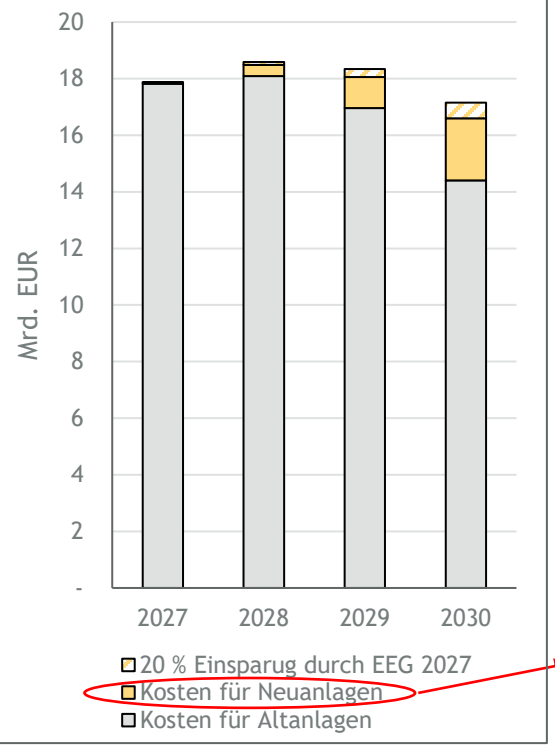
- Überwiegt der Wegfall der Mehrerlöse den Kapitalkostenvorteil, steigen die **Preisgebote** und damit auch die EEG-Kosten.
- Die **Erlöse** über dem Preisgebot können unter zweiseitigen Differenzverträgen abgeschöpft werden. Dadurch sinken die EEG-Kosten.
- Die Netto-Wirkung auf die EEG-Kosten ist aufgrund zahlreicher Wechselwirkungen nicht exakt bestimmbar. Das Ziel ist jedoch klar: **langfristige Kosteneffizienz für den Bundeshaushalt.**

1: Aurora Energy Research (2026)

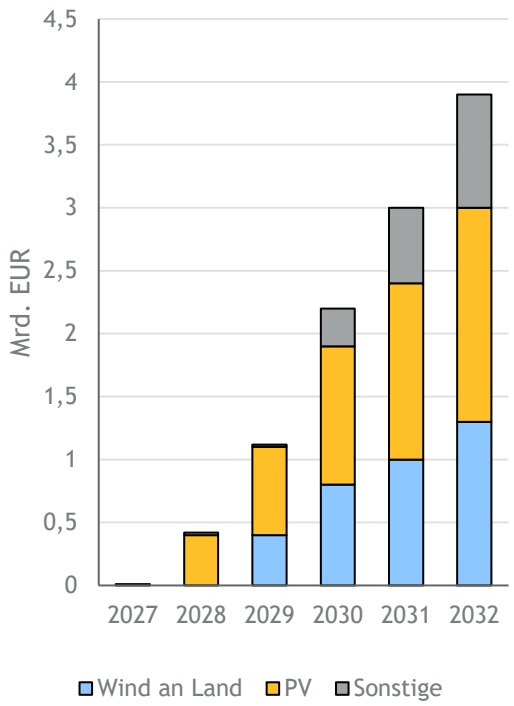
Laut BMWE (2026a) sind für Neuanlagen Kosteneinsparungen von über 20 % im Vergleich zur aktuellen Gesetzeslage möglich.

Systemebene

Kosten für Alt- und Neuanlagen[1]



EEG-2027: Kosten für Neuanlagen[2]



Für die Einordnung ist folgendes relevant:

1. Laut BMWE (2026a) kann das **Einsparpotenzial sogar > 20 %** sein: Durch zweiseitige Differenzverträge, der Streichung der Einspeisevergütung für kleine Solaranlagen, der Ausweitung der Direktvermarktungsplicht und der Anpassung der Ausschreibungsvolumina. Dem gegenüber stehen Maßnahmen wie der Redispatch-Vorbehalt. Hierdurch könnten die **Förderkosten stark steigen**. So warnt das Umweltbundesamt allein bei der Windenergie vor Mehrkosten von bis zu 40 Milliarden Euro, da Bieter das Risiko unentschädigter Abregelungen durch Gebotspreissteigerungen von bis zu 1,5 ct/kWh internalisieren müssen.[3]
2. **Refinanzierungsbeitrag:** Signifikante Abschöpfungserlöse erwartet; Umfang aufgrund von Preisunsicherheiten noch volatil.
3. **PPA-Anreiz:** Abschöpfungsmechanismus fördert marktlichen Ausbau ohne staatliche Förderung (zusätzliche Bundeshaushaltsentlastung).
4. **Stabilität der Gebote:** Höhere Erlössicherheit senkt Kapitalkosten und kompensiert so das Abschöpfungsrisiko.
5. **Zeitversatz:** Volle Haushaltswirkung vieler Effekte aufgrund von Realisierungsfristen erst nach dem Jahr 2030 zu erwarten.

1: Die Summe der Kosten entspricht den EEG-Kosten im Trendszenario der Mittelfristprognose (50Hertz, Amprion, TenneT, & TransnetBW (2025)). Für alle Neuanlagen wurde angenommen, dass 20 % der EEG-Kosten durch die Einführung von zweiseitigen)Differenzverträgen eingespart werden können (BMWE (2026a)). | 2: Die EEG-Kosten für Neuanlagen stammen aus der Übersicht zu dem Finanzierungsbedarf im Referentenentwurf des EEG. | 3: K. Wiedemann (Tagesspiegel Background (2026))

Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln

EWI - EINE WISSENSFABRIK

Das EWI ist gemeinnützig und versteht sich als Wissensfabrik mit dem Ziel, neues Wissen über zunehmend komplexe Energiemärkte zu schaffen, zu verbreiten und nutzbar zu machen.

Forschungs- und Beratungsprojekte

Das EWI forscht und berät zu zunehmend komplexen Energiemärkten – praxisnah, energieökonomisch fundiert und agenda-neutral.

Neuste volkswirtschaftliche Methoden

Das EWI analysiert den Wandel der Energiewelt mit neusten volkswirtschaftlichen Methoden und detaillierten computergestützten Modellen.

EWI Academy

Das EWI bietet Trainings zu aktuellen energiewirtschaftlichen Themen für Unternehmen, Politik, NGOs, Verbände sowie Ministerien an.

KONTAKT

Dr. Lisa Just
lisa.just@ewi.uni-koeln.de
+49 (0)221 650 745-45

https://www.ewi.uni-koeln.de

@ewi_koeln

EWI – Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln

Quellenverzeichnis

Aurora Energy Research (2026)	Impact of Two-Sided CfDs on Renewables Business Cases and Buildout. URL: https://www.strommarkttreffen.org/wp-content/uploads/2026/05/Aurora_EEG_Strommarkttreffen_May26.pdf, letzter Zugriff am: 20.05.2026
50Hertz, Amprion, TenneT, & TransnetBW (2025)	EEG-Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2026 bis 2030. URL: https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/EEG-Finanzierung/Mittelfristprognosen/Mittelfristprognose-2026-2030, letzter Zugriff am: 20.05.2026
Bundesnetzagentur (2026)	Ausschreibungen für EE- und KWK-Anlagen. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/start.html, letzter Zugriff am: 20.05.2026
BMWE (2024)	Strommarktdesign der Zukunft: Optionen für ein sicheres, bezahlbares und nachhaltiges Stromsystem. URL: https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.html, letzter Zugriff am: 20.05.2026
BMWE (2026a)	Entwurf eines Gesetzes für einen planbaren, kosteneffizienten, netzverträglichen und marktorientierten Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor.
BWME (2026b)	Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Synchronisierung des Anlagenzubaus mit dem Netzausbau sowie zur Verbesserung des Netzanschlussverfahrens.
BWME (2026c)	Das neue EEG - von der Förderung zur marktbasierten Abrechnung.
BMUKN (2026)	Klimaschutzprogramm 2026 (KSP 2026).URL: https://www.bundesumweltministerium.de/download/klimaschutzprogramm-ksp-2026, letzter Zugriff am: 20.05.2026
EWI & BET (2025)	Energiewende. Effizient. Machen. – Monitoringbericht zum Start der 21. Legislaturperiode, im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. URL: https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/energiewende-effizient-machen-monitoringbericht/, letzter Zugriff am: 20.05.2026
EWI (2026)	RFNBO-Compliant PPAs in Germany. URL: https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/rfnbo-compliant-ppas-in-germany/, letzter Zugriff am: 20.05.2026
K. Wiedemann (2026)	Redispatch-Vorbehalt könnte EEG-Kosten um 40 Milliarden Euro erhöhen. URL: https://background.tagesspiegel.de/energie-und-klima/briefing/redispatch-vorbehalt-koennte-eeg-kosten-um-40-milliarden-euro-erhoehen, letzter Zugriff am: 20.05.2026
Kitzig, Held, Gephart, Wagner, Anatolitis & Klessmann (2024)	Contracts-for-Difference to support renewable energy technologies: Considerations for design and implementation. European University Institute, 2024.
Đukan, Keles & Kitzig (2025)	The impact of two-sided contracts for difference on debt sizing for offshore wind farms. The Energy Journal, 2025, 46. Jg., Nr. 5, S. 145-188.
Johanndeiter, Finke & Heuer (2025)	Most certainly certain? The Impact of Contract for Difference Design on Renewables' Strike Prices and Electricity Market Risks. arXiv preprint arXiv:2512.17508, 2025.