

Power Purchase Agreements: Bankfähige Rahmenbedingungen für einen marktbasierten Ausbau

Der PPA-Markt braucht den nächsten Entwicklungsschritt und dafür gezielte politische Weichenstellungen.

Mit der aktuellen EEG-Novelle steht der Förderrahmen für erneuerbare Energien vor einem grundlegenden Umbau: Die gleitende Marktpremie wird durch einen zweiseitigen Differenzvertrag (CfD) ersetzt und der Ausbau stärker auf Direktvermarktung ausgerichtet. Der Ausbau muss sich mittelfristig über den Markt tragen, nicht über Förderung. Dafür sind Power Purchase Agreements (PPAs) das zentrale Instrument. Sie müssen jetzt gezielt gestärkt werden, damit sie diese Rolle ausfüllen können.

Das Wichtigste in Kürze

- **PPAs sind langfristige Stromlieferverträge** zwischen Erzeugern und Abnehmern und damit ein marktwirtschaftliches Instrument neben der EEG-Förderung. Sie sichern planbare Erlöse und machen Wind- und Solarprojekte auch ohne staatliche Förderung finanzierbar.
- **Deutschland verfügt über eine ausreichende Pipeline genehmigter Projekte.** Die Engstelle liegt heute nicht in der Genehmigung, sondern in bankfähigen Abnahmestrukturen.
- **Genau hier setzen PPAs an, um die Pipeline abseits der EEG-Förderung in die Umsetzung zu bringen.** Bislang funktionieren sie in Deutschland aber überwiegend für wenige große Industriekunden und dienen oft nur der Vermarktung ausgeförderter Anlagen, nicht dem Bau neuer Kapazitäten.
- **Die wesentlichen Hürden sind das Bonitätsrisiko der Abnehmer** und zu kurze Vertragslaufzeiten, die den Finanzierungshorizont nicht abdecken.
- **EEF empfiehlt sechs aufeinander abgestimmte Hebel:** ein einmaliges EEG-Opt-in, Flexibilität zwischen CfD und PPA, eine Stärkung der Herkunftsnachweise (HKN), einen beschleunigten Speicherhochlauf, ein staatlich flankiertes Absicherungsinstrument, sowie einen standardisierten PPA-Marktplatz.

1. Ausgangslage: Regulatorischer Rahmen und die Engstelle des PPA-Marktes

Marktbasierte Refinanzierung ist erklärtes politisches Ziel: Die Bundesregierung verfolgt das Ziel, den EE-Ausbau langfristig vollständig über den Markt zu finanzieren. PPAs bieten dafür stabile, planbare Einnahmen ohne staatliche Förderung.

Nicht Genehmigung, sondern Realisierung ist das Problem: Die Überzeichnung vieler Ausschreibungen im Wind- und Solarbereich zeigt, dass es nicht an der Projektpipeline fehlt. Entscheidend ist daher die Umsetzung, wie genehmigte Projekte realisiert werden, ohne Bundeshaushalt und Endverbraucher zusätzlich stark zu belasten. Zugleich drücken hohe Finanzierungskosten und niedrige langfristige Strompreiserwartungen die Margen. Viele Projekte sind zwar genehmigt, rechnen sich unter diesen Bedingungen aber immer schwerer.

Bankfähigkeit entscheidet, aber genau daran hakt es: Über die Realisierbarkeit von PPAs entscheidet die Verlässlichkeit der Cashflows. Eine Projektfinanzierung wird gegen vertraglich

gesicherte Erlöse unterlegt; Banken verlangen dafür langfristig gesicherte und verlässlich planbare Einnahmen.

Hier entsteht die Hürde: Abnehmer, insbesondere im Mittelstand, wollen sich meist nur für zwei bis fünf Jahre binden. Deckt der PPA nur einen Teil der Kreditlaufzeit ab, bleibt ein offenes Marktpreisrisiko, das die Finanzierung verteuert oder verhindert.

Hinzu kommt das Bonitätsrisiko: Über eine so lange Laufzeit muss der Abnehmer zahlungsfähig bleiben, was außerhalb großer, bonitätsstarker Konzerne selten gesichert ist. Deshalb sind bankfähige PPAs für Neubauprojekte heute die Ausnahme, tragfähig meist nur mit großen Industriekunden und langer Bindung, während der Mittelstand als Abnehmer weitgehend ausfällt. Ohne eine Absicherung des Ausfallrisikos auf Abnehmerseite bleiben PPAs damit ein Nischeninstrument.¹

2. Unsere Empfehlungen: Sechs Hebel für einen bankfähigen PPA-Markt

Damit PPAs vom Nischeninstrument zu einer tragenden Säule des marktbasierten Ausbaus in Deutschland werden, empfiehlt EEF folgende Maßnahmen:

- 1. Einmaliges Opt-in um Rückkehroption ergänzen:** Der Entwurf der EEG-Novelle sieht in § 20b EEG-E bereits einen einmaligen Ausstieg aus Förderung und Abschöpfung vor, ausdrücklich zur Refinanzierung über langfristige PPAs. Dieser Ausstieg ist jedoch endgültig (ein Rückweg in die Förderung ist ausgeschlossen), auf die ersten zehn Jahre nach Inbetriebnahme befristet und nur für die gesamte Anlage möglich. Damit verliert der Betreiber die Absicherung durch den Zuschlag, wenn er über befristete PPAs in den Markt geht. *EEF empfiehlt*, den Mechanismus um eine einmalige Rückkehr zu den bezuschlagten Bedingungen zu ergänzen, sodass der EEG-Zuschlag als Sicherheit für die Finanzierung erhalten bleibt, während zwischenzeitlich befristete PPAs (etwa über zwei bis drei Jahre) abgeschlossen werden, auch mit mittelständischen Abnehmern, die sich nicht langfristig binden wollen. So erweitert sich der Kreis potenzieller Abnehmer erheblich. Sinnvoll wäre zudem ein anteiliger statt ausschließlich vollständiger Ausstieg.
- 2. Begonnene Flexibilität zwischen Förderung und PPA erhalten und praxisgerecht ausgestalten:** Der Entwurf der EEG-Novelle ermöglicht über §§ 21a EEG-E und 21b EEG-E bereits den Wechsel zwischen der Direktvermarktung mit Marktprämie und der förderfreien sonstigen Direktvermarktung, in der HKN und damit Grünstrom-PPAs möglich sind. Dass die Abschöpfung nach § 20a EEG-E dabei der Anlage folgt und so eine Umgehung der Systematik verhindert, ist sachgerecht. Aus Sicht der Projektfinanzierung kommt es nun darauf an, die Höhe dieser fortbestehenden Zahlungspflicht transparent und verlässlich kalkulierbar auszugestalten, damit der Wechsel in PPA-Strukturen bankfähig bleibt.
- 3. Herkunftsnachweise stärken und Doppelvermarktungsverbot maßvoll öffnen:** HKNs sind staatlich registrierte Zertifikate, die belegen, dass eine bestimmte Menge Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt wurde. Sie sind die Grundlage dafür, dass Abnehmer Grünstrom glaubhaft als solchen ausweisen können. Bislang sind sie oft intransparent und selten direkt mit der tatsächlichen Stromlieferung verknüpft. Mehr Transparenz und klare Bezugsvorgaben würden die Nachfrage nach Strom aus spezifischen Anlagen und damit den Marktwert von PPAs stärken. Perspektivisch und unter

¹dena, Risikoabsicherung für PPAs: Auswirkungen der Risikoabsicherung von langfristigen Stromlieferverträgen (PPAs) auf die Projektfinanzierung, Februar 2025.

klar definierten Voraussetzungen sollten auch über EEG-Ausschreibungen geförderte Neuanlagen HKNs ausstellen dürfen. Das erleichtert den Markthochlauf, eröffnet Unternehmen bessere Möglichkeiten für grüne Produkte und senkt zugleich die Förderkosten, sofern das System den ungeforderten Ausbau über PPAs weiterhin stärkt.

4. **Speicherhochlauf beschleunigen:** Batteriespeicher stabilisieren nicht nur das Stromsystem, sondern verbessern auch die Vermarktungsfähigkeit erneuerbarer Erzeugung. Je besser Angebots- und Nachfragespitzen abgefedert werden, desto eher akzeptieren Abnehmer „pay-as-produced“-PPAs. Wer PPAs stärken will, muss daher die Speicherintegration erleichtern, insbesondere durch einfachere und schnellere Netzanschlüsse.
5. **Solvenzrisiken marktbasiert absichern:** Das Bonitäts- und Ausfallrisiko der Stromabnehmer bleibt eine der größten Hürden für bankfähige PPA-Strukturen. Die EU Electricity Market Directive² fordert die Mitgliedstaaten ausdrücklich auf, entsprechende Absicherungsinstrumente zu prüfen. Die dena hat hierzu bereits ein prämiendifinanziertes Modell nach norwegischem Vorbild skizziert, bestehende Modelle in Norwegen, Spanien und Frankreich dienen als beihilferechtskonforme Blaupause. Positiv ist, dass die Bundesregierung mit dem KfW-Programm (570) „Erneuerbare Energien Plus“ bereits einen ersten Schritt in die richtige Richtung unternommen hat. Das Programm fördert gezielt Erneuerbare Energien Projekte, die über PPAs vermarktet werden, und bietet zinsvergünstigte Kredite. Bei 10-jähriger Zinsbindung liegen die Konditionen nach Branchenangaben rund 0,5 Prozentpunkte unter vergleichbaren KfW-Krediten für EEG-geförderte Projekte. Damit verbessert das Programm die kommerzielle Umsetzbarkeit von PPA-Projekten und setzt Anreize für eine stärkere marktbasierte Stromvermarktung. Die strukturellen Schwachpunkte von PPAs, insbesondere unzureichende Bonität auf der Abnehmerseite und fehlende langfristig bankfähige Erlösstrukturen, werden dadurch jedoch nicht adressiert. Hier kann ein staatlich flankiertes Absicherungsinstrument die Bankfähigkeit von PPAs insbesondere für mittelständische Unternehmen und kommunale Versorger deutlich verbessern.
6. **Offiziellen Marktplatz für grüne PPAs etablieren:** Der Markt ist bislang fragmentiert, intransparent und stark von bilateralen Kontakten geprägt. Ein strukturierter Marktplatz mit standardisierten Vertragsbedingungen führt Angebot und Nachfrage effizienter zusammen, macht die Preisbildung transparenter und erhöht die Liquidität, gerade für kleinere und mittelgroße Marktteilnehmer. Wird ein staatliches Absicherungsinstrument an die Nutzung eines solchen Marktplatzes geknüpft, ließe sich zugleich ein standardisierter, funktionierender Markt fördern.

3. Fazit

Die Pipeline ist vorhanden, der politische Wille zum Ausbau ebenso. Was fehlt, sind Rahmenbedingungen, unter denen PPAs ihre Funktion als Brücke zwischen Markt und Investition tatsächlich erfüllen können, nicht als Nischeninstrument, sondern als tragende Säule eines marktbasierten Ausbaus. Die genannten Hebel wirken zusammen: Sie erleichtern die Projektfinanzierung, schonen den Staatshaushalt und erweitern den Kreis möglicher Abnehmer.

²Richtlinie (EU) 2024/1711 vom 26. Juni 2024 (Electricity Market Directive).