

one2zero

EXECUTIVE REPORT FÜR
DIE ÖSTERREICHISCHE
WIRTSCHAFT 2022

POWER PURCHASE AGREEMENTS

Zukunftschance einer nachhaltigen
Energiebeschaffung für Industrie & Gewerbe

INHALT

04 Projektteam

06 Interviewpartner:innen

08 Deep Dive: Power Purchase Agreements (PPAs)

08	DIE ROLLE UND FUNKTIONSWEISE VON PPAs EINE ANTWORT AUF HERAUSFORDERUNGEN UND PROBLEME IN DER ENERGIEWIRTSCHAFT
18	LIEFERSTRUKTUREN VON PPAs "PAY AS PRODUCED", „BASELOAD“ UND „PAY AS FORECASTED“
21	PREISBILDUNG INNERHALB EINES PPAs PREISKOMPONENTEN
23	RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN JURISTISCHE SCHLÜSSELFAKTOREN IN DER GESTALTUNG VON PPAs

27 Fazit

29 Über die one2zero

31 Ausblick

PROJEKTTEAM



HANNAH GRATZER
 PROJEKTLEITUNG / CONSULTANT
 DECARB & SUSTAINABILITY

Expertin für Projektmanagement und Consulting im Bereich CSR/Nachhaltigkeit. Betriebswirtin mit einschlägigem Masterstudium im Bereich der internationalen Beziehungen und Umwelttechnologien.



STEFAN SCHMIDINGER
 SENIOR CONSULTANT
 DECARB & SUSTAINABILITY

25 Jahre Erfahrung im Bereich Energie- & Mobilitätstransformation. Forschung zu Energieversorgungssicherheit und Entwicklung des heutigen Standards für den Betrieb von Wasserstoffelektrolyseuren. Studierter Ökonom, Energietechniker und Internationaler Betriebswirt.



TOBIAS KOGLER
 SENIOR CONSULTANT
 DECARB & SUSTAINABILITY

Expertise im klima- und energiepolitischen Bereich als Geschäftsführer der OÖ Fachvertretung. Erfahrung im Energie- und Energiedienstleistungsbereich. Als externer Lektor an der FH OÖ tätig. Studium Energietechnik und Europäische Energiewirtschaft.



JONATHAN STOLL
 CONSULTANT
 DECARB & SUSTAINABILITY

Verfügt über branchenübergreifende Erfahrung im Bereich Sustainable Transformation mit Fokus auf erneuerbare Energieinfrastruktur, E-Mobility und Digitalisierung. Masterstudium in Management an der Wirtschaftsuniversität Wien.



TIZIANO ALESSANDRI
 SOLUTION MANAGER
 GREENTECH

Spezialist für Photovoltaik und erneuerbare Energieversorgung, Forschung im Bereich der atmosphärischen Wassergenerierung. Weitere Expertise und Masterstudium im Bereich der internationalen Beziehungen.

LAYOUT:

MAGDALENA HUBER (WWW.MAGDALENAHUBERDESIGN.COM)

MARKETING & KOMMUNIKATION:

SGREENING - SOCIAL & GREEN MARKETING AGENTUR GMBH (WWW.SGREENING.IO)

UNSERE INTERVIEW PARTNER:INNEN



© INERCOMP GMBH

**Mag. DI Christoph
Zehetner**

Market Analyst und
Portfoliomanager
Inercomp GmbH

inercomp.com/de



© ENERGIEINSTITUT AN
DER JOHANNES KEPLER
UNIVERSITÄT LINZ

**Priv.-Doz. Dr.
Johannes Reichl**

Key Researcher
**Energieinstitut an der Johannes
Kepler Universität Linz**

energieinstitut-linz.at



© B_SELECT-
FOTOSTUDIO.CH

Ann Cocqyt, M.Sc

Senior PPA Transaction
Managerin
Pexapark AG

pexapark.com



© KAINZ-PICTURES.AT

Dr. Florian Stangl, LL.M.

Rechtsanwalt
**NHP (Niederhuber & Partner
Rechtsanwälte GmbH)**

nhp.eu

© MARC-ANTOINE-DUBE – UNSPLASH.COM

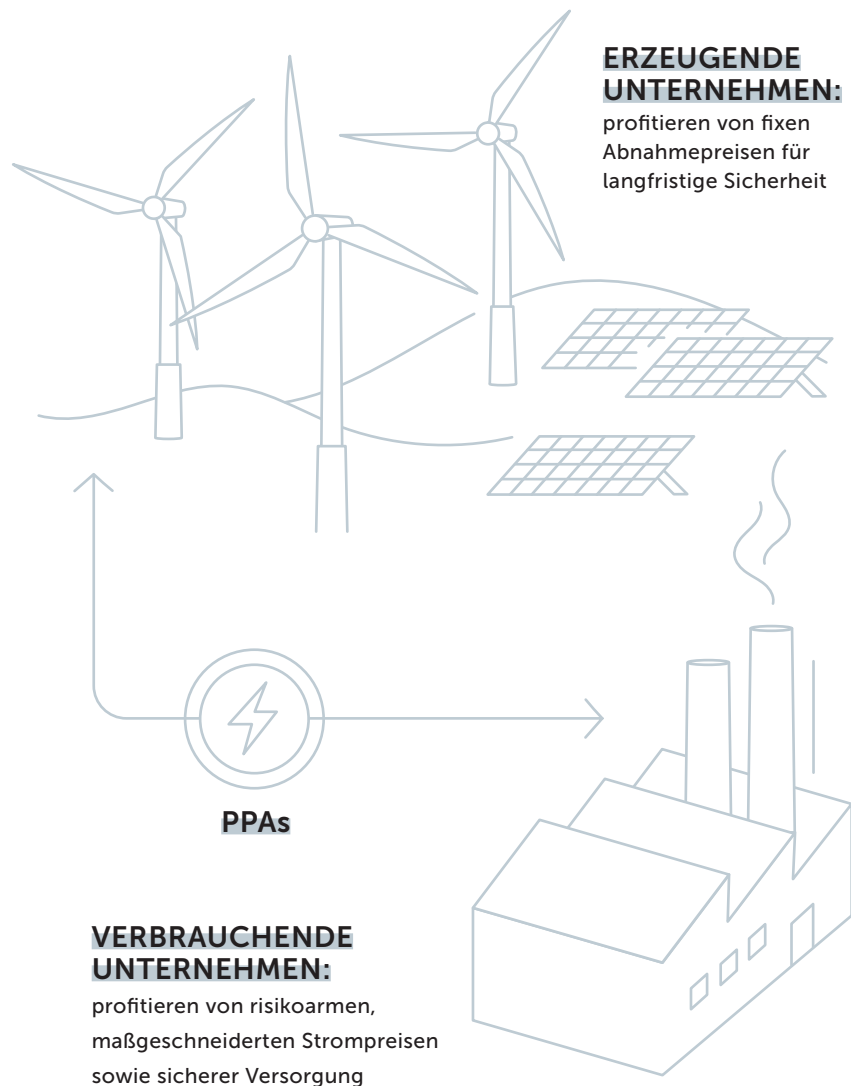


DEEP DIVE: POWER PURCHASE AGREEMENTS (PPAs)

Die Rolle und Funktionsweise
von PPAs - *Herausforderungen
und Probleme in der
Energiewirtschaft*

POWER PURCHASE AGREEMENTS

(dt.: Stromabnahmevereinbarungen) sind Vereinbarungen zwischen einer stromerzeugenden und einer abnehmenden Partei. Grundsätzlich wird die Stromabnahme von produziertem Strom zu einem fixen Preis über eine fixe Laufzeit vereinbart. Für die erzeugende Partei steht hierbei der Anreiz durch eine hohe Investitionssicherheit mit planbaren Zahlungsrückflüssen im Vordergrund. Die abnehmende Seite profitiert von der Planungssicherheit der entstehenden Strompreise, die oft zu kostengünstigeren Konditionen als am Gesamtmarkt ausgestaltet werden können. In der Realität gestalten sich PPAs jedoch etwas komplexer, da zum Beispiel etwaige Erzeugungsschwankungen ausgeglichen und Erzeugungsrisiken abgesichert werden müssen.



Was ist der faire Preis für nachhaltigen Strom? Ein Preis, der nicht nur unsere Wirtschaft in Europa wettbewerbsfähig hält, sondern auch soziale Akzeptanz erfährt und darüber hinaus zu einer lebenswerten Zukunft für nachkommende Generationen beiträgt? Das Team der one2zero möchte im Zuge dieses Booklets sowie weiterer Initiativen das Thema „PPAs“ am österreichischen und europäischen Markt vorantreiben und dabei der Frage nach dem fairen Preis auf den Grund gehen.¹ Das Ziel ist es, gemeinsam mit Österreichs Wirtschaft möglichst viele erneuerbare Erzeugungsanlagen zu realisieren und damit einen großen Schritt in Richtung Klimaneutralität zu gehen.

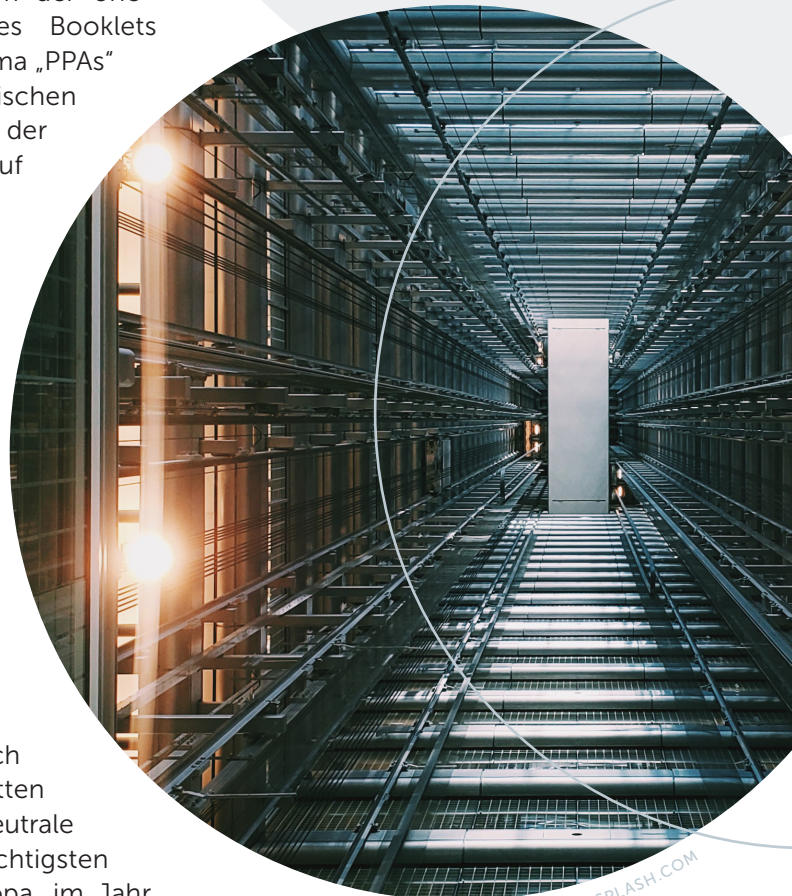
¹ NÄHERE INFORMATIONEN ZUR STROMPREISGESTALTUNG FINDEN SIE AUCH IN DIESER PUBLIKATION, AN DER AUCH UNSER SENIOR CONSULTANT DECARB & SUSTAINABILITY STEFAN SCHMIDINGER UMFASSEND MITGEWIRKT HAT.

Die Energiewirtschaft in Österreich und Europa befindet sich inmitten eines enormen Umbruchs. Klimaneutrale Energieerzeugung ist einer der wichtigsten Faktoren für Klimaschutz in Europa, im Jahr 2020 stammten jedoch europaweit immer noch 37 % des erzeugten Stroms aus fossilen Ressourcen.²

Daher verfolgt die EU ehrgeizige Ziele, um die Energieerzeugung möglichst schnell zu dekarbonisieren. Neben der massiven Forcierung des Erneuerbaren-Ausbaus, wird über die CO₂-Bepreisung ein wirksamer Anreiz für Erneuerbare Energien gesetzt. Solange Energie aus fossilen Ressourcen gewonnen wird, wird diese stetig teurer. Ein weiterer Effekt der Klimawende ist der durch die Elektrifizierung hervorgerufene massiv ansteigende Strombedarf in Industrie und Mobilität. In Österreich wird bis zum Jahr 2040 eine Verdopplung des aktuellen Strombedarfs angenommen³. Hinzu kommt der sukzessive Rückbau fossiler Stromerzeugung. Daher müssen die heutigen Stromerzeugungskapazitäten bis 2040 nahezu verdreifacht werden. Dies übt bereits heute Druck auf den europäischen Strompreis aus und wird in den nächsten Jahren schwer vorhersehbare Preisschwankungen hervorrufen.

² EUROPÄISCHE KOMMISSION, 2020. [HTTPS://EC.EUROPA.EU/COMMISSION/PRESSCORNER/DETAIL/DE/IP_21_5554](https://ec.europa.eu/commission/presscorner/detail/de/ip_21_5554)

³ ÖSTERREICHS ENERGIE, 2022. [HTTPS://OESTERREICHSENERGIE.AT/AKTUELLES/NEUIGKEITEN/DETAILSEITE/STROMPREISSTABILITAET](https://oesterreichsenergie.at/aktuelles/neuigkeiten/detailseite/strompreisstabilitaet)



© IAN BATTAGLIA – UNSPLASH.COM

Jüngste geopolitische Ereignisse haben die Volatilität des europäischen Energiemarktes offengelegt: Internationale Abhängigkeiten der Energieerzeugungsunternehmen stellen ein enormes Preis- und Planungsrisiko dar, welches letztendlich an den Verbraucher:innenmarkt weitergeben und von diesem getragen wird. Auf europäischer Ebene erlangt das Thema der Direktversorgung von Ökostrom zunehmend an Aufmerksamkeit. So wird es durch Erneuerbaren Richtlinie RED II (aktuell) bzw. RED III (in Entwurf) im Zuge des „Fit for 55“-Pakets stark forciert.

© MICHAEL FORTSCH - UNSPLASH.COM



FIT FÜR 55

Der EU-Plan für den
grünen Wandel - Consilium

[EUROPA.EU](https://europa.eu)

„
**DER EUROPÄISCHE ZUG
 FÄHRT KLAR IN RICHTUNG
 DIREKTVERSORGUNG VON
 ÖKOSTROM, INSBESONDERE
 AUCH UNTER ANWENDUNG
 VON GRÜNEN PPAs.**
 „

FLORIAN STANGL

Florian Stangl (NHP): Der europäische Zug fährt klar in Richtung Direktversorgung von Ökostrom, insbesondere auch unter Anwendung von grünen PPAs. Das grundsätzliche Recht zum direkten Abschluss von Strombezugsverträgen räumt bereits die RED II (die aktuell gilt) ein. Mit dem „Fit For 55“-Paket wird dieses Recht weiter gestärkt. So fordert die Kommission in ihrem Entwurf der RED III von den Mitgliedstaaten, Hindernisse für grüne PPAs abzubauen und zudem Maßnahmen zu ergreifen, um den Markt für die Direktversorgung zu forcieren. Als Beispiel nennt der Entwurf der RED III das Schaffen von Finanzierungsmöglichkeiten, etwa durch staatliche Kreditgarantien. Eine ähnliche Finanzierungserleichterung kennt das österreichische Recht interessanterweise bereits im Umweltförderungsgesetz, das aber auf Contracting-Verträge beschränkt ist.

Viele Verfechter:innen von PPAs sehen diese als Chance, eine Gegenform zum Merit-Order-Prinzip an der Strombörse zu etablieren. Das Merit-Order-Prinzip beschreibt, dass das Kraftwerk mit den höchsten Grenzkosten, das noch benötigt wird, um die Nachfrage zu decken, den Marktpreis bestimmt. Durch dieses Kraftwerk werden folgendermaßen auch die Erlöse bzw. Deckungsbeiträge aller günstigeren Anbieter:innen bestimmt.

Johannes Reichl vom Energieinstitut an der Johannes-Kepler-Universität in Linz appelliert jedoch, diese Angelegenheit differenzierter zu betrachten:

Johannes Reichl (JKU): In den letzten Monaten hat das Merit-Order-Prinzip den zweifelhaften Ruf in der Öffentlichkeit erworben, dass es ein Instrument zur Bereicherung von Energieversorgungsunternehmen ist. Dem muss man klar entgegenreten. Das Merit-Order-Prinzip verschafft jenen stromproduzierenden Unternehmen Vorteile, die in der Lage sind

besonders kostengünstig zu produzieren. Dieses Prinzip führt daher zu einem kontinuierlichen Anreiz für Produzierende, effizienter zu produzieren und Ressourcen für die Stromproduktion einzusetzen, die möglichst geringe Kosten produzierter kWh verursachen. Damit war von Anfang an klar, dass das Merit-Order-Prinzip früher oder später Strom aus erneuerbaren Quellen wie Sonne und Wind bevorzugen würde. Allerdings hätten wir alle gehofft, dass dies durch sinkende Kosten erneuerbaren Stroms auf Grund technologischen Fortschritts eintreten würde, und nicht durch eine dramatische Verknappung fossiler Ressourcen. PPAs stehen aus meiner Sicht nicht im Widerspruch zum Merit-Order-Prinzip, sie finden allerdings für deutlich längere Zeithorizonte Anwendung. Das Merit-Order-Prinzip bildet etwa das Rückgrat für die Preisbindung im Day-Ahead Markt, definiert also den Preis sehr kurzfristiger Stromeinkäufe. PPAs werden dagegen für langfristige, mehrjährige Zeiträume abgeschlossen. Da Jahre im Voraus der genaue Bedarf nicht bekannt ist, werden auch PPA-Offtaker häufig ihren kurzfristigen Bedarf auf der Strombörse, und damit über das Merit-Order-Prinzip, ergänzen. Genau diese beschriebene Langfristigkeit von PPAs kann aber auch ihr größter

Nachteil sein: wir alle finden Wege gut, die uns einen unmittelbaren Vorteil bringen. So haben etwa die ersten beiden Corona Jahre das Volumen kurzfristig gehandelter Strommengen deutlich vergrößert, da Strom an der Merit-Order-basierten Börse sehr günstig war. Jetzt schwindet das Image dieses Marktprinzips dramatisch, da der unmittelbare Vorteil in einen Nachteil umgeschlagen ist. Dieses Risiko sehe ich auch bei PPAs. Es ist leicht vorstellbar, dass Unternehmen die heute PPAs für zehn Jahre abschließen, dafür bessere Konditionen erhalten als am aktuellen Terminmarkt, aber möglicherweise zu deutlich schlechteren Konditionen als diese in einem Jahr am Terminmarkt möglich wären. Ich befürchte, hier würde sich das Image von PPAs sehr rasch ins Gegenteil drehen. Frühzeitige Kündigungen und mühsame juristische Auseinandersetzungen sind also durchaus Dinge, die mit langfristigen Kontraktverträgen passieren können.

“
 PPAs STEHEN AUS MEINER SICHT
 NICHT IM WIDERSPRUCH ZUM
 MERIT-ORDER-PRINZIP, SIE FINDEN
 ALLERDINGS FÜR DEUTLICH LÄNGERE
 ZEITHORIZONTE ANWENDUNG. DAS
 MERIT-ORDER-PRINZIP BILDET
 ETWA DAS RÜCKGRAT FÜR DIE PREIS-
 BINDUNG IM DAY-AHEAD MARKT,
 DEFINIERT ALSO DEN PREIS SEHR
 KURZFRISTIGER STROMEINKÄUFE.
 PPAs WERDEN DAGEGEN FÜR
 LANGFRISTIGE, MEHRJÄHRIGE
 ZEITRÄUME ABGESCHLOSSEN.”

”
 JOHANNES REICHL



© THISISENGINEERING-RAENG - UNSPLASH.COM

INWIEWEIT KANNIBALISIERT DAS EAG-MARKTPRÄMIENMODELL PPAs UND UMGEKEHRT?

Christoph Zehetner (Inercomp): Es steht natürlich in direkter Konkurrenz zueinander.

Es ist so, dass die Töpfe anfangs noch begrenzt werden, das heißt, das Interesse an PPAs ist noch größer, weil es diese Förderungen eben nicht in ausreichendem Maße gibt. Das wird sich aber wohl ändern: Es wird mehr Fördervolumen versteigert werden, als tatsächlich nachgefragt wird. Es ist also mehr eine Konkurrenz der Vergütungen. Wie groß tatsächlich die Konkurrenz ist, hängt sehr stark von den Marktpreisen und den Erwartungen ab. Wenn erwartet wird, dass die Marktpreise nie wieder unter 100€ sinken, wer-

de ich eher am EAG bleiben als einen PPA abzuschließen, um schlussendlich an den Marktpreisen mitzuverdienen. Wenn ich aber glaube, dass der Strommarkt wie immer ein Zyklus mit Tiefpreisphasen ist und ich das Thema Risikomanagement stärker im Fokus habe, werde ich eher bereit sein, einen PPA abzuschließen. Erzeugende Unternehmen müssen sich über folgendes

bewusst sein: Wenn ich eine PV-Anlage mit Vollkosten mit zwischen 50-70€ pro MWh über 20-25 Jahre betreibe und ich verkaufe sie für 90€, ist das im Endeffekt eine Gelddruckmaschine. Es ist nur noch eine Frage, ob die jährliche Rendite 10, 20 oder 30% ist. Aus Erzeuger:innensicht ist die Grenze der PPAs also nur die Gier, immer noch mehr zu verdienen.

“
 AUS ERZEUGER:INNENSICHT IST
 DIE GRENZE DER PPAs ALSO NUR
 DIE GIER, IMMER NOCH MEHR ZU
 VERDIENEN.
 ”

CHRISTOPH ZEHETNER

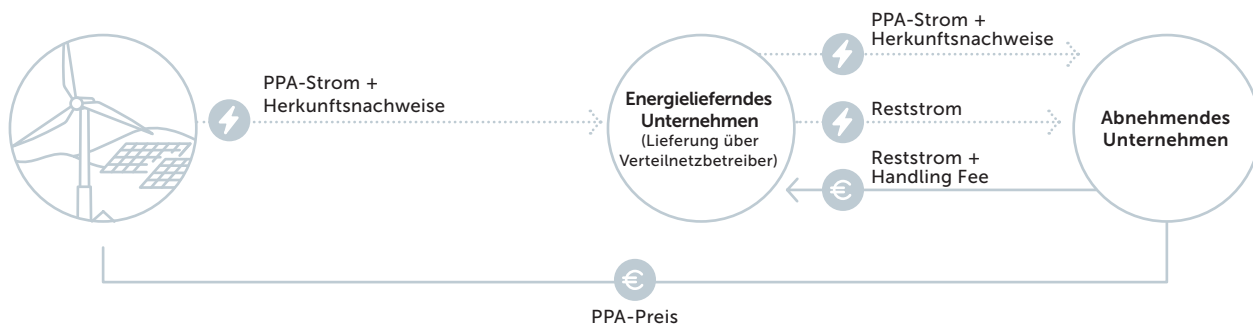


Je nach Bedarf und Zielsetzung der Vertragspartner:innen, können PPAs in unterschiedlicher Form strukturiert werden.

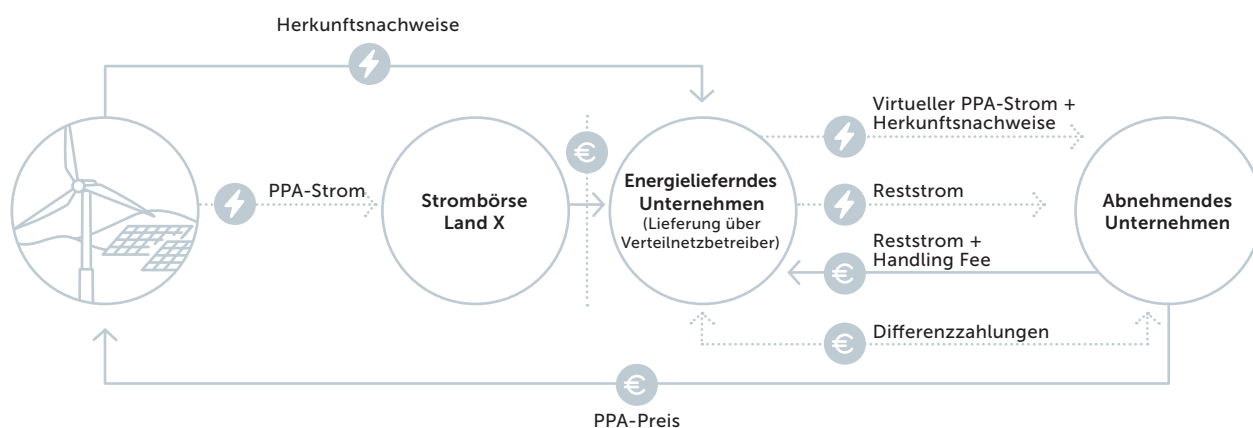
ARTEN VON PPAs –

Physische, virtuelle und finanzielle PPAs

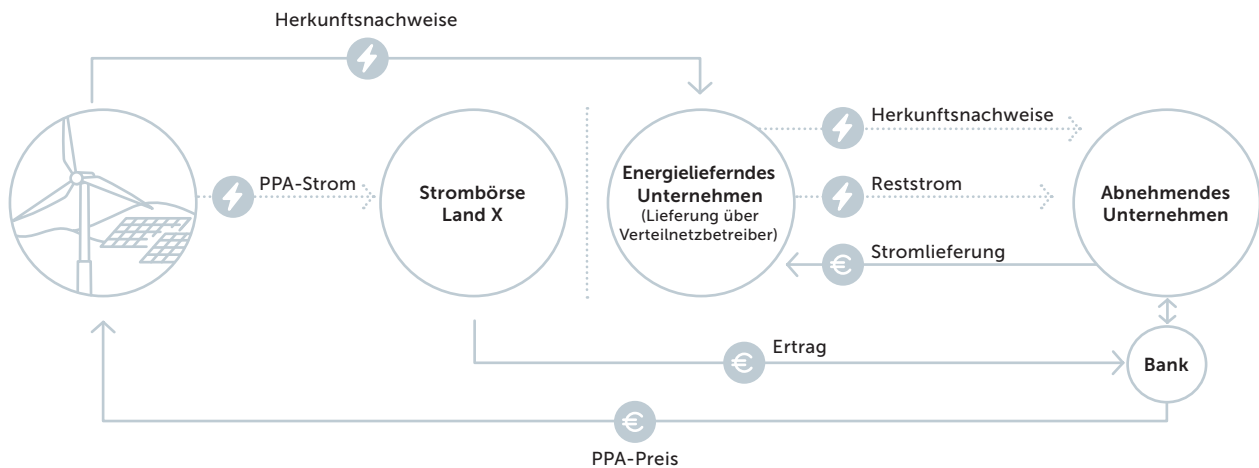
Die **physische Stromlieferung** an den/die Endverbraucher:in erfolgt über das öffentliche Netz. Der/die Vertragspartner:in entwickelt, baut, besitzt, betreibt und wartet also eine Anlage, deren Ort nicht zwingend in unmittelbarer Nähe des Verbrauchs liegen muss. Einzig muss die Anlage im selben Marktgebiet wie der/die Endverbraucher:in liegen. Im Rahmen des PPAs wird ein fixer Preis für einen gewählten Zeitraum vereinbart. Dies gewährt allen Teilnehmenden Preissicherheit.



Bei der **virtuellen Stromlieferung** kaufen bzw. verkaufen die Vertragsparteien die im PPA vertraglich definierten Strommengen an den Spotmärkten. Die stromerzeugende Partei befindet sich in einem anderen Marktgebiet als die abnehmende Partei. Die produzierte Energiemenge wird im Erzeugungsland am Spotmarkt verkauft, gleichzeitig wird das Erzeugungsprofil im Lieferungsland gekauft. Um die Differenz zwischen Spotmarktpreis und vertraglich festgelegtem Preis (=Referenzpreis) finanziell auszugleichen, wird ein Differenzvertrag vereinbart. Preisunterschiede können also aus Kund:innensicht sowohl negativ als auch positiv ausfallen.



Im Falle einer **finanziellen Stromlieferung** ist die stromerzeugende Partei ebenfalls in einem anderen Marktgebiet als die abnehmende Partei angesiedelt. Der/die Erzeuger:in verkauft in weiterer Folge die Energiemenge am Spotmarkt. Die dabei lukrierten Erträge erhält der/die Abnehmer:in (=Vertragspartner:in). Diese:r bezahlt den Referenzpreis, welcher im Power Purchase Agreement definiert wird. Die Abrechnung erfolgt über die Bank.



WO SEHEN SIE DIE VORTEILE/NACHTEILE/NACHFRAGE NACH VIRTUELLEN, FINANZIELLEN UND PHYSISCHEN PPAs?

„MEINES ERACHTENS NACH SPIELT ES ABER KEINE ROLLE, DA ES DARUM GEHT, EIN GROSSPROJEKT IM BEREICH DER ERNEUERBAREN ZU REALISIEREN UND DAS IST MIT BEIDEN VERTRAGSFORMEN MÖGLICH.“

ANN COCQUYT

Ann Cocquyt (Pexapark): Das hängt immer vom Ziel der/des Kund:in ab. Wenn man es so einfach wie möglich und unter Umständen auch über verschiedene Länder hinweg einen PPA-Vertrag machen möchte, wird ein financial/virtual PPA eine gute Lösung sein. Wenn beispielsweise eine große Firma viele Standorte in Europa und nur ein Energieteam bestehend aus wenigen Leuten hat, ist es wichtig, alles weitestgehend zu standardisieren und einheitlich zu gestalten. Hier ist ein financial PPA praktisch, da dies länderübergreifend abgeschlossen werden kann. Ein Nachteil hierbei ist jedoch, dass es sich um ein Finanzinstrument handelt, welches einer Regulierung unterliegt und der Abschluss eines solchen Vertrags somit einige Auflagen und Reporting-Verpflichtungen mit sich bringt.

Physische PPAs sind oft schwieriger zu verhandeln. Man muss jeden physischen Aspekt der Energielieferung beachten, was detaillierte Kenntnis über den lokalen Energiemarkt bedarf und dadurch oft zeitaufwendig ist.

Viele Unternehmen in Europa scheuen den Reporting Aufwand und bevorzugen physische PPAs, da sich diese sich auch im Marketing einfacher erklären lassen als eine Finanztransaktion. Meines Erachtens nach spielt es aber keine Rolle, da es darum geht, ein Großprojekt im Bereich der Erneuerbaren zu realisieren und das ist mit beiden Vertragsformen möglich.

Christoph Zehetner schildert, dass Inercomp grundsätzlich von physischen PPAs absieht. Inercomp ist ein Beratungsunternehmen am Energiemarkt sowie für Energielieferverträge mit Schwerpunkt auf Großhandel mit Strom, Erdgas und CO₂-Zertifikaten.

WO SEHEN SIE DIE VORTEILE/NACHTEILE/NACHFRAGE NACH VIRTUELLEN, FINANZIELLEN UND PHYSISCHEN PPAs?

„
 WENN ICH DAVON AUSGEHE,
 DASS ICH IM NORMALFALL
 MIT EINEM ERNEUERBAR-
 ERZEUGENDEN UNTERNEHMEN,
 DAS NORMALERWEISE KEINE
 PHYSISCHES ENERGIE LIEFERT, ZU
 TUN HABE, MACHT ES DIE DINGE
 NUR UNNÖTIG KOMPLIZIERT.“

CHRISTOPH ZEHETNER

Christoph Zehetner (inercomp): Wir empfehlen allen Kund:innen auf der erzeugenden und verbrauchenden Seite nur virtuelle/finanzielle PPAs. Wir sehen den Vorteil von physischen PPAs einfach nicht. Es gibt vielleicht eine Argumentation, dass es einen Vorteil hat, wenn ich den grünen Claim und nicht die Energiepreise im Fokus habe – dass quasi die Lieferung noch direkter ist. Gerade wenn ich es aber aus Preissicherungsgründen mache, haben physische PPAs gewaltige Nachteile. Ich komme damit quasi immer von einem bilateralen zu einem trilateralen Vertragsprozess, weil ich meine normalen, physischen Lieferant:innen irgendwo mit einbinden muss. Was egal wäre, wenn die/der physische Lieferant:in auch die/der PPA-Vertragspartner:in ist. Aber wenn ich davon ausgehe, dass ich im Normalfall mit einem erneuerbar-erzeugenden Unternehmen, das normalerweise keine physische Energie liefert, zu tun habe, macht es die Dinge nur unnötig kompliziert. Das physische liefernde Unternehmen erlangt dadurch außerdem eine Monopolstellung, da ich etwas von

diesem brauche, das vertraglich nicht abgedeckt ist. Um dazu bereit zu sein, muss ich ihm dann wohl „Körbergeld“ zahlen.

Es ist tatsächlich so, dass es keine Möglichkeiten gibt, cross-border-Kapazitäten als private/r Erzeuger:in zu kaufen. Diese Kapazitäten werden von den regulierenden Einheiten nur den Spotmärkten zur Verfügung gestellt. Jedes virtuelle/finanzielle PPA basiert auf der Idee, dass der Erzeugende am Spotmarkt verkauft, der Verbrauchende am Spotmarkt einkauft und jeder zahlt/erhält den Spotmarktpreis. Dazwischen passiert ein finanzieller Ausgleich auf Basis des PPA-Vertrages. In jeder einzelnen Stunde kommt man also auf den PPA-Preis.

Aus juristischer Sicht ergeben sich bei den unterschiedlichen Modellen weitere relevante Risiken. Dr. Stangl von NHP betont insbesondere netzbezogene Risiken bei physischen PPAs sowie viele Fragezeichen betreffend der aktuellen Entwicklungen rund um die Markteingriffe. NHP ist eine der führenden Rechtsanwaltskanzleien für öffentliches Wirtschaftsrecht, deren Schwerpunkte im Anlagen- und Umweltrecht liegen.

© ANGIE WARREN - UNSPLASH.COM



VOR DEM HINTERGRUND IHRER JURISTISCHEN EXPERTISE: WO SEHEN SIE DIE VORTEILE/NACHTEILE NACH VIRTUELLEN, FINANZIELLEN UND PHYSISCHEN PPAs IN DER VERTRAGSGESTALTUNG?

Florian Stangl (NHP): Bei virtuellen/finanziellen PPAs spielen physische Risiken eine untergeordnete Rolle. Ein Schwerpunkt der Vertragsgestaltung liegt hier mithin darin, den Modus für den finanziellen Ausgleich des Unterschieds zwischen Vertrags- und Marktpreis abzubilden und die Rahmenbedingungen entsprechend zu gestalten. Die aktuellen Entwicklungen rund um die Markteingriffe machen die Gestaltung von virtuellen/finanziellen PPAs zurzeit aber besonders fordernd.

„
 DIE AKTUELLEN ENTWICKLUNGEN
 RUND UM DIE MARKTEINGRIFFE
 MACHEN DIE GESTALTUNG
 VON VIRTUELLEN/FINANZIELLEN
 PPAs ZURZEIT ABER
 BESONDERS FORDERND.
 „

FLORIAN STANGL

Bei physischen off-site PPAs spielen Abbildung netzbezogener Risiken bzw. der netzbezogenen Erfordernisse und Kosten eine wesentliche Rolle. Bislang haben Ökostromerzeugende oftmals an die OeMAG (Anm.: öst. Abwicklungsstelle für Ökostrom) oder einen privaten Stromhändler geliefert – nun liefern sie an Endkund:innen, was zur Konsequenz hat, dass viele ELWOG-Bestimmungen (Anm.: Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz) für Lieferant:innen plötzlich einzuhalten sind. Die damit einhergehenden Pflichten werden anfangs oft übersehen.

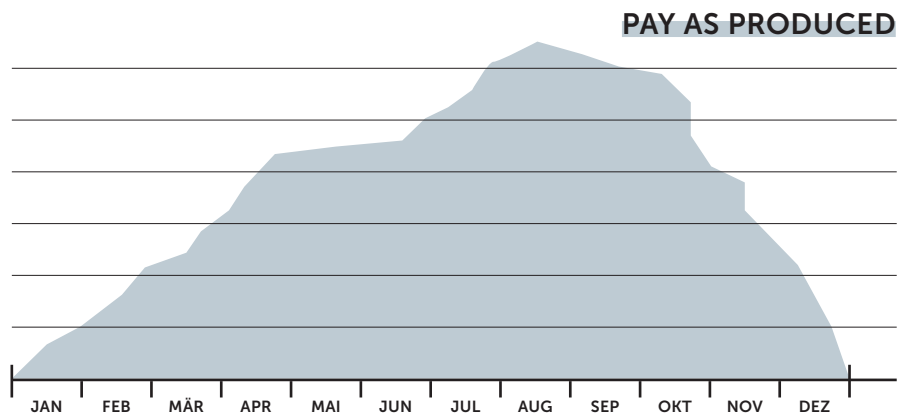
Bei physischen on-site PPAs gibt es aus meiner Sicht vor allem die „Challenge Direktleitung“: Der Vorteil, dass man keine Systemnutzungsentgelte zu entrichten hat, geht mit dem schon eingangs beschriebenen Risiko einher, mangels Einhaltens der in der Judikatur entwickelten Vorgaben in das Verteilernetzmonopol einzugreifen und den Betrieb im worst case einstellen zu müssen.

© GONZ-DDL – UNSPLASH.COM

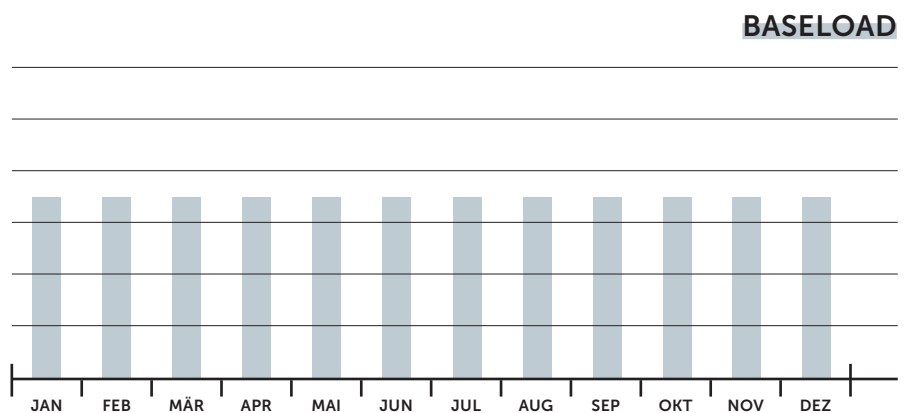
LIEFERSTRUKTUREN VON PPAs

“Pay as produced”, “baseload”
und “pay as forecasted”

PPAs können in ihrer Lieferstruktur unterschiedlich ausgeprägt sein. Die folgende Abbildung stellt die gängigsten Varianten vor:

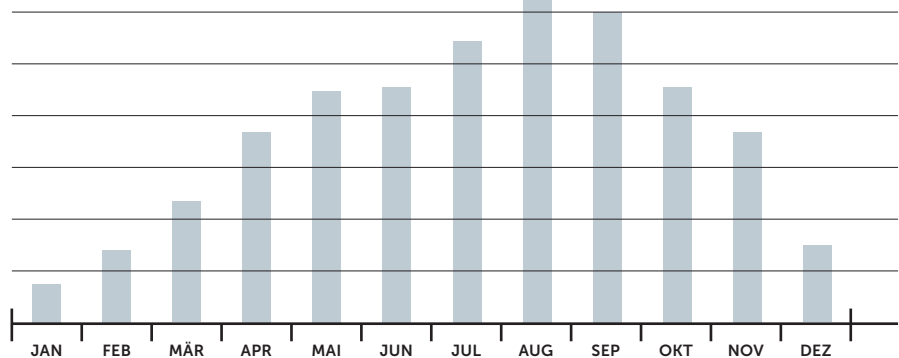


„Pay as produced“: Ein fixer Preis wird für jede produzierte Einheit bezahlt, unabhängig von den aktuellen Marktpreisen.



„Baseload“: Es wird das ganze Jahr über eine festgelegte Energiemenge für jede Stunde des Jahres gekauft. Die Differenz zwischen der tatsächlich erzeugten Energie und der vereinbarten Energiemenge muss am Energiemarkt gehandelt werden.

PAY AS FORECASTED



„Pay as forecasted“: Der/die Käufer:in erhält für den jeweiligen Folgetag („day ahead“) den prognostizierten Strom. Der/die Verkäufer:in kümmert sich um den kurzfristigen Ausgleich.

Ann Cocquyt von Pexapark erwähnt unter anderem den „Risikoappetit“ als Entscheidungsfaktor, welche Lieferstruktur herangezogen werden soll. Pexapark ist auf den Bereich der Vermarktung und des Risikomanagements erneuerbarer Energien spezialisiert.

WO SEHEN SIE DIE VORTEILE/NACHTEILE/ NACHFRAGE NACH „PAY AS PRODUCED“, „PAY AS FORECASTED“ ODER „BASELOAD“?

Ann Cocquyt (Pexapark): Diese „Schlagworte“ beschreiben die Lieferstruktur eines PPA und verteilen die Risiken zwischen kaufender und verkaufer Partei. Man sollte im individuellen Fall schauen,

wer besser welches Risiko zu welchem

Preis trägt. Oft sagen Unternehmen, dass sie gerne

einen „pay as produced“ haben, da dies am „grünsten“ ist. Vergessen wird, dass sie damit Profil- und ggf. auch Ausgleichsenergie Risiken eingehen. Ein „baseload“-PPA ist einfacher für viele Unternehmen, da er nahe an den bekannten Produkten des Großhandels ist und sich einfacher in einen strukturierten Einkaufsprozess einbinden lässt. Die Wahl zwischen „baseload“ und „pay as produced“ ist also eine Frage des Preises und des Risikoappetits.

In Skandinavien gibt es z.B. nur wenige „pay as produced“ Angebote im Markt, da viele Utilities bereits viele PPAs abgeschlossen haben und ungern weitere Profilrisiken eingehen wollen.

Dort sind „baseload“-PPAs der Usus, und die Profilrisiken verbleiben beim verkaufenden Unternehmen und müssen hier durch ihn oder durch Berater:innen gemanaged werden. Wenn noch „pay as produced“ PPA angeboten werden, sind die Risikoabschläge oft so hoch, dass die Projekte nicht realisiert werden.

„
DIE WAHL ZWISCHEN
„BASELOAD“ UND „PAY AS
PRODUCED“ IST ALSO EINE
FRAGE DES PREISES UND
DES RISIKOAPPETITS.
“

ANN COCQUYT



Auch Christoph Zehetner von Inercomp erläutert, warum die Lieferstruktur „baseload“ zwar die begehrteste, nicht aber die häufigste Variante ist.

WO SEHEN SIE DIE VORTEILE/NACHTEILE/NACHFRAGE NACH „PAY AS PRODUCED“, „PAY AS FORECASTED“ ODER „BASELOAD“?

„
**„PAY AS PRODUCED“ IST
 DER STANDARD FÜR PPAs.**
 “

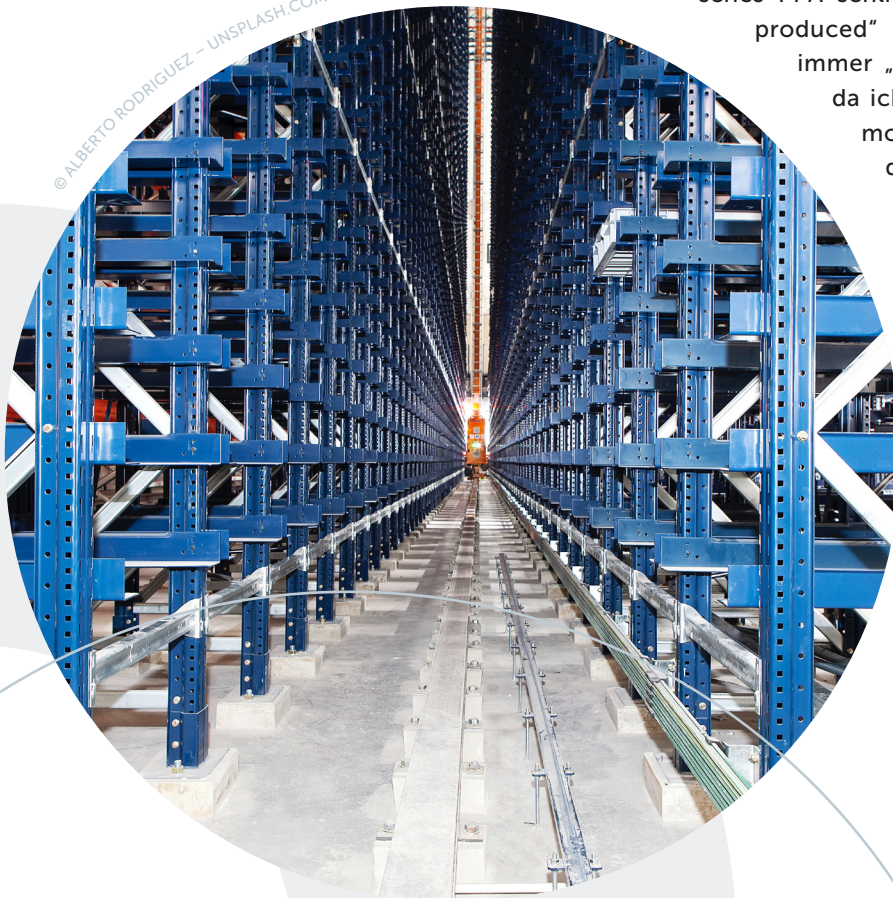
CHRISTOPH ZEHETNER

Christoph Zehetner (Inercomp): Jede:r Verbraucher:in würde sich natürlich „baseload“ wünschen, da das Preisrisiko somit beim erzeugenden Unternehmen liegen würde. Es wäre außerdem planbarer für Verbraucher:innen, mit welchen Summen in Zukunft gerechnet werden kann. Das Problem ist aber, dass „baseload“ nicht die Vorgaben der Banken erfüllt, weil damit das erzeugende Unternehmen keine 100%ige Preissicherheit hat. Er erzeugt quasi volatil und müsste immer den Ausgleich zu „baseload“ über den Spotmarkt machen, wodurch automatisch eine gewisse Preisunsicherheit an dem Erlös für ihn hängen bleiben würde. Dementsprechend würden die Banken die Form des „baseloads“ nicht akzeptieren

(Ausnahme: Wasserkraft oder Biomasse, diese sind jedoch im Rahmen von PPAs nicht relevant). „Pay as produced“ ist der Standard für PPAs.

„Pay as forecasted“ ist ja etwas, was eigentlich aus der Problematik der physischen PPAs kommt. Ich kann ein physisches PPA schließlich nicht als „pay as produced“ strukturieren, es muss immer „pay as forecasted“ sein,

da ich einen Fahrplan meiner morgigen Erzeugung an die/den Lieferant:in des verbrauchenden Unternehmens abgeben muss. Man kann also den Forecast danach steuern, was die besten Erlöse bringen wird, und nicht danach, was ich tatsächlich erwarte. Das heißt das Tor zu Betrug ist geöffnet, ohne jemandem etwas unterstellen zu wollen.



© ALBERTO RODRIGUEZ - UNSPLASH.COM

PREISBILDUNG INNERHALB EINES PPAs

Preiskomponenten

Wie ein fairer Preis für ein PPA bestimmt wird, hängt von vielen Einflussfaktoren zusammen: Hier spielen z.B. Lieferstruktur, Laufzeit, generelles Marktpreisniveau, Produktionsrisiken etc. eine große Rolle. Im Gespräch schildert Ann Cocquyt, warum es oft große Differenzen zwischen Strompreis und finaler Stromrechnung gibt. Außerdem beschreibt sie, welche Komponenten bei Pexapark letztlich den Preis bestimmen.

WAS SIND DIE PREISKOMPONENTEN EINES PPA-VERTRAGES?

Ann Cocquyt (Pexapark): Die größten Komponenten sind Elektrizität und die Herkunftsnachweise für die erneuerbaren Energien, da es sich bei PPAs in der Regel um Großhandelsverträge handelt. In der Stromrechnung für die/den Endkund:in kommen dann noch Steuern, Netzentgelte, und je nach Land verschiedenen Umlagen dazu. Oft ist der Unterschied zwischen Strompreis und Stromrechnung daher sehr groß.

„
OFT IST DER UNTERSCHIED
ZWISCHEN STROMPREIS
UND STROMRECHNUNG
DAHER SEHR GROSS.“

ANN COCQUYT

hängig. Zb. ist der Profilmfaktor von Wind in Spanien ganz anders als PV in Spanien oder Wind in Österreich. Pexapark hat daher für jede Technologie und jedes Land eigene Preiskurven erstellt. Die dritte Komponente sind die Risikoabschläge auf diese Preiskurven, beispielsweise für das Kredit-, Liquiditäts- oder Ausgleichsrisiko. Diese werden zusätzlich modelliert. Das ganze fließt dann täglich in unsere Preissoftware PexaQuote ein, welche schon über 200 Kund:innen nutzen.

(...). Die erste Komponente ist der "baseload"-Preis. Das ist der heutige Preis um beispielsweise 2023 oder 2024 Bandenergie geliefert zu bekommen. Bei erneuerbaren Energien hat man zusätzlich noch ein Profilmfaktor (Abhängigkeit von Sonnenschein und Wind etc.). Diese zweite Komponente – der Profilmfaktor – ist von der Technologie und dem jeweiligen Land ab-



Johannes Reichl, Key Researcher am Energieinstitut der Johann-Kepler Universität Linz, ist davon überzeugt, dass der PPA-Preis die Einschätzung über das zukünftige Angebot und die zukünftige Nachfrage widerspiegelt und sich somit nicht wesentlich von anderen Terminkontrakten (=“Futures”) unterscheidet. Er schildert außerdem, dass das Image von PPAs eine wesentliche Rolle spielen kann.

WELCHE DETERMINANTEN BESTIMMEN DEN PPA-PREIS?

“
DER PREIS VON PPAS WIRD
DIE JEWEILIGE EINSCHÄTZUNG
ÜBER DAS ZUKÜNFTIGE
ANGEBOT UND DIE ZUKÜNFTIGE
NACHFRAGE WIDERSPIEGELN.
”

JOHANNES REICHL

Johannes Reichl (JKU): Die Preisbildung von PPAs wird sich mit Ausnahme des Zeitrahmens nicht maßgeblich von jedem anderen Future unterscheiden. Der Preis von PPAs wird die jeweilige Einschätzung über das zukünftige Angebot und die zukünftige Nachfrage widerspiegeln. Auch Einschätzungen über die erwarteten zukünftigen Kosten neuer Erzeugungskapazitäten können eine Rolle spielen. Spezifisch für PPAs ist es auch, dass Unternehmen möglicherweise bereit sind, im Sinne des Images bzw. des Bestrebens nach Klimaneutralität einen etwas höheren Preis für den Bezug von Strom aus konkreten erneuerbaren Anlagen in Kauf zu nehmen. Der Bezug von Strom für die Unternehmenstätigkeit aus einem spezifischen erneuerbaren Projekt, im Gegensatz zu weitgehend anonymen Markttransaktionen, kann in manchen Bereichen einen Mehrwert für die PR (Anm.: Public Relations) liefern. Ansonsten könnten die Abschlüsse von PPAs inkl. preis-relevanter Aspekte von Erleichterungen durch politische Maßnahmen (potentiell auch Erschwernisse) begleitet werden.



© THE-BLOWUP-LOX – UNSPLASH.COM

RECHTLICHE RAHMENBEDINGUNGEN

Juristische Schlüsselfaktoren in der Gestaltung von PPAs

Das Vertragswerk „PPA“ regelt alle Konditionen zwischen produzierenden und abnehmenden Parteien. Das PPA umfasst den Umfang der zu liefernden Strommenge, die ausgehandelten Preise, die bilanzielle Abwicklung und den Umgang mit Ausfällen einer Partei. Die Vertragsgestaltung ist komplex und benötigt viel Zeit, da es sich um sehr langfristige Projekte mit entsprechenden Verpflichtungen handelt.

WO SEHEN SIE DIE GRÖSSTEN HERAUSFORDERUNGEN BEI DER UMSETZUNG VON PPAS?

„
 WENN ABER SOWOHL FINANZIELLE
 RESSOURCEN ALS AUCH EXPERTISE
 VORHANDEN SIND, IST ES IMMER
 SCHÖN, DURCH LANGFRISTIGE
 STROMABNAHMEVERTRÄGE KONKRETE
 PROJEKTE DER ERNEUERBAREN
 ENERGIEGEWINNUNG ZU UNTER-
 STÜTZEN UND SELBST MASSGEBLICH
 DAVON ZU PROFITIEREN.
 „

ANN COCQUYT

Ann Cocquyt (Pexapark): Die größte Herausforderung ist wohl die Langfristigkeit eines PPA-Vertrages. Mit den derzeit sehr hohen Energiepreisen und hohen Garantien, die gegeben werden müssen, ist es noch schwieriger, kreditwürdige Vertragspartner:innen zu finden. Investor:innen und Fonds gibt es viele, da besteht ein großes Interesse, in erneuerbare Energien zu investieren. Wir sehen in vielen Ländern allerdings, dass die Genehmigung von Projekten, eine Barriere für den Abschluss weiterer PPA-Verträge darstellt. Außerdem gibt es in einigen Märkten noch großzügige Subventionen am Markt, so dass die Investor:innen dieses Modell einer eigenen Vermarktung vorziehen.

(...) Eine PPA-Verhandlung braucht sehr viel Zeit. Der Prozess mit Utility-PPAs dauert drei bis sechs Monate, mit Corporates kann es bis zu 18 Monate dauern. Wenn also die Ressourcen oder das Geld nicht vorhanden sind, ist es nicht empfehlenswert, die Verhandlungen zu starten.

Wenn aber sowohl finanzielle Ressourcen als auch Expertise vorhanden sind, ist es immer schön, durch langfristige Stromabnahmeverträge

konkrete Projekte der erneuerbaren Energiegewinnung zu unterstützen und selbst maßgeblich davon zu profitieren. Für einige Kund:innen ist es auch eine Strategiefrage: Wenn die Konkurrenz die Energie grün einkauft, will ich auch ein PPA abschließen!

Auch Dr. Stangl von NHP sieht das Hauptproblem in der mangelnden Erfahrung mit PPAs. Besonders bei virtuellen/finanziellen PPAs sieht er die Notwendigkeit, juristische Expert:innen zu konsultieren.

WO SEHEN SIE DIE GRÖSSTEN HERAUSFORDERUNGEN BEI DER UMSETZUNG VON PPAs?

Florian Stangl (NHP): Ein Hauptproblem ist, dass oft noch die Erfahrung mit dem direkten Strombezug fehlt und das PPA daher auf Bedenken trifft. Eigentlich ist das PPA ja durchaus etwas Simple: Das erzeugende Unternehmen verkauft ein Gut, und das ist Strom, der/die Käufer:in bezahlt dafür einen Preis. Es gibt jedoch je nach Gestaltung den einen oder anderen rechtlichen Knackpunkt.

Bei virtuellen/finanziellen PPAs sehe ich vor allem noch ein Fragezeichen, ob das Geschäft nicht unter Umständen als Finanzmarktprodukt qualifiziert werden könnte. Hierzu gibt es meines Wissens nach noch keine einhellige Meinung. Auch die auf EU-Ebene beschlossene Abschöpfung inframarginaler Gewinne über 180 €/MWh könnte für virtuelle/finanzielle PPAs zum Hindernis werden, wird durch eine einseitige Abschöpfung beim erzeugenden Unternehmen doch die Ausgleichs-

„
 EIGENTLICH IST DAS PPA JA DURCHAUS ETWAS SIMPLES: DAS ERZEUGENDE UNTERNEHMEN VERKAUFT EIN GUT, UND DAS IST STROM, DER/DIE KÄUFER:IN BEZAHLT DAFÜR EINEN PREIS.
 „

FLORIAN STANGL

funktion konterkariert – das abnehmende Unternehmen muss ja nach wie vor an der Börse den Marktpreis zahlen. Bei physischen PPAs sehe ich vor allem bei on-site PPAs die Netzfragen, also die Versorgung über eine Direktleitung, als mitunter schwierig abzubilden. Hier gibt es ein singuläres und bereits etwas älteres Judikat des Verwaltungsgerichtshofs, das hohe Anforderungen stellt. Hier ist die Einbeziehung von rechtlichem Know-How bereits in der Projektplanungsphase anzuraten.



Er betont darüber hinaus, welche gravierenden rechtlichen Konsequenzen drohen, wenn der Vertrag nicht gewissenhaft und mit Hilfe von Expert:innen gestaltet wurde.

Florian Stangl (NHP): Beim erwähnten Beispiel eines on-site PPA kann dies bis zu einem Abklemmen der Leitung führen, weil eine rechtswidrig betriebene Direktleitung in das Gebietsmonopol des verteilernetzbetreibenden Unternehmens eingreift. Auch drohen Verwaltungsstrafen, unter Umständen sogar eine Nachzahlung von Steuern und Abgaben. Bei Off-takern sehe ich vor allem das betriebswirtschaftliche Risiko, dass frühzeitig ein PPA noch vor der Inbetriebnahme der Erzeugungsanlage geschlossen wird und sich die Fertigstellung verzögert oder sich das Projekt ganz zerschlägt. Hier kommt dann mitunter auch ein Insolvenzrisiko bei der Erzeuger-SPV hinzu. Diese Risiken sollten vertraglich bestmöglich abgefangen werden.

© SIMONE HUTSCH – UNSPLASH

**OBWOHL DIE ROLLE VON
PPAS AM DERZEITIGEN
ENERGIEMARKT IN ÖSTERREICH
NOCH ÜBERSCHAUBAR IST, SO
SIND SICH EXPERT:INNEN ÜBER
FOLGENDES EINIG:**

FAZIT

Diese Gegenform zum Merit-Order-Prinzip der Strombörse wird zukünftig ein beliebtes Modell für Abnehmer:innen großer Mengen an Strom sein. Die verschiedenen Arten von PPAs – physisch, virtuell oder finanziell – gewähren zusätzlichen Spielraum für Abnehmer:innen, um einen maßgeschneiderten Vertrag abzuschließen, je nachdem ob sich die Standorte der erzeugenden und abnehmenden Parteien im selben oder in verschiedenen Marktgebieten befinden. Ähnlich bieten die möglichen Lieferstrukturen „Pay as produced“, „Baseload“ und „Pay as forecasted“ die Möglichkeit, eine Stromabnahmevereinbarung an das Lastprofil des verbrauchenden Unternehmens anzupassen und somit das Risiko zwischen kaufender und verkaufender Partei zu verteilen. Da PPAs aber über sehr lange Zeiträume geschlossen werden, ist die Verhandlung dieser Verträge oftmals eine Herausforderung. Die derzeitigen hohen Energiepreise sorgen für empfindliche PPA-Verhandlungen, die sich oftmals über mehrere Monate bis Jahre ziehen können und jeweilige Risiken abdecken sollten – vor allem bei virtuellen und finanziellen PPAs sollten daher Expert:innen konsultiert werden.



© MILA ALBRECHT – UNSPLASH.COM

**ES IST UNSERE MISSION,
MASSGESCHNEIDERTE ALL-
IN-ONE-ENERGIEPRODUKTE
UND -DIENSTLEISTUNGEN
ZU ERMÖGLICHEN, ZU
ENTWICKELN UND ZU
GESTALTEN, CO₂-EMISSIONEN
IN DER GESAMTEN
WERTSCHÖPFUNGSKETTE
ZU REDUZIEREN UND SO
GEMEINSAM MIT UNSEREN
KUND:INNEN UND
PARTNER:INNEN DEN WEG
ZU EINEM EMISSIONSFREIEN
ENERGIESYSTEM DER
ZUKUNFT ZU EBENEN.**

ÜBER DIE ONE2ZERO

Die Notwendigkeit der Klimaziele und der dazu notwendigen Transformation unseres Energiesystems werden ständig neue Trends, Technologien und Geschäftsmodelle erfordern. In diesen agieren wir proaktiv als Pilot:innen und nicht als Passagier:innen. Dabei ist es uns wichtig, ständig die Rolle von bestehenden Energieversorgungsunternehmen wie am Beispiel von PPA's zu hinterfragen und weiterzuentwickeln.

Mit mehr als 130 Jahren Erfahrung in sämtlichen Bereichen der Energiewirtschaft, verfügen wir als one2zero über eigene Spezialist:innen und über ein weltweites Netzwerk, um Sie direkt bei der Umsetzung eines Power Purchase Agreements zu unterstützen.

**WIR FREUEN UNS ÜBER EIN GESPRÄCH
BZW. KONTAKTAUFNAHME ÜBER
GREENTECH@ONE2ZERO.AT.**

AUSBLICK

Nachwort

Geschäftsführung

LANGSAM
WACHS MA
ZAMM

DIE LAGE IN DER UKRAINE, DER HUNGER
NACH FOSSILEN BRENNSTOFFEN UND DER
SCHLEPPENDE UMBAU VON „GRÜNER“
INFRASTRUKTUR FÜHRT EUROPA UND DAMIT
VIELE ÖSTERREICHISCHE UNTERNEHMEN IN
EINE NEUE SITUATION VON WETTBEWERBS-
FÄHIGKEIT UND GRENZÜBER-
SCHREITENDER ZUSAMMENHÄNGE.

Die Energiepreise, die Nachhaltigkeitsstrategie in Unternehmen und das Zusammenarbeiten mit europäischen Handelspartner:innen entwickeln eine neue Qualität. Wo vor der Zeitenwende die Abhängigkeit von eher günstigen Partner:innen ein Wettbewerbsvorteil war, so ist heute das "Selbermachen" von Energie und Nachhaltigkeit der entscheidende Wettbewerbsvorteil, um überhaupt an Produkte und Dienstleistungen zu kommen. Partnering auf Augenhöhe heißt, zusammenhalten in der Wirtschaftskrise, um Arbeitsplätze nachhaltig zu sichern, klimafreundliche Produkte herzustellen und die gesamte Infrastruktur in Europa grün zu machen. Früher haben Energieunternehmen, Finanzinstitute, neue erneuerbare Player und viele andere eher isoliert bei der Klima- und Energiewende gearbeitet. Die Zeiten-Wende und das 1,5 Grad Ziel erfordern bis 2030 eine neue Art der Zusammenarbeit: Coopetition.

Unser Themenschwerpunkt „Power Purchase Agreements – PPAs“ ist ein gutes Beispiel und Instrument für die Klima- und Energiewende für grenzüberschreitende Zusammenarbeit von Marktpartner:innen und neuen Geschäftsfeldern.



Ein mögliches Press-Release als Beispiel zum Abschluss:

GESCHÄFTSFELD PPA: START UP UND FINANZINSTITUT PLANEN FONDSLÖSUNG - ENERGIEVERSORGUNGSUNTERNEHMEN UND INDUSTRIEUNTERNEHMEN ERWEITERN KOOPERATION

Der Markt für grüne Stromabnahmeverträge (PPA) entwickelt sich mit einer zunehmenden Dynamik. Um Regenerativ-Strom auch mittelständischen Industrieunternehmen zugänglich zu machen, wollen ein Start Up und ein Finanzinstitut auf Fondsebene kooperieren. Auch Energieversorgungsunternehmen erweitern die Konzernaktivitäten im Bereich PPA. Ziel ist es, speziell mittelständischen Unternehmen über einen „Grünen Mittelstandsfonds“ den Bezug von Ökostrom im Rahmen von langfristigen Stromverträgen zu ermöglichen.

Beim Ausbau des Geschäftsfeldes PPA erreicht auch ein österreichisches Energieversorgungsunternehmen bei der Vermarktung von Ökostrom aus einem europäischen Offshore-Windpark durch den Abschluss eines Großabnahmevertrages mit einem Industrieunternehmen einen wichtigen Meilenstein.

Mit einem „Grünen Mittelstandsfonds“ wollen das Start Up und das Finanzinstitut mittelständischen Industrieunternehmen in der DACH-Region Zugang zu klimafreundlichem Strom aus Offshore-Windparks und PV-Parks ermöglichen. Der neue Fonds soll den mittelständischen Unternehmen erstmals die Möglichkeit bieten, sich erneuerbaren Strom über Power Purchase Agreements zu sichern.



© PHILIPP LIBARSKI

**WIR SAN UNS MANCHMAL VÖLLIG FREMD
DOCH FROH, DASS WIR UNS HAB'N
WIR HAB'N UNS UND WIR HAB'N UNS GERN
UND LANGSAM WOCHS' MA Z'AMM**

Mit nachhaltigen Grüßen
und bleiben Sie gesund,
Peter Hochleiter & Tobias Wiener

IMPRESSUM

VERÖFFENTLICHUNGSDATUM: NOVEMBER 2022

MEDIENINHABER, HERAUSGEBER, VERLEGER UND REDAKTIONSANSCHRIFT: ONE2ZERO GMBH

GESCHÄFTSFÜHRER: PETER HOCHLEITNER UND TOBIAS WIENER

FIRMENSITZ: BAYERHAMERSTRASSE 16, 5020 SALZBURG

FIRMENBUCHNUMMER: FN 567399 K

FIRMENBUCHGERICHT: LANDESGERICHT SALZBURG

RECHTSFORM: GESELLSCHAFT MIT BESCHRÄNKTER HAFTUNG

UID-NUMMER: ATU77464423

GESCHÄFTSZWEIG: BERATUNG IM GREEN TECH & ZERO EMISSION BEREICH ZU PROJEKTIERUNG, AUFBAU BZW. VERMITTLUNG VON SYSTEMEN ZUR DEZENTRALEN ERZEUGUNG ERNEUERBARER ENERGIE UND DIGITALER VERNETZUNG DER INSTALLIERTEN SYSTEME.

KONTAKT: GREENTECH@ONE2ZERO.AT

FOTO TITELSEITE: ©APPOLINARY KALASHNIKOVA – UNSPLASH.COM

FOTO RÜCKSEITE: ©MARC-ANTOINE-DUBE UNSPLASH.COM

#LETSGOZERO