



Preisleitfaden Green PPA

Ein Leitfaden für Stromerzeuger, -abnehmer und Projektfinanzierer

Inhalt

01 Einleitung

02 PPA-Arten

03 Grundlegende PPA-Preiskomponenten

- 3.1 Baseload-Preis
- 3.2 Profilkosten
- 3.3 Ausgleichsenergiekosten
- 3.4 Herkunftsnachweise
- 3.5 Volumenrisiko
- 3.6 Kreditrisiko

04 Lieferstruktur

- 4.1 Pay-as-Produced
- 4.2 Pre-defined Profile
- 4.3 Baseload-Profil

05 Technologie

- 5.1 Saisonale Produktionsprofile von Wind und Photovoltaik
- 5.2 Tägliches Profil (Photovoltaik)

06 Vertragslaufzeiten

- 6.1 Terminmarktkurve (Contango/Backwardation)
- 6.2 Liquiditätsprämie
- 6.3 Profilirisiko

07 Kreditrisiko

- 7.1 Das Kreditrisiko und seine Variablen
- 7.2 Ausfallwahrscheinlichkeit
- 7.3 Ausfallrisiko
- 7.4 Einbringungsquote/Sicherheiten

08 Spezielle Vertragsklauseln

09 Geografischer Einfluss

10 Zusammenfassung

Vorwort

Power Purchase Agreements (PPAs) sind langfristige zivilrechtliche Abnahmeverträge für Strom, die bilateral zwischen dem Stromerzeuger als Verkäufer und dem Stromabnehmer als Käufer abgeschlossen werden. Sie beinhalten im Wesentlichen die Liefermenge, den Preis, die Laufzeit und weitere individuelle Vertragsklauseln des Strombezugs. Mittels der vertraglichen Bindung sollen für alle Vertragspartner stabile und prognostizierbare Preise sichergestellt werden. Europaweit ist die Bedeutung von PPAs in den letzten Jahren deutlich gestiegen und der deutsche Markt steht bereits in den Startlöchern. In diesem Leitfaden werden ausschließlich Green PPAs thematisiert, also PPAs für Strom rein aus erneuerbaren Energien (Wind, Sonne etc.).

Die große Frage, die sich vor dem Abschluss eines PPA stellt, ist: Was ist ein möglichst fairer Preis für ein PPA? Er bestimmt sich über eine Vielzahl an Einflussfaktoren wie Lieferstruktur, Laufzeit und generelles Marktpreisniveau. Dieser Leitfaden soll einen Überblick über die relevanten Wert- und Risikotreiber geben und somit Grundlagenwissen vermitteln, um PPAs bewerten zu können.



Abbildung 1: PPA-Preisentwicklung (Nov. 20 bis Nov. 21) (Quelle: Pexaquote)

Die starke Preisvolatilität, die sich im Laufe des Jahres 2021 abgezeichnet hat, macht deutlich, dass die Bewertung der Preise von immer größerer Bedeutung ist. Der PPA-Preisindex PEXA Germany zeigt gemittelt über verschiedene Technologien hinweg (Solar, Onshore- und Offshore-Wind) die Preisentwicklung in den letzten zwölf Monaten. Maßgeblich verantwortlich für den starken Anstieg des Preisindex sind die gestiegenen Commodity-Preise beispielsweise von Gas, Kohle und CO₂-Zertifikaten. Niedrigere Temperaturen, eine geringere Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und die politischen Unsicherheiten der letzten Monate verstärken den Preisanstieg zusätzlich. Eine Entspannung aller oder einzelner Variablen könnte zu sinkenden Preisen führen.

02 PPA-Arten

Es gibt eine Vielzahl an Ausgestaltungsmöglichkeiten von Green PPAs. Grundsätzlich kann man in zwei Varianten unterscheiden:

Utility PPA

Bei Utility PPAs bezieht ein Energieversorgungsunternehmen (EVU) bzw. ein Direktvermarkter grünen Strom von einem Stromproduzenten und vermarktet ihn an der Strombörse weiter. Bei dieser PPA Form wird der Strom innerhalb des PPAs nicht an einen Letztverbraucher weitergegeben. Sobald jedoch das EVU den Strom innerhalb dieses Vertragswerks an einen definierten Verbraucher liefert, wird der Vertrag zu einem Corporate PPA.

Corporate PPA

Wird der Stromliefervertrag direkt mit einem (Groß-) Abnehmer geschlossen, spricht man von einem Corporate Power Purchase Agreement. Es lässt sich in folgende Arten untergliedern:

■ On-Site PPA

Sofern ein Unternehmen auf seinem eigenen Betriebsgelände bzw. einer anliegenden Fläche, die mittels einer Direktleitung verbunden ist, eine Erzeugungsanlage für erneuerbaren Strom zur eigenen Versorgung errichten möchte, die Projektierung und den Betrieb aber nicht selbst verantworten will, kann das Unternehmen dies mittels eines „On-Site PPA“ auslagern. Hierbei findet eine direkte physische und nicht nur eine bilanzielle Stromlieferung statt. Abgaben wie Netzentgelte werden entweder verringert oder entfallen, da keine Nutzung des öffentlichen Netzes stattfindet. Auch bei dieser PPA-Form müssen weitere Dienstleistungen wie der Ausgleich von Minder- oder Überschussmengen in demselben PPA oder separat vertraglich geregelt werden.

■ Off-Site PPA

Bei „Off-site PPAs“ schließen Betreiber einer Erzeugungsanlage für erneuerbaren Strom und Abnehmer Lieferverträge über die rein bilanzielle, oder die bilanzielle und physische Lieferung von grünem Strom. Die Bezeichnung „Off-Site“ zeigt an, dass sich die Anlage nicht auf dem Betriebsgelände des Abnehmers befindet. Das heißt, dass der Strom über das öffentliche Stromnetz geliefert wird und dadurch verbindliche Abgaben wie Netzentgelte zu entrichten sind. Da erneuerbare Energien volatil sind und meist nicht dem tatsächlichen Bedarf der abnehmenden Unternehmen entsprechen, müssen auch Minder- oder Überschussmengen berücksichtigt werden – entweder im selben PPA als sogenanntes Sleeved PPA oder in separaten Verträgen.

Off-Site PPAs lassen sich zudem in zwei Unterkategorien aufteilen.

■ Sleeved PPA

Eine Unterform von Off-Site PPAs sind sogenannte „Sleeved PPAs“. Hierbei tritt ein EVU oder Energiehändler als Intermediär zwischen den beiden Vertragsparteien (Verbraucher und Erzeuger) auf. Bei Sleeved PPAs erbringen EVUs verschiedene Dienstleistungen, die die Stromabnehmer meist nicht selbst übernehmen können oder wollen. Hierzu zählen beispielsweise der Bezug von zusätzlich benötigten Strommengen bis hin zu einer Vollversorgung, die Verantwortung über die Bilanzkreisführung, die Übernahme von Risiken oder das Entwerten von Grünstromzertifikaten.

■ Financial PPA

Bei finanziellen PPAs gibt es keine physische Lieferung von grünem Strom. Diese Vertragsform entkoppelt tatsächliche Stromlieferungen von finanziellen Transaktionen. Oft wird diese Vertragsform auch als „Virtuelles PPA“ bezeichnet. Da es sich um keinen tatsächlichen Bezug des grünen Stroms handelt, muss der tatsächliche Strombezug auf anderem Weg (Strombörse/Versorger) erfolgen. Grundsätzlich dient diese PPA-Form der Absicherung von Marktpreisrisiken (Hedging) sowie dem Erwerb der grünen Eigenschaft (Herkunfts nachweis) einer Erzeugungsanlage für erneuerbaren Strom. Diese Absicherung kann beispielsweise erfolgen, indem ein Festpreis vertraglich festgesetzt und die Differenz zwischen dem Markt- und dem Festpreis zwischen den Vertragsparteien ausgeglichen wird.



Grundsätzlich unterscheiden sich diese Verträge nicht notwendigerweise in ihrer Struktur. Während ein EVU/Energiehändler (Utility PPA) das PPA abschließt und hiermit eine langfristige Risikoposition eingeht, die das Unternehmen früher oder später durch den Verkauf der Energie an einen Endkunden absichern wird, bezieht das abnehmende Unternehmen (Corporate PPA) den grünen Strom für seinen eigenen Bedarf. Sofern dieses Unternehmen aber ein PPA direkt mit dem Erzeuger abschließt, steht es vor Herausforderungen, wie beispielsweise dem Bezug der Reststrommengen, die anderweitig das EVU übernehmen würde. Um diesen Anforderungen zu entgehen, bieten sich die Mischform des Sleeved PPA sowie das finanzielle PPA an.

Das Umgehen eines Zwischenhändlers kann einen höheren PPA-Preis bedeuten – in der Praxis sehen wir jedoch, das Corporate-PPA-Preise nicht signifikant von EVU/Energiehändler-PPA-Preisen abweichen. Daher fungiert der geltende EVU-Preis für beide Seiten als Benchmark. Aus diesem Grund wird in diesem Dokument keine Unterscheidung hinsichtlich der verschiedenen Arten vorgenommen. Interne Kosten (z. B. rechtliche Begleitung) werden in dieser Studie vernachlässigt.

03

Grundlegende PPA-Preiskomponenten

Absolut gesehen sind neben dem Preis auch sekundäre Preisrisiken relevant. Generell gilt, dass jedes Risiko und jede Kostenart analysiert, bepreist und adressiert werden kann. Im Folgenden wird zwischen Wertkomponenten und Risikokomponenten unterschieden. Erstere basieren auf erwarteten Preisen und Abschlägen und ergeben den erwarteten Marktwert für das Lieferprofil einer Erneuerbare-Energien-Anlage. Darüber hinaus besteht jedoch das Risiko, dass die Realität von diesen Erwartungen

abweichen kann, was bedeutet, dass sich Preise, Produktionsmengen und Profilabschläge oft anders als erwartet entwickeln. Diese Unsicherheit wird in Risikokomponenten abgebildet, die im Folgenden näher erläutert werden. In Summe ergibt sich ein vollständiges Bild über die zu erwartenden Erlöse und Kosten sowie die entsprechenden Schwankungsmöglichkeiten. Die Anwendung eines konsistenten Bewertungsmodells vermeidet Fehler und Kosten beim Abschluss eines PPA.

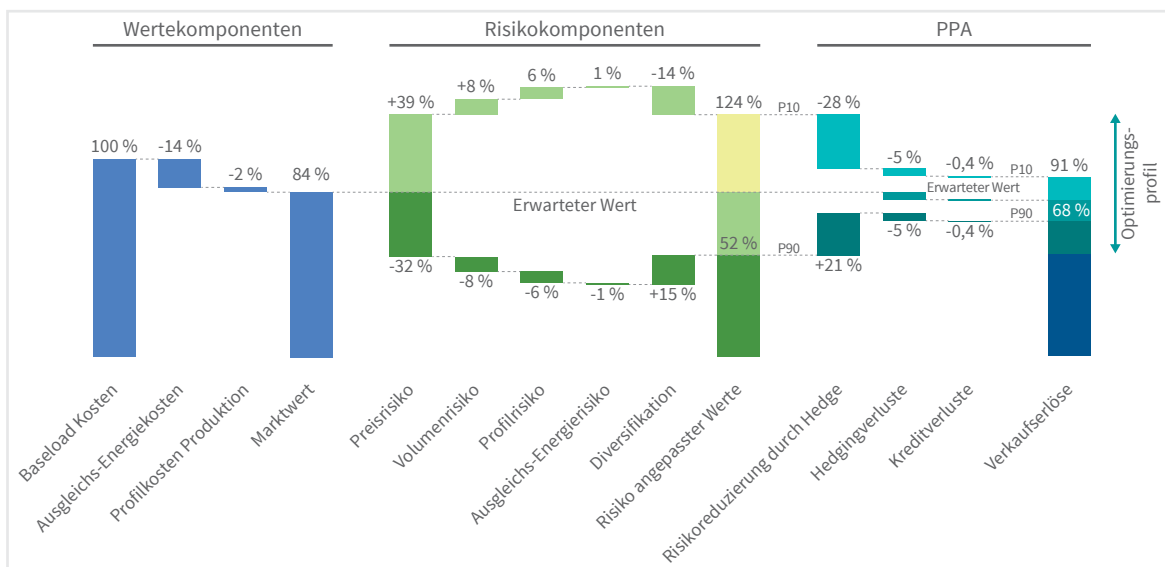


Abbildung 2: Marktrisiko-Wasserfall aus Sicht des Produzenten (Beispiel eines Pay-as-Produced PPA für 100 Prozent der Energieproduktion einer Solaranlage)

*Eine Erklärung von P10 und P90 Profilen befindet sich auf Seite 9.

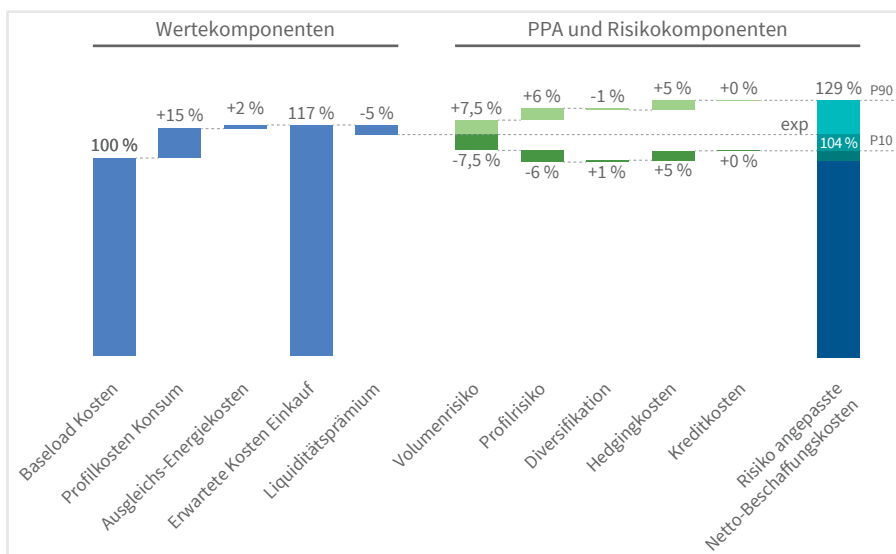


Abbildung 3: Marktrisiko-Wasserfall aus Sicht des Endkunden (Beispiel eines Industriekunden, der ein Pay-as-Produced PPA für 100 Prozent der Energieproduktion einer Solaranlage abschließt)

Der Marktrisiko-Wasserfall zeigt die wichtigsten Wert-, Risiko- und PPA-Komponenten auf, die aus Produzenten- oder Endkundensicht zu berücksichtigen sind. Dafür wird konkret das Beispiel eines Pay-as-Produced Hedge für 100 Prozent der Energieproduktion einer Solaranlage in Deutschland genutzt. Eine detaillierte Beschreibung der Lieferstruktur „Pay-as-Produced“ und weiterer Lieferstrukturen finden sich in Kapitel 4.

Die prozentualen Angaben sind eine Abschätzung des Risiko- bzw. Kostenfaktors und können in Abhängigkeit von dem individuellen Vertrag, der Volumen- und Preisstruktur, dem Standort, der Erzeugungstechnologie etc. abweichen.

Im Folgenden wird auf die einzelnen Preiskomponenten eingegangen.

3.1 Baseload-Preis

Die Preise für Baseload (Grundlast) stellen den wichtigsten Preistreiber für PPA-Preise dar. Diese Standardprodukte werden unter anderem auf Terminmarktbörsen wie der EEX oder NASDAQ gehandelt. Der Baseload-Preis ist kurzfristig stark getrieben von Brennstoff- und CO₂-Preisen, Kraftwerksverfügbarkeiten und Wetterlagen. Langfristig wird er durch das Strom- und Kraftwerksangebot sowie die Stromnachfrage beeinflusst.

3.2 Profilkosten

Technologien mit fluktuierender Einspeisung wie Photovoltaik und Windkraft sind „dargebotsabhängig“¹ und haben Grenzkosten nahe null. Daher sind sie mit ihrem Einspeiseprofil „Preisnehmer“, da Erneuerbare-Energie-Anlagen ihren Strom, egal zu welchem Preis, verkaufen. Im Gegensatz zu konventionellen Kraftwerken sind Erneuerbare-Energien-Anlagen durch den Merit-Order-Effekt² nie preissetzend. Üblicherweise liegen die Profilkosten in Deutschland sowohl für Windkraft als auch für Photovoltaik unter dem Wert eines stetigen Baseload-Profils.

3.3 Ausgleichsenergiekosten

Das Ausgleichsrisiko bezieht sich auf den Umstand, dass die kurzfristig prognostizierte Produktion von der realen Einspeisung abweicht. Die Verantwortung für die Erstellung der Prognose und die Übernahme des Ausgleichsenergieisikos werden meist gegen eine fixe Gebühr an einen Vermarkter übertragen.

3.4 Herkunftsnachweise

Für Erneuerbare-Energien-Anlagen, die aus der Vergütung fallen, und neu gebaute Anlagen, die keine EEG-Förderung erhalten, kann in Deutschland die Ausstellung von Herkunftsnachweisen beantragt werden. Ein Herkunftsnachweis ist ein digitales Zertifikat, das bestätigt, dass eine bestimmte Menge Strom aus erneuerbaren Energien in das Stromnetz eingespeist wurde. Dadurch wird der Ursprung des Stroms transparent und es wird sichergestellt, dass die produzierte Menge nur einmal als grüner Strom vermarktet wird. Dafür muss ein entsprechendes Konto beim Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamtes geführt werden. Herkunftsnachweise können gebündelt mit dem Strom oder separat gehandelt werden. Die Wertschwankung der letzten Jahre bewegte sich zwischen 0,50 und 2,00 Euro pro Megawattstunde.

3.5 Volumenrisiko

Das Volumenrisiko ist getrieben durch die Wetterbedingungen und das technische Management und liegt bei Verträgen mit festen Volumenzusagen in der Regel beim Produzenten. Bei einem Pay-as-Produced PPA wird nach „Können und Vermögen“ geliefert. Das Risiko, den erwarteten Strom auch tatsächlich zu erhalten, liegt dann beim Käufer. Über längere Laufzeiten gleichen sich kurzfristige Perioden schlechter und guter Produktionsvolumen normalerweise aus. Über kurze Zeiträume kann das Volumenrisiko jedoch erheblich sein. Im Falle eines Pay-as-Produced-Vertrags liegt das Management des Bezugs eines sekundären Profils beim Abnehmer. Bei einem Sleeved PPA ist es Teil des Vertrags und der Lieferbeziehung.

3.6 Kreditrisiko

Das Kreditrisiko ist das finanzielle Risiko, das entsteht, wenn eine Partei nicht in der Lage ist, vertragliche Zahlungsverpflichtungen zu erfüllen. Eine detaillierte Beschreibung findet sich in Kapitel 7.

¹ Dargebotsabhängig bedeutet, dass die Stromproduktion vom Wetter abhängig ist.

² Die Merit-Order ist eine Auflistung bzw. Einsatzreihenfolge von Stromerzeugungstechnologien nach Grenzkosten.

04 Lieferstruktur

Generell werden im Energiehandel Liefermengen definiert, die über eine fixierte Zeit und Struktur durch den Produzenten an den Käufer geliefert werden müssen. Anders als bei Standard-Handelsverträgen (Baseload-Produkte) können in PPAs auch Produkte verkauft werden, die sich näher an dem tatsächlichen Produktionsprofil und Produktionsvolumen orientieren. Dadurch können Risiken durch externe Einflüsse, wie beispielsweise

wetterbedingte Produktionsschwankungen bei erneuerbaren Energien, zwischen Produzent und Käufer verteilt werden. Typische Strukturen sind:

- Pay-as-Produced
- Pre-defined Profile
- Baseload (jährlich und monatlich)

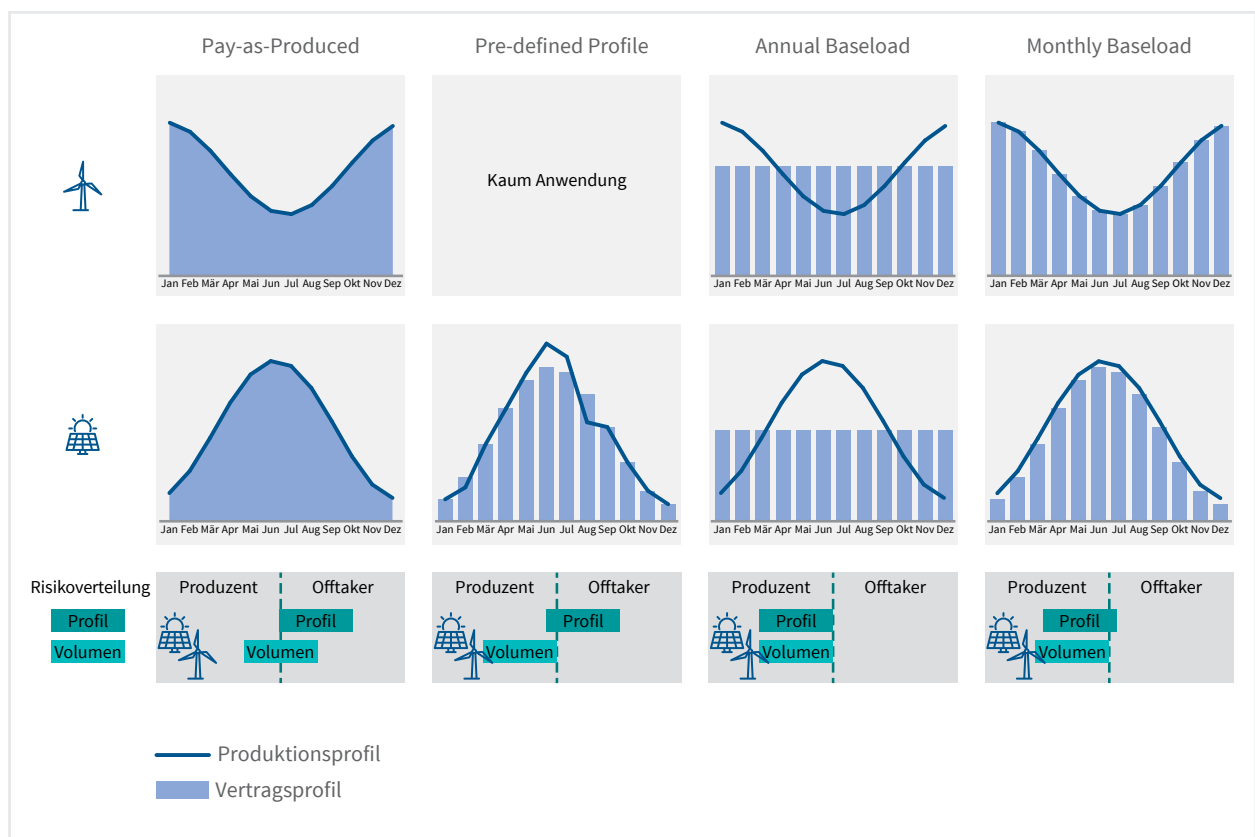


Abbildung 4: Vergleich des realen Einspeiseprofils (blaue Linien) mit der jeweils vertraglich festgelegten Lieferung (blaue Balken) von typischen PPA-Lieferstrukturen (Wind und Solar) und die dazugehörige Risikoverteilung zwischen Produzent und Käufer

Faktoren, die die Entscheidung über die Lieferstruktur beeinflussen, sind die Risikobereitschaft des Unternehmens (Produzent und Käufer), die Liquidität im Markt, die Kosten der Absicherung (Hedging) und die Preisvolatilität.

Der obere sowie der mittlere Teil von Abbildung 4 beschreiben die typischen Lieferstrukturen in Wind- und Solar-PPAs und vergleichen dabei das reale Einspeiseprofil (blaue Linien) mit der jeweils vertraglich festgelegten Lieferung (blaue Balken). Der untere Teil der Abbildung zeigt die Risikoverteilung bezüglich des Einspeiseprofils und des Volumens zwischen Produzent und Käufer, abhängig von der gewählten Lieferstruktur.

4.1 Pay-as-Produced

Pay-as-Produced definiert den Stromverkauf zu einem fixen Preis, unabhängig von Marktpreisen (z. B. Spotmarkt) oder der Struktur der Stromeinspeisung am Lieferpunkt. Für den Produzenten stellt die Pay-as-Produced-Lieferstruktur das geringste Volumenrisiko dar, da sie das bereits beschriebene Profilverisiko eliminiert. Sollte kein Mindestvolumen definiert sein (wird üblicherweise jährlich betrachtet), dann ist auch das Volumenrisiko eliminiert und der Käufer übernimmt diese Risiken. Risiken wie netzseitige Abregelungen der Erneuerbare-Energien-Anlagen spielen aus Sicht des Produzenten in seiner Risikobetrachtung lediglich eine geringe bis keine Rolle. Der Käufer verpflichtet sich

zur bedarfsunabhängigen Stromabnahme zu jedem Zeitpunkt der Produktion. Entstehende Differenzstrommengen durch Abweichungen von Produktion und Bedarf werden zu Marktpreisen ein- bzw. verkauft.

Eine ähnliche Lieferstruktur ist **Pay-as-Nominated**, wodurch der Käufer des Stroms lediglich die nominierte Strommenge bezahlt. Diese ist üblicherweise die vom Produzenten im Day-Ahead-Markt prognostizierte Produktionsmenge. Dadurch übernimmt der Produzent das Risiko zwischen Nominierung (Prognose) und realer Lieferung. Der Käufer muss jegliche Abweichungen von Produktionsprognose und Bedarf zu Marktpreisen ein- bzw. verkaufen.

4.2 Pre-defined Profile

Ein Pre-defined Profile definiert den Stromverkauf zu einem fixen Preis, unabhängig von Marktpreisen (z. B. Spotmarkt). Üblicherweise sind diese vordefinierten Profile bei Solar-PPAs zu finden. Anders als Windkraft hat Solarenergie ein wiederkehrendes Einspeiseprofil mit weniger starken Abweichungen durch klimatische Bedingungen. Dabei wird in einer sogenannten 24x12-Matrix für jede Stunde pro Tag und für jeden Monat eine Strommenge in Megawattstunden definiert, die als Lieferverpflichtung des Produzenten zu verstehen ist. Üblicherweise arbeitet man für die Definition der Strommengen mit der durchschnittlich erwarteten Strommenge (z. B. 70 Prozent des P50-Volumens³) je Monat bzw. jeder Stunde in einem spezifischen Monat.

Für den Produzenten stellt diese Lieferstruktur ein Volumenrisiko dar, da er eine stündliche Lieferverpflichtung eingeht, unabhängig von der Produktion. Das Profilrisiko ist überschaubar, da durch die Anpassung der Matrix an das zu erwartende Produktionsprofil im Durchschnitt nur geringe Abweichungen zu erwarten sind. Der Käufer des Stroms erzielt durch dieses Profil eine Absicherung von stündlichen Energiemengen. Weicht der Bedarf jedoch nachträglich von der vereinbarten Energielieferung ab, muss in diesem Fall der Käufer für einen Ausgleich am Markt sorgen.

4.3 Baseload-Profil

Ein Baseload-Profil (Grundlast) definiert den Stromverkauf zu einem fixen Preis, unabhängig von Marktpreisen (z. B. Spotmarkt), jedoch mit einer beim Vertragsschluss definierten Struktur der Stromeinspeisung am Lieferpunkt. Beim Annual Baseload (jährlich) wird für jede Stunde des Jahres der gleiche fixe Wert in Megawattstunden definiert, der als Lieferverpflichtung des Produzenten zu verstehen ist. Diese Lieferverpflichtung ist unabhängig vom Stromproduktionsprofil. Üblicherweise arbeitet man für die Definition der Strommengen mit der durchschnittlich erwarteten Strommenge (z. B. 70 Prozent des P50-Volumens) des Gesamtjahres.

Für den Produzenten stellt diese Lieferstruktur ein hohes Volumen- und Profilrisiko dar, da er eine stündliche Lieferverpflichtung eingeht, unabhängig von der tatsächlichen Produktion. Der Käufer des Stroms erzielt durch diese Struktur eine Absicherung von stündlichen Energiemengen, die auch an den Terminmärkten handelbar sind und häufig den Verbrauchsprofilen von End- bzw. Industriekunden ähneln. Somit sollten Abweichungen von Lieferung und Bedarf wie auch die Abhängigkeit von Marktpreisen für alle Vertragsparteien möglichst gering sein.

Eine Möglichkeit der Risikominimierung für den Produzenten ist die monatliche Strukturierung des Baseload-Profiles (Monthly Baseload). Dadurch wird ein fixes Volumen auf Monatsbasis definiert, das für jede Stunde eines Monats gilt. Der Vorteil dieser Strukturierung ist, dass saisonale Schwankungen in der Stromproduktion von Solar- und Windkraftanlagen besser abgebildet werden können bzw. sich über den gesamten Monat besser ausgleichen. Wind liefert üblicherweise mehr Strom in den Wintermonaten, während Solaranlagen verstärkt in den Sommermonaten liefern.

Abweichungen zwischen dem Baseload-Profil und dem real erzeugten Volumen (Long- und Short-Positionen⁴) werden am Spotmarkt abgerechnet und können zusätzliche Erlöse oder Kosten für den Verkäufer bedeuten. Abweichungen zwischen dem Baseload-Profil und dem Bedarf des Käufers (Long- und Short-Positionen) werden ebenfalls am Spotmarkt abgerechnet und können zusätzliche Erlöse für den Produzenten und Kosten für den Käufer bedeuten.

³ Die Überschreitungswahrscheinlichkeit gibt einen bestimmten Betrag an, welcher zu einer gewissen Wahrscheinlichkeit überschritten wird. Sie wird in den sogenannten P-Werten ausgedrückt. Der P50 Wert gibt den Ertrag an, welcher zu einer 50%igen Wahrscheinlichkeit überschritten wird. Je höher die Überschreitungswahrscheinlichkeit desto niedriger ist das Risiko, dass der Wert unterschritten wird und umso höher ist der Sicherheitsabschlag.

⁴ Im Energiehandel spricht man von einer Long-Position, wenn die Produktion größer ist als der Bedarf oder die Vertragsverpflichtung. Eine Short-Position besteht, wenn die Produktion geringer ist als der Bedarf oder die Vertragsverpflichtung. Long-Positionen werden zu Marktpreisen vergütet, Short-Positionen zu Marktpreisen gezahlt.

05 Technologie

5.1 Saisonale Produktionsprofile von Wind und Photovoltaik

Die verschiedenen fluktuierenden Erzeugungstechnologien produzieren im Jahresverlauf unterschiedlich viel Strom. Während in den Frühlings- und Sommermonaten tendenziell weniger Wind weht, ist die solare Einstrahlung höher, was zu einer stärkeren Produktion von Photovoltaik-Anlagen führt.

In Deutschland weisen die Herbst- und Wintermonate im Schnitt höhere Strompreise auf als die Frühlings- und Sommermonate. In Kombination wirkt sich dies auf den zu erwartenden Markt-

wertfaktor⁵ der Technologien aus. Bei Windkraft wirkt dieser Umstand der Kannibalisierung⁶ entgegen, bei der Photovoltaik kommt der saisonale Preiseffekt verstärkend hinzu. Sofern man ein PPA mit einer von der jährlichen Grundlast abweichenden Struktur abschließt (z. B. Pay-as-Produced oder eine monatliche Grundlast-Struktur), muss dieser Effekt korrekt eingepreist werden.

Um den Marktwertfaktor einer Technologie korrekt zu bestimmen, muss neben der saisonalen auch die untertägige Struktur betrachtet werden.

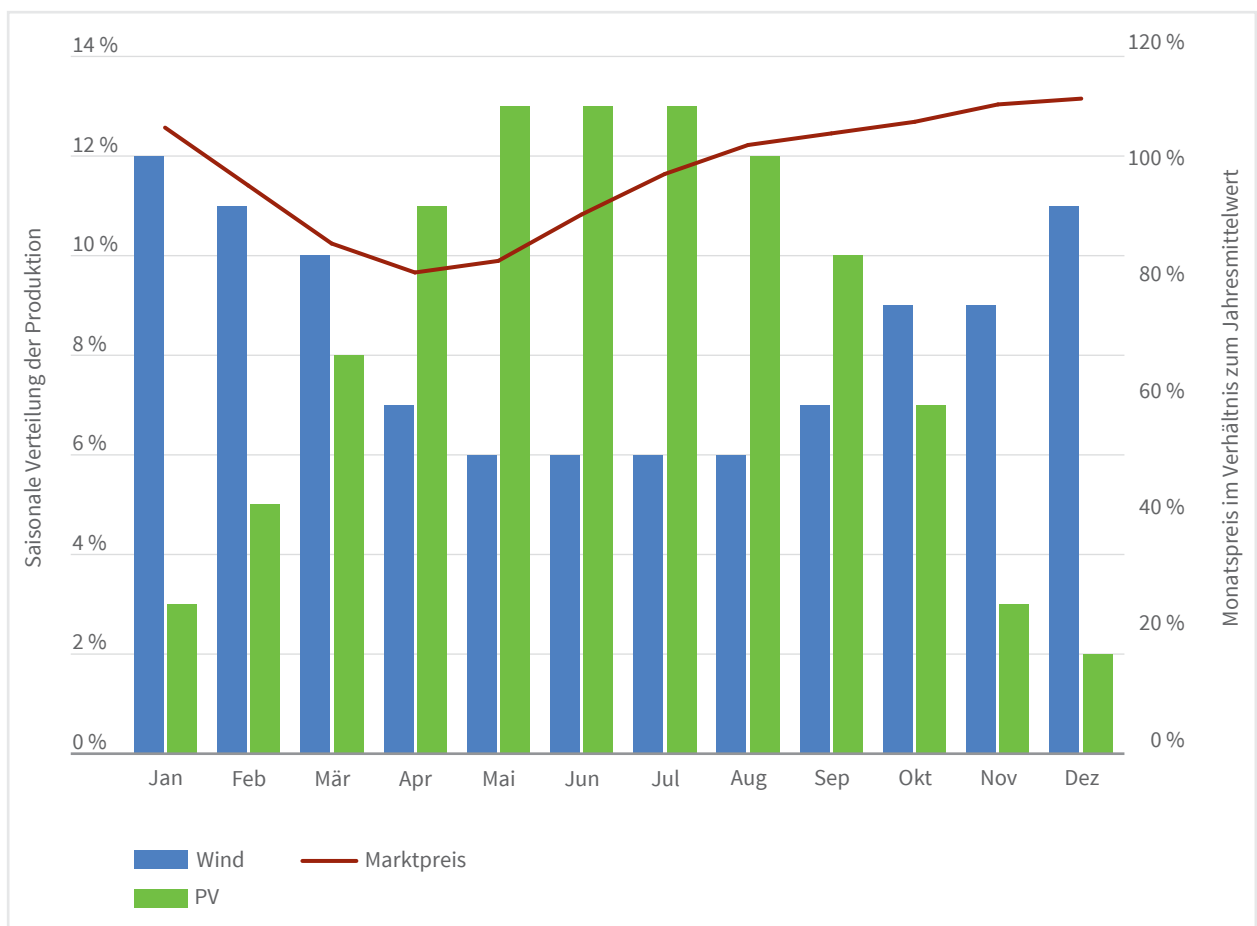


Abbildung 5: Saisonale Verteilung von Strompreisen sowie Wind- und Photovoltaik-Erzeugung

⁵ Der Marktwertfaktor wird herangezogen, um den Marktwert der Stromerzeugung aus Erneuerbare-Energien-Kraftwerken energieträgerscharf für den deutschlandweit jährlich eingespeisten Strom zu ermitteln. Sowohl der Marktwertfaktor als auch der Marktwert werden als Indikatoren für die Erlöse der erneuerbaren Energien am Strommarkt herangezogen. Der Marktwert gilt als absoluter und der Marktwertfaktor als relativer Marktwert.

⁶ Der Kannibalisierungseffekt von erneuerbaren Energien definiert den Fall, bei dem sich Kraftwerke zur Erzeugung von Strom gegenseitig die Möglichkeit nehmen, ihren Strom wirtschaftlich zu vermarkten. Dies tritt beispielsweise ein, wenn viele Photovoltaik-Anlagen zur selben Zeit Strom produzieren und dadurch gleichzeitig den Strombedarf übersteigen.

5.2 Tägliches Produktionsprofil

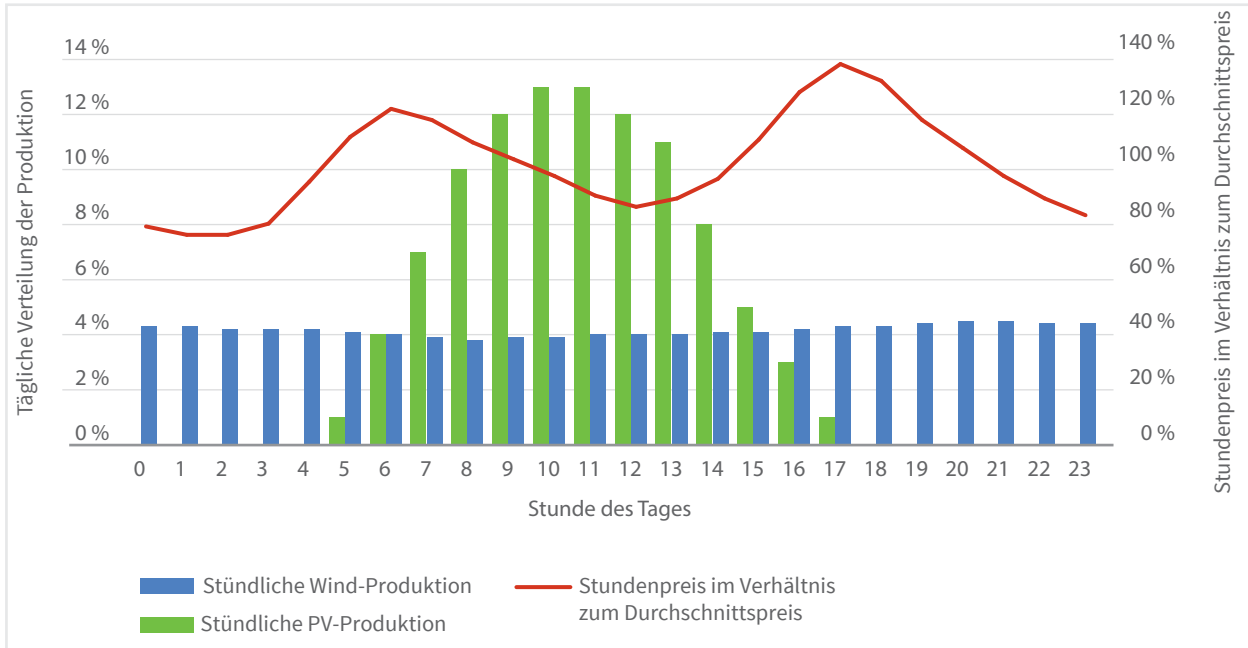


Abbildung 6: Tägliches Einspeiseprofil von Photovoltaik und Windkraft und relativer Marktwert pro Stunde, 10/2018 bis 10/2021, Quelle: ENTSO-E

Bei der Photovoltaik zeigt sich ein ausgeprägtes stündliches Muster mit einer steigenden Produktion von Sonnenaufgang bis Mittag und einem anschließenden Rückgang bis in die Abendstunden. Wie auf monatlicher Ebene schwanken auch die stündlichen Preise mit der Nachfrage sowie mit der verfügbaren erneuerbaren und konventionellen Erzeugungsleistung.

Während Windstrom ein höherwertiges saisonales Profil aufweist, speisen Photovoltaik-Anlagen täglich zu Zeiten hoher Nachfrage ein. Windenergie-Anlagen speisen im Mittel nachts etwas stärker ein als tagsüber.

Insgesamt führt dies dazu, dass der Marktwertfaktor der Photovoltaik historisch bisher höher lag als der von Windkraft. Allerdings war der Preis für Solarstrom in den vergangenen Jahren einem stärkeren Verfall ausgesetzt. Dies kann durch den deutlich dynamischeren Photovoltaik-Ausbau im Vergleich zur Windkraft begründet werden, der im Umkehrschluss zu einer steigenden Kannibalisierung des Photovoltaik-Stroms führte. Hinzu kommt der Corona-induzierte Nachfragerückgang, der primär die Stunden mit hoher Nachfrage (Industrie und Gewerbe, Werktage) und gleichzeitig eine verstärkte Photovoltaik-Einspeisung betroffen hat. Dies macht sich in einem deutlichen Preisverfall bemerkbar.

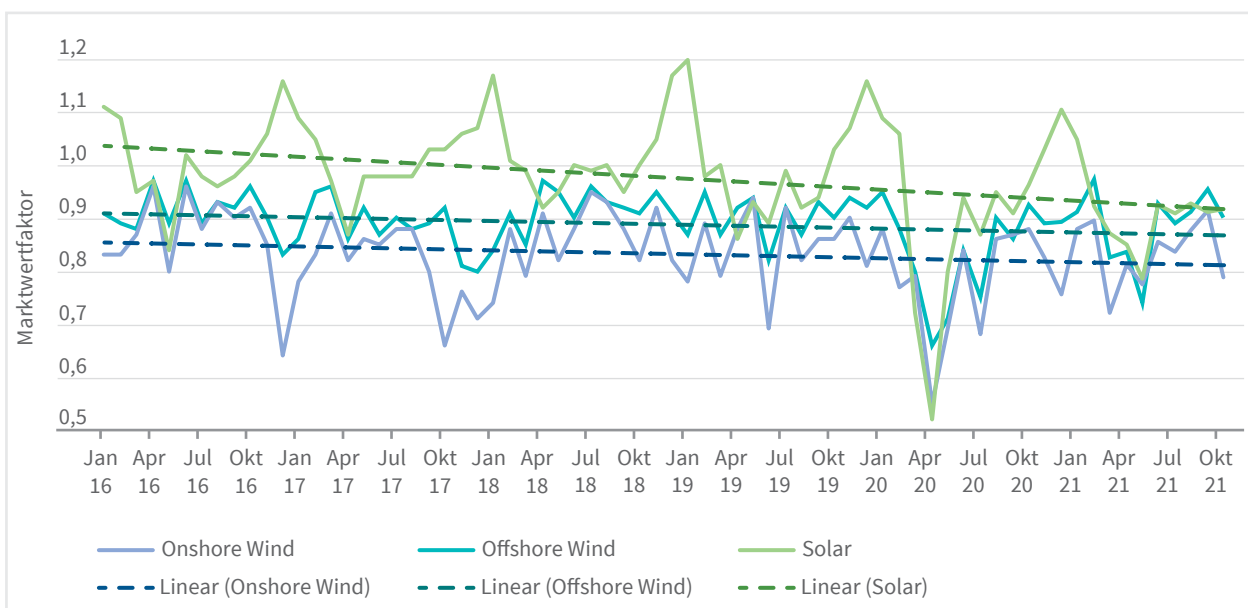


Abbildung 7: Entwicklung der Marktwertfaktoren von Photovoltaik und Windkraft, Quelle: Netztransparenz.de

06 Vertragslaufzeiten

6.1 Terminmarktkurve (Contango/Backwardation)

An der Börse werden vorwiegend Standardprodukte gehandelt. Baseload-Kontrakte haben dabei als Referenzprodukt die größte Verfügbarkeit über Zeiträume von mehreren Jahren. Die EEX hat am 27. September 2021 die handelbaren Jahresfälligkeiten von sechs auf zehn Jahre erweitert. Das Handelsvolumen in den späteren Jahren ist bisher jedoch zunächst sehr gering geblieben. Die Aneinanderreihung von Lieferkontrakten mit unterschiedlichen Erfüllungszeiträumen definiert die Terminmarktkurve. Abhängig davon, ob Kontrakte mit späterer Erfüllung höher (Contango⁷)

oder niedriger (Backwardation⁸) als solche mit früherer Erfüllung gehandelt werden, wirkt sich dies preisstärkend oder preismindernd aus. Zusätzlich zum oben genannten Effekt der Terminmarktkurve bedeutet ein späterer Lieferbeginn eine höhere Unsicherheit darüber, wie sich die Marktpreise bis zu diesem Zeitpunkt entwickeln. Daher werden hierfür Risikoabschläge eingepreist, wenn der Abnehmer gleichzeitig ein Händler/EVU ist und die Strommengen nicht direkt an einen Endkunden weiterverkaufen kann. Sie steigen überproportional, je später der Lieferbeginn liegt.

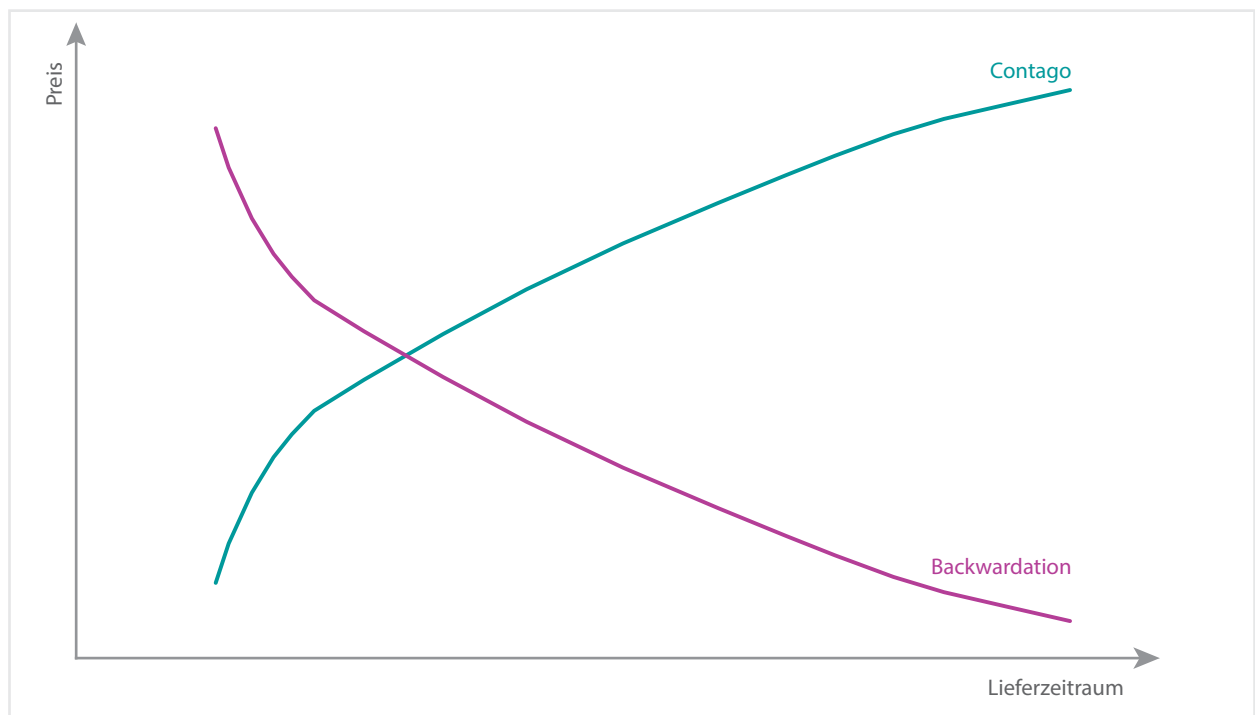


Abbildung 8: Preisliche Auswirkungen von Contango und Backwardation in Abhängigkeit vom Startzeitpunkt des PPA

^{7,8} Contango beschreibt die Preissituation bei Termingeschäften, in der der aktuelle Spotpreis unterhalb des Terminpreises liegt. Das bedeutet, dass der zukünftige Preis zum Zeitpunkt der Lieferung aus heutiger Sicht höher ist als der tagesaktuelle Preis – die zugehörige Future-Kurve, die den Preis einer Ware in Abhängigkeit von dem zukünftigen Liefertermin aufzeigt, ist somit steigend. Backwardation ist die gegenteilige Situation.



6.2 Liquiditätsprämie

Händler bzw. Energieversorgungsunternehmen können eingekaufte Strommengen oft nicht eins zu eins an einen Endkunden weitergeben. Eine Absicherung mit Standardprodukten ist am Markt oft nur einige Jahre in die Zukunft möglich. Daher nutzen diese Marktteilnehmer Absicherungsmechanismen wie Stack- & Roll-Hedging, um ihre Position bestmöglich gegen Marktpreisschwankungen zu schützen. Dies ist umso einfacher, je liquider der Markt ist, also je mehr Volumen über verschiedene Laufzeiten gehandelt werden. Bei geringer Liquidität sieht man meist eine große Differenz zwischen dem Ankaufs- und dem Verkaufspreis (Bid/Ask Spread). Um diesem Umstand Rechnung zu tragen, preisen Händler/EVU im Einkauf eine Liquiditätsprämie ein, die den PPA-Einkaufspreis verringert. Endkunden haben diesen „Nachteil“ nicht, da sie einen natürlichen Strombedarf haben und keine zusätzlichen Absicherungsgeschäfte tätigen müssen. In der Erwartung hat ein Endkunde daher eine höhere Zahlungsbereitschaft als ein Energieversorgungsunternehmen.

6.3 Profilirisiko

Zusätzlich zu den erwarteten Profilkosten – basierend auf den durchschnittlichen Wertigkeiten von Solar- und Windprofilen – besteht das Risiko, dass die tatsächlichen Marktwerte des gelieferten Stroms von der Erwartung abweichen. Dies kann kurzfristig an Nachfrageschocks (z. B. COVID-19 im ersten und zweiten Quartal 2020) und langfristig an einem stärkeren als eingepreisten Ausbau der jeweiligen Technologie liegen. Konservative Käufer werden daher einen Risikoabschlag einpreisen, der nachteilige Entwicklungen abfangen kann.

07 Kreditrisiko

7.1 Das Kreditrisiko und seine Variablen

Das Kreditrisiko bezeichnet das finanzielle Risiko, das entsteht, wenn eine Partei nicht in der Lage ist, vertragliche Zahlungsverpflichtungen zu erfüllen. Bei PPA-Verträgen wird es typischerweise anhand von drei Faktoren bestimmt und als erwarteter Verlust eingepreist:

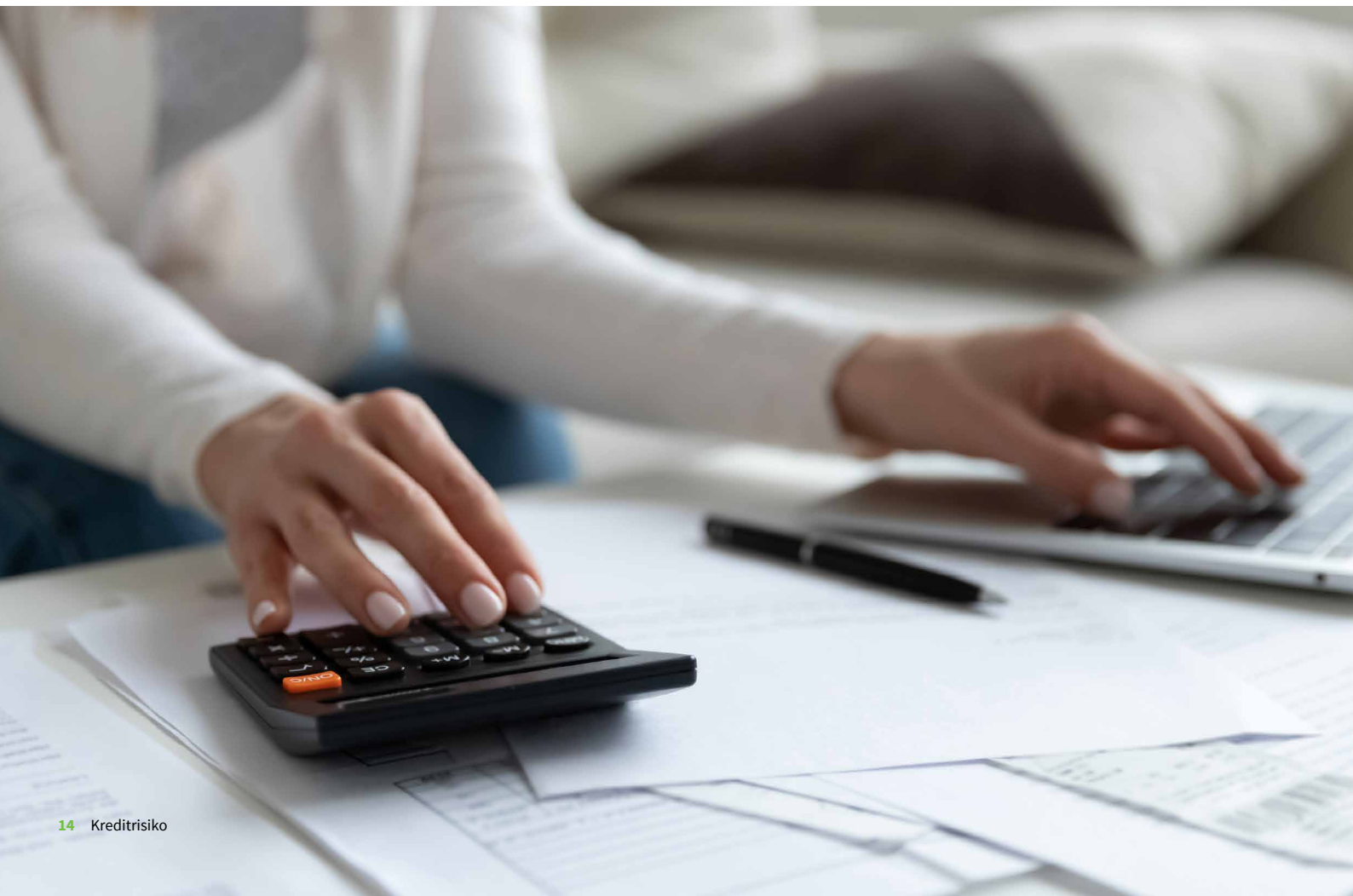
$$\text{Erwarteter Verlust} = \text{Ausfallwahrscheinlichkeit} \times \text{Ausfallrisiko} \times \text{Einbringungsquote}$$

7.2 Ausfallwahrscheinlichkeit

Die Ausfallwahrscheinlichkeit gibt an, wie wahrscheinlich es ist, dass der Kontrahent zu einem bestimmten Zeitpunkt während der Vertragslaufzeit ausfällt. Die Höhe der Ausfallwahrscheinlichkeit ist im Wesentlichen von drei Faktoren abhängig:

- Finanzkraft des Kontrahenten
- Volatilität, die angibt, wie schnell die Finanzkraft des Kontrahenten abnehmen könnte
- Laufzeit – je weiter der Zeithorizont, desto höher die Wahrscheinlichkeit, dass es irgendwann zum Ausfall kommt

Die Bestimmung der Ausfallwahrscheinlichkeit wird üblicherweise durch die Betrachtung der Finanzdaten eines Unternehmens durchgeführt. Für große Unternehmen bewerten Kreditrating-Agenturen (wie z. B. S&P, Moody's) das Kreditrisiko anhand qualitativer und quantitativer Faktoren und bemessen so die Ausfallwahrscheinlichkeit.



7.3 Ausfallrisiko

Das Ausfallrisiko ist der Geldbetrag, der auf dem Spiel steht, wenn der Ausfall eines Vertragspartners tatsächlich eintritt. Je nachdem, ob die Zahlungen aktuell geschuldet sind oder in Zukunft geschuldet werden, gibt es zwei Ausprägungen des Ausfallrisikos:

7.3.1 Zahlungsausfallrisiko

Wie viel wurde geliefert, aber noch nicht bezahlt? Das Zahlungsausfallrisiko ist immer eine Forderung des Verkäufers gegenüber dem Käufer. Unter Standardbedingungen sind Zahlungen für Strom am 20. des Folgemonats der Lieferung fällig. Ein typisch angewandtes Maß für das Zahlungsausfallrisiko ist der Wert von drei Monatslieferungen (unter der Annahme, dass der Zahlungsausfall nach ein bis zwei Monaten erst festgestellt wird und die Einstellung der Lieferung Zeit in Anspruch nimmt).

7.3.2 Wiederbeschaffungsrisiko

Dies ist der aktuelle Wert eines Geschäfts, gemessen an den aktuell geltenden Marktpreisen. Wenn es zu einem Ausfall kommt, kann der Käufer oder der Verkäufer einem Risiko ausgesetzt sein, je nachdem, wie sich die Preise seit Abschluss des Geschäfts entwickelt haben. Für die betroffene Partei ist dies der Verlust, der beim Abschluss eines Ersatzgeschäfts zu Marktpreisen entsteht. Die Preise werden zum Abschlusszeitpunkt festgelegt. Nach Abschluss beginnen die Preisbewegungen eventuelle Risiken zu generieren.

Das Risiko wird von zwei gegenläufigen Faktoren angetrieben: Die Unsicherheit über den Wert einer Ersatztransaktion nimmt mit der Zeit zu, die ausstehende Liefermenge nimmt mit der Zeit ab. Die (ungefähre) Symmetrie der Grafik bedeutet, dass das Risiko für beide Vertragspartner entstehen kann, je nachdem, in welche Richtung sich die Preise bewegen.

7.4 Einbringungsquote/Sicherheiten

Die Einbringungsquote gibt an, welcher Anteil der Forderung nach einem Ausfall wieder eingebracht werden kann. Zur Minimierung von Kreditverlusten und damit zur Verbesserung der Einbringungsquote stehen zahlreiche Instrumente zur Verfügung:

- **Sicherheiten**, zum Beispiel Bargeld oder liquide Wertpapiere auf einem Treuhandkonto
- **Garantien Dritter**, zum Beispiel Bankbürgschaften, Garantien der Muttergesellschaft (PCG), Kreditversicherungen
- **Vertragliche Mechanismen**, zum Beispiel Vorauszahlungen, Material-Adverse-Change-Klauseln, erhöhte Zahlungsfrequenz

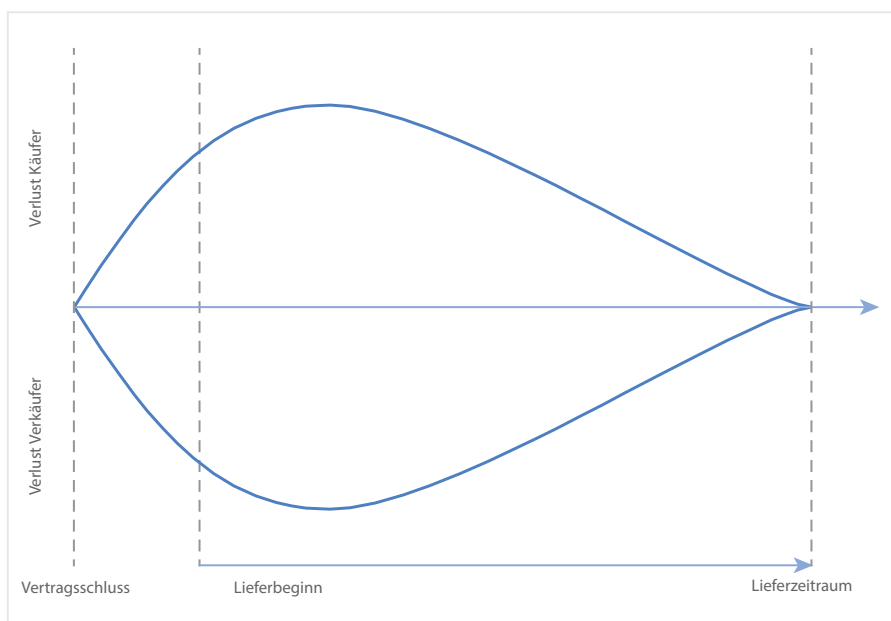


Abbildung 9: Entwicklung des Wiederbeschaffungsrisikos eines PPA

08

Spezielle Vertragsklauseln

Neben PPA-Preis, Lieferstruktur, Vertragslaufzeit und Kreditrisiko gibt es eine Reihe von Vertragsklauseln, die in jedem PPA überprüft werden sollten, da sie starke Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit und die Risikoverteilung haben. Ausgewählte Vertragsklauseln werden im Folgenden kurz vorgestellt.

Eigenschaften und Aspekte von PPA-Verträgen werden darüber hinaus im Vertragsleitfaden der Marktoffene Erneuerbare Energien umfassend dargestellt und erläutert.

Herkunftsnachweise (HKNs) sind elektronische Zertifikate, die die Herkunft des Stroms aus erneuerbaren Energien nachweisen und üblicherweise zu einem Preisaufschlag verkauft werden. In vielen PPAs werden HKNs als Wertkomponente und als Nachweis für die grüne Eigenschaft direkt an den Käufer des Stroms verkauft. Sie können jedoch auch in einem separaten Vertrag an einen Dritten verkauft werden.

Ausgleichsenergiekosten (AE-Kosten) werden durch die Differenz zwischen den stündlich nominierten (geplanten) Stromlieferungen am Vortag (Day-Ahead) inklusive Anpassungen am Liefertag (Intraday) und den real gemessenen und eingespeisten Lieferungen verursacht, abhängig von der Differenz zwischen dem für diese Stunde geltenden Spot-, Intraday- bzw. Ausgleichsenergiepreis. Dadurch können zusätzliche Einnahmen und/oder Kosten verursacht werden. Häufig übernimmt der Käufer das AE-Risiko und berücksichtigt es im PPA-Preis oder gibt einen Fixpreis über einen definierten Tenor an. Dieser kann von dem PPA-Tenor abweichen. Alternativ kann der Service innerhalb eines wie oben beschriebenen Sleeved PPA auch durch eine dritte Partei übernommen werden.

Die Häufigkeit **negativer Preise** in Deutschland hat in den letzten Jahren zugenommen (2020: 298 Stunden mit negativen Day-Ahead-Preisen), was sich auf die Umsätze von Merchant Assets auswirkt. Dies geschieht hauptsächlich an Tagen mit geringer

Last und hoher erneuerbarer Produktion (Wochenenden und Feiertage). Die meisten Käufer wollen das Recht zur Abschaltung des Kraftwerks bei negativen Preisen, ohne die Verpflichtung zu haben, die entgangene Stromproduktion kompensieren zu müssen. Dafür sind sie bereit einen höheren PPA-Preis zu zahlen. Insbesondere für ältere Onshore-Windturbinen kann eine Einschränkung oder der Ausschluss von Abschaltungen notwendig sein, wenn die technischen Vorrichtungen eine Abschaltung nicht oder nicht dauerhaft und in der nötigen Häufigkeit durchführen können. In diesem Fall würde der Käufer dies mit einem niedrigeren PPA-Preis berücksichtigen.

Mindestmengen dienen dem Käufer als Absicherung, dass der Produzent mindestens eine definierte Anzahl an Megawattstunden liefert. Neben einer Verfügbarkeitsgarantie der Anlage kann dies insbesondere in Pay-as-Produced-Lieferstrukturen beobachtet werden. Die Mindestmengen beziehen sich meist auf ein Kalenderjahr, wobei auch andere Zeiträume denkbar sind.

Sollte eine der Vertragsparteien eine **vorzeitige Beendigung des Vertrags** anstreben, ist es üblich, dass es zu einer Strafzahlung kommt. Es gibt verschiedene Möglichkeiten für die Berechnung der Strafzahlung. Häufig kommt es zu einer Market-to-Market-Berechnung mit dem Ziel, die Gegenpartei möglichst schadensfrei zu stellen. Dabei wird der aktuelle Marktpreis mit dem PPA-Preis und dem nicht gelieferten Volumen verglichen. Alternativ kann auch eine fixe Strafzahlung im Vertrag definiert werden.

Sicherheiten in Form von Bankbürgschaften, Garantien oder Verpfändung sind üblich, um sich gegen Zahlungs- oder Lieferausfälle abzusichern. Häufig wird dieser Punkt erst spät in PPA-Verhandlungen diskutiert, obwohl er, insbesondere auch für finanzierende Banken, einen wesentlichen Punkt darstellt.

Bindende Angebote beinhalten üblicherweise eine **Haltefrist**, in der die **Preise fixiert** sind. Durch die Volatilität der Strommärkte wird die bietende Partei einen Preisabschlag berücksichtigen, in Abhängigkeit von der Haltefrist und der vorherrschenden Volatilität.

09 Geografischer Einfluss

Da Wind und Sonne in Deutschland nicht gleich verteilt sind, hat die genaue Lage eines Assets einen Einfluss auf dessen Wert. Dies ergibt sich zum einen aus dem unterschiedlichen Ertrag selbst, wie er im Ertragsgutachten für das Asset auf Basis von Analysedaten zu erneuerbaren Energien (z. B. MERA-Daten) ermittelt wird. Einen weiteren Einfluss hat das unterschiedliche Erzeugungsprofil, da auch dies vom Standort abhängig ist und eine unterschiedliche Wertigkeit aufweist.

Der PPA-Preis hat somit eine standortabhängige Komponente. Abnehmer, die das Erzeugungsprofilrisiko übernehmen, verlangen entweder historische Lastgangdaten (Ü20-Anlagen) oder eine stündliche Erzeugungsvorhersage, um dieses Risiko zu bewerten.

Der Einfluss des Standorts auf den PPA-Preis ist aber vergleichsweise gering und die langfristige Preisunsicherheit und die Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung des Profilwertes – auch Kannibalisierung genannt – überwiegen diesen Faktor in der Regel.

Liegt der Standort der Anlage allerdings außerhalb des Strommarktes in Deutschland (Cross-Border PPA), kommt eine neue Risiko- und Preiskomponente ins Spiel. Die Parteien des PPA müssen jetzt festlegen, wer das Risiko des Preisunterschieds zwischen den beiden Märkten trägt. Da diese Risiken zum Teil beträchtlich sind, sind Cross-Border PPAs bislang eine Randerscheinung.



Zusammenfassung

Ausgangspunkt des Leitfadens war die Fragestellung, aus welchen Komponenten sich ein Green-PPA-Preis zusammensetzt und was ein möglichst fairer PPA-Preis ist.

Es gibt eine Vielzahl an Komponenten, die den Preis des Green PPA beeinflussen. Manche dieser Komponenten haben einen größeren Einfluss auf die Preisbildung als andere. Den wohl größten Einfluss auf den PPA-Preis haben die Baseload-Preise, aber auch die Laufzeit des Vertrags, Risikokomponenten und weitere spezifische Vertragsklauseln haben preistreibende Eigenschaften. Letztlich jedoch muss die Betrachtung des PPA hinsichtlich der „Fairness“ immer individuell erfolgen und hierfür sollte zu jeder Zeit eine Expertin oder ein Experte zur Unterstützung mit herangezogen werden.

Marktoffensive Erneuerbare Energien

Die Anfang 2021 etablierte Marktoffensive Erneuerbare Energien ist ein Zusammenschluss von derzeit rund 50 Unternehmen – Anbieter und Nachfrager aus der Wirtschaft sowie Dienstleister – und bildet die gesamte Wertschöpfungskette ab. Gemeinsames Ziel ist es, den nachfragegetriebenen Markt für erneuerbare Energien mit unterschiedlichen Maßnahmen und Aktivitäten zu entwickeln und dazu beizutragen, dass Deutschland seine Energiewendeziele erreicht. Die Marktoffensive ist von der Deutschen Energie-Agentur (dena), dem Deutschen Industrie- und Handelskammertag (DIHK) und dem Klimaschutz-Unternehmen e.V. ins Leben gerufen worden und wird von diesen Institutionen operativ unterstützt. Die Aktivitäten der Initiative konzentrieren sich aufgrund des großen unerschlossenen Marktpotenzials zunächst auf Corporate Green PPAs. Perspektivisch werden weitere technische Lösungen und Geschäftsmodelle im Strom- und Wärmebereich wie grüner Wasserstoff, grüne Prozesswärme oder Eigenstromversorgung weitere Arbeitsschwerpunkte bilden.

Ziele: Wir erneuern Märkte!

Wir wollen den direkten Bezug grüner Energien zu einem Baustein der deutschen Energiewende machen.

Die Marktoffensive zielt primär darauf ab, neue Geschäftsmodelle und Handlungsoptionen zu entwickeln, die den nachfrage- bzw. marktgetriebenen Ausbau erneuerbarer Energien stärken. Die Aktivitäten konzentrieren sich aufgrund des großen Marktpotenzials zunächst auf PPAs. Green PPAs bieten Unternehmen in Deutschland die Möglichkeit, zwei zentrale Ziele zu erreichen: Sie leisten einen Beitrag zur Umsetzung der unternehmerischen Dekarbonisierungsstrategien und bieten gleichzeitig die Möglichkeit, sich gegen steigende Strompreise abzusichern. Der Energiewirtschaft bietet das Geschäftsmodell direkte neue Absatzkanäle für den produzierten grünen Strom und eine Alternative zur Vermarktung über die Börse. Aus Sicht der Politik stellen Green PPAs eine Möglichkeit dar, den Zubau erneuerbarer Energien über zusätzliche private Investitionen zu beschleunigen.

Die Marktoffensive Erneuerbare Energien agiert als Denkfabrik, als Plattform für Wissenstransfer und als Treiber für Marktentwicklung.

Die Plattform bringt Energieabnehmer aus Industrie, Gewerbe und Dienstleistungen mit Energieerzeugern, Investoren und Vertretern der Politik zusammen.


Für Abnehmer zeigt die Plattform Wege auf, wie sie ihr Unternehmen auf Basis erneuerbarer Energien ökonomisch und ökologisch zukunftsfähig ausrichten können. Erzeugern sowie Intermediären bietet die Marktoffensive die Möglichkeit, über neue Geschäftsmodelle neue Marktsegmente zu erschließen. Die Politik erhält Hinweise, welchen ökonomischen und rechtlichen Rahmen PPAs benötigen, um die Ziele im Strommarkt bis 2030 zu erreichen.

Erneuern Sie mit!

Als wirtschaftsgetriebene Initiative und Plattform weitet die Initiative ihre Aktivitäten kontinuierlich aus. Wenn auch Sie unsere Vision teilen und erneuerbare Energien und die Energiewende zu einem wesentlichen Bestandteil einer zukunftsfähigen Energie-, Standort- und Industriepolitik machen wollen und gleichzeitig von einem starken Netzwerk und Marktexpertise profitieren möchten, sprechen Sie uns an und werden Mitglied!

 **Internet:** <https://marktoffensive-ee.de/mitglied-werden>

 **E-Mail:** Marktoffensive@dena.de

 **Telefon:** 030-66 777 785

Impressum

Herausgeber

Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
Chausseestraße 128 a
10115 Berlin
Tel.: +49 (0)30 66 777 - 0
Fax: +49 (0)30 66 777 - 699
E-Mail: EE-Team@dena.de
Internet: www.dena.de

Bildnachweis

Titelbild: ©shutterstock/hrui, S. 5 Getty Images/Jörg Greuel, S. 13 ©shutterstock/Sfio Cracho, S. 14 ©shutterstock/fizkes, S. 17 Getty Images/Piggyfoto

Autorinnen und Autoren

Max Baier (dena), Andreas Ebner (dena), Tibor Fischer (dena), Lena Hamacher (dena), Max von Hausen (Pexapark), Jens Hollstein (Pexapark), David Willemsen (Pexapark), Johanna Wolf (dena)

Stand: 04/2022

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.

Bitte zitieren als:

Deutsche Energie-Agentur (Hrsg.) (dena, 2022) „Preisleitfaden Green PPA. Ein Leitfaden für Stromerzeuger und -abnehmer sowie Projektfinanzierer“

Mehr Informationen zur
Marktoffensive Erneuerbare Energien



www.marktoffensive-ee.de

Wer wir sind

Die Marktoffensive Erneuerbare Energien wurde von der Deutschen Energie-Agentur (dena), dem Deutschen Industrie- und Handelskammertag (DIHK) und dem Klimaschutz-Unternehmen e.V. ins Leben gerufen und wird von diesen Institutionen operativ unterstützt. Mit zielgerichteten branchenspezifischen Informationen will sie Abnehmern, Erzeugern, Finanzierern und anderen Marktakteuren die Potenziale von PPAs aufzeigen, die Marktentwicklung unterstützen sowie Politik und Wirtschaft Empfehlungen geben. Die Projektarbeit der Marktoffensive Erneuerbare Energien wird im Wesentlichen über jährliche Beiträge der knapp 50 Mitgliedsunternehmen finanziert.

