

Berlin, 5. März 2021

**bdeu**  
Energie. Wasser. Leben.

**BDEW Bundesverband  
der Energie- und  
Wasserwirtschaft e. V.**  
Reinhardtstraße 32  
10117 Berlin

[www.bdeu.de](http://www.bdeu.de)

## Positionspapier

# Finanzierung und Marktintegration von Erneuerbare-Energien-Anlagen

Mechanismen und Instrumente außerhalb der gesetzlichen Förderung mit einem Fokus auf Green PPAs

Version: 2.1

Autor: Dr. Ruth Brand-Schock, Natalie Lob

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu über-regionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

## Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung .....	3
2	Definition und Ausgestaltungsmöglichkeiten von green PPAs.....	5
3	Rahmenbedingungen für marktliche Instrumente außerhalb der EEG-Förderung.....	7
3.1	Herausforderungen bei der Absicherung dargebotsabhängiger Erzeugung.....	7
3.2	Europäische regulatorische Rahmenbedingungen für den Ausbau Erneuerbarer Energien .....	8
3.3	Die Rolle der „grünen Eigenschaft“ für die Refinanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen....	9
3.4	Notwendigkeit des CO <sub>2</sub> -Zertifikatehandels für den Ausbau Erneuerbarer Energien .....	10
3.5	Strompreiskompensation für green PPAs .....	10
4	Handlungsempfehlungen des BDEW zur Weiterentwicklung von green PPAs .....	11

## 1 Einleitung

Ein zentrales Instrument zur Absicherung von Investitionen in Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb der gesetzlichen Förderung (EEG) sind sogenannte green PPAs (Power Purchase Agreements mit Übertragung der grünen Eigenschaft). Für gewerbliche Abnehmer sind diese Verträge attraktiv, da sie eine langfristige Beschaffung von erneuerbarem Strom, der mit Herkunftsnachweisen (HKN) eindeutig „grün“ ist, zu vereinbarten Preisen ermöglicht. Diese green PPAs unterstützen damit marktbasierende Anreizmechanismen für den Ausbau Erneuerbarer Energien.

Besonders bei der Photovoltaik (PV) haben PPAs bereits eine erhebliche Bedeutung zur Finanzierung von Neuanlagen: In Italien, Großbritannien, Spanien und Portugal sind PPAs fest im Markt etabliert. In Spanien wurde bereits der Strom aus PV-Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt 4 GW auf Basis von green PPAs, also ohne Förderung, ins Netz eingespeist. Dass PPAs im Ausland deutlich verbreiteter sind als in Deutschland, ist vor allem auf sehr unterschiedliche Förderstrategien für Erneuerbare Energien zurückzuführen. Die deutsche EEG-Einspeisevergütung und die Marktprämie sind regulierte Fördermechanismen zur Finanzierung von Investitionen in Erneuerbare Energien, die neuen Abschlüssen von green PPAs zunächst entgegensteht, da durch die staatliche Förderung weniger Anreize bestehen, langfristig privatwirtschaftliche Verträge abzuschließen.

Außerhalb der Fördermechanismen gewinnen green PPAs in Deutschland aber mehr und mehr an Bedeutung: Nachdem im Zuge der EEG-Novelle 2017 eine Größenbeschränkung in den Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen eingeführt wurde, haben sich neue Finanzierungsinstrumente außerhalb der EEG-Förderung für große Solarparks entwickelt. Green PPAs sind für ungeforderte Neuprojekte relevant, die keine Förderung nach dem EEG erhalten z.B., weil sie nicht an den EEG-Ausschreibungen teilgenommen oder in den Ausschreibungen ein Gebot von 0 Cent abgegeben haben.

In Deutschland werden green PPAs zudem interessant, weil beginnend mit dem 1. Januar 2021 eine zunehmende Anzahl von Erneuerbare-Energien-Anlagen aus der gesetzlichen Förderung fällt. Die Betreiber dieser Anlagen brauchen nach dem Entfallen der festen EEG-Einspeisevergütung, also einer verbindlichen Abnahme erzeugten Stroms zu einem festgelegten Abnahmepreis, eine Anschlussvermarktung. Diese Anschlussvermarktung kann über einen PPA mit einem neuen Abnehmer vereinbart werden. Nach dem Ende der EEG-Förderung können mit diesen Anlagen auch HKNs generiert werden, die zusätzlich mit dem erzeugten Strom vermarktet werden können.

Erhebliche Mengen erneuerbarer Energien werden bereits heute erfolgreich in den europäischen Strommarkt integriert. In Zukunft sollten Erzeuger von erneuerbare Energien stärker als bisher auf das Marktpreissignal reagieren. Einnahmen können auf verschiedenen Märkten generiert werden. Dies könnten Verkaufserlöse aus dem Großhandelsmarkt, aus Herkunftsnachweisen, aus PPAs Vergütungen von Systemdienstleistungen sein.

Im Strommarkt wird die Erzeugung heute im Spotmarkt sehr effizient an der Nachfrage ausgerichtet. Für jede Stunde des Folgetages wird im Day-Ahead Markt der nachgefragte Strom mit

den preisgünstigsten Angeboten gedeckt. Der Markträumungspreis gilt dann für all Anbieter. Der Day-Ahead Markt wird weiter relevant bleiben, auch wenn ein höherer Anteil erneuerbarer Energien im Stromsystem tendenziell durch die sehr niedrigen Grenzkosten der Erneuerbaren zu einem Rückgang des Spotmarktpreises für Strom führen kann. Wenn aber das Angebot, das den Markträumungspreis stellt, einen hohen Preis hat, kann es auch bei hohen Anteilen von Erneuerbaren zu hohen Day-Ahead Preisen kommen. Der Day-Ahead Preis beinhaltet alle zu einem bestimmten Zeitpunkt verfügbaren Informationen. Die installierte Kapazität aller Erzeugungsanlagen ist nicht danach ausgerichtet die Spitzennachfrage bis zur letzten Kilowattstunde zu decken, sondern ein optimales Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage zu erreichen. Darüber hinaus werden verschiedene Technologien wie Demand Side Response, Speichermechanismen, Batterien und Power-to-X-Technologien zu einer effizienten Spotmarktpreisbildung beitragen.

Insgesamt steigt durch den Ausbau dargebotsabhängiger erneuerbarer Energien die Volatilität des Strompreises. In Zeiten niedriger Einspeisung sind hohe Preise zu erwarten und in Zeiten hoher Einspeisung wird der Strompreis durch das hohe Angebot gesenkt. Wenn viele Anlagen unabhängig von der Nachfrage gleichzeitig einspeisen, erwirtschaften alle Anlagen auf dem Spotmarkt weniger. Diese sog. Preis-Kannibalisierung kann einen rein marktwirtschaftlich basierten EE-Ausbau bremsen. Mit dem Abschluss von green PPAs können Anbieter wie auch Käufer sich gegen diese Preisrisiken absichern und zudem die Versorgung mit erneuerbarem Strom gewährleisten. So wird die Finanzierung neuer EE-Projekte erleichtert, da die durch die Preis-Kannibalisierung auftretenden Risiken abgesichert werden. Mit dem Abschluss von green PPAs haben Stromabnehmer die direkte Möglichkeit an der Energiewende zu partizipieren in dem sie zusätzlich zum EEG den EE-Ausbau finanzieren, dafür erhalten sie mit HKN garantierten erneuerbaren Strom zu in den PPA vereinbarten Konditionen.

Green PPAs ermöglichen damit die Integration von erneuerbaren Energien in den Markt für Neuanlagen sowie eine wirtschaftliche Perspektive für Anlagen, die aus der Förderung fallen. Außerdem dienen sie der Absicherung von Preis- und Mengenrisiken bei Stromabnehmern und Anlagenbetreibern. Stromabnehmer haben zudem über einen green PPA die Möglichkeit sicherzustellen, dass der abgenommene Strom tatsächlich grün ist, wenn die Herkunftsnachweise im PPA integriert sind. Zusammenfassend ist ein green PPA ein Instrument, um in Erneuerbare-Energien-Anlagenprojekte außerhalb einer gesetzlichen Förderung - sowohl bei Neuanlagen als auch im Falle des Weiterbetriebs ausgeförderter Anlagen - zu investieren oder sie weiter zu betreiben.

Um die Vorteile nutzbar zu machen und das Instrument des green PPA auch in Deutschland voranzutreiben, skizziert der BDEW in diesem Kurzpapier Vorschläge zur Weiterentwicklung des Marktes für PPAs sowie entsprechende Handlungsempfehlungen. Diese stehen einer weiteren gesetzlichen Förderung des Ausbaus von Erneuerbare-Energie-Anlagen, die die Marktparität noch nicht erreicht haben, nicht entgegen.

## 2 Definition und Ausgestaltungsmöglichkeiten von green PPAs

Ein PPA ist ein Stromliefervertrag<sup>1</sup>, zunächst ohne zugesicherte Stromeigenschaft, bei dem auch die Laufzeit festgelegt wird. Durch die definierte Preisregelung für eine definierte Abnahmemenge und einen definierten Zeitraum werden die Mengen- und Preisrisiken zwischen Erzeuger und Abnehmer transferiert.

Bei einem green PPA handelt es sich in der Regel um einen langfristigen Stromliefervertrag für Strom aus erneuerbaren Energien, der unmittelbar oder mittelbar zwischen regenerativen Stromerzeugern und Stromverbrauchern geschlossen wird. Der Wert eines green PPAs setzt sich zusammen aus dem Wert der vertraglich vereinbarten Strommenge sowie dem Wert der nachgewiesenen grünen Eigenschaft über Herkunftsnachweise (HKN). Die Komponenten eines PPA werden zwischen den Vertragspartnern individuell vereinbart. PPAs können ein technologieoffenes und größenunabhängiges Instrument sein, um die Marktintegration Erneuerbarer Energien voranzutreiben. Sie bilden damit ein Instrument für den marktgetriebenen Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien.

PPAs können differenziert eingesetzt werden: Sie eignen sich einerseits, um ausgeförderten EE-Anlagen den Weiterbetrieb nach Ende der Förderung zu ermöglichen, indem sie die Betriebs- und Instandhaltungskosten absichern. Diese Form von green PPAs hat in der Regel eine kürzere Vertragslaufzeit von beispielsweise ein bis drei Jahren. Andererseits kann man mit Hilfe von PPAs auch den Bau von neuen Erneuerbare-Energien-Anlagen ohne Förderung durch langfristige PPAs von bis zu 20 Jahren finanzieren.

Zudem lassen sich PPAs unterschiedlich ausgestalten: Im Wesentlichen lassen sie sich in Direktverträge (nicht synthetisch) sowie synthetische PPAs unterscheiden. Bei ersterem erfolgen sowohl die physische Lieferung der Strommengen im Sinne von Bilanzkreisbuchungen und ggf. Herkunftsnachweisen als auch die finanzielle Abwicklung direkt zwischen den Vertragsparteien. Residualstrommengen bzw. Komplementärmengen zum PPA können über den Großhandelsmarkt beschafft bzw. veräußert werden. Die vermarkteten Mengen eines nicht synthetischen PPAs werden in der Regel der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet.

Bei synthetischen PPAs werden dagegen vertragliche Rechte und Pflichten über Preis und Mengen des Stroms und der Herkunftsnachweise vereinbart; die physische Abwicklung erfolgt dann vollständig über den Großhandelsmarkt. Für die Finanzierung erneuerbarer Energien ist weder die eine noch die andere PPA-Variante grundsätzlich vorteilhafter, hierfür sind andere Vertragsdetails, wie Risikoübernahmen oder Preisgestaltung, relevanter.

Bei einem PPA können verschiedene Akteure beteiligt sein: Stromabnehmer (Letztverbraucher oder Lieferanten), Anlagenbetreiber, Investoren, EVUs und Handelshäuser als Vermittler, Händler in der Rolle als Aggregatoren, Strukturierer und Risikonehmer und ggf.

---

<sup>1</sup> Power Purchasing Agreement steht eigentlich für Stromeinkaufsvertrag, in der deutschen Handelsprache spricht man aber eher von Stromlieferverträgen und es wird das gleiche darunter verstanden.

Zwischenhändler. Intermediäre sind wichtig, um unterschiedliche Risikopräferenzen und auch Präferenzen für Vertragslaufzeiten zusammen zu bringen. Ferner wird die Übernahme des Bilanzkreismanagements geregelt und Dienstleister können die Strukturierung übernehmen, technologiespezifisch Portfolien zusammenstellen und bewirtschaften sowie Reservelieferungen und weitere operative Dienstleistungen bereitstellen.

Für den Abschluss von PPAs gibt es viele Gründe:

Stromabnehmer haben zum einen über die Herkunftsnachweise eine Garantie dafür, dass es sich bei dem angenommenen Strom um grünen Strom handelt. Zum anderen können sie ihre Abhängigkeit von schwankenden Strompreisen verringern, wenn sie sich durch PPAs gegen Preisrisiken absichern. Dies gilt zusätzlich für die grüne Eigenschaft, denn mit weiteren Auflagen (z.B. Taxonomie) und Selbstverpflichtungen der Unternehmen wird die Nachfrage nach HKN steigen. Damit können industrielle Letztverbraucher ihre (grüne) Stromentnahme langfristig besser planen und somit sicher kalkulieren.

Anlagenbetreiber hingegen können außerhalb der EEG-Förderung sichere Erträge für ihre Stromerzeugung aus EE-Anlagen erzielen, da diese durch PPAs über einen längeren Zeitraum festgelegt werden. Zudem erhöhen Anlagenbetreiber durch die langfristig abgesicherte Abnahme von Strommengen ihre Kreditwürdigkeit, und können dadurch ihre Finanzierungskosten senken. Dies führt dazu, dass sich ein Anlagenbetreiber Investitions- und Finanzierungssicherheit für seine EE-Anlage verschafft. PPAs ermöglichen auch dem Investor seine Cashflows mit einer höheren Sicherheit zu berechnen als ohne dieses Instrument. Damit kann er die Höhe des Barwerts vergleichsweise sicher zu bestimmen und vermeidet Risikoprämien. Andererseits setzt diese Finanzierungsrelevanz voraus, dass die Abnehmer der PPAs selbst eine hohe Kreditwürdigkeit für einen vergleichsweise langen Zeitraum benötigen. EVUs/Handelshäuser werden als Intermediäre benötigt, wenn die Hedging-Präferenzen zwischen Investoren/Anlagenbetreiber und Stromverbrauchern auseinanderliegen (z. B. Präferenz nach unterschiedlichen Vertragslaufzeiten). Um das dennoch verbleibende Ausfallrisiko eines der Vertragsparteien (Kontrahentenausfallrisiko) zu minimieren und Finanzierungskosten weiter zu reduzieren, besteht zudem die Möglichkeit bei ausreichender Standardisierung die Strommengen des PPAs und die Abwicklung und Absicherung durch ein börsliches Clearinghaus abzuwickeln (so genannte Trade Registration).

Zwischenhändler können mit Transformation von Fristen und Mengen Angebot und Nachfrage zusammenbringen und dadurch die Risiken teilweise hedgen, z.B. durch die Trennung eines langfristigen PPAs in verschiedene Teilprodukte mit kurzen Laufzeiten und Losgrößen an verschiedene Abnehmer. Entsprechende „Zweitmärkte“ bieten Marktteilnehmern z.B. auf der Abnehmerseite somit im Zeitablauf auch Möglichkeiten zur Anpassung des Grünstromeinkaufs bei verändertem Bedarf. So kann es zu Fristen- und Volumentransformationen kommen, welche letztlich die Interessen von Anbietern und Abnehmern grüner Erzeugung unterstützen. So sind auch kürzere Laufzeiten möglich, da letztlich nicht alle Endverbraucher an langfristigen Vertrags- und oder Preisbindungen gleichartig interessiert sind.

Für die individuelle Ausgestaltung von PPAs gibt es zahlreiche Möglichkeiten. Bei der Vertragsdauer sind kurzfristige Verträge mit einer Laufzeit von 1 bis 5 Jahren, mittelfristiger Verträge mit einer Laufzeit von 5 bis 10 Jahren oder sehr langfristige Verträge über 10 bis 30 Jahre üblich. Während für ausgeforderte EE-Anlagen eher kurzfristige Laufzeiten für PPAs eingesetzt werden, sind die Laufzeiten von PPAs die für den Bau von Neuanlagen eingesetzt werden sehr viel langfristiger.

Die Wahl des festgelegten Volumens eines PPAs kann „wie verbraucht“, jährlich bzw. monatlich kumuliert, „wie produziert“ oder „wie prognostiziert“ erfolgen und bei der Risikobepreisung entsprechend berücksichtigt werden. Möglich ist auch eine Strukturierung in Tranchen, die sich beispielweise an der Day-Ahead-Prognose orientiert. Bei der Festlegung des Preises für den PPA können je nach Vertrag indizierte Preise zum Beispiel auf den Großhandelsmarkt oder indizierte Preise mit Festlegung von Ober- und Untergrenzen oder Festpreise vereinbart werden. Ein PPA hat dementsprechend keine zwingend vorgegebene Preisgestaltung.

Während bei der Wahl einer Fixpreisstruktur das Preisrisiko voll beim Abnehmer liegt, ist das Marktpreisrisiko bei der Indizierung auf den Großhandelspreis komplett beim Anlagenbetreiber. Durch eine Indizierung auf den Großhandelspreis mit der Vereinbarung der Ober- und Untergrenzen ist das Marktpreisrisiko ausgewogener verteilt. Bei der Wahl des Abnahmevermögens ist die Verteilung des Volumenrisikos ähnlich. Bei einer Abnahmemenge „wie verbraucht“ liegt das Marktrisiko voll beim Anlagenbetreiber, bei einer Abnahmemenge „wie produziert“ komplett beim Stromabnehmer. Eine ausgewogenere Verteilung liegt bei der Vereinbarung der Abnahmevermögen vor, die sich an der Prognose orientieren.

### **3 Rahmenbedingungen für marktliche Instrumente außerhalb der EEG-Förderung**

#### **3.1 Herausforderungen bei der Absicherung dargebotsabhängiger Erzeugung**

Mit dem EEG-Fördermechanismus wird Anlagenbetreibern die Abnahme der produzierten Strommenge „wie produziert“ zu einem festgelegten Preis in Höhe der Einspeisevergütung und seit 2014 in Höhe des anzulegenden Wertes der Marktprämie für eine festgelegte Dauer von 20 Jahren zugesichert. Durch die Berechnung der Marktprämie auf Basis eines technologiebezogenen Monatsreferenzmarktwertes tragen Anlagenbetreiber nur das Risiko, dass ihre Anlage einen geringeren Marktwert als der Durchschnitt aufweist. Damit werden Marktteilnehmer weitgehend von Marktrisiken befreit und gleichzeitig wird der zur Erreichung der Klimaziele notwendige Ausbau erneuerbarer Energien gesichert. Weiter werden für Anlagen in der EEG-Förderung alle Pflichten des Bilanzkreismanagements auf den Netzbetreiber bzw. den Direktvermarkter übertragen. Das Marktprämienmodell hat sich zum etablierten Vermarktungsinstrument entwickelt, um die Anlagen an den Strommarkt heranzuführen. Durch den gesetzlich festgelegten Einspeisevorrang für erneuerbare Energien ist deren Netzzugang gesichert.

Mit Blick in die Zukunft werden in einem vorwiegend erneuerbaren Stromsystem sowohl der Day-Ahead als auch der Intraday Markt weiterhin sehr wichtige und zuverlässige Preissignale senden. Die Bedeutung des Intraday Marktes wird weiter zunehmen, da der Handel nahe an Echtzeit mit zunehmendem Erneuerbaren-Anteil noch wichtiger werden wird.

Der Preis auf dem Day-Ahead Markt spiegelt auch den Wert wider, der dem Strom von der Nachfrageseite beigemessen wird. In Zeiten von Knappheit ist es die Zahlungsbereitschaft der Verbraucher, die den Preis bestimmt. Außerhalb des EEG-Fördermechanismus sind Marktteilnehmer einem Marktpreisrisiko ausgesetzt. Eine Schwierigkeit ist hier, dass die Einspeisung aus EE-Erzeugung an die Wetterlage gekoppelt ist. Zudem kann eine hohe Stromeinspeisung bei hoher Sonneneinstrahlung oder starkem Wind mit einem eher niedrigen oder negativen Strompreis korrelieren („Selbstkannibalisierung der Erneuerbaren Energien“).

Fallen Anlagen aus der EEG-Förderung oder sollen außerhalb der EEG-Förderung (das schließt auch sogenannte Nullgebote ein) finanziert werden, müssen sich Anlagenbetreiber und Stromabnehmer gegen Marktrisiken absichern können. PPAs bieten die Möglichkeit Vermarktungsrisiken zu managen, indem eine Vertragsdauer, die Höhe des Preises und das Abnahmevolumen individuell festgelegt werden.

Allerdings wird die operative Abwicklung bisweilen durch bürokratische Hürden erschwert. Bspw. ergeben sich gerade mit dem anstehenden Förderende vieler Anlagen Probleme in so genannten Mischwindparks sowie auch in Windparks mit unterschiedlicher Förderhöhe. Die derzeitige Fassung von § 24 Abs. 3 EEG lässt zwar grundsätzlich eine gemeinsame Förder-Abrechnung (nach Referenzertrag/Standortertrag/installierter Leistung) bei gemeinsamer Messung zu, kann aber rechtssicher nicht auch für die anteilige Direktvermarktung und Bilanzierung verwendet werden. Der Einbau (und spätere Umrüstung auf iMysS) von geeichten Erzeugungsmessungen bei allen Einzelanlagen, um diese als Marktlokation zu eigenständig behandeln zu können, ist wirtschaftlich nicht bei jeder Altanlage darstellbar.

### **3.2 Europäische regulatorische Rahmenbedingungen für den Ausbau Erneuerbarer Energien**

Gemäß Art. 15, Abs. 8 der Renewable Energy Directive (RED II) sind die Mitgliedstaaten aufgefordert,

- eine Bewertung der regulatorischen und administrativen Hindernisse für langfristige Strombezugsverträge vorzunehmen,
- ungerechtfertigte Hemmnisse zu beseitigen sowie
- die Verbreitung von PPAs zu unterstützen.

PPAs dürfen dabei keinen unverhältnismäßigen oder diskriminierenden Verfahren sowie Umlagen und Abgaben unterliegen.

Aus Sicht der Investoren bedarf es daher vor allem stabiler Rahmenbedingungen, die ihnen eine Refinanzierung ihrer Erzeugungsanlagen ermöglichen. Als kritisch sind in diesem Zusammenhang vor allem unerwartete regulatorische Eingriffe zu bewerten. Dazu zählen zum Beispiel nachträgliche Anpassungen der EE-Ausbaupfade, nachträgliche Veränderungen der



Regelungen von Entschädigungszahlungen im Fall von Einspeisemanagementmaßnahmen bzw. zukünftig Redispatch 2.0, welche die Kalkulationsgrundlagen für ein PPA nachträglich verschlechtern können. Auch die grundsätzlich für das Engpassmanagement vorgesehene 100%-Entschädigung kann das Risiko einer zwangsmäßigen Anweisung bei grünen PPAs nicht ausreichend abfedern, da zwar ein bilanzieller Ausgleich der Energiemenge erfolgen soll, die grüne Eigenschaft infolge der Nicht-Produktion jedoch verloren geht. Ein entsprechender finanzieller Ausgleich der entgangenen grünen Eigenschaft bzw. deren Wert ist vor dem Hintergrund der Anforderungen des § 13a EnWG notwendigerweise auszugestalten. Darüber hinaus sind auch die sonstigen regulatorischen Vorteile für EEG-Anlagen (Netzanschluss und Pflicht zum Netzausbau) zu erhalten.

Aus Sicht des BDEW unterliegen langfristige Stromlieferverträge im Wettbewerbsrecht keinen ausdrücklichen Bedenken, da sie der finanziellen Absicherung von neu zu errichtenden Stromerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien dienen. Allerdings könnte die Verbreitung von green PPAs unterstützt werden durch die ausdrückliche Bestätigung des Bundeskartellamts einer Zulässigkeit von Verträgen mit einer Laufzeit von bis zu 30 Jahren.

### **3.3 Die Rolle der „grünen Eigenschaft“ für die Refinanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen**

Grüner Strom kann auf eine höhere Zahlungsbereitschaft bei Letztverbrauchern treffen und kann bei Auslaufen oder Wegfall einer gesetzlichen Förderung zur Refinanzierung und zur erhöhten Wettbewerbsfähigkeit von Erneuerbare-Energien-Anlagen beitragen. So haben sich zahlreiche industrielle und gewerbliche Letztverbraucher bereits heute zum Einsatz von 100 Prozent Erneuerbare-Energien-Strom bekannt und auch bei privaten Letztverbrauchern besteht hohes Interesse an Ökostromprodukten. Dabei ist die verpflichtende Nutzung von Herkunftsnachweisen als Nachweis für die grüne Eigenschaft zwingende Voraussetzung. Es fehlt jedoch noch an ausreichend Transparenz hinsichtlich der Frage, ob für die Erzeugung des mit einem HKN ausgestatteten Grünstroms eine Förderung in Anspruch genommen wurde oder nicht, insbesondere im Hinblick auf ausländische Herkunftsnachweise.

Der BDEW unterstützt den Ansatz, dass im Rahmen der Stromkennzeichnung die „grüne Eigenschaft“ des Stroms stets demjenigen Verbraucher zugeschrieben wird, der die Mehrkosten der Stromerzeugung trägt. Dies gilt einerseits für über die EEG-Umlage finanzierte Erneuerbare Energien und andererseits für über Herkunftsnachweise gekennzeichnete ungefördernde Erneuerbare Energien.

Ein Herkunftsnachweis ist ein elektronisches Dokument, das bescheinigt, wie und wo Strom aus erneuerbaren Energien produziert wurde. Gleichzeitig sorgt dieses Dokument dafür, dass diese Qualität nur einmal verkauft werden kann. Der Herkunftsnachweis hilft also den Erzeugern von Strom aus erneuerbaren Energien. Das Umweltbundesamt stellt Herkunftsnachweise für ins Netz eingespeiste Strommengen aus, sofern der Strom nicht bereits über das EEG vergütet wird. Die Anlagenbetreiber müssen sich dafür im Herkunftsnachweisregister

registrieren. Durch den Verkauf von Herkunftsnachweisen können Anlagenbetreiber neben dem Stromverkauf Zusatzeinnahmen erzielen.

Um zukünftig eine Differenzierung und Wertbeitrag der grünen Eigenschaft im Rahmen von green PPAs zu ermöglichen, könnten bspw. bestehende oder neue (europäische) Handelsplattformen die Transparenz und Vergleichbarkeit für die Werthaltigkeit von HKNs für alle Marktteilnehmer erhöhen. Dabei kann eine Unterscheidung von Herkunftsnachweisen mit nachfolgenden Eigenschaften und Ausweisung gegenüber dem Letztverbraucher förderlich sein.

Es sollte darauf hingewirkt werden, dass insbesondere die Angabe, ob es sich bei der jeweiligen Anlage um eine ungeförderte (d.h. zu keinem Zeitpunkt nach dem EEG oder vergleichbaren Regelungen geförderte), ausgeförderte (d.h. zuvor nach dem EEG oder vergleichbaren Regelungen geförderte) oder geförderte Anlage handelt, in den Herkunftsnachweisen in einer für den Letztverbraucher leicht nachvollziehbaren Art und Weise zum Ausdruck kommt. Auch für ausländische Herkunftsnachweise sollte diese Angabe verpflichtend sein. Es sollten in Europa einheitliche Regeln für die Definition eines HKNs aus ungeförderten Anlagen eingeführt werden. Außerdem muss die Übertragung der Eigenschaften über Ländergrenzen hinweg sichergestellt sein.

### **3.4 Notwendigkeit des CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandels für den Ausbau Erneuerbarer Energien**

Eine wichtige Funktion für die Marktintegration Erneuerbarer Energien hat der CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandel. Dieser stellt einen pragmatischen mengenbasierten Ansatz zur Internalisierung externer Kosten dar. Anstelle der in der Praxis problematischen Monetarisierung externer Kosten aus der Emission einer zusätzlichen Tonne CO<sub>2</sub> werden den Sektoren Reduktionsverpflichtungen auferlegt, die die Emissionen insgesamt so verringern, dass die politischen Ziele erreicht werden. Der CO<sub>2</sub>-Preis ist hierbei das Ergebnis aus Angebot und Nachfrage vor dem Hintergrund politisch vorgegebener Reduktionsziele. Der Emissionszertifikatehandel bewirkt, dass CO<sub>2</sub>-emittierende Kraftwerke höhere Grenzkosten haben und sich am Strommarkt ein höherer Preis einstellt als dies ohne eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Emissionszertifikatehandel der Fall wäre. Dadurch erzielen CO<sub>2</sub>-freie oder -arme Kraftwerke mit insgesamt geringeren Grenzkosten höhere Deckungsbeiträge. Durch die CO<sub>2</sub>-Bepreisung im ETS ergeben sich somit höhere Strompreise, die die Erlöse für erneuerbaren Energien verbessern und dementsprechend sich auch im Preisniveau von PPAs niederschlagen sollten. Hierzu sind jedoch Verzerrungen wie durch die folgende Strompreiskompensation zu beheben.

### **3.5 Strompreiskompensation für green PPAs**

Im Zuge der Einführung des europäischen Emissionszertifikatehandels (ETS) hat die Beihilfeleitlinie ermöglicht, dass energieintensive Unternehmen, die unter die „carbon leakage“-Definition fallen, eine CO<sub>2</sub>-Preis-bedingte Strompreiskompensation erhalten. Stromkosten

besonders stromintensiver Produktionsprozesse infolge des ETS können dadurch teilweise ausgeglichen werden. Die Unternehmen erhalten also bei einem konventionellem Strombezug einen finanziellen Ausgleich, nicht jedoch bei vollständigem Bezug von ungefördertem Erneuerbare-Energien-Strom. Aufgrund dieser Regelung ist zu erwarten, dass diese Unternehmen aus betriebswirtschaftlichen Gründen nur in geringem Maße green PPAs abschließen werden.

Der Satz, der staatliche Beihilfe in Bezug auf Stromlieferungsverträge ohne CO<sub>2</sub>-Kosten untersagt, wurde in der neuen Beihilfe-Leitlinie ersatzlos gestrichen. Daraus ergibt sich, dass die Kompensation nun zulässig ist, Allerdings muss das durch die Mitgliedstaaten auch umgesetzt werden, damit die Unternehmen dann tatsächlich nach den korrigierten Regeln die Kompensationszahlungen beantragen können.

Vor diesem Hintergrund empfiehlt der BDEW eine zügige Umsetzung der neuen Beihilfe-Leitlinien durch die nationalen Förderrichtlinien, so dass stromintensive Unternehmen auch dann die vollständige CO<sub>2</sub>-Kosten-Kompensation erhalten, wenn sie bereits ab dem 1. Januar 2021 Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen beziehen. Zudem weist der BDEW darauf hin, dass die Mitgliedstaaten Beihilfeempfänger nach Ziffer 54 der Beihilfe-Leitlinien zu einem Energieaudit verpflichten können, wobei eine mögliche Maßnahme im Rahmen des Audits der Abschluss eines Kaufvertrags für eine CO<sub>2</sub>-freie Stromlieferung sein kann. Hierauf aufbauend sollte der Gesetzgeber den Abschluss von PPAs durch stromintensive Unternehmen positiv im Rahmen der Auditpflicht fördern.

#### **4 Handlungsempfehlungen des BDEW zur Weiterentwicklung von Power-Purchase-Agreements**

- Um den Abschluss für PPAs zu fördern, dürfen die technischen Anforderungen an Erneuerbare-Energien-Anlagen, außerhalb der EEG-Förderung nicht höher sein als für Anlagen, die EEG-gefördert werden. Gleichzeitig dürfen akzeptanzfördernde Maßnahmen nicht geringer sein, z. B. sollte die geplante finanzielle Beteiligung von Kommunen auch für nicht-EEG-geförderte Neuanlagen gelten.
- Die Möglichkeiten langfristiger Vertragsgestaltungen werden u.U. durch das Kartellrecht begrenzt, wenn ein marktbeherrschendes Unternehmen beteiligt ist und der Vertrag eine Gesamtbedarfsdeckung bewirkt. Die kartellrechtliche Beurteilung erfordert eine komplexe Marktanalyse im Einzelfall und ist daher mit Unsicherheiten behaftet.
  - Der Gesetzgeber ist aus Art. 15, Abs. 8 der RED II aufgefordert, weiter auf die Klärung der Zulässigkeit langfristiger Stromlieferverträge auf Basis erneuerbarer Energien hinzuwirken. Aus Sicht des BDEW sollte daher im nationalen und europäischen Rechtsrahmen an geeigneter Stelle für die Zukunft klargestellt werden, dass langfristige Stromlieferverträge technologieunabhängig ausdrücklich gestattet sind (zum Beispiel explizite Ermöglichung von Verträgen mit einer Laufzeit bis zu 30 Jahren zuzüglich Errichtungszeit).

- Derzeit werden alle Komponenten eines PPAs zwischen den Vertragspartnern individuell ausgehandelt. Der BDEW regt an, dort wo möglich eine (europaweite) Standardisierung der einzelnen Vertragskomponenten und der verwendeten Begrifflichkeiten zu prüfen.  
Der BDEW sieht hierfür den EFET Standard-Rahmenvertrag als geeignet. Auf Basis von Standards können die Börsen dann Terminmarktprodukte zur Absicherung anbieten. So können standardisierte Handels- und Clearingbedingungen für alle Verträge angewendet werden. Gleichwohl sollte die Nutzung von Standardverträgen nicht verpflichtend sein, sondern die Vertragsfreiheit fortbestehen.
- Es sollten standardisierte Marktprodukte zur Absicherung der über den PPA vertraglich zugesicherten Lieferung eingeführt werden. Eine Möglichkeit hierfür wäre die Etablierung von handelbaren Future-Kontrakten für Erneuerbare Energien an der Strombörse bis zu zehn Jahre im Voraus. Die Abrechnungspreise (Settlementpreise) wären ein wichtiges Marktsignal. Zudem sollten Absicherungsinstrumente für Profilrisiken etabliert werden. Denkbar sind standardisierte und somit börslich handelbare Revenue-Swaps, die zwischen beiden Vertragsparteien ein Erlösniveau fixieren (täglich, wöchentlich). Auch diese Settlementpreise würden die Unsicherheiten der PPAs reduzieren. Mit der Einrichtung standardisierter Produkte im Rahmen der Marktintegration von EE kann zudem das komplementäre Profil zu green PPAs abgesichert werden.
- Grünstrom kann auf dem Markt gegenüber Graustrom auf eine höhere Zahlungsbereitschaft treffen, weil Verbraucher damit eindeutig Strom aus Erneuerbaren Anlagen verbrauchen und somit auch zur Refinanzierung von Erneuerbare-Energien-Anlagen beitragen. Um zukünftig eine Differenzierung und erhöhte Wertigkeit der grünen Eigenschaft im Rahmen von green PPAs zu ermöglichen, könnten bspw. bestehende oder neue (europäische) Handelsplattformen die Transparenz und Vergleichbarkeit für die Werthaltigkeit von HKNs für alle Marktteilnehmer erhöhen.  
Dabei kann eine verbindliche Unterscheidung von Herkunftsnachweisen in nachfolgende Produktklassen und eine Ausweisung gegenüber dem Letztverbraucher förderlich sein:
  - Herkunftsnachweise aus Anlagen, welche in ihrer Laufzeit nie eine gesetzliche Förderung in Anspruch nehmen werden bzw. genommen haben, sowie
  - Herkunftsnachweise aus ausgeförderten Anlagen
  - Herkunftsnachweise mit Ausweisung des Herkunftslandes und Art der dortigen Förderung.
- Der BDEW empfiehlt in der Umsetzung der neuen Beihilfe-Leitlinien durch die nationalen Förderrichtlinien eine gesetzliche Regelung, dass stromintensive Unternehmen auch dann die vollständige CO<sub>2</sub>-Kosten-Kompensation erhalten, wenn sie Strom aus

Erneuerbare-Energien-Anlagen beziehen. Die EU-Kommission hat kürzlich in ihren überarbeiteten Leitlinien für staatliche Beihilfen im Emissionshandelssystem die Einschränkung gestrichen, dass eine CO<sub>2</sub>-Kompensation nicht für Stromlieferungsverträge gezahlt werden darf, die keine CO<sub>2</sub>-Kosten enthalten. Der BDEW hat dies begrüßt, da dadurch ein wesentliches Hemmnis für den Einsatz von PPAs entfällt. Erst durch die zügige Umsetzung der neuen Beihilfe-Leitlinien durch die nationalen Förderrichtlinien können stromintensive Unternehmen die vollständige CO<sub>2</sub>-Kosten-Kompensation erhalten, wenn sie ab dem 1. Januar 2021 Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen beziehen. Zudem sollte der Gesetzgeber erwägen, den Abschluss von PPA durch stromintensive Unternehmen positiv im Rahmen der Auditpflicht zu fördern.

- Aus dem EEG fallende Erneuerbare-Energien-Anlagen sollten keine Anschlussförderung erhalten (siehe BDEW-Stellungnahme zum EEG 2021). Sie ist nicht nur beihilferechtlich herausfordernd, sondern würde ein großes Potenzial für die Einführung von PPAs verlangsamen. Wenn die Anschlussförderung zu hoch ist, haben die Anlagenbetreiber keinen ausreichenden Anreiz, sich um den Abschluss eines green PPAs zu bemühen.
- Für die Etablierung entsprechender Direktvermarktungsmodelle bei Kleinanlagen in der sonstigen Direktvermarktung bedarf es jedoch noch erheblicher gesetzlicher Vereinfachungen im Zuge der aktuellen Novelle des EEG. Dies betrifft vor allem technische Anforderungen und Anforderungen an das Bilanzkreismanagement wie z.B. Messung, Bilanzierung und Steuerung.
- Green PPAs sollten für die gesamte Breite an industriellen und gewerblichen Unternehmen zugänglich sein. Eine Herausforderung ist hier die dem PPA zugrunde liegende langfristige Bonitätsprüfung des Stromabnehmers. Mögliche Erleichterungen der Bündelung und des Transfers der Kreditrisiken sind daher zu prüfen.
- Die Kosten für die Ausstellung von HKN müssen gesenkt werden. Die heutigen Kosten der Registrierung in Höhe von 50 Euro und die jährlichen Kosten für das HKN-Konto je Anlage beim Umweltbundesamt (UBA) in Höhe von 50 Euro zehren oft den Zusatzwert der grünen Eigenschaft wieder auf. Stattdessen sollten v.a. bei kleinen Anlagen Pooling-Lösungen zugelassen werden. Der administrative Aufwand für Anlagenregistrierung, Transfer und Entwertung von Herkunftsnachweisen ist auf ein Minimum zu reduzieren.
- Im Falle von der Abschaltung von Erneuerbare-Energien-Anlagen durch Einspeisemanagement oder Redispatch muss eine Regelung zum Ausgleich der Grünstromeigenschaften getroffen werden.

**Ansprechpartnerinnen:**

Dr. Ruth Brand-Schock  
Telefon: +49 30 300199-1310  
[ruth.brand-schock@bdew.de](mailto:ruth.brand-schock@bdew.de)

Natalie Lob  
Telefon: +49 30 300199-1561  
[natalie.lob@bdew.de](mailto:natalie.lob@bdew.de)