PPA-MARKTANALYSE 2024

Datenüberblick 2024 und aktuelle Entwicklungen

August 2025

Marktoffensive Erneuerbare Energien

Ein Projekt von

dena

DIHK

In Zusammenarbeit mit

PEXAPARK

Inhalt

1 Kernbotschaften

2 Entwicklung des deutschen PPA-Marktes

3 Market Insights Strommarkt Deutschland

4 Regulatorische Entwicklungen und Marktausblick

Kernbotschaften

1	**Deutschland bleibt nach Spanien weiterhin der zweitgrößte PPA-Markt in Europa. Das Marktvolumen geht jedoch sowohl in Deutschland als auch in Europa nach dem Rekordjahr 2023 um 44 Prozent zurück.** Die durchschnittliche installierte Leistung pro einzelnem PPA sank knapp um die Hälfte von 86 auf 45 Megawatt.
2	**PPAs waren 2024 rund 20 Prozent günstiger als im Vorjahr.** Gründe dafür sind vor allem ein insgesamt niedrigeres Strompreisniveau im Großhandel sowie die zunehmende Kannibalisierung der Marktwerte einzelner Technologien. Zudem entwickelt sich die steigende Anzahl von Stunden mit negativen Preisen zu einem zentralen Thema der Risikoverteilung zwischen den Vertragspartnern von PPAs. Auf der Nachfrageseite dominierten weiterhin Großverbraucher aus dem Rohstoff- und Chemiesektor. Zunehmend werden an den Verbrauch angepasste PPA-Lieferstrukturen angeboten.
3	**Der Rückgang des Marktvolumens geht insbesondere auf weniger Offshore-Windprojekte zurück.** Diese sind aufgrund des Ausschreibungsmodells besonders auf PPAs zur Erlössicherung angewiesen, kämpfen aber mit steigenden Bau- und Projektierungskosten bei gleichzeitig sinkenden Erlösen. Neue Onshore-Windprojekte erhalten über das EEG weiterhin auskömmliche Fördersätze, sodass diese PPAs vor allem kurzfristig und mit ausgeförderten Altanlagen (Post-EEG) abgeschlossen wurden. Im Solarsektor führte der hohe Ausbau der letzten Jahre zu stark sinkenden Marktwerten. Um die Auswirkungen des Preisdrucks abzumildern, werden diese nun mehr und mehr mit Batteriespeichern kombiniert.
4	**Der Negativ-Trend setzt sich auch im ersten Halbjahr 2025 fort.** Insbesondere bei Solar-PPAs ist bereits ein deutlicher Rückgang zu verzeichnen. Unklare Rahmenbedingungen wie der noch offene zukünftige EEG-Fördermechanismus, fehlende Abgrenzung bei der Direktversorgung (Beispiel „Kundenanlage“) oder Absicherungsmechanismen wie der „Industriestrompreis“, setzen den PPA-Markt zusätzlich unter Druck.

Inhalt

1 Kernbotschaften

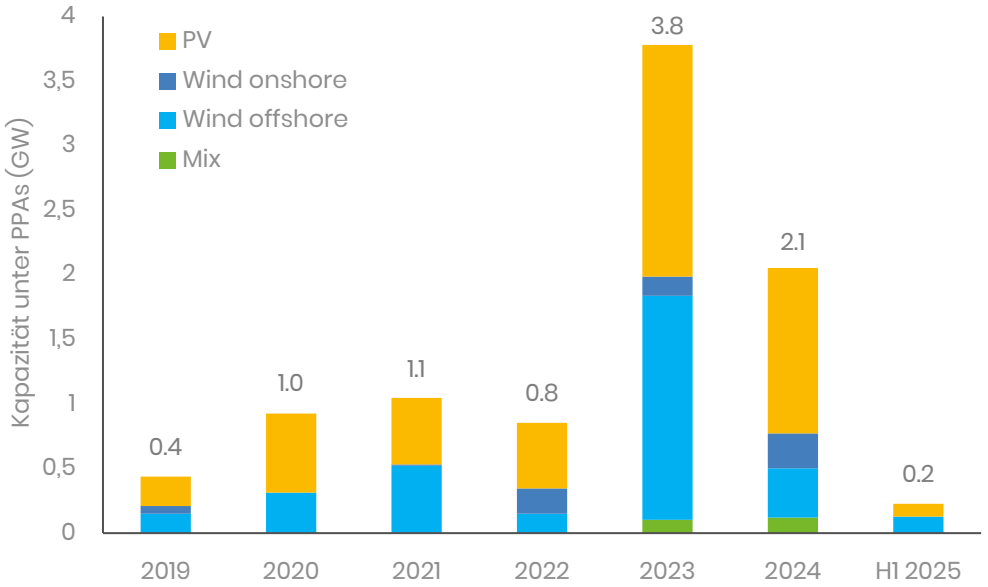
2 Entwicklung des deutschen PPA-Marktes

3 Market Insights Strommarkt Deutschland

4 Regulatorische Entwicklungen und Marktausblick

2024 stieg die Anzahl PPAs, aber das Volumen war rückläufig

Kapazität pro Technologie unter PPAs 2019 – 2025 (GW)[1,2]



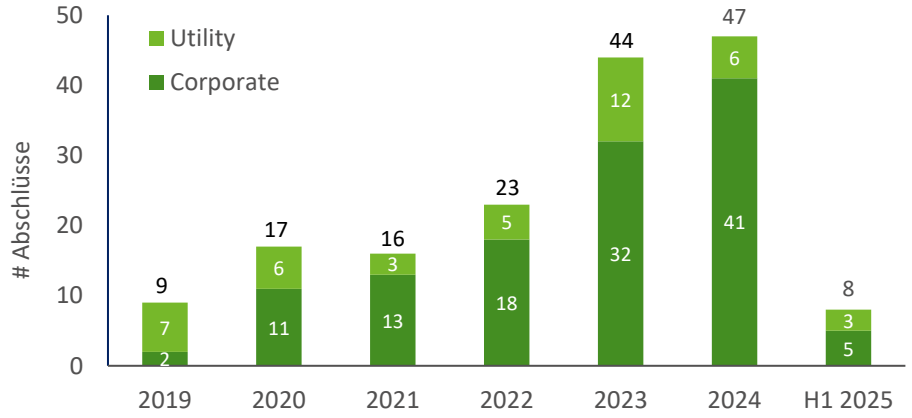
# PPAs	2019	2020	2021	2022	2023	2024	H1 2025
	9	17	16	23	44	47	8

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

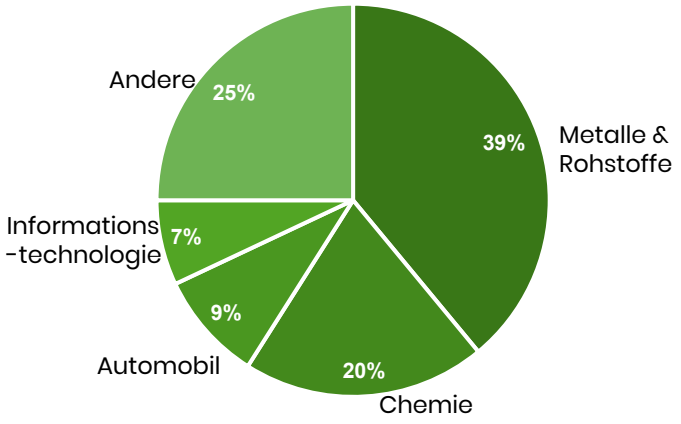
- Deutschland war auch im Jahr 2024 der zweitgrößte PPA-Markt in Europa, gefolgt von Spanien.
- Die Anzahl der Abschlüsse hat leicht von 44 auf 47 PPAs zugenommen, während die kontrahierte Kapazität eines durchschnittlichen PPAs jedoch deutlich abgenommen hat. Dies führt dazu, dass die kumulierte Kapazität in langfristigen PPAs von 2023 auf 2024 von 3.8 auf 2.1 GW abgenommen hat.
- Der Rückgang des Volumens kann auf eine reduzierte Aktivität im Offshore-Wind-PPA-Segment zurückgeführt werden. Die Kapazität ist von 1.7 auf 0.4 GW zurückgegangen, was durch die gestiegenen Material- und Finanzierungskosten für Offshore Projekte zu erklären ist.
- PV-PPA-Abschlüsse blieben im ersten Halbjahr auf hohem Niveau, gingen aber im zweiten Halbjahr wegen steigender Risiken bei Capture Rates und negativen Preisen zurück. Das Volumen sank im Vergleich zum Vorjahreszeitraum von 1.8 auf 1.3 GW. Der Trend setzte sich durch einen weiteren Rückgang im ersten Halbjahr 2025 fort.
- Die Kapazität in Onshore-Wind-PPAs stieg von 148 auf 270 MW.

Rohstoff- und Chemieunternehmen dominieren PPA-Abschlüsse im Corporate Segment

Anzahl der PPA-Abschlüsse in Deutschland 2019 - 2025



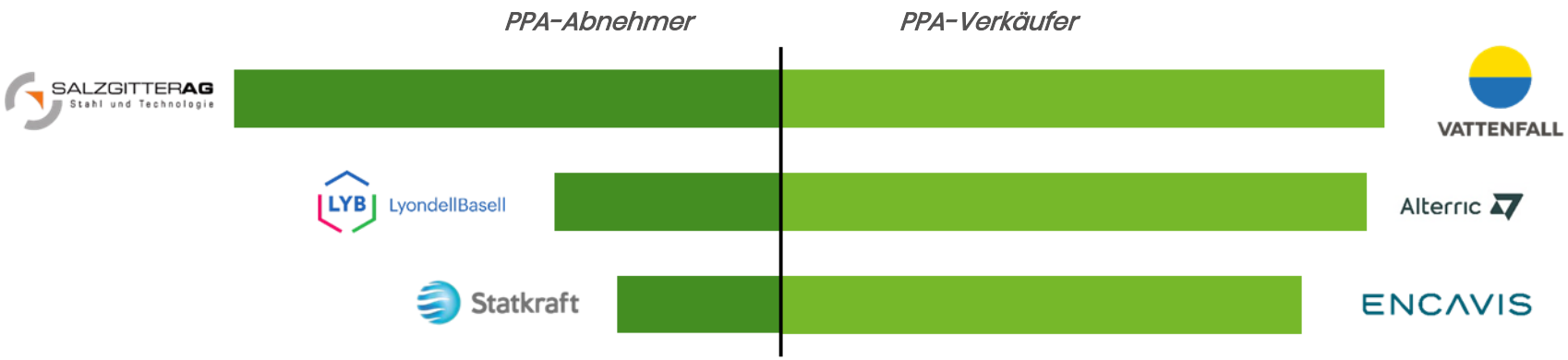
Sektoren der Corporate Abnehmer nach installierter Leistung



- **Corporate PPAs** zeichnen für den **größten Teil des Marktwachstums** verantwortlich und bleiben das wichtigste Marktsegment. Gegen Ende des Jahres hat sich der Appetit von Corporates insbesondere für Solar-PPAs etwas abgeschwächt.
- Die Anzahl PPAs, die mit **Utilities** (als Abnehmern) abgeschlossen wurden, hat sich gegenüber 2023 leicht verringert.
- Die **wichtigsten Sektoren** von Corporate-Abnehmern sind **Rohstoff-** und **Chemieunternehmen, die Automobilindustrie sowie Unternehmen der Informationstechnologie**, die zusammen drei Viertel des PPA-Volumens auf Abnahmeseite ausmachen.
- Nachdem 2023 erste PPAs zur Erzeugung von **grünem Wasserstoff** unterzeichnet wurden, konnte 2024 trotz einiger weniger Abschlüsse keine Fortsetzung dieser Dynamik festgestellt werden.

Große Akteure dominieren 2024 sowohl auf Kauf - als auch auf Verkaufsseite

Top 3 PPA-Abnehmer und Verkäufer 2024 in Deutschland (nach installierter Leistung unter PPAs)[1]



- Auf Seiten der **PPA-Abnehmer** sind große **Unternehmen aus der Rohstoff- sowie Chemiebranche** gut vertreten, dabei auch **Utilities.** Auf Verkaufsseite sind sowohl **Utilities als auch IPPs** unter den größten Verkäufern zu finden.
- Beim deutschen PPA-Markt handelt es sich um einen Markt, in dem **vornehmlich große Akteure aktiv** sind, aber immer mehr PPAs werden auch von KMUs und kleineren Stadtwerken unterzeichnet**. Kreditrisiken** und fehlendes **Know-how** begrenzen jedoch das Wachstumspotenzial.

In Deutschland existieren vier verschiedene PPA-Märkte

Ohne EEG-Förderanspruch
Mit EEG-Förderanspruch

Übersicht über die vier PPA-Märkte

1 PPAs für neue PV-Anlagen (> 20 MW)

Neu gebaute PV-Projekte (mit einer Kapazität > 20 MW[1]), die im EEG kein Anrecht auf Förderungen durch die Marktprämie haben.

2 Offshore-PPAs (Wind-auf-See)

Offshore-Windparks ohne Förderung: Neue, ungeförderte Offshore-Wind-Projekte oder Offshore Assets, die in **eine tiefere EEG-Vergütung fallen** („Stauchungsmodell").

3 Post-EEG-PPAs („Ü20-Anlagen")

Altanlagen, die bisher eine EEG-Förderung erhielten und **aus dem 20-jährigen Förderzeitraum laufen**, schließen PPAs, um Einnahmen abzusichern („Ü20").

4 Preisfixierung trotz Förderanspruch

Bestehende und durch das EEG geförderte Anlagen, die gemäß §21b EEG monatlich in die **sonstige Direktvermarktung** wechseln können, um beispielsweise ein PPA abzuschließen.

Eine Besonderheit des deutschen Marktes ist, dass es nicht nur einen, sondern **mehrere PPA-Märkte mit unterschiedlichen Merkmalen** gibt: Die wichtigste Teilmärkte sind diejenigen für **neue Solarprojekte mit einer Kapazität > 20 MW, sowie das Segment der Offshore Wind-PPAs.** Für **ältere Windkraftanlagen sowie für Anlagen, die zeitweise aus der EEG-Förderung aussteigen**, entwickelt sich ein potenziell großer kurz- bis mittelfristiger PPA-Markt.

Weiterhin hohe Aktivität bei PPAs für neue PV-Projekte in 2024 zu verzeichnen

1

	PPAs für neue PV-Anlagen (> 20 MW)
Marktvolumen 2024	~1.3 GW
Interesse von Abnehmern	Hoch, aber tendenziell abnehmend > 20 Abnehmer
Typische PPA-Laufzeiten und -Strukturen	Weitgehend **standardisierte Verträge**, die oft eine **10-jährige Laufzeit** und eine **Pay-as-Produced** (PAP) **oder Pay-as-Nominated**-(PAN) Struktur aufweisen. Herkunftsnachweise (HKNs) und Balancing in der Regel während der gesamten Laufzeit integriert.
Aktuelle Entwicklungen & Marktaussichten	**Wichtigstes Segment auch in 2024**, das Volumen in Solar-PPAs ist aber im Vergleich zum Vorjahr leicht von 1.8 auf 1.3 GW zurückgegangen. Dieser leichte Rückgang kann auf die zunehmende Kannibalisierung und nachlassendes Interesse von Abnehmern für reine PV-Profile zurückgeführt werden.

Ausgewählte PV-PPAs in Deutschland in 2024

Datum	Verkäufer	Abnehmer	Typ	Größe (MW)	Laufzeit (Jahre)
Feb-24	Octopus Energy	Salzgitter	Corporate	122	10
Apr-24	Encavis	LyondellBasell	Corporate	208	12
Mai-24	Stadtwerke Reutlingen	Schöller SI	Utility	17	N/A
Aug-23	Energiekontor	Salzgitter	Corporate	113	15
Okt-24	Centrica	Wuppertaler Stadtwerke	Utility	19	10
Dez-24	EnviTec	PowerCo (VW)	Corporate	60	10

Aktuelle Preisindikation von Pexapark[1] (Juli 2025)

Für 10 Jahre PAP-PPA, Start 01.01.2027

Quelle: Pexapark. Anmerkungen: [1]Beobachtbare Preisspanne von PPA-Preisen (Pexapark), ohne Balancing, HKN & Kreditkosten.

Nach einem starken Wachstum 2023 ging der Offshore-Wind-PPA-Markt 2024 markant zurück

2

	Offshore-PPA (Wind auf See)
Marktvolumen 2024	~0.4 GW
Interesse von Abnehmern	Konzentriert auf ca. 15 große Abnehmer, vorwiegend Corporates.
Typische PPA-Laufzeiten und -Strukturen	**Langfristige PPAs,** mit einer Laufzeit von meist **10-15 Jahren** und strukturiert als **PAP, PAN oder monatliches Baseload-Profil.** HKNs und Balancing in der Regel integriert.
Aktuelle Entwicklungen & Marktaussichten	**Nach dem sehr starken Marktwachstum in 2023**, ging das Offshore-Wind-PPA-Volumen 2024 deutlich von 1.7 auf 0.4 GW zurück. Der Rückgang der Volumina ist einerseits auf höhere Kosten der Offshore Wind-Projekte für Finanzierung und Komponenten als auch auf gleichzeitig gesunkene PPA-Preise zurückzuführen.

Ausgewählte Offshore Wind-PPAs in Deutschland in 2023

Datum	Verkäufer	Abnehmer	Typ	Größe (MW)	Laufzeit (Jahre)
Jan-24	RWE	DHL Group	Corporate	25	10
Feb-24	Iberdrola	O2 Telefonica	Corporate	48	15
Apr-24	EnBW	Stahl Holding Saar	Corporate	50	15
Jul-24	BKW	Deutsche Bahn	Corporate	20	N/A
Aug-24	Vattenfall	Salzgitter	Corporate	75	15

PPA-Referenzpreise verfügbar bei Pexapark

Post-EEG-Onshore-Wind-Anlagen schließen PPAs zur Preisabsicherung nach Ende der EEG-Förderung

3

	Post-EEG-PPAs („Ü20-Anlagen“)
Potenzielles Marktvolumen	Jährlich fallen etwa 2 GW Wind-Onshore Anlagen fallen aus der EEG-Vergütung.
Interesse von Abnehmern	Hoch, sowohl von Industriekunden als auch Energieunternehmen.
Typische PPA-Laufzeiten und -Strukturen	PPAs mit kürzeren Laufzeiten, meist **1-3 Jahre und PAP oder PAN**. HKNs und Balancing in der Regel integriert.
Aktuelle Entwicklungen & Marktaussichten	Seit **2021 steigt die Anzahl PPAs für Post-EEG Anlagen**. Wachsendes Interesse besteht auf Seiten der Industriekunden, jedoch nur von solchen ohne strikte Additionality-Kriterien (Aspekt, dass PPA den Bau von Neuanlagen auslösen).

Ausgewählte Post-EEG-Onshore Wind-PPAs in Deutschland in 2023

Datum	Verkäufer	Abnehmer	Typ	Größe (MW)	Laufzeit (Jahre)
Jan-24	E.Disnatur	Uniper	Utility	20	1
Apr-24	GETEC	Vodafone	Corporate	n/a	3
Sep-24	deanGruppe	N/A	Corporate	n/a	n/a
Nov-24	Tion	Nobian	Corporate	25	3
Nov-24	Naturstrom	Hörmann	Corporate	9	2

PPA-Referenzpreise verfügbar bei Pexapark.

Kurzfristige PPAs erhöhen die gesicherten Einnahmen für geförderte Anlagen

4

	Sonstige Direktvermarktung & PPAs
Potenzielles Marktvolumen	Alle EEG-Anlagen, bei denen der anzulegende Wert geringer als der Terminmarktpreis ist.
Interesse von Abnehmern	Konzentriert auf Utilities, einige Corporates auch als Abnehmer aktiv.
Typische PPA-Laufzeiten und -Strukturen	Kürzere PPAs zwischen **einigen Monaten und bis zu 3 Jahren**, meist **PAP**, Verkauf von HKNs optional. PPAs können virtuell oder finanziell strukturiert werden.
Aktuelle Entwicklungen & Marktaussichten	Aktivität hängt stark von Marktpreisen und dem regulatorischen Umfeld ab. Durch Strompreisdeckel und sinkende Marktpreise ging die Aktivität in diesem Sektor 2023 zurück.

Quelle: Pexapark.

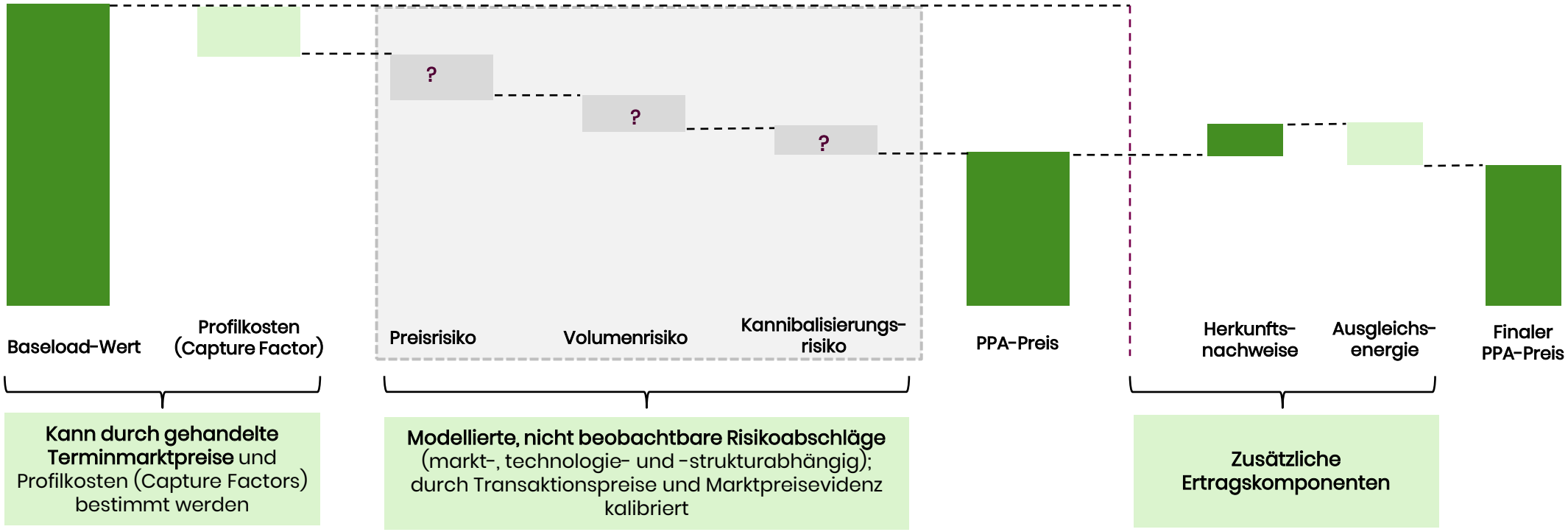
Details

- Geförderte Anlagen können laut §21b EEG mit einer Frist von einem Kalendermonat temporär in die sonstige Direktvermarktung wechseln. In der sonstigen Direkt-vermarktung erhalten Anlagen keine Marktprämie, haben jedoch Anrecht auf HKNs.
- Für viele PV-Anlagen im EEG kann sich ein Opt-out lohnen, da die Zuschlagswerte in den EEG-Ausschreibungen 2024 gesunken sind und PPA-Preise vergleichsweise attraktiv sein können. Für Onshore-Wind-Projekte ist ein Opt-out weniger attraktiv, da die EEG-Zuschlagswerte meist über den PPA-Preisen liegen.
- Zusätzliche Optimierungsmöglichkeiten ergeben sich für Anlagen in der Direktvermarktung oder der Einspeisevergütung; insbesondere bei Marktzugang und Balancing sind die Kosten gesunken und Anbieter können von einem verstärkten Wettbewerb profitieren.

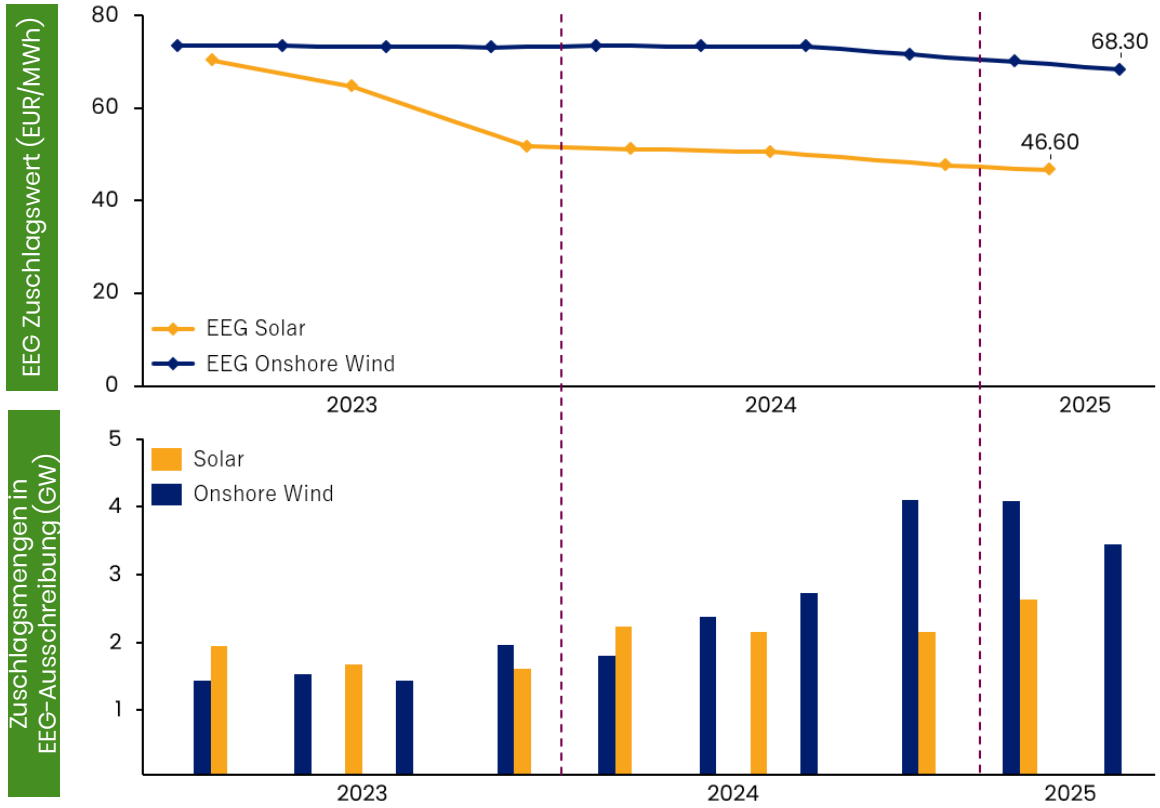
PPA-Referenzpreise verfügbar bei Pexapark.

Deep Dive: Wie funktioniert die Bepreisung von PPAs?

Pexaparks Wasserfall-Modell für die PPA-Bepreisung



EEG-Zuschlagswerte PV 2024 deutlich gesunken, Volumen bei Onshore-Wind stark gestiegen



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

- Die EEG-Ausschreibungen für große Solaranlagen waren 2024 meist stark überzeichnet, entsprechend sind auch die durchschnittlich vergebenen anzulegenden Werte gesunken, auf zuletzt 46.6 EUR/MWh in März 2025. Insgesamt wurden etwa 6.5 GW an Solarprojekten im ersten Segment bezuschlagt. PPAs bleiben aber weiterhin eine wichtige Option für Projektentwickler, da die Preise vergleichsweise auf einem ähnlichen Niveau liegen und Projekte, mit einer Kapazität von über 20 MW (anders als im Vorjahr) von den Ausschreibungen ausgeschlossen sind.
- Die bezuschlagten EEG-Förderungen für Onshore-Wind-Projekte stagnierten auf hohem Niveau seit 2023, mit Durchschnittswerten bei etwa 73 EUR/MWh, sehr nahe bei der Preisobergrenze. Dies ist durch die Unterzeichnung der meisten Ausschreibungen zu erklären. Mitte 2024 hat sich dieser Trend jedoch gewendet, die bezuschlagten Mengen sind deutlich gestiegen, die Ausschreibungen waren überzeichnet und in der letzten Runde 2024 sank der durchschnittliche anzulegende Wert auf 71.5 EUR/MWh. Dies ist auf eine starke Zunahme der genehmigten Projekte zurückzuführen, insbesondere durch regulatorische Verbesserungen der Genehmigungsprozesse.

Inhalt

1 Kernbotschaften

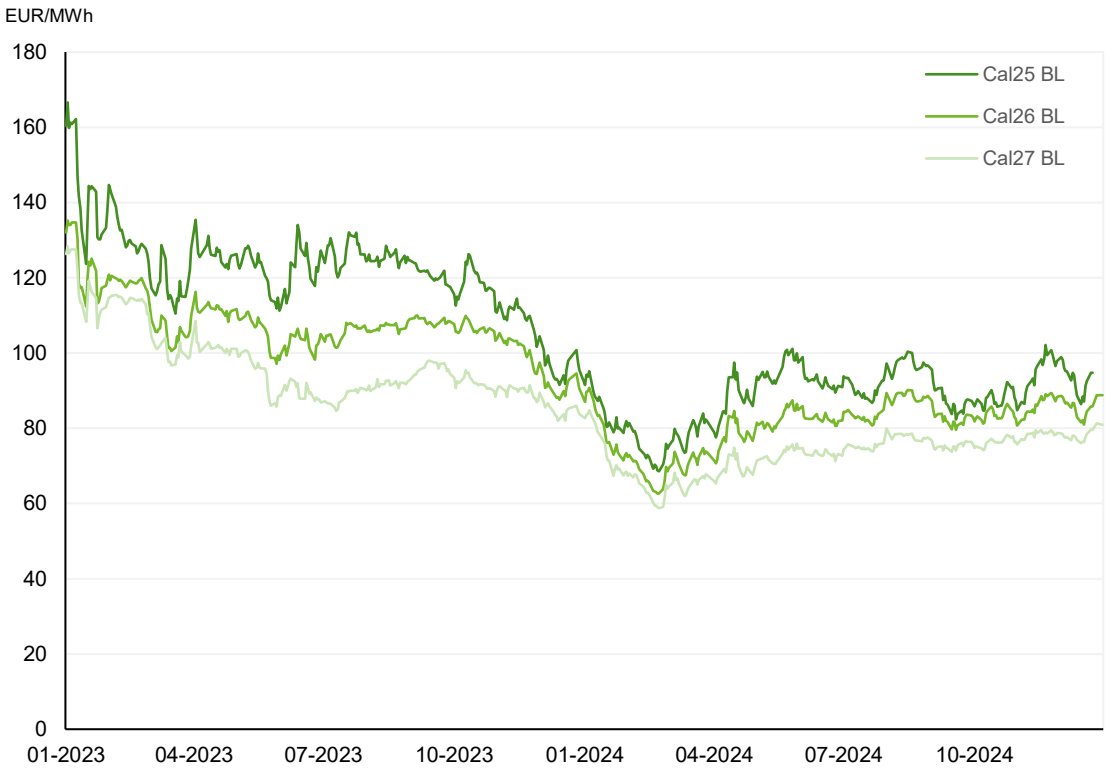
2 Entwicklung des deutschen PPA-Marktes

3 Market Insights Strommarkt Deutschland

4 Regulatorische Entwicklungen und Marktausblick

Marktoffensive
Erneuerbare Energien

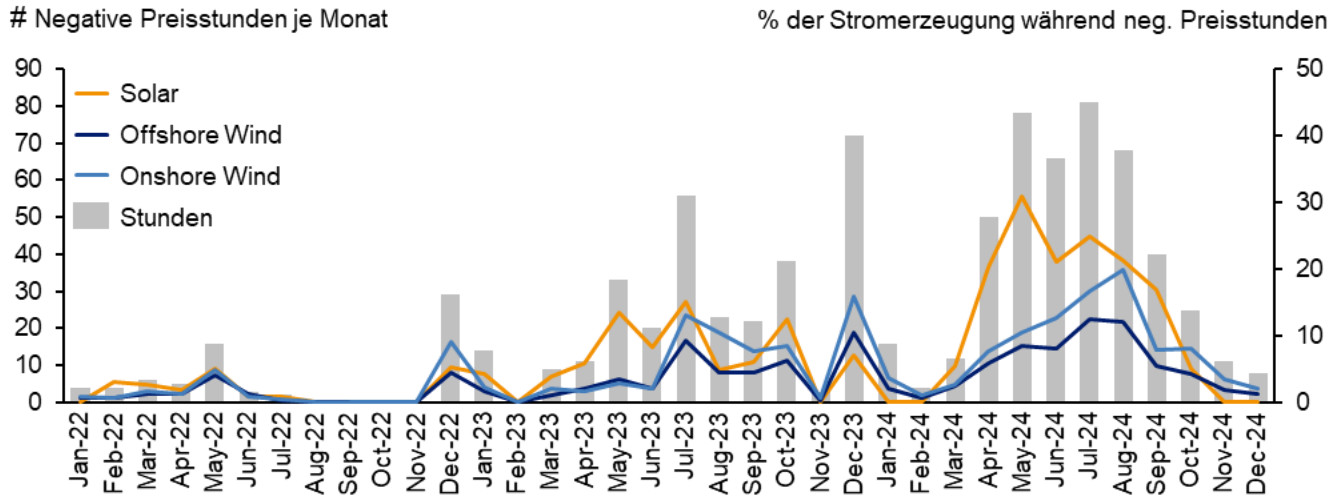
Terminmarktpreise haben sich 2024 auf neuem Niveau eingependelt



Quelle: Pexapark

- Im Vergleich zu den Jahren 2022 und 2023 ist **die Volatilität der Terminmarktpreise zurückgegangen** und sie haben sich für die Jahre 2025, 2026 und 2027 **auf einem Niveau zwischen 70 und 100 EUR/MWh stabilisiert**. Die Terminmarktpreise wurden im Verlauf des vergangenen Jahres durch die beiden Haupttreiber Gas- und CO_2-Preise in unterschiedliche Richtungen beeinflusst, wobei sich diese beiden Faktoren ausgeglichen und keinen Effekt auf das Preisniveau hatten.
- Basierend auf den Terminmarktpreisen wird die Forward Curve kreiert, die die **erwartete Preisentwicklung über die Laufzeit des PPAs darstellt**.
- Die **Forward Curve verbleibt weiter in Backwardation**, wenn auch nicht mehr so stark wie in 2023. Dies bedeutet, dass die in näherer Zukunft liegenden Jahre höhere Preise als jene in weiterer Zukunft aufweisen.
- Ende 2024 lagen die Terminmarktpreise bei ca. 95 EUR/MWh für 2025, bzw. bei 85 EUR/MWh für 2026 und 80 EUR/MWh für 2027.

Starke Zunahme negativer Preise insbesondere bei Solarstromerzeugung

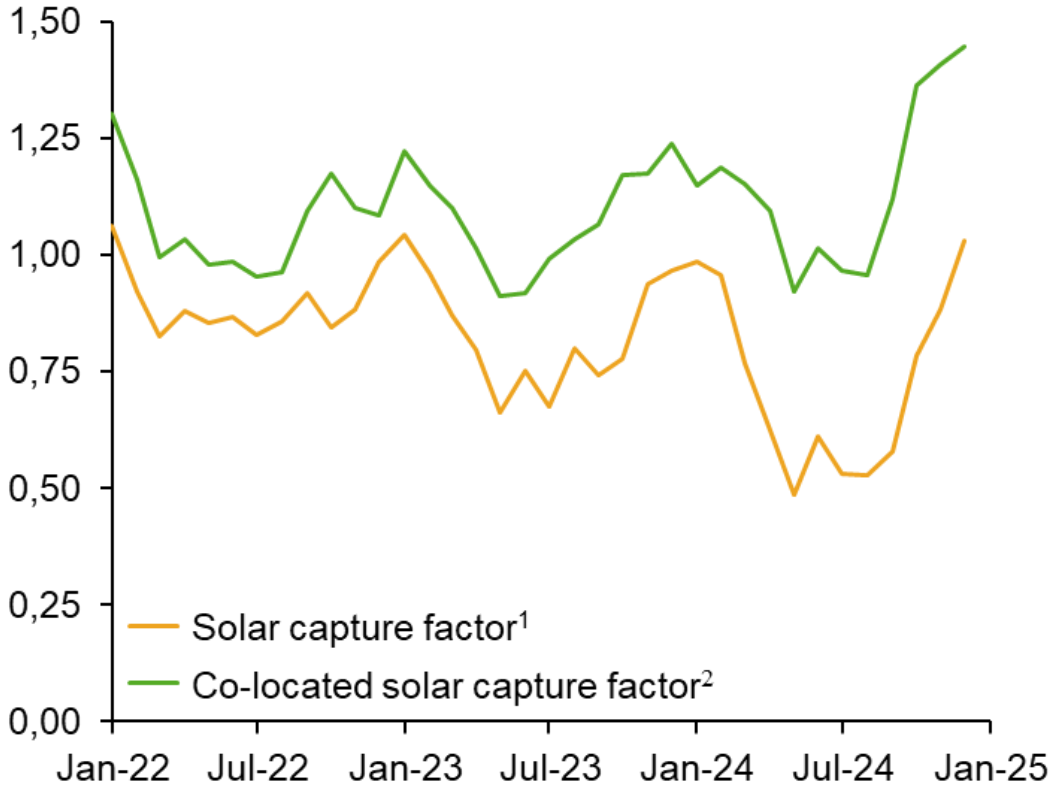


% der Stromerzeugung während negativer Preisstunden	2022	2023	2024
Solar	1.6%	8.4%	18.3%
Onshore Wind	1.7%	5.7%	6.3%
Offshore Wind	1.2%	4.1%	4.6%

Quellen: Pexapark, Hinweis: Der Anteil der Stromerzeugung während negativer Preisstunden wurde basierend auf Produktionsdaten von ENTSO-E berechnet.

- Starker Anstieg negativer Preisstunden: 2024 verzeichnet der deutsche Markt deutlich mehr Stunden mit negativen Strompreisen.
- Solarstrom ist während Frühlingsmonate überdurchschnittlich stark betroffen. Im gesamten Jahr 2024 erfolgten über 18 % der Solarerzeugung während negativer Preise.
- Das wachsende Risiko negativer Preise ist ein zentrales Thema in aktuellen PPA-Verhandlungen und beeinflusst zunehmend die Preisgestaltung in PPAs.

Tiefe Solar Capture Rates können durch Speicher abgefedert werden



Quellen: Pexapark. Anmerkung: [1] Capture Rate ist definiert als das Verhältnis zwischen dem Erlös einer Solaranlage und dem durchschnittlichen Day-Ahead-Preis. [2] Für eine Batterie mit einer 2-h Duration und einer 50% Storage-Solar-Power-Ratio.

- Die Solar Capture Rate fiel im Frühling und Sommer 2024 auf historische Tiefstände, im Mai stand der Capture Factor bei 0.49. Dies lässt sich auf den starken Ausbau der Solarenergie und die fehlende Flexibilität im System zurückführen.
- Die Hybrid capture curves von Pexapark zeigen, dass durch die Co-Location einer Batterie[1] die Kannibalisierung reduziert wird und die Capture Rate deutlich höher liegen kann.
- Durch das Solarspitzengesetz, welches das Exklusivitätsprinzip beendet, können auch EEG-Anlagen mit Batterien ausgestattet werden, in Zukunft die an sämtlichen Strom- und Regelenergiemärkten teilnehmen können.

2024 wurden die ersten Tolling Agreements zur Optimierung von Batterien veröffentlicht

Datum	Eigentümer	Optimierer	Vertragsstruktur	Laufzeit	Kapazität (MW)	Duration (h)
Okt 2024	ECO STOR	Enspired / Entelios	Merchant (Revenue Share)	N/A	103.5	2
Nov 2024	Iqony	Deutsche Bahn	Toll	5	35	4
Nov 2024	Aquila Clean Energy	Entrix	Merchant (Revenue Share)	N/A	106	2
Dez 2024	Obton A/S	Enspired / Entelios	Merchant (Revenue Share)	N/A	137.5	2
Dez 2024	Nofar Energy	Unknown	Toll	7	104.5	2

- Die Mehrheit der Agreements wird immer noch als **Revenue Share Agreements** ohne eine fixe Preiskomponente unterzeichnet, bisher sind nur **wenige Tolling Agreements (Fixpreis-Vereinbarungen)** veröffentlicht. Der Grund dafür ist, dass bisher nur wenige Speicher von Akteuren finanziert wurden, die gesicherte Erlöse durch Tollings verlangen.
- Die meisten der geplanten Projekte sind bisher **Stand-alone-Speicher**, einige Agreements wurden auch für **Co-located-Solar- und BESS-Assets** unterzeichnet.

Inhalt

1 Kernbotschaften

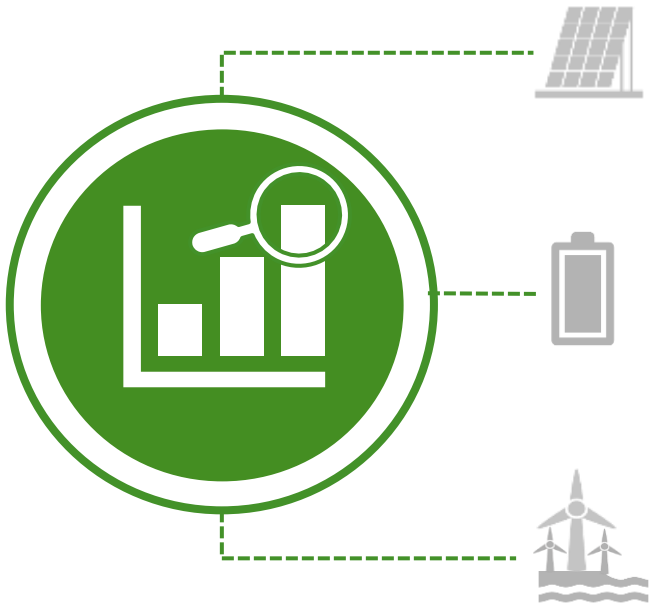
2 Entwicklung des deutschen PPA-Marktes

3 Market Insights Strommarkt Deutschland

4 Regulatorische Entwicklungen und Marktausblick

Marktoffensive
Erneuerbare Energien

Marktausblick: Negative Preise stärken Speichermärkte, Unsicherheit im Offshore-Markt nimmt zu



Sinkende Solar Capture Rates lassen die Relevanz von Co-location mit BESS steigen: Der Rückgang der Solar Capture Rates und die Zunahme negativer Strompreise führen dazu, dass Abnehmer zurückhaltender werden, wenn es darum geht, das Solarprofilrisiko zu übernehmen. Gleichzeitig führen tiefere Capture-Erwartungen zu sinkenden Preisen, wodurch PV-PPAs für Verkäufer weniger attraktiv werden. Die Kombination von Solarprojekten mit Speichern bietet einen neuen Ansatz das Segment zu stärken. Ein etablierter Standard für die Abbildung in PPA-Verträgen entwickelt sich derzeit noch.

Steigende Aktivität im Segment der Stand-alone-Speicher: Angetrieben von attraktiven Erlöspotenzialen entlang des gesamten Revenue Stacks – von Day-Ahead- und Intraday-Märkten bis hin zur Regelenergie – wird derzeit eine stark wachsende Anzahl an Großspeichern entwickelt und realisiert. Diese Großspeicherkapazitäten können voraussichtlich zur Abschwächung der Herausforderungen negativer Strompreise und sinkender Capture Rates von PV und Wind beitragen.

Unsicherheit im Offshore-Wind-Segment: Trotz des deutlichen Rückgangs im Abschlussvolumen von Offshore-Wind-PPAs wurden auch im Jahr 2024 in Deutschland Offshore-Wind-Projekte mit einem Gesamtvolumen von 8 GW erfolgreich ausgeschrieben. Da diese Projekte keine staatliche Förderung erhalten, sind sie auf PPAs angewiesen, um ihre Erlöse abzusichern.

Regulatorik: Solarspitzengesetz beendet die Vergütung von negativen Stunden und ermöglicht Co-Location

Solarspitzengesetz verabschiedet

- EEG-Ausschreibungen: **Neuanlagen,** die im Rahmen des EEG gefördert werden**, erhalten in Zeiten negativer Preise keine Vergütung mehr**. Diese Regelung gilt für volle Stunden und wird auf einzelne Viertelstundenintervalle ausgedehnt, sobald die Viertelstundenabrechnung im Day-Ahead-Markt eingeführt wird. Um diese nicht kompensierten Zeiträume zu berücksichtigen, werden die betroffenen Zeiträume mit negativen Preisen an das Ende des Subventionszeitraums angehängt.
- Das **Ausschließlichkeitsprinzip,** das bisher vorschrieb, dass EEG-geförderte Anlagen mit Speicher nicht aus dem Netz sondern ausschließlich aus den erneuerbaren Anlagen vor Ort geladen werden dürfen, **wird abgeschafft**. Im neuen Regelwerk können Speicher nicht nur die Produktion aus EEG-Anlagen verschieben, sondern auch am Stromhandel teilnehmen und **Regelenergiedienstleistungen erbringen**. Die EEG-Vergütung erfolgt künftig auf Grundlage der tatsächlichen Stromerzeugung der EEG-Anlage**.** Zur konkreten Umsetzung fehlen noch Festlegungen der Bundesnetzagentur bezüglich entsprechender Messkonzepte, die bis spätestens Juni 2026 veröffentlich werden sollen.

Regulatorik: Unklarer zukünftiger Rahmen setzt den Markt unter Druck

Neues Marktdesign und Förderrahmen

- Die aktuelle wirtschaftliche Lage, eine damit einhergehende sinkende Stromnachfrage, vermehrt auftretende negative Strompreise sowie unklare zukünftige Rahmenbedingungen setzen den **PPA-Markt aktuell unter Druck**.
- Die im Jahr 2023 beschlossene **EU-Strommarktreform** hat zur Folge, dass die bestehende EEG-Förderung als OPEX-Förderung nicht mehr mit EU-Recht vereinbar ist, da sie nicht in Form eines zweiseitigen Contracts for Difference (CfD) ausgestaltet ist. Spätestens bis Juli 2027 ist eine Neuregelung des Förderrahmens nötig.
- Gleichzeitig sieht die Strommarktrichtlinie der EU vor, dass **PPAs als zweite Säule des Strommarkts** weiter gestärkt werden und eine **Komplementarität** zwischen **gefördertem** und **ungefördertem Ausbau** hergestellt werden soll.
- **Ein klarer Investitionsrahmen für PPAs ist zentral**, um die Marktintegration weiter zu stärken und das Auftreten negativer Preise zu mindern. Unternehmen erhalten über PPAs die Möglichkeit zur langfristigen Absicherung am Strommarkt sowie Zugang zu den für die Dekarbonisierung zentralen Herkunftsnachweisen aus spezifischen Anlagen. Direkte Investitionen in erneuerbare Erzeugungsanlagen und Speicher werden gestärkt. Kannibalisierungseffekte mit dem geförderten Ausbau müssen vermieden werden.
- Mit **welchen Maßnahmen** die Bundesregierung die Entwicklung von PPAs weiter stärken könnte, hat die Marktoffensive Erneuerbare Energien in ihrem im Juni 2025 veröffentlichten Impulspapier aufgezeigt: Wie können PPAs in der neuen Legislatur gestärkt werden? (Link)

Strompreiszonensplit?

- **ENTSO-E empfiehlt, die deutsch-luxemburgische Gebotszone aufzuteilen,** um Netzengpässe insbesondere auf der Nord-Süd-Achse zu verringern und Redispatch-Kosten zu senken. Die Maßnahme könnte aus Sicht von ENTSO-E 2025 einen wirtschaftlichen Nutzen von 339 Mio. EUR bringen, ist jedoch politisch umstritten und technisch frühestens ab 2030 realisierbar.
- Ein Split würde wahrscheinlich zu **niedrigeren Erlösen für Windstrom im Norden Deutschlands und leicht höheren Preisen im Süden führen.** Für PPAs entstehen möglicherweise **neue Basis- und Preisrisiken,** und die **Marktliquidität im Terminhandel könnte sinken.** Die Bundesregierung lehnt eine Aufteilung bislang ab.

Fazit

1	Nach dem Rekordjahr 2023 hat der deutsche PPA-Markt im Jahr 2024 einen **Rückgang der absoluten neuen PPA-Volumina verzeichnet**, während die **Anzahl der Abschlüsse gleichzeitig leicht gestiegen** ist. Damit bleibt Deutschland wie bereits 2023 der **zweitgrößte PPA-Markt in Europa** hinter Spanien.
2	PPAs wurden 2024 in erster Linie für neue **PV-Anlagen** abgeschlossen; der Markt für **Offshore-Wind-PPAs** verzeichnete einen Rückgang von 75% gegenüber 2023.
3	Auf Abnehmerseite bleiben **Corporates** die treibende Kraft. Gleichzeitig dämpft die Marktsituation, zu der unter anderem eine **zunehmende Zahl negativer Preise sowie sinkende Solar Capture Rates** bei hoher PV-Einspeisung gehören, die Nachfrage nach Solar-PPAs.
4	Der deutsche PPA-Markt ist nicht homogen, sondern besteht aus **verschiedenen Segmenten mit jeweils eigenen Merkmalen und Dynamiken**. So ging das Volumen bei Offshore-Wind-PPAs im Jahr 2024 deutlich zurück, während der Rückgang bei Solar-PPAs moderater ausfiel. Eine konstante Aktivität lässt sich dagegen in den Segmenten der Post-EEG- und Subsidy-Opt-out-PPAs beobachten.
5	Während die Nachfrage nach PPAs mit Windprofilen hoch bleibt, begrenzt die **Konkurrenz mit der EEG-Förderung das Wachstum des Onshore-Wind-PPA-Marktes** in Deutschland für Neuanlagen. Die durchschnittlichen Zuschlagswerte der EEG-Auktionen für Onshore-Wind-Projekte sind aber **kontinuierlich rückläufig.**
6	**Offshore-Windprojekte** erhalten (oder beanspruchen) seit einigen Jahren keine Förderung mehr nach dem EEG. PPAs spielen hier für die Erlösabsicherung eine wichtige Rolle. Gleichzeitig ist der Sektor mit **steigenden Finanzierungs- und Rohstoffkosten** konfrontiert. In Kombination mit sinkenden PPA-Preisen führt dies zu wirtschaftlichen Herausforderungen, da die Kosten nicht immer durch realisierbare PPA-Preise gedeckt werden können.
7	Aufgrund der stark gesunkenen Capture Rate von Solaranlagen wird es zunehmend schwieriger, das Solarprojekte durch PPAs zu vermarkten und **Neuanlagen werden zunehmend mit einem Batteriespeicher geplant**. Die Vermarktung dieser Anlagenkombination über PPAs ist bislang nicht standardisiert, gewinnt aber an Relevanz.
8	Die PPA-Preise sind im Jahr 2024 weiter zurückgegangen und lagen im Jahresdurchschnitt **ca. 20% niedriger als im Vorjahr**. Der Rückgang ist sowohl auf **niedrigere Terminmarktpreise sowie tiefere Capture Factors** zurückzuführen. Die Risikoallokation im Zusammenhang mit negativen Preisen ist ein zentrales Thema in Verhandlungen und beeinflusst die Preisgestaltung von PPAs zunehmend.
9	Das **Solarspitzengesetz** gestaltet die Förderung von Solaranlagen marktnäher aus. Negative Stunden werden für Neuanlagen nicht länger vergütet. Gleichzeitig wird die **Co-Location mit Batteriespeichern attraktiver**.
10	Der deutsche **PPA-Markt hat sich im ersten Halbjahr 2025 weiter abgeschwächt,** was insbesondere auf einen Rückgang bei Solar-PPAs zurückzuführen ist. Parallel dazu nahm die Dynamik bei Batteriespeichern und deren kommerzieller Vermarktung deutlich zu. Unklare zukünftige Rahmenbedingungen setzen den PPA-Markt zusätzlich unter Druck. Es braucht einen **kohärenten Ansatz, um den PPA-Markt weiter zu stärken**.

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:
Jannis Moss (dena), Nicolas Eschenbruch (dena), Jonas Weber (dena), Dominique Hischier (Head of Analysis @ Pexapark), Conradin Meili (PPA Market Data Analyst @ Pexapark)

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

Stand: 08/2025

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/Rudmer Zwerver (S. 2, S. 4, S. 15), Getty Images/Audtakorn Sutarmjam (S.20)

Bitte zitieren als:
Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2025) „PPA-Marktanalyse Deutschland 2024“

Wer wir sind

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.

Mehr Informationen zur Marktoffensive Erneuerbare Energien

marktoffensive-ee.de

Marktoffensive Erneuerbare Energien

Ein Projekt von

dena

DIHK

Interesse an einer Mitgliedschaft?

Sprechen Sie uns an!

Ina Matiaske

Expertin Erneuerbare Energien

Tel. 030-66 777 785

marktoffensive-dena@dena.de

marktoffensive-ee.de LinkedIn

Marktoffensive
Erneuerbare Energien