

www.energieforum-isny.de

Ablauf, Planung und Installation einer FFA-PV oder Agri-PV:

1. Flächenakquise

2. Voranfrage Netzbetreiber (siehe Beispiel EnBW)

Wichtig: Die Prüfung des Antrags kostet Zeit. Der Netzbetreiber hat für die Bearbeitung 8 Wochen Zeit – nachdem alle Unterlagen komplett eingereicht sind.

Was benötigt wird:

Flurnummern, auf denen die Anlage stehen soll

Lageplan auf der die Anlage eingezeichnet ist. (Amtliche Lagepläne gibt es bei der Gemeinde).

Falls Fläche im Fremdeigentum ist, benötigt man eine Einverständniserklärung des Grundstückseigentümers

Bei der Freiflächen-Photovoltaik, die ja in der Regel über **300 kWp** hat, sind weitere Unterlagen notwendig. Formulare E1, E2, E8 (kurz), E13 und E14 nach TAR Mittelspannung (VDE-AR-N 4110:2018-11)

Netzverträglichkeitsprüfung durch den Netzbetreiber

Vom Gesetzgeber wurde die **Kostenfrage klar aufgeteilt**, die Clearingstelle hat die Auslegung zusätzlich definiert.

Von der Anlage bis zum Verknüpfungspunkt ist der Anlagenbetreiber in der Pflicht, alle anfallenden Kosten zu tragen.

Ab dem Verknüpfungspunkt und damit für den weiteren Netzausbau ist der Netzbetreiber zuständig.

Notwendig ist dafür die Festlegung des Netzverknüpfungspunkts. Erst wenn dieser feststeht, können die weiteren Kosten exakt berechnet werden.

3. Antrag bei Kommune auf Einleitung eines Bauleitverfahrens und Aufstellung eines vorhabenbezogenen Bebauungsplans (§12 BauGB) für ein Sondergebiet "Agri-PV-Anlage".

Den (finanziellen) Aufwand und die Verfahrensabwicklung trägt der Projektplaner. Im Aufstellungsverfahren müssen die Vorgaben des Flächennutzungsplans und der Raumordnung berücksichtigt werden.

Bislang sind Agri-PV-Anlagen nicht Privilegiert (Baugesetzbuch), allerdings besteht ein "überragendes öffentliches Interesse" für die Errichtung und den Betrieb regenerativer Energieerzeugungsanlagen.

4. Angebote einholen

Werden Photovoltaik-Module neu von einem Anlagenbetreiber in Betrieb genommen und wird im Zuge des Netzanschlusses der **Bau einer Trafostation** notwendig, so trägt diese Kosten der Anlagenbetreiber. Wichtig ist an dieser Stelle, dass die neu aufgestellte Trafostation:

ausschließlich dem Anlagenbetreiber selbst zum Anschluss an das Netz des Netzbetreibers dient und vorrangig dem eigenen Strombezug beziehungsweise der Einspeisung dient, somit also nicht unverzichtbarer Bestandteil des allgemeinen Stromnetzes ist

Der gesamte Ablauf kann auch unter Zuhilfenahme eines Projektentwicklers durchgeführt werden.



www.energieforum-isny.de

Technische Einrichtungen:

- Module
- Aufständerung / Verankerung
- Wechselrichter
- Verkabelung
- Transformator
- Netzanschluss
- (Einzäunung)

Vergütung:

Die Inanspruchnahme einer Zahlung für Strom aus neu in Betrieb genommenen Freiflächenanlagen und Solaranlagen auf baulichen Anlagen, die weder Gebäude noch Lärmschutzwände sind, (Solaranlagen des ersten Segments) ist ab einer installierten Leistung von mehr als 750 kWp nur über eine erfolgreiche Teilnahme an den Ausschreibungen möglich.

Kontakt

Referat 625 – Ausschreibungen

Bundesnetzagentur, Tulpenfeld 4, 53113 Bonn

E-Mail: <u>ee-ausschreibungen@bnetza.de</u>

BW:

Pro Kalenderjahr Gebote auf Acker- und Grünlandflächen bis zu einem Umfang von 500 MW, wobei das letzte Gebot noch vollumfänglich bezuschlagt wird.

BY:

Pro Kalenderjahr können 200 Gebote für Acker- und Grünlandflächen bezuschlagt werden. Die Gebote dürfen jedoch nicht abgegeben werden, wenn sich die Flächen in NATURA 2000 Gebieten oder in gesetzlich geschützten Biotopen befinden.

Quelle:

 $\frac{https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Solaranlagen1/Gebotstermin0}{1112022/start.html \#[Anker]}$

Höchstwert der Vergütung (1.11.22): 5,9ct/kWh

Allgemeines:

PV-Freiflächenanlagen, die planungsrechtlich ein "Sondergebiet Solarenergie" erfordern, sind von ihrer Eigenart und ihren Auswirkungen her keine Gewerbe- oder Siedlungsflächen, sondern eine besondere Form der Landnutzung. Daher sollte die Bewertung, Abwägung und Entscheidung alle positiven und negativen Auswirkungen in ökologischer, wirtschaftlicher und sozialer Hinsicht berücksichtigen, um die Nachhaltigkeit der Projekte sicherzustellen.

Beispiel für Projektentwickler

ENGIE Deutschland GmbH

E-Mail: info-deutschland@engie.com



www.energieforum-isny.de

TABELLE 3: GESAMTKOSTEN VON PHOTOVOLTAIK-FREIFLÄCHENANLAGEN IN EURO/WATT, AUFGEGLIEDERT NACH KOMPONENTEN (beispielhaft für je eine Anlage).

	750 kW	2 MW	10 MW
Projektentwicklungskosten	0,038	0,030	0,024
Vorbereitung der Fläche (mit Zuwegung und Einfriedungen)	0,013	0,011	0,009
Photovoltaik-Module	0,440	0,365	0,325
Aufständerung	0,137	0,118	0,106
Wechselrichter	0,090	0,080	0,070
Elektrische Anbindung und Installation	0,140	0,120	0,100
Komponenten für Monitoring und Messtechnik	0,009	0,006	0,003
Verbindung zum Netzeinspeisungspunkt (mit Trafo)	0,050	0,047	0,043
Sonstige Kosten	0,033	0,027	0,023
GESAMTKOSTEN in EUR/W	0,95	0,80	0,70

Quelle: Umweltministerium BW 2019



www.energieforum-isny.de

Bebauungspläne für Freiflächen Anlagen brauchen bis zu einem Jahr Vorlaufzeit

Die Planungshoheit für Bebauungspläne liegt in Deutschland verfassungsrechtlich bei den Gemeinden. In einem Bebauungsplan legt die Gemeinde in Form einer rechtsverbindlichen Satzung fest, welche Nutzung bzw. Bebauung auf einer Fläche zulässig ist. Grundlage hierfür ist die Landesbauordnung des Bundeslandes.

Mit einem Bebauungsplan wird sichergestellt, dass alle öffentlichen und privaten Interessen demokratisch erfasst und abgewogen werden. Auch der Umweltschutz muss mit einer Umweltprüfung berücksichtigt werden. Das Verfahren ist für Deutschland im Baugesetzbuch geregelt und durchläuft mehrere Phasen, bevor der Bebauungsplan für eine Photovoltaik Großanlage auf einer Freifläche als "beschlossen" gilt. Exemplarisch ist das Verfahren für einen Bebauungsplan im Folgenden am Beispiel von Frankfurt am Main skizziert (s.u.).

Wer trägt die Kosten des Bebauungsplan Verfahren für Photovoltaik Großanlagen?

Anlaufstelle, um einen Bebauungsplan zu erstellen oder einen bestehenden Bebauungsplan zu ändern, ist die kommunale Baubehörde. Je nach Finanzlage trägt entweder die öffentliche Hand die Kosten, sollte die Behörde den Bebauungsplan bearbeiten.

Sind nicht genügend personelle oder finanzielle Ressourcen vorhanden, kann die zuständige Behörde den Bebauungsplan für die Großanlage an ein Planungs- oder Ingenieurbüro weiterreichen. Diese Stellen berechnen ihren Arbeitsaufwand auf Grundlage der Honorarordnung für Architekten und Ingenieure (HOAI). Die Planungskosten werden im Anschluss der Stadt in Rechnung gestellt und können durch die Behörde an den Investor der Photovoltaik Großanlage weitergegeben werden.

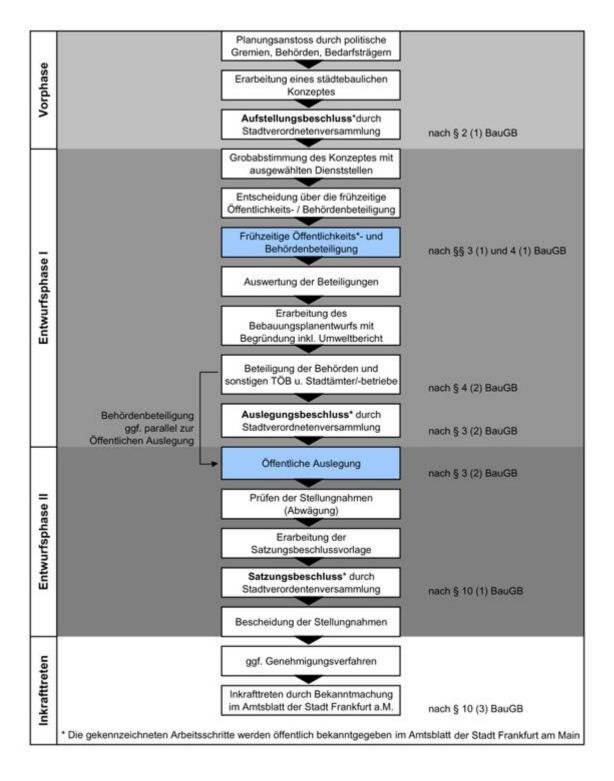
Nach dem Bebauungsplan ist vor der Baugenehmigung

Mit dem Bebauungsplan-Verfahren ist der Planungsprozess einer Photovoltaik Großanlage für eine Freifläche noch nicht abgeschlossen. Erst mit einer Baugenehmigung kann die Anlage errichtet werden.

Mit dem Bauantrag müssen Projektplaner jedoch nicht warten, bis das Bebauungsplan-Verfahren vollständig abgeschlossen ist. Sind die Stellungnahmen in der Entwurfsphase II eingegangen und ist abzusehen, dass der Plan für die Photovoltaik Anlage nur noch beschlossen werden muss, besitzt das Projekt "Planungsreife" und der Bauantrag kann gestellt werden.



www.energieforum-isny.de





www.energieforum-isny.de

EEG-Regelungen zur PV-Direktvermarktung

Anlagenbetreiber einer PV-Anlage müssen laut <u>Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)</u> eine der folgenden Veräußerungsformen wählen:

- 1.Marktprämie nach § 20
- 2.Einspeisevergütung nach § 21, Abs. 1, Nr. 1, 2 oder 3
- 3.Mieterstromzuschlag nach § 21, Abs. 3
- 4.Sonstige Direktvermarktung nach § 21 a

Gut zu wissen: In der Regel ist ein Wechsel der Veräußerungsform jeweils zu Monatsbeginn möglich.

Entscheiden sich Anlagenbetreiber für die Solarstrom-Direktvermarktung oder sind sie aufgrund der Anlagengröße sogar dazu verpflichtet, müssen die Anlagen einige Auflagen erfüllen. So muss die Anlage zum Beispiel technisch so ausgestattet sein, dass das Vermarktungsunternehmen jederzeit

- die Ist-Einspeisung abrufen kann und
- die Einspeiseleistung ferngesteuert regeln kann.

Was bedeuten Marktprämie und Managementprämie?

Bei der Solarstrom-Direktvermarktung verzichtet der Anlagenbetreiber auf die staatlich festgelegte Einspeisevergütung. Das bedeutet ein höheres finanzielles Risiko, denn der Börsenpreis für Strom schwankt. Um diesem Risiko entgegenzuwirken, erhält der PV-Betreiber als Ausgleich eine Marktprämie und eine Managementprämie vom Verteilnetzbetreiber:

Marktprämie: Die Marktprämie gleicht die Differenz zwischen dem aktuellen Marktwert für Strom und der anlagenspezifischen Förderhöhe aus. Die Marktprämie wird anhand des durchschnittlichen monatlichen Börsenstrompreises festgelegt, das heißt, sie ist gleitend: Sie sinkt folglich, wenn der Marktpreis steigt, und steigt, wenn der Marktpreis sinkt.

Managementprämie: Für ein stabiles Stromnetz ist es wichtig, dass die Netzbetreiber wissen, wann wie viel Erneuerbare Energien ins Stromnetz eingespeist werden. Aus diesem Grund sind die Anlagenbetreiber von PV-Anlagen (bzw. das beauftrage Direktvermarktungsunternehmen) verpflichtet, Prognosen über Höhe und Dauer der Einspeisung abzugeben. Diese Einspeiseprognose ist gerade bei Photovoltaik u. a. mit einer Auswertung der Wetterdaten, sprich: mit Aufwand, verbunden. Um diesen Mehraufwand und die mit der Direktvermarktung verbundenen Vermarktungsrisiken auszugleichen, erhalten die Betreiber eine Managementprämie. Diese wird nicht mehr einzeln aufgelistet, sondern ist mittlerweile Bestandteil der Marktprämie.



www.energieforum-isny.de

Power Purchase Agreements: (PPA)

Ein Power Purchase Agreement ("Stromkaufvereinbarung"), kurz PPA, ist ein oft langfristiger Stromliefervertrag zwischen zwei Parteien, meist zwischen einem Stromproduzenten und einem Stromabnehmer (Stromverbraucher oder Stromhändler). Im PPA werden alle Konditionen geregelt – etwa der Umfang der zu liefernden Strommenge, die ausgehandelten Preise, die bilanzielle Abwicklung und die Strafen bei Nichteinhaltung des Vertrags. Da es sich um einen bilateralen Vertrag handelt, kann ein PPA viele Formen annehmen und auf die Vertragspartner abgestimmt werden. Stromlieferungen können physisch oder bilanziell erfolgen. Da mit PPAs Marktpreisrisiken reduziert werden können, finden sie insbesondere bei großen Stromverbrauchern sowie bei geplanten großen Investitionen in den Aufbau oder Weiterbetrieb von Anlagen der Erneuerbaren Energien Anwendung. In Deutschland sind, im Gegensatz zu den USA, PPAs noch nicht weit verbreitet. Eine Zunahme an PPAs in Deutschland ist für erste Post-EEG-Anlagen ab 2021 bereits ersichtlich.

Betreiber von Anlagen der Erneuerbaren Energien schließen PPAs entweder bilateral mit einem verbrauchenden Unternehmen ab ("Corporate PPA") oder mit einem Stromhändler, der den produzierten Strom abnimmt ("Merchant PPA") und entweder weiter an einen definierten Stromverbraucher liefert (und somit den Vertrag wieder zu einem "Corporate PPA" macht) oder aber an der Strombörse vermarktet.

Viele internationale Konzerne beziehen bereits Anteile ihres Stromverbrauchs über PPAs oder beabsichtigen dies verstärkt zu tun (siehe etwa hier). Neben stabilen und somit kalkulierbaren Strompreisen geht es ihnen auch um das ökologische und innovative Image. Besonders für Betreiber von Anlagen mit hohen Investitions- und niedrigen Betriebskosten (z.B. PV- und Windenergieanlagen) sind PPAs ein probates Mittel, das **Strompreisrisiko zu reduzieren**. Mit einer gesicherteren Vergütung des Stroms steigt deren Zuversicht (und die der finanzierenden Banken), dass die Erlöse aus dem Stromverkauf die Investitionskosten decken und das Projekt somit profitabel wird.

Verschiedene Arten von Power Purchase Agreements

Die große Vielfalt denkbarer aber auch praktizierter Vertragsausgestaltungen erschwert die Definition verschiedener Arten von PPAs. Hinzu kommt, dass verschiedene Eigenschaften von PPAs nicht trennscharf in einer Systematik abgegrenzt werden können. Ein Versuch:

Physische PPAs (auch: physical PPAs)

Es gibt drei Typen von **physischen PPAs**, die sich teilweise überschneiden können. Gemeinsam haben sie, dass eine im PPA festgesetzte Strommenge verkauft und geliefert wird. Sie unterscheiden sich lediglich in ihrem Lieferweg.

On-site PPA - Bei einem On-site Power Purchase Agreement findet eine direkte physische
 (und nicht nur eine bilanzielle) Stromlieferung statt. Eine räumliche Nähe ist
 notwendigerweise vorhanden. Sie besteht daraus, dass sich die Erzeugungsanlage hinter dem
 Zählpunkt des Verbrauchers, also beispielsweise auf dem Betriebsgelände selbst, befindet.
 Bei einem On-site PPA können Abgaben wie Netzentgelte für den von der errichteten Anlage
 produzierten Strom entfallen oder verringert werden, da dieser durch eine direkte
 Stromleitung und eben nicht über das öffentliche Netz an den Abnehmer fließt. Die
 Dimensionierung der Anlage und somit das Power Purchase Agreement orientiert sich meist



www.energieforum-isny.de

am Verbrauchsprofil des Verbrauchers. Der Netzbetreiber ist insofern eingegliedert, als dass Reststrom geliefert werden kann. Da der erzeugte Strom bei einem On-site PPA direkt den Verbrauch eines Unternehmens mindert, sind alle On-site PPAs auch Corporate PPAs.

Beispiel: Ein Industriebetrieb verfügt auf dem Betriebsgelände über ein geeignetes Hallendach und möchte die Strombezugskosten senken. Der Betrieb wünscht jedoch nicht selbst eine Photovoltaikanlage auf dem Dach zu errichten, sondern möchte die Investitions-, Projekt- und Betriebsrisiken auslagern. Dazu schließt er einen On-site PPA mit einem Projektierer ab, der nun die Photovoltaikanlage auf dem Hallendach errichtet und den dort generierten Strom an den Industriebetrieb verkauft.

- Off-site PPA Off-site PPAs stellen keine unmittelbare physische Stromlieferung zwischen Anlage und nahegelegenem Verbraucher dar, sondern lediglich die Vereinbarung über die bilanzielle Abnahme einer im PPA definierten physischen Strommenge. Im Gegensatz zu Onsite PPAs liefert der Erzeuger den Strom durch das öffentliche Stromnetz an den Verbraucher. Daher ist eine zusätzliche Abwicklung über die Bilanzkreise der stromerzeugenden Anlage und des abnehmenden Verbrauchers nötig. Die Erzeugungsanlage muss nicht in räumlicher Nähe zum Stromabnehmer errichtet werden. Dies gibt zusätzlich Flexibilität, da der Anlagenbetreiber nun für eine Wind- oder Photovoltaikanlage Standorte mit optimalen Bedingungen oder eine bereits existierende Anlage wählen kann. Auch kann eine Anlage mehrere Power Purchase Agreements mit unterschiedlichen Abnehmern abschließen, die über ihre Bilanzkreise Teile der Stromproduktion gutgeschrieben bekommen. Der Preis für die Stromlieferung ist im PPA ausgehandelt. Dadurch haben alle Teilnehmer eine langfristige Preissicherheit. Abgaben und Netzentgelte werden weiterhin an den Netzbetreiber entrichtet. Die bei der Stromproduktion anfallenden Grünstromzertifikate können und werden zumeist an den Abnehmer übertragen. Beispiel: Ein Unternehmen aus Süddeutschland möchte Grünstrom beziehen und dabei nicht von der Preisentwicklung an der Strombörse oder seines bisherigen Versorgers abhängen. Es schließt daher einen Off-site PPA mit einem Projektierer in Norddeutschland. Dieser errichtet nun in Schleswig-Holstein einen Windpark und liefert die vertraglich vereinbarten Strommengen der dortigen Gesamtproduktion oder auch die Gesamtproduktion in den Bilanzkreis des Unternehmens aus Süddeutschland. Eine direkte physikalische Lieferung erfolgt somit nicht, daher sind auch alle üblichen Abgaben auf die Stromlieferung fällig.
- Sleeved PPA Ein Sleeved PPA ist einfach gesprochen ein Off-site PPA, bei dem ein Energiedienstleister verschiedene Prozesse übernimmt und als Intermediär zwischen Erzeuger und Verbraucher fungiert. Er erbringt zum Beispiel folgende Dienstleistungen: die Bilanzkreisführung, das Zusammenschließen verschiedener Stromproduzenten zu einem Anlagenportfolio, die Lieferung von Reststrommengen oder der Verkauf von Überschussmengen, die Erstellung von Einspeiseprognosen, die Vermarktung von Grünstromzertifikaten oder auch die Übernahme von verschiedenen Risiken, die sich etwa aus Ausgleichsenergiekosten oder Ausfallrisiken eines Vertragspartners (Insolvenz) ergeben.



www.energieforum-isny.de

Synthetische PPAs (auch: Virtual oder Synthetic PPA)

Synthetische PPAs **entkoppeln** die physischen Stromflüsse von den finanziellen Stromflüssen und erlauben somit noch flexiblere Vertragsausgestaltungen. Bei synthetischen Power Purchase Agreements (auch SPPA) einigen sich wie bei physischen PPAs Erzeuger und Abnehmer auf einen Preis pro Kilowattstunde Strom. Allerdings wird der Strom nicht direkt von der energieerzeugenden Anlage an den Verbraucher geliefert. Stattdessen nimmt der **Energiedienstleister** des Erzeugers (etwa ein Stromhändler) den produzierten Strom in seinen Bilanzkreis und handelt ihn weiter, z.B. an der Spotbörse. Der **Energielieferant** des Verbrauchers (etwa ein Stadtwerk) beschafft für den PPA-Partner auf Verbraucherseite exakt das Einspeiseprofil, das der Erzeuger an seinen Energiedienstleister geliefert hat, auch beispielweise durch einen Einkauf am Spot-Markt.

Im synthetischen PPA wird nun dieser Stromfluss ergänzt durch einen sog. **Contract for Difference**. In diesem verpflichten sich die PPA-Vertragspartner zusätzliche finanzielle Ausgleichszahlungen zu leisten und zwar in dem Maße, den der Spot-Preis (mit dem die Stromflüsse vergütet worden sind) von ihrem bilateral ausgehandelten Preis abweicht. Somit hat jeder PPA-Vertragspartner zwei Zahlungsströme (einmal mit dem jeweiligen Energiedienstleister und einmal mit dem PPA-Vertragspartner), welche jeweils in Summe den eingangs definierten PPA-Preis ergeben und somit die gewünschte **Preissicherheit** auf beiden Seiten erreicht wird.

Durch den Wegfall einer direkten physischen Lieferung zwischen den Vertragspartnern wie bei einem On-Site-PPA und dem Wegfall einer direkten bilanziellen Verknüpfung der beiden Vertragspartner wie bei einem Off-Site-PPA stellt diese Form des PPAs eine **einfache und administrativ aufwandsarme Art** eines PPA dar und eignet sich beispielsweise für den Fall, dass der Produzent keinen eigenen Bilanzkreis führt oder eröffnen möchte.



www.energieforum-isny.de

Vorteile von Power Purchase Agreements

Die Vorteile eines Power Purchase Agreements für Akteure am Energiemarkt sind unter anderem: langfristige Preissicherheit, Möglichkeiten zur Finanzierung von Investitionen in neue Stromerzeugungskapazitäten oder Reduzierung von Risiken bei Stromverkauf und -einkauf. Außerdem kann eine spezifische physische Lieferung von Strom mit bestimmten regionalen Eigenschaften und Herkunftsnachweisen erfolgen. Dadurch ergeben sich für Abnehmer Möglichkeiten ihre Marke nachhaltiger und grüner zu gestalten.

Auch ergibt sich durch die Offenheit der vertraglichen Gestaltung ein großer Spielraum, um individuelle Präferenzen von Anlagenbetreiber und Stromabnehmer abzubilden. Dies gilt auch in Bezug auf die preisliche Ausgestaltung: PPAs können zu **festen Preisen** abgeschlossen werden oder eine stärkere **Partizipation an Marktrisiken und -chancen** erlauben.

Nachteile von PPAs

PPAs sind komplexe Verträge und benötigen oft viel Zeit und Absprache, um tatsächlich abgeschlossen zu werden. Da PPAs langfristige Verträge sind, sind beide Parteien auch an langfristige Laufzeiten gebunden. Dies kann zu Nachteilen führen, wenn sich die Preise für eine der beiden Parteien negativ entwickeln. Ebenfalls ist die Stromproduktion insbesondere von Wind und Photovoltaik fluktuierend. Sollten eventuell nicht die lange im Voraus abgesprochenen Strommengen zum Lieferzeitpunkt zur Verfügung stehen, muss der Anlagenbetreiber dies finanziell oder physisch ausgleichen können oder an eine dritte Partei, etwa einen Stromhändler, auslagern.

Quelle: https://www.next-kraftwerke.de/wissen/power-purchase-agreement-ppa