



PPA-MARKTANALYSE 2025

Datenüberblick und wichtigste Entwicklungen



Ein Projekt von

dena

DIHK

In Zusammenarbeit mit

PEXAPARK

April 2026

Kernbotschaften

- 1** **Deutschland verliert die Vorreiterrolle im europäischen PPA-Markt.** Nach starken Abschlussvolumen in den Jahren 2023 und 2024 ist Deutschland vom zweiten auf den vierten Platz hinter Spanien, Italien und Polen zurückgefallen. Die Abschlusszahlen bewegen sich wieder auf dem Niveau von 2020 bis 2022.
- 2** **Die PPA-Preise gehen weiter zurück, insbesondere Stand-alone-Solaranlagen stehen unter starkem Erlösdruck.** Aufgrund von gesunkenen Terminmarktpreisen, eines starken Photovoltaik-Zubaus und wenig Flexibilität im Stromsystem fallen die Marktwerte von Photovoltaik deutlich. Wesentlicher Indikator hierfür ist der stark gestiegene Anteil von Photovoltaik-Produktion in Zeiten negativer Preise: 2025 fiel knapp ein Viertel der Solarstromerzeugung in Perioden mit negativen Preisen an.
- 3** **Batteriespeicher und Co-Location werden wesentlicher Bestandteil des PPA-Marktes.** Aufgrund gesunkener Capture Rates werden neue Projekte zunehmend kombiniert mit Speichern realisiert, gleichzeitig werden auch Bestandsanlagen umgerüstet. 2025 wurden erstmals auch allein stehende Batterieprojekte über FPAs (Flexibility Purchase Agreements) finanziert.
- 4** **Es werden vermehrt kurzfristige PPAs mit einer Laufzeit von unter fünf Jahren abgeschlossen.** Zentrale Gründe dafür sind Unsicherheiten bei der Regulierung des zukünftigen Marktumfeldes, die daraus resultierende gesunkene Nachfrage nach langfristiger Preis- und Capture-Absicherung sowie die erhöhte Verfügbarkeit von Windparks, die temporär aus der Förderung austreten oder nach Ablauf der EEG-Förderung PPAs abschließen. Abnehmer sichern sich mit kurzfristigen PPAs als ökologischer Gegenleistung zunehmend die Vorteile wie die Strompreiskompensation oder den kürzlich beihilferechtlich genehmigten Industriestrompreis.

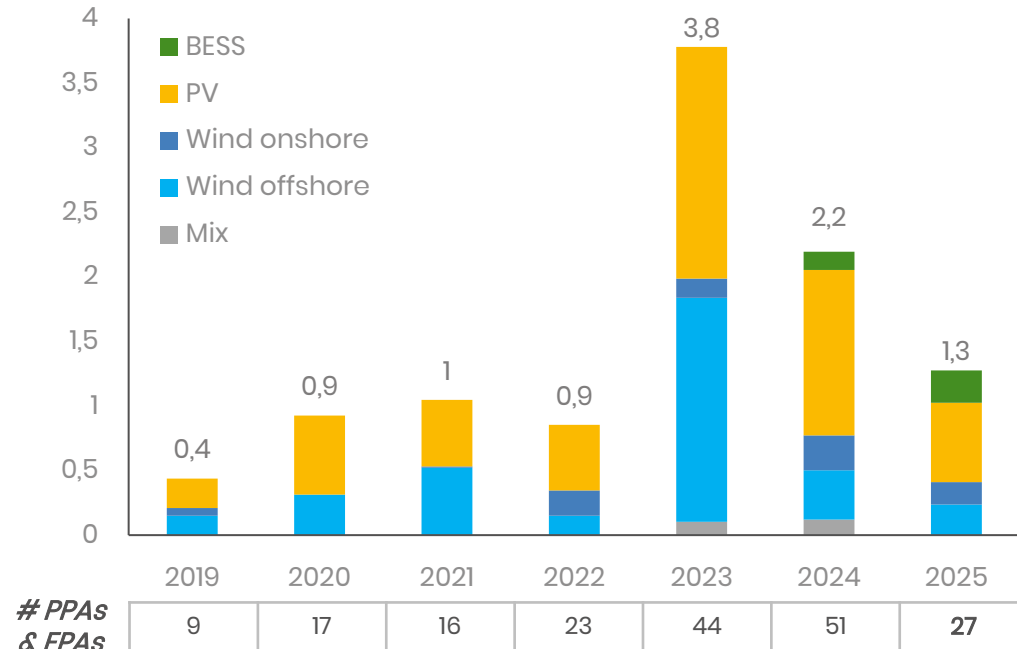
Inhalt

- 1 Kernbotschaften
- 2 Entwicklung des deutschen PPA-Marktes**
- 3 Market Insights Strommarkt Deutschland
- 4 Regulatorische Entwicklungen und Marktausblick



Sinkende PPA-Aktivität bei steigender Bedeutung von BESS

Kapazität pro Technologie unter PPAs und FPAs (GW)^{1,2}

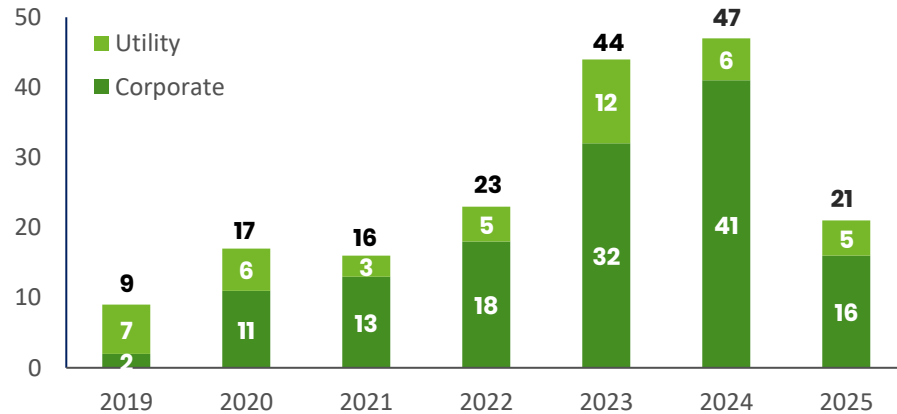


Quelle: Pexapark. Anmerkungen: ¹Nur öffentlich angekündigte, langfristige PPAs (> 5 Jahre) und FPAs sind inkludiert. ² Wenn keine Kapazität angegeben, wurde eine Umrechnung basierend auf markt- und technologiespezifischen Kapazitätsfaktoren vorgenommen.

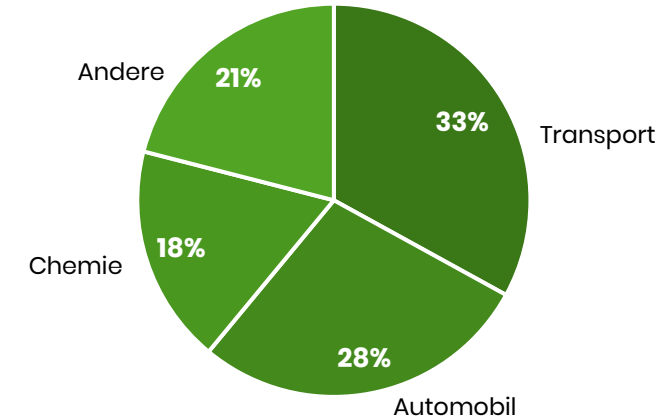
- Deutschland fiel 2025 im Ranking der größten PPA-Märkte Europas von Rang zwei auf Rang vier zurück hinter Spanien, Italien und Polen. Die Zahl der PPA- und FPA-Abschlüsse sank von 51 auf 27, während die vertraglich gesicherte Kapazität von 2,2 auf 1,3 GW zurückging. In den ersten drei Quartalen 2025 wurden nur wenige Abschlüsse verzeichnet, Q4 fiel wieder deutlich stärker aus.
- Dank der FPAs für **Batteriespeicher** (BESS, Battery Energy Storage Systems) fiel der Rückgang 2025 weniger stark aus. Ihr Volumen stieg von 140 auf 249 MW und hat sich damit im Vergleich zum Vorjahr fast verdoppelt. Die in Deutschland häufigste FPA-Struktur sind Tolling-Verträge.
- Der **stärkste Rückgang war im Solar-PPA-Segment** zu verzeichnen. Hauptursachen waren sinkende Capture Rates, Risiken durch negative Preise sowie eine gesunkene Nachfrage von Unternehmen. Der Umgang mit negativen Stunden wird jedoch zunehmend über spezifische Vereinbarungen zwischen Verkäufer und Käufer geregelt, was die Nachfrage stabilisiert.
- **Onshore- und Offshore-Wind-PPAs** bewegten sich weiterhin auf einem vergleichsweise niedrigen, aber stabilen Niveau. Insbesondere für bestehende Onshore-Windparks werden vielfach kurzfristige PPAs abgeschlossen, sowohl im Rahmen eines EEG-Opt-out als auch für ausgeforderte Anlagen.

Marktentwicklung aufgeschlüsselt nach Abnehmertyp und Branche

Anzahl der PPA-Abschlüsse in Deutschland 2019–2025



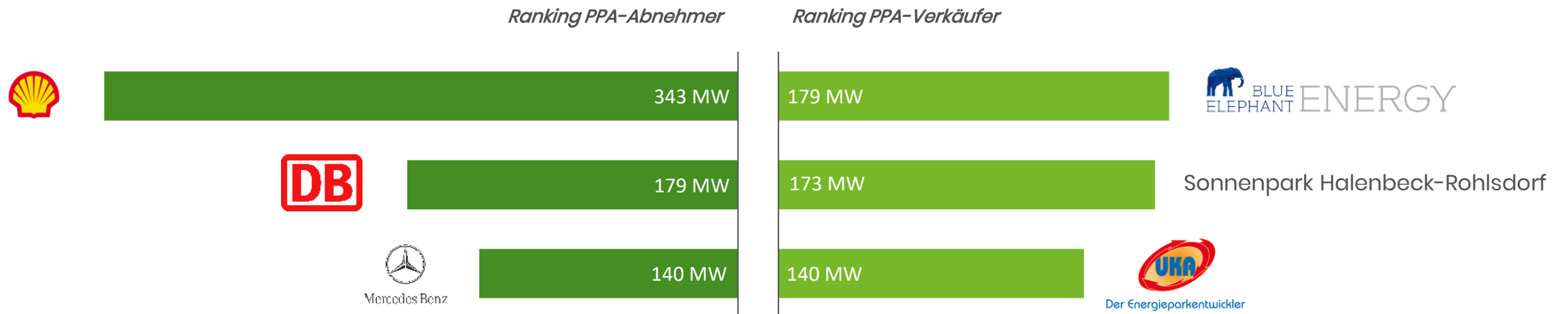
Sektoren der Corporate-Abnehmer nach installierter Leistung 2025



- Die Nachfrage von Corporates (Unternehmen) nach PPAs ging 2025 spürbar zurück. Gründe dafür waren unter anderem, dass viele Unternehmen ihre Ziele für erneuerbaren Strom bis 2025 bereits frühzeitig erreicht hatten, die geringere Nachfrage nach Solar-Profilen sowie die allgemeine wirtschaftliche Unsicherheit, die einige von der Unterzeichnung langfristiger Verträge abhielt. Gegen Ende 2025 zeigte sich jedoch eine Belebung der Nachfrage.
- Die wichtigsten Sektoren der Corporate-Abnehmer stammen aus dem Transport-, Automobil- und Chemiesektor. Zusammen repräsentieren diese Branchen 2025 mehr als drei Viertel des gesamten Corporate-PPA-Abnahmevolumentums.
- Die Zahl der PPAs mit Utilities (Versorger und Händler) als Abnehmern blieb im Vergleich zu 2024 relativ konstant.

Die PPA-Aktivität konzentriert sich auf eine kleinere Anzahl aktiver Akteure

Top 3 PPA-Abnehmer und -Verkäufer 2025 in Deutschland (nach installierter Leistung unter PPAs)



- Zu den **größten PPA-Abnehmern** zählen sowohl Utilities als auch Unternehmen aus dem Transport-, Automobil- und Chemiesektor. Auf der **Verkaufsseite** sind IPPs (Independent Power Producer bzw. Stromerzeuger), Projektentwickler und Utilities vertreten, ebenso einer der größten Solarparks Deutschlands.
- **Große Käufer** haben damit begonnen, mehrere PPAs mit unterschiedlichen Akteuren abzuschließen und damit ihre Lieferanten zu diversifizieren. Insgesamt sind jedoch auch hier die eingekauften Mengen im Vergleich zum Vorjahr zurückgegangen.

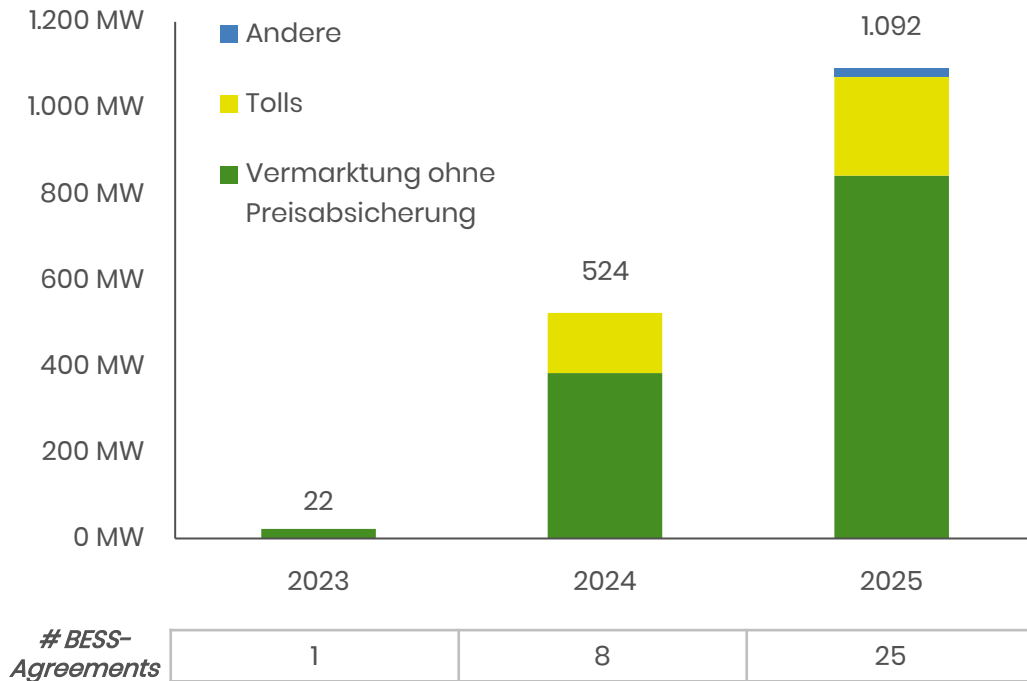
Segmentierung des PPA-Marktes nach Technologien

	Solar-PPAs 	Offshore-Wind-PPAs 	Onshore-Wind-PPAs 
Segmentierung	<p>PPAs für neue Solarprojekte, die im EEG kein Anrecht auf Förderungen durch die Marktprämie haben (da > 20 MW) oder in den Auktionen keinen Zuschlag erhalten haben</p>	<p>Zwei unterschiedliche PPA-Submärkte:</p> <ul style="list-style-type: none"> • PPAs für neue, ungeforderte Offshore-Windprojekte • PPAs für bestehende Offshore-Windparks, die aus der Vergütung oder in eine tiefere Vergütungsstufe fallen 	<p>Drei unterschiedliche PPA-Submärkte:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Langfristige PPAs für neue Onshore-Windprojekte ohne Zuschlag • Kurzfristige PPAs für Anlagen, die nach 20 Jahren aus dem EEG fallen (Ü20-Anlagen) • Kurzfristige PPAs für Anlagen, die temporär aus dem EEG aussteigen
Entwicklung 2025	<p>Der Markt kühlte sich bereits Ende 2024 und 2025 spürbar ab, vor allem aufgrund von Risiken mit Blick auf Capture Rates und negativen Preisen. Gegen Ende 2025 nahm die Zahl der Solar-PPAs jedoch wieder deutlich zu, nachdem sich die Preisentwicklung stabilisiert und sich ein Konsens zur Behandlung der negativen Preise etabliert hat.</p>	<p>Insgesamt wurden 2025 nur drei Offshore-Wind-PPAs veröffentlicht, davon zwei für neu entwickelte Projekte und eines für einen bestehenden Offshore-Windpark. Es bleibt abzuwarten, inwiefern die Projekte zu den erzielten Preisniveaus wirtschaftlich umgesetzt werden können.</p>	<p>Die meisten Onshore-Windprojekte werden durch das EEG gefördert. Für 2026 ist jedoch eine Belebung des PPA-Marktes für Neuanlagen zu erwarten, bedingt durch stark überzeichnete EEG-Ausschreibungen. Ältere Bestandsanlagen, die aus der Vergütung fielen, sorgten für einen Anstieg der abgeschlossenen Verträge in den kurzfristigen Laufzeiten.</p>
Volumen	<p>0,61 GW </p>	<p>0,24 GW </p>	<p>• Langfristige PPAs: 0,17 GW • Kurzfristige PPAs: 0,58 GW </p>
Preise*	<p>35–45 EUR/MWh</p>	<p>65–75 EUR/MWh</p>	<p>55–65 EUR/MWh</p>

*Preise indikativ nach Einschätzung der Marktoffensive (10 Jahre in Struktur as produced). Aktuelle Preise abrufbar bei Pexapark.

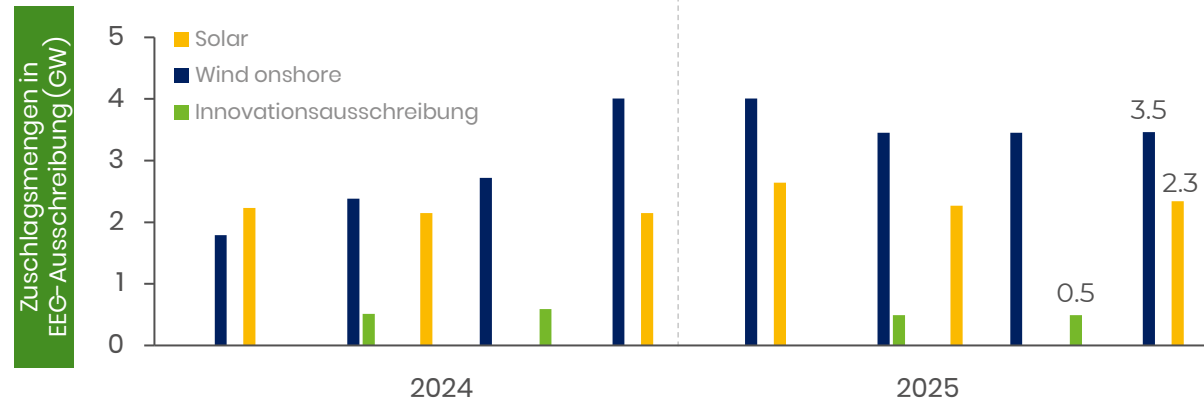
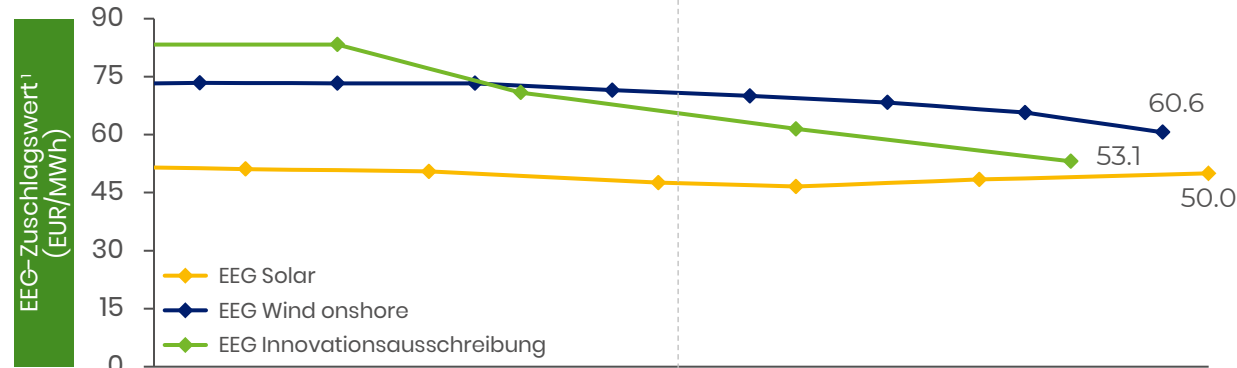
Aktivität im BESS-Sektor hat sich 2025 mehr als verdoppelt

BESS-Abnahme- oder Vermarktungsvereinbarungen in Deutschland (MW)



- Im Gegensatz zum PPA-Markt verzeichnete der **BESS-Offtake-Markt einen deutlichen Anstieg der Transaktionsvolumen**. Das Gesamtvolumen aller Verträge hat sich von 524 MW im Jahr 2024 auf 1.092 MW im Jahr 2025 mehr als verdoppelt.
- Der Großteil dieser Verträge (843 MW in 2025) wurde als **Vermarktungsvereinbarungen ohne Preisabsicherung abgeschlossen. Flexibility Purchase Agreements (FPAs) mit Preisabsicherung** beliefen sich auf 249 MW, wobei es sich überwiegend um Tolling-Verträge handelte, bei denen der Abnehmer gegen ein fixes Entgelt die Flexibilität des Speichers nutzt. Insgesamt nimmt der Anteil von FPAs am Gesamtvolumen zu, da zunehmend BESS-Projekte mit einem höheren Fremdkapitalanteil realisiert werden und Kapitalgeber hierfür in der Regel eine Umsatzabsicherung verlangen.
- Im Jahr 2025 bezogen sich die meisten angekündigten Abschlüsse auf **Stand-alone-BESS** (allein stehende Speicher) und nur vereinzelt auf **co-located Anlagen** (Erzeugungsanlage + Speicher). Sämtliche FPAs wurden für Stand-alone-Speicher abgeschlossen.
- Die wichtigsten Abnehmer waren **dezidierte Optimierer** für die reinen Vermarktungsverträge und **Utilities für FPAs**.

EEG-Zuschlagswerte der Onshore-Wind- und Innovations-ausschreibungen sind deutlich gesunken

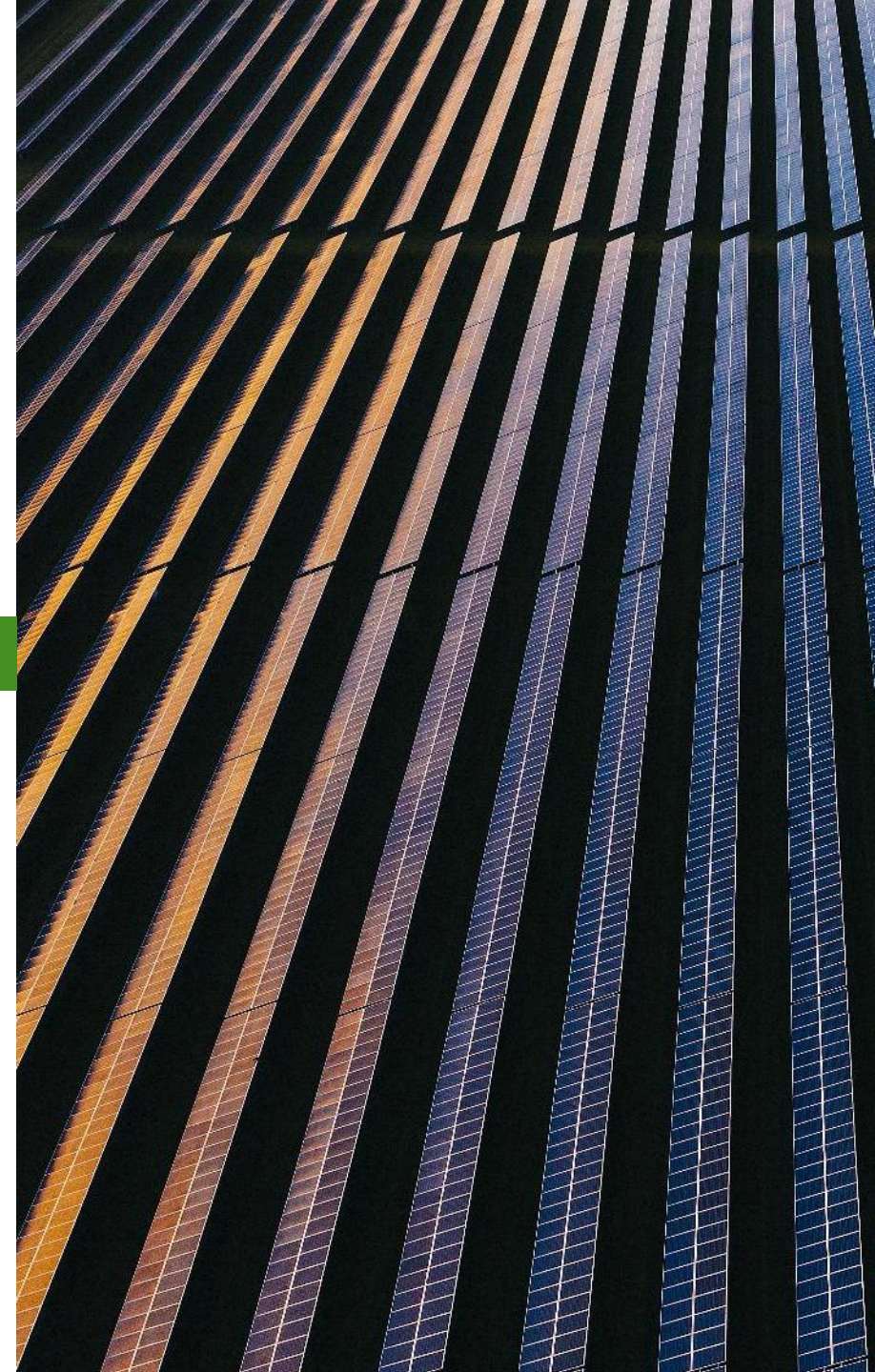


Quellen: Pexapark, Bundesnetzagentur. Anmerkung: ¹ Mengengewichtete Durchschnittszuschlagswerte.

- Die **EEG-Ausschreibungen für Wind onshore** haben sich in den letzten Runden deutlich verändert. Nachdem Zuschläge in 2024 meist zum Höchstpreis von rund 73 EUR/MWh erteilt wurden, gingen die Ergebnisse 2025 auf bis zu 60,6 EUR/MWh zurück. Dies spiegelt den stärkeren Wettbewerb infolge von Genehmigungsbeschleunigung wider, die zu einem starken Anstieg der eingereichten Volumen geführt hat. Im November wurden mit 8,2 GW so viele Gebote wie nie zuvor in einer Runde eingereicht, von denen jedoch nur rund 40 Prozent einen Zuschlag erhielten.
- Die Preise in den **EEG-Ausschreibungen für Freiflächen-Solaranlagen** zeigen einen relativ stabilen Trend und bewegen sich seit 2024 in einer Bandbreite von 46 bis 51 EUR/MWh und Mengen von etwa 2,5 GW pro Runde. In der Dezember-Auktion war ein leichter Preisanstieg auf 50,0 EUR/MWh zu beobachten, trotz einer kontinuierlichen Überzeichnung.
- Gleichzeitig weisen die Preise in den **EEG-Innovationsausschreibungen** einen ausgeprägten Abwärtstrend auf und liegen nur noch marginal über den Preisen der Stand-alone-Solar-Ausschreibungen. Dies ist auf eine anhaltende Überzeichnung der Auktionen sowie weiter sinkende Speicherkosten zurückzuführen.

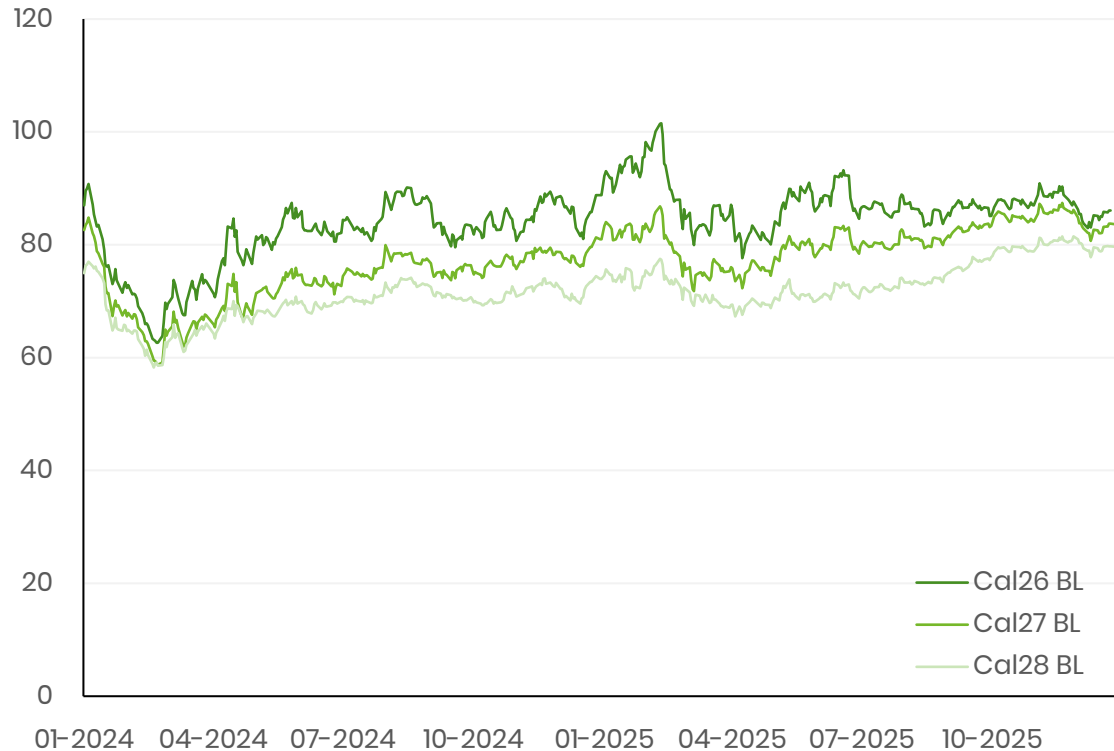
Inhalt

- 1 Kernbotschaften
- 2 Entwicklung des deutschen PPA-Marktes
- 3 Market Insights Strommarkt Deutschland**
- 4 Regulatorische Entwicklungen und Marktausblick



Entwicklung der Terminmarktpreise im Vergleich zu den Vorjahren stabil

Terminmarktpreise für jährliche Baseload-Produkte 2026–2028 (EUR/MWh)



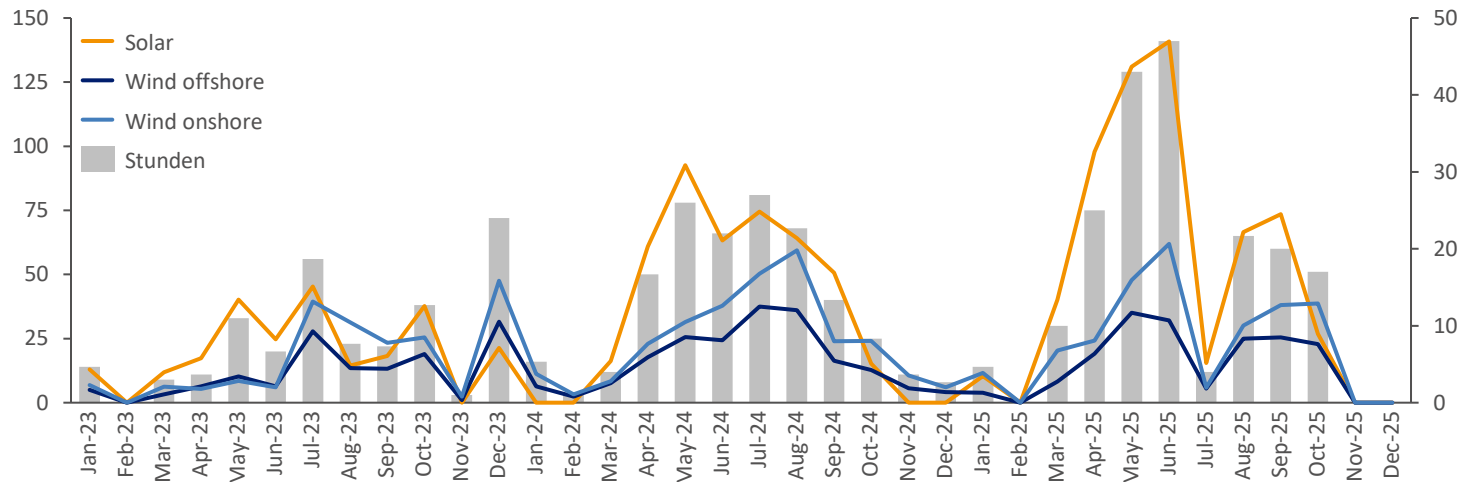
Quelle: Pexapark

- Die **Terminmarktpreise für Deutschland blieben 2025 relativ stabil**, nachdem die Vorjahre von erhöhter Volatilität geprägt waren. Zwar verzeichnete das Frontjahr Cal26 im Jahresverlauf spürbare Schwankungen, diese glichen sich jedoch größtenteils zum Jahresende wieder aus. Die Terminmarktprodukte für die Folgejahre 2027 und 2028 zeigten über das Jahr hinweg eine steigende Tendenz, wodurch sich die Preisdifferenzen zwischen den einzelnen Jahren verringerten. In der Folge **nahm die Backwardation der Forward Curve ab**.
- Die beiden **zentralen Treiber der Stromterminmarktpreise, die Gas- und die CO₂-Preise**, entwickelten sich 2025 in unterschiedliche Richtungen. Während die Gaspreise tendenziell sanken, stiegen die CO₂-Preise kontinuierlich an. Diese Effekte glichen sich jedoch weitestgehend aus, wobei der Anstieg der CO₂-Preise ab 2027 zu leicht höheren Strompreisen führte.
- Der Anstieg der Terminmarktpreise ab 2027 erklärt auch die tendenziell **leicht steigenden Preise für Onshore- und Offshore-Wind-PPAs** im Jahr 2025. Die **Preise für Solar-PPAs** wurden hingegen stärker durch sinkende Capture Rates beeinflusst als durch die steigenden Terminmarktpreise.

Auch in 2025 stieg der Anteil der Solarerzeugung während negativer Preise weiter an

Negative Preisstunden pro Monat

% der Stromerzeugung während negativer Preisstunden



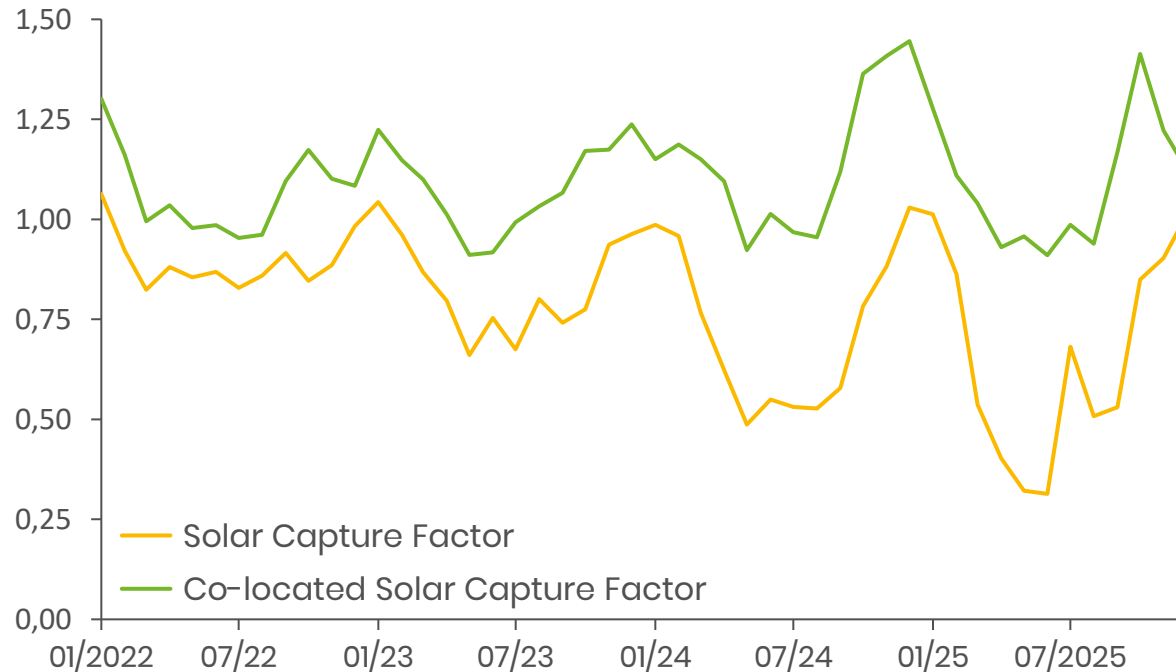
% der Stromerzeugung während negativer Preisstunden je Technologie	2023	2024	2025
Solar	8,4%	18,3%	24,1%
Wind onshore	5,7%	6,3%	7,7%
Wind offshore	4,1%	4,6%	4,5%

- Nach einem starken Anstieg negativer Preisstunden bereits 2024 nahm deren Anzahl auch 2025 weiter zu, **von insgesamt 457 auf 573 Stunden**. Der Anstieg fiel jedoch weniger stark aus als im Vorjahr.
- Ebenfalls stieg der Anteil der Solarstromerzeugung, der in Stunden mit negativen Preisen anfiel, **von 18,3 Prozent im Jahr 2024 auf 24,1 Prozent im Jahr 2025**. Besonders ausgeprägt war dies in den Monaten Mai und Juni, in denen zwischen 43 und 47 Prozent der Erzeugung in negativen Preisstunden lagen.
- Die **Onshore- und Offshore-Winderzeugung war hiervon deutlich weniger betroffen**.
- Trotz der Zunahme negativer Preisstunden haben sich im Markt **PPA-Klauseln etabliert, die das Risiko zwischen Verkäufern und Abnehmern teilen** und von Fremdkapitalgebern zunehmend akzeptiert werden und den Markt so stabilisieren.

Quellen: Pexapark, Hinweis: Der Anteil der Stromerzeugung während negativer Preisstunden wurde basierend auf Produktionsdaten von ENTSO-E und seit der Umstellung auf 15-Minuten-Intervalle im Day-Ahead Market in 15-minütlicher Granularität berechnet.

Niedrige PV Capture Rates führen zu mehr Co-Location

Historische Capture Rate für Solar- und co-located Solar- + BESS-Assets in Deutschland



- Die **Solar Capture Rate**¹ erreichte auch 2025 erneut historische Tiefstände. In den Monaten Mai und Juni 2025 lag die Capture Rate lediglich bei 0,31 bzw. 0,33. Ursache hierfür sind der starke Ausbau der Solarenergie in den letzten Jahren sowie die weiterhin fehlende Flexibilität im Stromsystem.
- Die **co-located Capture Curves von Pexapark** zeigen, dass durch Kombination mit einem Speicher² (Co-Location) die Capture Rate von Projekten deutlich erhöht werden kann.
- Entsprechend wird in Deutschland ein zunehmender Anteil von Solarprojekten **gemeinsam mit Speichern geplant**. Auch bestehende Anlagen werden vermehrt nachgerüstet.
- Das **Solarspitzengesetz** beschleunigt diese Entwicklung. Zum einen entfällt für mehr Projekte die Vergütung bei negativen Stunden, zum anderen gibt es mehr Möglichkeiten zum Einsatz von Batterien (siehe auch Erläuterungen zur Abgrenzungsoption auf Folie 16).

Inhalt

- 1 Kernbotschaften
- 2 Entwicklung des deutschen PPA-Marktes
- 3 Market Insights Strommarkt Deutschland
- 4 Regulatorische Entwicklungen und Marktausblick**



Ankündigung eines Industriestrompreises und zunehmend dynamisches regulatorisches Umfeld für BESS

Industriestrompreis

- Auf Basis des von der EU-Kommission vorgestellten Clean Industrial Deal State Aid Framework (CISAF) darf der Strompreis für energieintensive Unternehmen für bis zu 50 Prozent des Strombedarfs für drei Jahre auf 50 EUR/MWh gesenkt werden. Die jährlichen Kosten in Deutschland werden dabei auf rund 1,5 Milliarden EUR geschätzt. Der Industriestrompreis kann aber beihilferechtlich nicht mit der existierenden Strompreiskompensation kombiniert werden, was den Kreis der etwa 2.000 Unternehmen, die vom Industriestrompreis profitieren könnten, einschränkt.
- Zentrale Motivation für den Abschluss eines PPA ist oft die langfristige Absicherung des Preisrisikos. Während eine öffentliche Risikoübernahme kurzfristig den Bedarf zur individuellen Absicherung verringert, wertet die Förderleitlinie den Abschluss eines PPA als zu erbringende ökologische Gegenleistung. Der Einfluss auf die weitere PPA-Marktentwicklung ist bisher nicht absehbar.
- Im Hinblick auf die Einführung eines Industriestrompreises ab 2026 beschreibt ein Papier von Agora Energiewende, EPICO Klimainnovation und der Marktoffensive Erneuerbare Energien, wie das Instrument mit dem Ausbau erneuerbarer Energien und einem starken PPA-Markt verknüpft werden kann ([Link zum Papier](#)).
- Die Genehmigung der deutschen Regulatorik durch die EU-Kommission ist kürzlich erfolgt, die genaue Ausgestaltung steht noch aus.

Abgrenzungsoption für EEG-Anlagen mit Batteriespeichern

- **Die Bundesnetzagentur hat im Oktober 2025 eine Konsultation zu Leitlinien für die Co-Location von BESS mit EEG-Anlagen eröffnet.** Diese legen die Voraussetzungen für die neue Abgrenzungsoption fest, die es co-located BESS ermöglicht, neben Strom aus der EEG-Anlage auch aus dem Netz zu laden. Die Konsultation folgt auf die regulatorische Änderung Anfang dieses Jahres, mit der das Exklusivitätsprinzip abgeschafft wurde. Zuvor durften co-located BESS ausschließlich aus der Erneuerbare-Energien-Anlage laden. Mit der Anpassung von § 19 EEG erlaubt die Abgrenzungsoption nun zusätzlich das Laden aus dem Netz. Dies verbessert die Wirtschaftlichkeit von co-located Anlagen durch Arbitrage im Day-Ahead- und Intraday-Markt sowie die Teilnahme an Regelenergiemärkten. Hindernis bleibt jedoch der individuelle Netzzugang.
- Voraussichtliche Anforderungen für die Nutzung der Abgrenzungsoption: eine getrennte Messung von EEG-Anlage und Speicher mit 15-Minuten-Auflösung, die Zugehörigkeit beider Anlagen zum selben Bilanzkreis sowie die Direktvermarktung der EEG-Anlage.
- Die Abgrenzungsoption gilt für neue und bestehende EEG-Anlagen, nicht jedoch für Anlagen aus Innovationsausschreibungen.

Unklare zukünftige Regulatorik erschwert Bewertung von PPA-Projekten und Liefermodellen

EEG-Novelle und Investitionsrahmen

- Die wirtschaftliche Lage, eine damit einhergehende sinkende Stromnachfrage, vermehrt auftretende negative Strompreise sowie unklare zukünftige Rahmenbedingungen haben den **PPA-Markt im Jahresverlauf 2025 zusätzlich unter Druck gesetzt**.
- Der ursprünglich angekündigte Prozess zur EEG-Novellierung und Weiterentwicklung des Investitionsrahmens hat dazu geführt, dass Projekte mit Baubeginn ab 2027 nur unter Vorbehalt entwickelt werden konnten. Dies betrifft insbesondere auch die Entscheidung, ob die Projekte als PPAs geplant werden oder Förderung in Anspruch genommen werden soll.
- Unklar ist, wie sonstige Direktvermarktung zukünftig ausgestaltet werden kann.

Risikoabsicherung Finanzierung

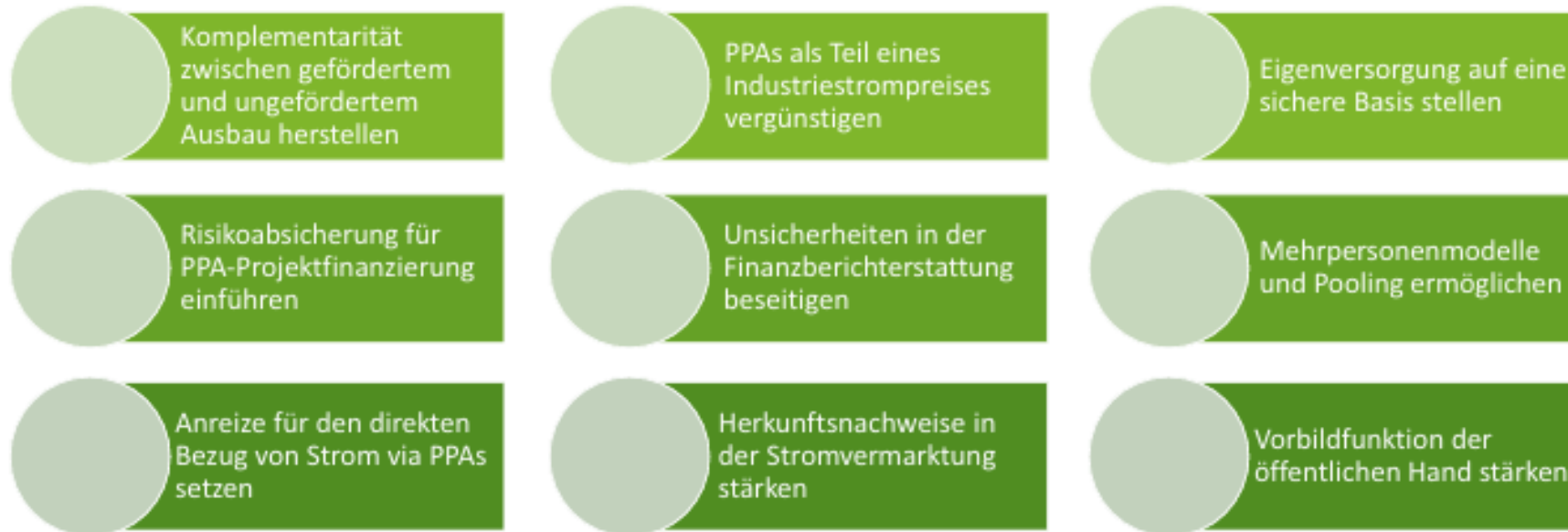
- Die marktbasierende Finanzierung von erneuerbaren Energien ist als zentrales Ziel von der EU-Kommission benannt worden, die European Investment Bank hat im Rahmen des Clean Industrial Deal einen ersten Piloten angekündigt.
- Auf der Jahreskonferenz der Marktoffensive 2025 kündigte Staatssekretär Stefan Rouenhoff die Einführung einer Risikoabsicherung für PPA-finanzierte Projekte an.
- Der Anreiz zur Investition von privaten Mitteln wird vermehrt politisch diskutiert. Die Umsetzung könnte beispielsweise unter dem Dach des Ende 2025 eingeführten „Deutschlandfonds“ erfolgen.

Netzentgelte

- Die Bundesnetzagentur und das BMWK haben Reformvorhaben zur Strukturierung und Erhebung der Netzentgelte gestartet.
- Erstmals werden auch Entgelte für Einspeiser diskutiert, zusätzlich zeichnet sich eine Veränderung der Privilegierung bestimmter Verbrauchsmuster wie zum Beispiel der „7.000-Stunden-Regel“ nach § 19 Abs. 2 StromNEV ab.
- Unklar ist vor allem, wie sich eventuelle Netzentgelte auf Versorgungsmodelle auswirken. Insbesondere bei PPAs ließen sich (anders als bei der Bestimmung des anzulegenden Wertes über die EEG-Ausschreibung) eventuelle Mehrkosten nur bedingt an Käufer weitergeben.

Maßnahmen zur Stärkung des PPA-Marktes

Neun Handlungsempfehlungen aus der Marktoffensive Erneuerbare Energien



Das Impulspapier fasst zentrale Ansatzpunkte zur Stärkung des marktgetriebenen Ausbaus in Deutschland zusammen. Es zeigt auf, wie PPAs weiter gestärkt werden können. Die **neun** Handlungsempfehlungen beziehen sich auf die Bereiche Marktdesign, Markttransparenz und Bezugsmodelle.

[Link zur Veröffentlichung](#)

Marktausblick: Wachstum insbesondere bei Batteriespeichern und Onshore-Windprojekten zu erwarten



Nach einem herausfordernden Jahr für Stand-alone-Solarprojekte, geprägt durch tiefe Capture Rates und zunehmende negative Preise, kam es zu einer wachsenden Divergenz zwischen den Preisvorstellungen von Verkäufern und Abnehmern. Gegen Jahresende stabilisierte sich die Situation jedoch, gestützt durch vorerst stabile Capture Rates und konstante PPA-Preise. In der Folge nahm die Zahl der abgeschlossenen PPAs wieder zu. 2026 wird zeigen, ob neue Flexibilitätsoptionen eine weitere Abnahme der Capture Rates verhindern oder zumindest begrenzen können.



Gleichzeitig werden zunehmend mehr Solarprojekte mit Batteriespeichern ausgestattet. Bislang wurden Co-Location-Projekte überwiegend nicht über ein einzelnes hybrides PPA vermarktet, sondern über separate Verträge für Erzeugung und BESS. Das Interesse von Verkäufern und Abnehmern an kombinierten Vertragsstrukturen nimmt jedoch zu, insbesondere bei Grünstromspeichern ohne Netzstrombezug. Entsprechend ist mit einer Zunahme solcher kombinierten Verträge zu rechnen. Bei Stand-alone-BESS kann von einem weiteren, starken Wachstum ausgegangen werden, wobei die Bedeutung der PPAs mit Fixpreiskomponente wohl weiter steigen wird.



Im Onshore-Windsegment ist mit einer weiteren Zunahme kurzfristiger PPAs zu rechnen, da Projekte aufgrund gesunkener EEG-Vergütungen temporär aus der Förderung aussteigen und weitere Anlagen nach 20 Jahren ihren Förderanspruch verlieren. Gleichzeitig dürfte es zu einer Wiederbelebung des langfristigen PPA-Marktes kommen, ausgelöst durch die starke Zunahme an Genehmigungen und den daraus folgenden Wettbewerb in den Ausschreibungen.



Im Offshore-Windsegment zeichnet sich keine Trendwende ab. Für neue Projekte besteht weiterhin keine preisliche Überschneidung zwischen Käufer und Verkäufer. PPAs für Anlagen, die aus dem EEG aussteigen, dürften aber weiterhin auf einem niedrigen Niveau abgeschlossen werden.

Fazit

- 1 Im zweiten Jahr in Folge **verzeichnete der PPA-Markt in Deutschland einen Rückgang**, wodurch das Land im EU-weiten Länderranking von Platz zwei auf Platz vier zurückgefallen ist. In den ersten drei Quartalen wurden kaum Abschlüsse registriert, während das vierte Quartal wieder deutlich stärker ausfiel.
- 2 **Der Rückgang ist insbesondere auf weniger PPAs für Solaranlagen** zurückzuführen, während **Offshore- und Onshore-Wind-PPAs auf niedrigem Niveau stabil** blieben, wobei sich bei Onshore-Wind-PPAs zum Jahresende infolge sinkender EEG-Zuschlagswerte eine zunehmende Dynamik zeigte. Zudem werden insbesondere für Onshore-, aber auch für Offshore-Windparks kurzfristige PPAs abgeschlossen, die meist ein attraktives Preisniveau aufweisen.
- 3 Der Rückgang bei den Solar-PPAs ist auf **sinkende Capture Rates und die gestiegene Anzahl negativer Preisperioden** zurückzuführen. Zudem haben viele Abnehmer bereits in größerem Umfang Solarprofile in ihre Portfolios integriert, sodass die Nachfrage entsprechend begrenzt ist.
- 4 Neben den marktbasieren Veränderungen war der PPA-Markt in 2025 besonders von **Unsicherheiten bei der Regulierung des zukünftigen Marktumfeldes** geprägt. Hervorzuheben sind besonders die nicht abgeschlossene Novelle des EEG sowie die Reformprozesse zu Netzentgelten.
- 5 Infolge der gestiegenen Volatilität der Strompreise werden zunehmend **Batteriespeicher (BESS)** installiert. Zur Finanzierung solcher Projekte werden langfristige Abnahmeverträge (**FPAs, Flexibility Purchase Agreements**) mit unterschiedlichen Strukturen abgeschlossen, wobei in Deutschland Tolling-Modelle dominieren. Die in FPAs kontrahierte Kapazität hat sich 2025 gegenüber dem Vorjahr verdoppelt.
- 6 Zunehmend werden **Solarprojekte mit Batteriespeichern ausgestattet**, um sinkende Capture Rates abzufedern. Bislang erfolgte die Kommerzialisierung von Solar- und BESS-Assets meist über separate Abnahmevereinbarungen, der Markt entwickelt sich jedoch auch in Richtung kombinierter Verträge für Solar- und Speicher-Assets.
- 7 **Die EEG-Onshore-Wind- und Innovationsausschreibungen** zeigten über das Jahr hinweg einen deutlich sinkenden Trend bei den Zuschlagswerten. Zum Jahresende lagen die Zuschlagswerte für Onshore-Wind auf dem Niveau der aktuellen PPA-Preise und aufgrund der starken Überzeichnung ist davon auszugehen, dass sich vermehrt Projekte dem PPA-Markt zuwenden. Auch die Preisniveaus in den Innovationsausschreibungen liegen nur noch marginal über den relativ stabilen EEG-Werten für Solaranlagen ohne Speicher, was die deutlich gesunkenen Speicherkosten widerspiegelt.
- 8 Der geplante **Industriestrompreis** ab 2026 sollte über verpflichtende Investitionen, insbesondere in langfristige PPAs mit erneuerbaren Neubauprojekten, den Ausbau erneuerbarer Energien stärken. Parallel dazu ermöglicht die neue **Abgrenzungsoption für co-located BESS** erstmals auch das Laden aus dem Netz und verbessert damit deren Wirtschaftlichkeit.

6. Jahreskonferenz 2026

Leitveranstaltung für den marktgetriebenen Ausbau



- **Zweitägige Leitveranstaltung** für PPA und nachfragegetriebene Geschäftsmodelle in Deutschland
- **Erster Tag:** Impulse aus Politik, Industrie, Gewerbe sowie der Energiewirtschaft zu aktuellen Entwicklungen und Trends
- **Zweiter Tag:** Fachsessions zu zentralen Aspekten des Strommarkts
- Aktive Teilnahme hochrangiger Vertreter aus dem BMWK und der Fachpolitik sowie Wirtschaft und Wissenschaft
- Dialogorientierte & praxisnahe Formate, Netzwerken und Austausch vor Ort
- Starke Medien- und Netzwerkpartner



Impressionen 2025

Über uns

Die Marktoffensive Erneuerbare Energien ist ein Zusammenschluss von rund 50 Unternehmen aus Anbietern und Nachfragern aus der Wirtschaft sowie von Dienstleistern und bildet die gesamte Wertschöpfungskette ab.

Gemeinsames Ziel ist es, den Markt für erneuerbare Energien mit unterschiedlichen Maßnahmen und Aktivitäten zu entwickeln und dazu beizutragen, dass Deutschland seine Energiewendeziele erreicht.

Die Marktoffensive ist von der dena und dem DIHK ins Leben gerufen worden und wird von diesen beiden Institutionen operativ unterstützt. Die Aktivitäten der Initiative werden maßgeblich über die Mitgliedsbeiträge finanziert. Pexapark unterstützt im Rahmen der Mitgliedschaft die Marktanalyse mit Daten und Einblicken in den PPA-Markt.

Leistungsportfolio von Pexapark:



Market Intelligence

Expert & timely analysis of key market activity, regulatory changes, trends & price drivers.



Trusted Benchmark

Calibrated against extensive data: price polls & observed PPA transactions (40+GW).



Extensive PPA Price Polls

Up to 1500 monthly price points collected for PPAs, BESS and GoOs – full market visibility.



Holistic, Integrated Services

In-house Advisory support for portfolio management, PPAs & BESS optimization agreements.

Die Marktoffensive Erneuerbare Energien

Beirat



Mitglieder



Träger



Impressum

Herausgeber

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel.: +49 30 66 777 - 785
Fax: +49 30 66 777 - 699
E-Mail: info@dena.de
Internet: www.dena.de

Autorinnen und Autoren:

Nicolas Eschenbruch, dena; Conradin Meili, Pexapark; Nina-Marie Houben, dena

Pexapark ist Mitglied in der Marktoffensive und stellt im Rahmen der Mitgliedschaft die Daten und Analysen bereit.

Stand: 04/2026

Alle Rechte sind vorbehalten. Die Nutzung steht unter dem Zustimmungsvorbehalt der dena. Sämtliche Inhalte wurden mit größtmöglicher Sorgfalt und nach bestem Wissen erstellt. Die dena übernimmt keine Gewähr für die Aktualität, Richtigkeit und Vollständigkeit der bereitgestellten Informationen. Für Schäden materieller oder immaterieller Art, die durch Nutzung oder Nichtnutzung der dargebotenen Informationen unmittelbar oder mittelbar verursacht werden, haftet die dena nicht, sofern ihr nicht nachweislich vorsätzliches oder grob fahrlässiges Verschulden zur Last gelegt werden kann.

Bildnachweis:

©shutterstock/Fly and Dive (Titel); shutterstock/Benoit Deschasaux (S. 3); Getty Images/Justin Paget (S. 10, 14); Marktoffensive/ Thomas Rafalzyk; Hoffotografen (S. 24)

Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (dena, 2026): PPA-Marktanalyse 2025. Datenüberblick und wichtigste Entwicklungen. Berlin.

Fragen und Ideen? Sprechen Sie uns an!

Mitglied werden und aktiv den Markt für PPAs gestalten



Ina Matiaske

Expertin Erneuerbare Energien

 Tel. 030-66 777 785

 marktoffensive-dena@dena.de

 marktoffensive-ee.de  LinkedIn