IHR BWE BETREIBER BRIEF

BWE
Bundesverband WindEnergie

Sonderausgabe
PHOTO-VOLTAIK

AUSGABE
2/2024

Foto: Nurul, stock.adobe.com

Werden Sie Ihr eigener Experte

windindustrie-in-deutschland.de

Lesen Sie kostenlose Fachartikel,
aktuelle Studien und Unternehmensmeldungen,
Veranstaltungstermine u.v.m

BWE
Bundesverband WindEnergie

Windindustrie in Deutschland

Inhalt

4 Grußwort an die Betreiber

6 Repowering und Revamping von PV-Anlagen

10 Saharastaub und Photovoltaik: Auswirkungen und Erkenntnisse

16 Die Regenerativen mehrdimensional denken – ein Überblick der Prüfempfehlungen

22 Bürgerbeteiligung – Welche Standards für alle Beteiligungs-formate und Länderregelungen notwendig sind

26 Recyclingverfahren für neuartige Perowskit-Photovoltaik-Module

34 Wichtige Aspekte bei der Planung und Umsetzung von Batterie-speicherprojekten

38 Strombeschaffung im Vergleich: Was können grüne PPAs?

Kontakte: Ihre **Partner** rund um …

25 Betrieb und Service

37 Ihren Wind- und PV-Park

© Jan, adobe.stock.com

Neues aus Berlin

Zum Ende des Jahres drückt die Koalition in Berlin aufs Tempo. Im „Herbst der Entscheidungen“ stehen wichtige Gesetzesbeschlüsse unmittelbar bevor. Schon gestartet sind im Bundestag die Umsetzung der europäischen RED III und die Baugesetzbuchnovelle. Wir erwarten im November eine umfangreiche EEG/EnWG-Novelle. Hier ist unter anderem angekündigt, Regelungen für die Überbauung der Netzverknüpfungspunkte einzuarbeiten, die Nichtvergütung bei negativen Stunden zu verschärfen und die Direktvermarktungsschwelle abzusenken.

Parallel laufen die Diskussionen zum künftigen Strommarktdesign. Die Reform ist zwingend. Zum einen, weil die wachsende Zahl negativer Preise am Spotmarkt die Wirtschaftlichkeit des Erneuerbaren-Zubaus belastet, zum anderen, um die bei niedrigen Spotmarktpreisen und deshalb sinkenden Marktwerten steigenden EEG-Differenzkosten, die aus dem Bundeshaushalt beglichen werden, zu stabilisieren. Das aus der alten fossilen Welt stammende Marktdesign passt nicht in einer neuen Energiewelt, die aktuell bereits von 33 Prozent Windenergie und 14 Prozent Solarenergie geprägt wird. Für die Reform hat das Bundeswirtschaftsministerium verschiedene Optionen vorgelegt, die auch den künftigen Investitionsrahmen für erneuerbare Energien betreffen. Hier werben wir für eine Weiterentwicklung aus dem heutigen EEG heraus, damit das erfreuliche Tempo beim Zubau von Wind- und Solarenergie keinen Dämpfer erfährt.

Insgesamt stehen wir bei der Windenergie 2024 vor einem Zuschlagsrekord von gut 10.000 Megawatt und einem neuen Rekord bei Genehmigungen von gut 12.000 Megawatt. Damit vor Ort dieser positive Trend fortgesetzt wird, arbeiten wir in Berlin, sprechen mit Regierung und Opposition zu unseren Konzepten und bringen den Blick der Praxis ein.

Ihr **Wolfram Axthelm**
Geschäftsführer
Bundesverband WindEnergie e. V.

Repowering und Revamping von PV-Anlagen

Betreiber weltweit stehen vor der Herausforderung, ihre in die Jahre gekommenen Solaranlagen effizient weiterzubetreiben. Revamping und Repowering bieten hier Lösungen, um die Rentabilität von älteren PV-Anlagen wiederherzustellen, ohne dabei vollständig neue Systeme zu installieren.

Im Jahr 2023 wurden durch den Betrieb von Photovoltaikanlagen fast 12 Prozent des Stroms in Deutschland erzeugt. Viele Anlagen, die während des ersten großen Solarbooms installiert wurden, stoßen jedoch mittlerweile an ihre Leistungsgrenzen. Moderne Photovoltaikmodule sind heute doppelt so effektiv wie noch vor einem Jahrzehnt. Während Module früher etwa 12 Prozent Effizienz aufwiesen, erreichen sie heute bis zu 24 Prozent. Doch was genau bedeuten diese Begriffe und welche Vorteile bieten Sie den Betreibern?

Wann bietet sich ein Austausch an?

Bisher war der Austausch von Modulen nur möglich, wenn sie gestohlen, defekt oder beschädigt waren, da die Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) in Deutschland an die ursprünglich installierten Module gekoppelt war. Diese Einschränkung wurde durch die Novelle des Energiesicherungsgesetzes (EnSiG) 2023 gelockert. Dadurch wurde es erstmals möglich, bestehende Module gegen leistungsstärkere auszutauschen, ohne die Einspeisevergütung zu verlieren. Das „Solarpaket 1“, das im Mai 2024 in Kraft trat, baut nun auf diesen Änderungen auf und ermöglicht Revamping- und Repoweringmaßnahmen zusätzlich für Dachanlagen.

Diese Reformen sollen den Ausbau der Solarenergie in Deutschland beschleunigen und ermöglichen es Betreibern, ihre Anlagen langfristig rentabel zu betreiben.

Revamping

„Revamping“ bezeichnet primär eine Instandsetzung oder Modernisierung einer Solaranlage, um die ursprüngliche Funktion und Leistung wiederherzustellen. Diese Methode kommt zum Einsatz, wenn Anlagen oder ihre Komponenten, wie Module, Wechselrichter oder Verkabelungen, technische Mängel aufweisen oder nicht mehr die gewünschte Leistung erbringen.

Der Austausch alter Module gegen moderne, leistungsfähigere Modelle ermöglicht es, die Leistung der PV-Anlagen, um bis zu 40 Prozent zu steigern und gleichzeitig einen Teil der Fläche einzusparen. Sofern die ursprüngliche Nennleistung nicht überschritten wird, bleibt die Einspeisevergütung nach EEG erhalten.

Repowering

Wird die freigewordene Fläche für eine Erhöhung der Nennleistung genutzt, spricht man von „Repowering“. Ein großer Vorteil hierbei ist, dass keine neue Baugenehmigung erforderlich ist, da die bestehende Anlage bereits eine Genehmigung erhalten hat. Da technische Probleme jederzeit auftreten können, gibt es in der Regel keinen festen Zeitpunkt, an dem eine Anlage ersetzt werden muss. Einige PV-Anlagen weisen jedoch nach zehn Jahren erste Witterungsschäden auf, da damals teilweise Materialen verwendet wurden, die sich nun als ungeeignet erwiesen haben. Zudem ist es sinnvoll mehrere Komponenten zeitgleich zu ersetzen, um die Anlage für die nächsten 25 Jahre zuverlässig betreiben zu können.

Was gilt es zu beachten?

Die Modernisierung von Solaranlagen ist allerdings mit bestimmten Hindernissen verbunden, die bereits in der Planungsphase berücksichtigt werden müssen. Eine der größten Hürden ist die Kompatibilität zwischen alten und neuen Komponenten. Viele der Photovoltaikanlagen, die vor Jahren installiert wurden, basieren auf Technologien, die heute nicht mehr zeitgemäß sind. Moderne Module sind in der Regel größer, sodass die bestehenden Montagesysteme und Verkabelungen oft angepasst oder ersetzt werden müssen, um mit den neuen Komponenten kompatibel zu sein. Dies erfordert detaillierte technische Untersuchungen, um sicherzustellen, dass die Konstruktion die neuen Lasten tragen kann.

Zudem müssen bestehende Anlagen beim Revamping oder Repowering, anders als bei einem Neubau, bei dem auf einer leeren Fläche installiert wird, im laufenden Betrieb modernisiert werden. Das bedeutet, dass die Arbeiten in vielen Fällen unter Berücksichtigung der bestehenden Netzanbindung und des laufenden Betriebs durchgeführt werden müssen, um Ausfallzeiten zu minimieren. Dies setzt eine präzise Projektplanung →

voraus, um sowohl den Austausch der Komponenten als auch die Integration der neuen Technologie effizient umzusetzen.

Wann lohnt es sich?

Unabhängig von diesen Herausforderungen bieten Revamping und Repowering langfristig erhebliche Vorteile. Durch den Einsatz effizienterer Module kann die PV- Anlage deutlich mehr Strom erzeugen und die Rendite steigern. Darüber hinaus reduziert der Austausch veralteter Komponenten, insbesondere Wechselrichter und Verkabelungen, die Betriebs- und Wartungskosten enorm. Generell sind moderne Komponenten robuster, was die Lebensdauer der gesamten Anlage verlängert und die Betriebskosten senkt. Betreiber können somit langfristig von einer stabileren und ertragreicheren Anlage profitieren. Auch die Fürsorgepflicht der Betreiber, Sicherheitsstandards einzuhalten, wird so wieder gegeben, da großflächige Gefahrenstellen aufgrund defekter Komponenten behoben werden.

Durch Revamping können bis zu zwei Drittel der Fläche eingespart werden, während die Nennleistung der Anlage beibehalten wird. Diese freie

Fläche kann entweder für Repowering, also der Erweiterung der Anlage, oder für andere Zwecke verwendet werden, was zusätzliche Einnahmequellen erschließt.

Insgesamt zeigen Methoden wie Revamping und Repowering, dass die Modernisierung von Photovoltaikanlagen eine innovative Möglichkeit ist, ihre Rentabilität deutlich zu steigern. Trotz technischer Herausforderungen und notwendiger Planungsmaßnahmen überwiegen die Vorteile für Betreiber. Durch die gesteigerte Leistungsfähigkeit moderner Komponenten, die Reduzierung der Betriebs- und Wartungskosten sowie die effektive Nutzung zusätzlicher Flächen können erhebliche finanzielle Vorteile erzielt werden.

Mit über 30 Jahren Erfahrung im Business Development und Supply Chain Management leitet **Tomaso Charlemont** heute das Geschäftsfeld für PV-Revamping und Repowering bei BayWa r.e. Dort treibt er die Modernisierung leistungsschwacher PV-Anlagen in der EMEA-Region voran und nutzt das enorme Potenzial dieser Märkte.

BayWa r.e.

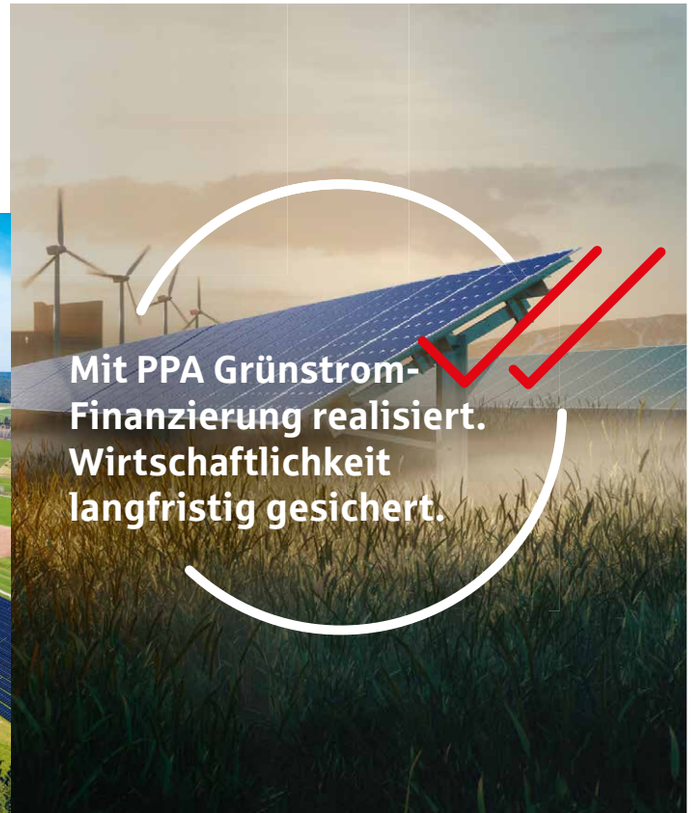
r.e.think energy

Attraktive Vermarktungsmöglichkeiten für Ihren PV-Park.

Optimieren Sie Ihre Erlösmöglichkeiten mit der geförderten Direktvermarktung oder im Rahmen von Power Purchase Agreements (PPA).

Kontaktieren Sie unsere Expertin:

+49 69 42 7251 343
victoria.yoshida@baywa-re.com
www.baywa-re.de



DAL Deutsche Leasing

Assetbasierte Finanzierungslösungen nach Maß.
Für erneuerbare Energien.

www.dal.de

Saharastaub und Photovoltaik: Auswirkungen und Erkenntnisse

Am Karfreitag 2024 erwarteten die Menschen in Südwestdeutschland einen relativ sonnigen und warmen Tag mit Temperaturen von bis zu 20 Grad. Viele wollten die Gelegenheit nutzen, um mit Familie und Freunden einen Wochenendausflug in der Natur zu unternehmen. Doch plötzlich kam alles anders: Das Wetter wurde unerwartet trüb und kühl – ganz anders als in der Wettervorhersage angekündigt. Dieser Wetterumschwung war jedoch nicht nur für die Wanderer unangenehm, sondern hatte auch erhebliche Auswirkungen auf die Photovoltaik-Stromerzeugung in Baden-Württemberg.

An diesem Tag gab es eine deutliche Abweichung zwischen der tatsächlichen Stromproduktion durch Solaranlagen und den Prognosen, die auf Grundlage der Wettervorhersage erstellt worden waren. In der Region verzeichnete man ein Defizit von mehreren Gigawattstunden gegenüber den Prognosen (Abb. 1), was bei der Stabilität des Stromnetzes für Herausforderungen sorgte.

Aber warum kam es zu diesen unerwarteten Wetterbedingungen und der damit einhergehenden Reduktion der Solarstromproduktion?

Die Antwort könnte in einem Phänomen liegen, das immer wieder unsere Atmosphäre beeinflusst: Saharastaub.

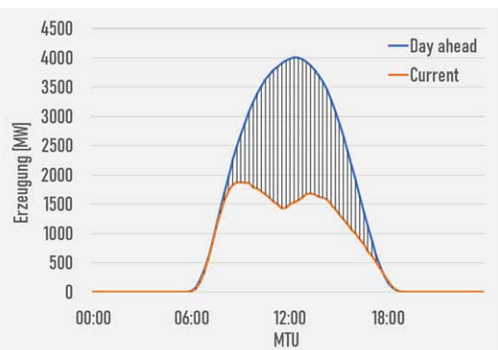


Abb. 1: PV-Erzeugung am 30.03.2024 in BW (Datenquelle: entsoe.eu)

Am Karfreitag 2024 erreichte eine Staubwolke aus der Sahara Südwestdeutschland und veränderte die atmosphärischen Bedingungen signifikant (Abb. 2). Saharastaub, der von Winden über das Mittelmeer nach Europa getragen wird, kann den Himmel trüben und die direkte Sonnenstrahlung, die die Erdoberfläche erreicht, drastisch reduzieren. Zusätzlich wirken die Aerosole auf Wolkenbildung, indem sie die Anzahl der Kondensationskeime erhöhen und Wolken langlebiger und dichter machen. Diese Aerosol-Wolken-Wechselwirkungen verstärken die Abschirmung der Sonnenstrahlung. Hinzu kommt, dass sich der Staub auf den Solarpanels absetzt, was deren Leistung weiter beeinträchtigte. Die Folge: weniger Sonnenenergie, die von den Solarpanels in Strom umgewandelt werden kann.

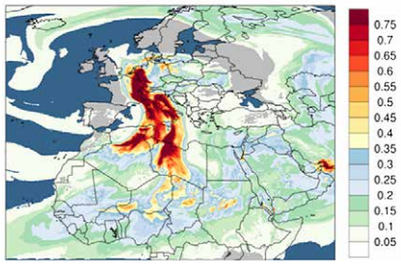


Abb. 2: vorhergesagte optische Staubtiefe mit ICON-ART (Datenquelle: DWD)

Der Saharastaub am Karfreitag 2024 ist jedoch nicht das einzige Beispiel für solche Ereignisse in Deutschland und Mitteleuropa. Tatsächlich können wir bis zu 50 Tage pro Jahr mit Saharastaub in der Atmosphäre erleben, von denen etwa 5–10 Tage bemerkenswerte Auswirkungen auf die Photovoltaik-Stromerzeugung haben. Solche Staubausbrüche sind wiederkehrende Phänomene, die nicht nur die Wetterbedingungen, sondern auch die Energieerzeugung beeinflussen.

Numerische Wettervorhersagemodelle weisen systematische Fehler auf

Die Bedeutung zuverlässiger Vorhersagen der einfallenden Solarstrahlung wächst rapide, insbesondere für Länder wie Deutschland, die einen steigenden Anteil an der Photovoltaik-Stromerzeugung haben. Die Zuverlässigkeit solcher Vorhersagen hängt maßgeblich von der Darstellung von Wolken und Aerosolpartikeln ab, die Strahlung absorbieren und streuen. Vor allem bei extremen Aerosolbedingungen weisen numerische →

the power to control

bachmann.

So geht Energieversorgung in Zukunft!

Unsere Kompetenz. Unsere Verantwortung.

Zertifizierte Lösungen
Integrierte Lösungen für Netzmessung, -überwachung und -synchronisation

Microgrid – kommunikativ
Vielseitige Kommunikationsmöglichkeiten für die Energietechnik

Umfassende Erfahrung
Über 20-jährige Expertise in der Automatisierung der Energieerzeugung und -speicherung

energy.industry.maritime.

www.bachmann.info

Foto: Phototreo Bednarek, stock.adobe.com

Wettervorhersagemodelle systematische Fehler auf. Diese sind darauf zurückzuführen, dass gängige Modelle meist klimatische Mittelwerte für die Aerosolwirkung auf Strahlung verwenden und homogene Aerosolkonzentrationen für die Wolkenbildung annehmen. In den letzten acht Jahren hat die Forschung erhebliche Fortschritte im Verständnis dieser Wechselwirkungen und deren Modellierung gemacht.

Integration des Staubeffekts in das Wettervorhersagemodell ICON-ART verbesserte PV-Leistungsprognosen

In enger Zusammenarbeit zwischen dem Deutschen Wetterdienst, dem Karlsruher Institut für Technologie und Meteocontrol wurde im Rahmen zweier Forschungsprojekte (PerduS, PermaStrom, gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz) ein Vorhersagesystem (ICON-ART) entwickelt, dass die Verteilung des Staubs und dessen Wechselwirkung mit der Strahlung prognostiziert. Dieses Vorhersagesystem läuft seit dem Frühjahr 2024 beim Deutschen Wetterdienst operationell.[1]

Eine Studie zum Saharastaubausbruch am 4. April 2014 in Deutschland zeigte, dass die Integration des Staubeffekts in das deutsche Wettervorhersagemodell ICON-ART zu einer Verbesserung der PV-Leistungsprognosen führte. Die Studie quantifizierte auch die Aerosol-Strahlungs- und Aerosol-Wolken-Wechselwirkungen des Saharastaubs. Dabei machten die Aerosol-Strahlungs-Wechselwirkungen Prozent, die Aerosol-Wolken-Wechselwirkungen 20 Prozent und die synergistischen Wechselwirkungen 16 Prozent der Unterschiede zwischen der Vorhersage mit und ohne Berücksichtigung der Staubeffekte aus. →

[1] www.dwd.de/DE/presse/pressemitteilungen/DE/2024/20240327_icon-art_news.html. Die Darstellung der Vorhersagen findet man unter: www.imk-tro.kit.edu/10581.php, in Kürze auch auf dem opendata Server des DWD.

Präziseres Modell kann Ausgleichszahlungen für die Netzbetreiber reduzieren

Starke Saharastaub-Ausbrüche in Europa sind häufig mit ausgedehnten, optisch dicken Cirrocumulus-Schichten verbunden, die als „Dusty Cirrus“ bezeichnet werden. Da die heutigen globalen numerischen Wettervorhersagemodelle weder Mineralstaubverteilungen vorhersagen noch die Wechselwirkung von Staub mit der Wolkenmikrophysik berücksichtigen, können sie dieses Phänomen nicht simulieren. Um diese Einschränkung zu überwinden, wird eine entsprechende Sub-Gitter-Parametrisierung vorgeschlagen und im ICON-ART getestet. Nur mit Hilfe dieser Parametrisierung ist ICON-ART in der Lage, die Bildung der staubigen Cirren zu simulieren, was zu erheblichen Verbesserungen bei der Bewölkung und den Strahlungsflüssen im Vergleich zu Simulationen ohne diese Parametrisierung führt. Eine statistische Bewertung über sechs Saharastaub-Ausbrüche mit und ohne beobachtete „Dusty Cirrus“ zeigt robuste Verbesserungen bei den Wolken- und Strahlungskennzahlen. Zum Beispiel werden während der Saharastaub-Ausbrüche im März 2022 der Bias und der Fehler in der Strahlungsprognose um 50–81 Prozent bzw. 29–46 Prozent reduziert (Abb. 3). Dies führt zu einer Reduzierung der Ausgleichszahlungen für die Netzbetreiber in Deutschland um etwa 12–18 Prozent.

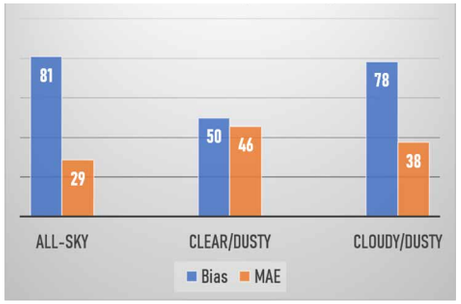


Abb. 3: Verringerung der Bias und des Fehlers (in Prozent) bei der Strahlungsvorhersage durch Berücksichtigung der Auswirkungen von Staub auf Strahlung und Wolken*

Diese Studien zeigen, wie regionale atmosphärische Phänomene wie die Saharastaub-Ausbrüche lokale Wetterverhältnisse und die Energieerzeugung beeinflussen können. In einer Zeit, in der erneuerbare Energien eine immer größere Rolle bei der Energieversorgung spielen, ist es umso wichtiger, die Aerosol-Strahlungs- und Aerosol-Wolken-Wechselwirkungen in Operationelle Wettervorhersage sowie in die Prognose von Energieerzeugungssystemen einzubeziehen. Dies führt zu genaueren Wettervorhersagen, die nicht nur bei der Planung von Wochenendausflügen wie am Karfreitag 2024 hilfreich sind, sondern auch entscheidend für das Management des Stromnetzes.

Dr. Gholam Ali Hoshyaripour ist Gruppenleiter am Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Er hat an der Universität Hamburg in Erdsystemwissenschaften promoviert und arbeitet seit 2017 in enger Kooperation mit dem Deutschen Wetterdienst (DWD) an der Weiterentwicklung des ICON-ART-Modells am KIT.

* Quelle: A. Seifert, V. Bachmann, F. Filipitsch, J. Förstner, C. M. Grams, G. A. Hoshyaripour, J. Quinting, A. Rohde, H. Vogel, A. Wagner, B. and Vogel: Aerosol-cloud-radiation interaction during Saharan dust episodes: the dusty cirrus puzzle, Atmos. Chem. Phys., 23, 6409–6430, https://doi.org/10.5194/acp-23-6409-2023, 2023.

MLK
Wir bauen die Energiewende

SONNE. WIND. ERNTE.

Machen Sie aus mageren Böden ertragreiche Flächen – mit Erneuerbaren Energien: Solar- und Windkraftwerke bringen gute Erträge, nutzen optimal Flächen und sind ein effektiver Beitrag zur Energieversorgung.

Wir suchen Flächen, wir suchen Projekte, wir suchen Partner.
Sie finden uns unter **www.mlk-gruppe.de**

MLK Gruppe
Erkelenz | Berlin | Jacobsdorf | Hamburg projekte@mlk-gruppe.de mlk-gruppe.de

Teamplayer (m/w/d)
für die Energiewende gesucht!
Gemeinsam gestalten wir die Energiewelt von morgen.

enercity-erneuerbare.de/karriere

Die Regenerativen mehrdimensional denken – ein Überblick der Prüfempfehlungen

Immer mehr Betreiber von Windenergieanlagen erweitern ihr Portfolio um Photovoltaik. Die Module sind schnell installiert, relativ wartungsarm und preisgünstig. Zudem lassen sie sich flexibel installieren, sowohl urban als auch ländlich. PV ist zwar noch wenig reglementiert, trotzdem gibt es Nachweis- und Prüfpflichten. Was müssen Betreiber bei Errichtung und Betrieb eines PV-Parks beachten?

Photovoltaik-Parks in der Freifläche liefern die größten solaren Erträge. Die Module können ohne Verschattung durch umliegende Bebauung optimal auf die Sonne ausgerichtet werden. Im Außenbereich sieht das deutsche Baurecht für PV-Parks aber nur wenige privilegierte Flächen vor. Dazu gehören unter bestimmten Bedingungen Ackerflächen, aber auch sogenannte Konversionsflächen – ehemalige Militärgelände, Industriebrachen oder stillgelegte Deponien. Seit Januar 2023 erweitert § 35 Abs. 1 Nr. 8 BauGB diese Bereiche um einen festgelegten Korridor entlang von Autobahnen und überregionalen Schienenwegen. Eine Baugenehmigung auf anderen Flächen zu erhalten, ist schwierig.

Bestehende Windparkflächen nutzen

Nicht so, wenn vorhandene Windparks genutzt werden. Diese unterliegen weniger strengen baurechtlichen Voraussetzungen. Unter Berücksichtigung von Mindestabständen und der Abwägung evtl. öffentlicher Belange weisen Bundesländer und Kommunen Windvorranggebiete aus. Eine Zusammenlegung von PV-Parks in bestehende Windparks greift die komplementären Vorteile beider alternativen Energien auf: Nachts wird durchschnittlich der größte Windertrag erwirtschaftet, tagsüber erreicht dafür die Sonne ihr volles Potenzial. In den Wintermonaten wiederum sind die Windgeschwindigkeiten am höchsten, der Sommer hält die meisten Sonnenstunden vor. Die gemeinsame Nutzung ermöglicht eine gleichmäßigere Stromproduktion über das Jahr und liefert somit insgesamt einen gleichmäßigeren Lastgang.

Multifunktionale Nutzung: Agri-PV

Eine andere Dimension kommt in der Agriphotovoltaik ins Spiel. Dabei werden Agrarflächen mit PV-Modulen bestückt, die entweder hoch aufgeständert oder vertikal montiert werden, sodass die Fläche darunter landwirtschaftlich genutzt werden kann. Diese muss nachweislich dominant gegenüber der PV-Nutzung sein. In sehr sonnenreichen Gebieten können die PV-Module Pflanzen bzw. Tieren zusätzlich Schatten spenden. Steigern lassen sich die Effekte noch mehr, wenn Energieparks Wind- und Solarkraft sowie landwirtschaftliche Erträge kombinieren. In Deutschland und einigen anderen EU-Staaten gibt es bereits erste Modellprojekte, die vor allem die Ertragsoptimierung der unterschiedlichen Nutzungen erproben.

Windparks sind bereits mit einem Netzanschlusspunkt (NAP) ausgerüstet, deren Installation inklusive der Kabelinfrastruktur sehr teuer wäre. Die Netzanschlusspunkte sind in der Regel größer dimensioniert, als zumeist tatsächlich eingespeist wird. Somit können Betreiber die verbleibende Kapazität für die Einspeisung mit Solarenergie nutzen. Dies belegen konkrete Zahlen: 2023 etwa betrug die durchschnittliche Auslastung deutscher Onshore-Windenergieanlagen nur knapp 22 Prozent. Auch die kürzeren Genehmigungsverfahren und die weniger umfangreiche Errichtung machen Photovoltaik für Windpark-Betreiber zunehmend attraktiv. →

Dachinstallation und über Parkflächen

Eine weitere Möglichkeit, bereits versiegelte Flächen zu nutzen, ist die Installation auf dem Dach. Dafür pachten Investoren immer häufiger Dachflächen der Industrie oder des Einzelhandels, um PV-Anlagen zu installieren. Vor allem Supermärkte, Logistikunternehmen und Einkaufscentren haben großes, ungenutztes Potenzial. Die Unternehmen erhalten im Gegenzug Pachteinnahmen und ggf. eine Beteiligung an den Einnahmen. Auch große Parkplatzflächen von Einzelhandelsunternehmen sowie von öffentlichen Einrichtungen und Bürokomplexen eignen sich für die Überdachung mit PV-Modulen. Gleichzeitig schützen sie die Fahrzeuge vor Sonneneinstrahlung und anderen Wettereinwirkungen wie Starkregen und Hagel.

Große Anlagen bergen Risikopotenzial

Mit zunehmender Größe eines PV-Parks steigt das Risiko von Schäden, die sich ertragsmindernd auswirken. Fehler entstehen meist während der Planung, z. B. durch eine falsche Dimensionierung des Wechselrichters. Oder durch eine unsachgemäße Installation bzw. Montage der Module auf der Unterkonstruktion. Zudem können ungenügende Instandhaltung und außergewöhnliche Belastungen durch klimatische Veränderungen die Sicherheit und Wirtschaftlichkeit maßgeblich beeinträchtigen. Zunehmend spielen Gefahren durch Umweltschäden wie durch Stürme, Starkregen und Nassschnee eine Rolle. Hier reagieren viele Behörden und Versicherer mit verschärften Auflagen.

Nur gut geprüft ist sicher

Um Brände und damit Personen- und Sachschäden sowie Betriebsausfälle zu vermeiden, müssen PV-Anlagen regelmäßig geprüft und begutachtet werden. Unabhängige Dienstleister spielen hier eine zentrale Rolle, damit die Betreiber auf verlässliche Aussagen bauen können. Für PV-Freiflächenparks gelten andere Anforderungen als für dachinstallierte Anlagen. Zu unterscheiden sind Prüfungen während der Planung, bei Inbetriebnahme und wiederkehrende Prüfungen.

PV-Freiflächenparks

Während der Planung

Für die Investitionsplanung müssen Betreiber ein Ertragsgutachten erstellen lassen, das die erwartete Stromerzeugung realistisch einschätzt. Je nach Standort kann für die Genehmigung ein Blendgutachten oder eine Sichtbarkeitsanalyse erforderlich sein. In diesem Fall bewerten Experten, ob die Blendwirkung der Module für die Umgebung problematisch ist und wie die Anlage sich optisch z. B. auf umliegende Autobahnen auswirkt.

Bei Inbetriebnahme

Bevor eine PV-Anlage in Betrieb genommen werden darf, sind Betreiber verpflichtet, eine Sicherheitsprüfung nach DIN VDE 0100-600 und DIN VDE 0100-712 vorzunehmen. Sie legt die Anforderungen und Prüfverfahren der elektrischen Anlagen fest. Mit der Anlagenzertifizierung A/B gemäß TR 8 FGW müssen Betreiber die Konformität mit den Netzanschlussregeln →

nachweisen. Damit stellen sie sicher, dass die Anlage den technischen Anforderungen des Stromnetzes entspricht.

Wiederkehrend

Alle vier Jahre nach Inbetriebnahme ist eine Sicherheitsprüfung nach DGUV V3 inklusive Schutzprüfung vorgeschrieben. Mit ihr gewährleisten Betreiber den sicheren Betrieb ihrer elektrischen Anlagen und Betriebsmittel gegenüber ihren Mitarbeitern. Ebenfalls alle vier Jahre muss eine Schutzprüfung gemäß VDE 0126-23 erfolgen. Sie gilt speziell für Off-Grid-Systeme.

Oder doch dachinstallierte PV-Module?

Während der Planung

Ein Blendgutachten ist verpflichtend, wenn Verkehrswege oder Wohngebiete in der Nähe liegen.

Bei Inbetriebnahme

Auch für Dachinstallationen gilt, dass bevor eine PV-Anlage in Betrieb genommen werden darf, Betreiber verpflichtet sind, Prüfungen nach DIN VDE 0100-600 und DIN VDE 0100-712 vornehmen zu lassen. Diese Prüfungen werden meist durch den Errichter der Anlage vorgenommen. Es wird empfohlen, diese von unabhängigen Experten begleiten zu lassen, um die Qualität der Maßnahmen sicherzustellen. Für größere PV-Anlagen auf dem Dach müssen Betreiber zudem ebenfalls die Anlagenzertifizierung A/B gemäß TR 8 FGW nachweisen.

Wiederkehrend

Alle vier Jahre nach Inbetriebnahme ist eine Sicherheitsprüfung der PV-Anlage mit Schwerpunkt „Personenschutz“ nach DGUV V3 / V4, DIN VDE 0126-23-1 und DIN VDE 0105-100/A1 vorgeschrieben. Außerdem ist eine Blitzschutzprüfung gemäß DIN EN 62305-3 alle zwei Jahre als Sichtprüfung sowie alle vier Jahre als umfassende Prüfung (abhängig von der Blitzschutzklasse) erforderlich. Jährlich bzw. gemäß den Angaben im Versicherungsvertrag müssen Betreiber zudem eine Brandschutzprüfung durchführen lassen.

Dienstleister empfehlen Betreibern darüber hinaus weitere Prüfungen, Nachweise und Maßnahmen, die künftig obligatorisch werden dürften. Denn mit zunehmender Zahl der PV-Anlagen und -Parks steigt ihre Komplexität und damit der Bedarf, die gesetzlichen Anforderungen zu erhöhen. Um eine Investition langfristig zu sichern, ist es ratsam, dass PV-Betreiber bereits jetzt auf der sicheren Seite stehen.

Peter H. Meier ist Abteilungsleiter für Renewable Energy Services bei der TÜV SÜD Industrie Service GmbH.

Stefan Veit ist Leiter des Produkt- und Qualitätsmanagement Elektrotechnik bei der TÜV SÜD Industrie Service GmbH.

Bürgerbeteiligung – Welche Standards für alle Beteiligungsformate und Länderregelungen notwendig sind

Projektierer beziehen Bürger bei der Planung und Umsetzung von Solarparks zunehmend mit ein. Ländergesetze, kommunale Anforderungen und Ausschreibungen setzen zugleich hohe Flexibilitäten beim Thema Bürgerbeteiligung voraus. In der Regel geht es darum, den Interessensausgleich durch den Wertschöpfungstransfer von den Anlagen zu den Menschen vor Ort zu gewährleisten. Dafür empfiehlt es sich, auf bewährte Modelle zu setzen und einen eigenen Standard zur Bürger- und Kommunalbeteiligung zu definieren. Weil die Anforderungen von Kommune zu Kommune vielfältig sein können, wird es immer wichtiger, auf ein gutes Portfolio von eigenen und marktgängigen Lösungen für Bürgerbeteiligungsformate zu setzen.

Aktuelle und zukünftige Anforderungen

Ein Blick in die letzten 10 Jahre Bürgerbeteiligung zeigt nicht nur eine Zunahme der Beteiligungsmodelle in ihren Häufigkeiten, sondern auch, wie wichtig das Thema den Kommunen geworden ist. Es ist bereits Usus, dass die Standortgemeinden mindestens die Kommunale Beteiligung nach dem §6 EEG fordern – oft neben einem tragfähigen Konzept der Bürgerbeteiligung. Meist ist beides eine klar definierte Voraussetzung.

Auch die neu eingeführten Länderregelungen der Kommunalen und Bürgerbeteiligung im PV-Bereich (und auch bei der Windenergie) sehen dies vor. Derzeit ist für PV-Anlagenbetreiber die gesetzliche Bürgerbeteiligung für neu zu genehmigende Projekte in Niedersachsen und dem Saarland Pflicht. Mecklenburg-Vorpommern novelliert sein Bürger- und Gemeindenbeteiligungsgesetz an Windenergie auch in Richtung PV. Ebenso arbeiten weitere Bundesländer an Entwürfen zur Bürgerbeteiligung. Diese Anforderungen abzudecken, ist herausfordernd, aber lösbar.

Kommunale Beteiligung als Mindestanforderung

Unabhängig von den Länderregelungen – fast kein Weg in Richtung Genehmigung führt an der kommunalen Zuwendung über den §6 EEG vorbei. Der §6 EEG bedeutet, dass bei Freiflächenanlagen den betroffenen Gemeinden Beträge von insgesamt 0,2 Cent pro Kilowattstunde für die tatsächlich eingespeiste Strommenge angeboten werden dürfen. Geltend ist das für Gemeinden, auf deren Gemeindegebieten die Anlagen stehen. Das gilt fast für alle Anlagen > 1MW. Eine Erstattung dieser Zuwendungen kann im Rahmen der Endabrechnung vom Netzbetreiber verlangt werden.

Bei den Ländergesetzen ist der §6 EEG länderübergreifend verankert und soll auch aus Perspektive des Gesetzgebers für mehr Akzeptanz bei Projektvorhaben sorgen.

Bürgerbeteiligung regional passend gestalten

Regionale Unterschiede und Präferenzen finden sich im Gegensatz zur Kommunalen Beteiligung auf der Seite der Bürgerbeteiligungsmodelle: Traditionell sind in den Sonnenregionen viele Genossenschaften beheimatet. Windprojektier kennen dies ähnlich mit den in den Windregionen verankerten Bürgerwind-Kommanditgesellschaften. Durch ihre Bürgernähe macht es Sinn, hier mit den jeweiligen Gesellschaften ins Gespräch zu kommen. Oftmals bestehen Beteiligungsabsichten, gerade auf Seiten der Genossenschaften. Doch nicht immer kann auch eine Beteiligung an Projekten ausgeübt werden, weil Genossenschaften i. d. R. die operative Tätigkeit erfüllen und daher in die Betreiberrolle gehen müssen.

Grundsätzlich empfiehlt sich immer ein Blick in die in der jeweiligen Region gelebten Modelle und Präferenzen unter Einbindung regionaler Akteure.

Wichtig ist daher, ein je nach Region passendes Beteiligungsmodell mitzubringen bzw. anzubieten. Von Seiten der Kommunen wird oft Wert daraufgelegt, dass viele Menschen vor Ort mitgenommen werden. Grundsätzlich sollte die Beteiligungsart daher rechtlich und steuerlich einfach für den Bürger zu handhaben sein. Für den Projektträger selbst stehen meist die Prozesskosten im Vordergrund. Wert wird gelegt auf eine überschaubare Gesellschafterstruktur mit der Flexibilität, Projekte je nach Unternehmensausrichtung auch verkäuflich zu halten.

Zentral ist die Frage, welches Beteiligungsmodell darauf basierend nicht nur zum Unternehmen, sondern gleichermaßen in die Region passt. Wie können und wollen die Menschen sich beteiligen? →

Typische Beteiligungsmodelle

Gesellschaftsrechtliche Beteiligungsarten wie Kommanditmodelle oder Genossenschaften sind bei Projektierern außerhalb der Bürgerenergie und bei Stadtwerken unüblich bis ausgeschlossen.

Der Fokus liegt bei Anlagenbetreibern auf schuldrechtlichen Beteiligungsarten, die ohne Eigentumserwerb und Mitsprache einhergehen. Typisch sind Nachrangdarlehen – als sog. Schwarmfinanzierungsvariante. Die Schwarmfinanzierung ist eine verkaufsprospektbefreite Variante des Nachrangdarlehens. Sie eignet sich für Kleinanleger und kann daher eine breite Masse vor Ort bedienen.

Voraussetzung für eine finanzielle Beteiligung über eine Investition ist aber, dass die Menschen vor Ort investieren können und dies auch wollen. Nicht immer ist diese Voraussetzung gegeben.

Als alternatives und nicht-investives Modell der Beteiligung sind Strombonusmodelle ideal. Dabei handelt es sich um einen definierten jährlichen Zuschuss zur Stromrechnung. Diese Modelle sind einfacher umzusetzen als sog. Bürgerstromtarife und erfüllen denselben Zweck: Stromkosten zu reduzieren und Wertschöpfung zu den Bürgern bringen.

Idealer Standard: Nachrangdarlehen, Strombonus und §6 EEG

Länderregelungen, flexibel anpassbare Bürgerbeteiligung vor Ort und die eigene Unternehmensausrichtung unter einen Hut bringen, ist eine Herausforderung. Die Lösung liegt in einem eigenen Standard für alle Länder und Rahmenbedingungen (intern wie extern). Erfolgreiche Bürgerbeteiligung vor Ort definiert sich aus dem jeweiligen Beteiligtenkreis, der passenden Beteiligungsart auf kommunaler wie auf Bürgerseite – und der Einfachheit für alle Beteiligten. So empfiehlt es sich, in Hinblick auf die Länderregelungen und möglichen freiwilligen Beteiligungsangeboten auf folgende drei Formate zu setzen: Angebot des §6 EEG an Standortgemeinden, auf der Bürgerseite je nach örtlichen Voraussetzungen nicht-investive Beteiligung über Stromboni oder die Möglichkeit der Investition mit geringen Einstiegsbeträgen über Nachrangdarlehen.

Der Trend bei der Umsetzung von Solarparks, nicht zuletzt auch wegen der zunehmenden gesetzlichen Regelungen, geht klar in Richtung Bürgerbeteiligung. Was im Projektgeschäft mitunter komplex in der Umsetzung klingt, ist in der Praxis oft leicht umzusetzen. Schlüssel hierzu ist die hochgradige Standardisierung bei gleichzeitiger Flexibilisierung je nach Region. Somit sind Projektierer für alle Länder und Anforderungen der Regionen gerüstet.

... rund um Betrieb und Service

Ihre Partner

BayWa r.e. Energy Trading GmbH
Tel.: +49 341 3396 7600
energytrading@baywa-re.com | www.baywa-re.de
❱ Direktvermarktung, Weiterbetrieb, Planung

Moeller Operating Engineering GmbH
info@moe-service.com
Tel.: +49 4821 64 53 100 | www.moe-service.com
❱ Zertifizierung, Messung, Inspektion

Prokon Renewable Energy Service GmbH (Pros)
Tel.: 04821 68 55 395
www.prokon.net/pros
❱ Betrieb & Service, Wartung und Instandhaltung

RES
service-germany@res-group.com
Tel.: +49 7666 618 9902 |www.res-group.com/de
❱ Service & Betrieb

Josef Baur ist Geschäftsführer der eueco GmbH, die digitale Bürgerbeteiligungs-Dienstleistungen für Anlagenbetreiber und Energieversorger anbietet sowie Bürgerbeteiligungsprojekte bei der Standardisierung von Beteiligungsmodellen begleitet.

Recyclingverfahren für neuartige Perowskit-Photovoltaik-Module

Deutschland steht als Vorreiter in der Energiewende vor einer neuen Herausforderung: der nachhaltigen Entsorgung und dem Recycling von Photovoltaik-(PV-)Modulen. PV-Module sind ein zentraler Bestandteil der Bemühungen, die Energieversorgung zu dekarbonisieren und erneuerbare Energien auszubauen.

Während die installierte PV-Leistung in den kommenden Jahren stark zunehmen wird, steht das Land auch vor einer steigenden Anzahl von Altmodulen, die das Ende ihrer Lebensdauer erreicht haben. Deutschland hat bereits erste Schritte unternommen, um die Rücknahme und das Recycling von PV-Modulen zu organisieren. Gleichzeitig gibt es jedoch signifikante Herausforderungen, die vor allem im Bereich der Logistik, Kapazitäten und der wirtschaftlichen Rentabilität der Recyclingprozesse bestehen. Darüber hinaus drängen mit den Perowskit-Solarzellen neue Technologien in die Entwicklung und in den Markt, die frühzeitig für eine nachhaltige Umsetzbarkeit berücksichtigt werden müssen.

Perowskit-Module können sowohl einzeln als auch im Verbund mit Silizium- oder Dünnschicht-Modulen als oberer Teil in einem Tandem-Modul verwendet werden. Durch die Verwendung im Tandem lassen sich höhere Wirkungsgrade erzielen. Auf einer 1 cm^2 Silizium-Perowskit-Tandemzelle wurde bereits 34,6 Prozent Wirkungsgrad erzielt, im Modul werden Wirkungsgrade von mehr als 26 Prozent erwartet (bei puren Silizium-Modulen liegt der Rekord derzeit bei 25,1 Prozent). Laut Roadmap der PV-Industrie wird ein Marktanteil von 10 Prozent von Perowskit-haltigen Tandem-Modulen im Jahre 2034 erwartet.

Perowskitsolarzellen haben in den letzten Jahren eine rasante Entwicklung in der Effizienz erlebt und sind insbesondere in Kombination mit etablierten Siliziumsolarzellen in sogenannten Tandemzellen dabei, die zukünftige Modultechnologie zu revolutionieren.

Allerdings finden die Forschung und die Entwicklung bislang meist noch auf kleiner Skala im Labor statt. Erste kommerzielle Aktivitäten sind aber in den Startlöchern und lenken daher frühzeitig den Blick auf die Notwendigkeit einer Kreislaufwirtschaft auch für diese zukünftige Technologie.

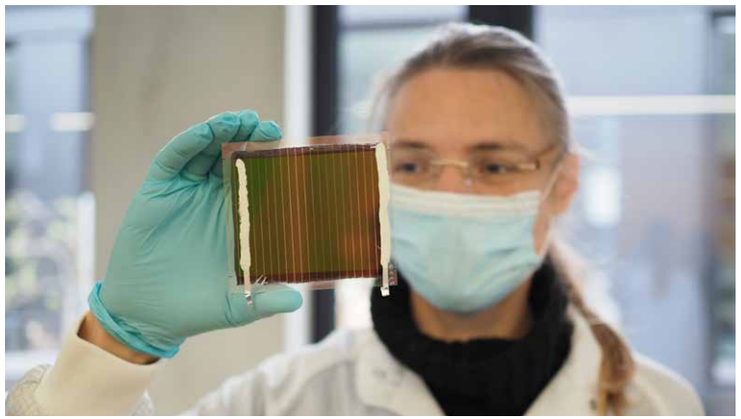


Abb. 1: BU: Semitransparente Perowskit-Solarmodule wie dieses eignen sich gut für den Einsatz in Tandemsolarmodulen. Foto: ZSW

Aktueller Stand der Recyclinginfrastruktur

Deutschland nimmt eine Vorreiterrolle bei der Installation von Photovoltaikmodulen (PV) ein, und als eines der ersten Länder muss es sich deshalb auch mit den wachsenden Mengen von Altmodulen auseinandersetzen, die am Ende ihrer Lebensdauer (End-of-Life, EOL) anfallen. PV-Module erfüllen eine 20–30 Jahre Garantie auf 80–90 Prozent der Anfangsleistung, werden dann aber häufig gegen effizientere getauscht. Derzeit gibt es jedoch nur eine begrenzte Anzahl an kommerziellen Recyclinganlagen für PV-Module. Für Silizium-basierte Module gibt es seit 2023 eine neue Anlage in Münster, die für größere Mengen von PV-Abfällen ausgelegt ist. →

Für *Cadmiumtellurid-(CdTe-)Module* gibt es in Deutschland eine Recyclinganlage in Frankfurt (Oder), die mechanische und chemische Prozesse kombiniert, um 90 Prozent des CdTe zurückzugewinnen.

Die *Recyclingprozesse* für Silizium-basierte Module basieren auf der Wiederverwendung von Techniken aus dem *Flachglasrecycling.* Diese mechanischen Prozesse sind robust und können leicht skaliert werden, um die steigenden Mengen an PV-Abfällen zu bewältigen. Allerdings gibt es Herausforderungen bei der Qualität des recycelten Glases, da es derzeit nicht die Anforderungen für hochwertiges Glas erfüllt und daher oft für minderwertige Anwendungen wie Schaumglas verwendet wird.

Herausforderungen im Recyclingprozess

Eine der größten Herausforderungen ist, dass *nicht alle wertvollen Materialien* mit den aktuellen Verfahren wirtschaftlich recycelt werden können. Zwar gibt es Ansätze, die auf die Rückgewinnung von wertvollen Materialien wie Silber, Aluminium und Silizium abzielen, jedoch befinden sich diese Technologien noch im Entwicklungsstadium.

Ein weiteres Problem betrifft die *Logistik und Organisation der Rücknahme.* Die Sammlung und Sortierung von PV-Modulen ist derzeit noch zu kompliziert, vor allem weil es unterschiedliche Vorschriften für *Business-to-Business (B2B)-* und *Business-to-Consumer (B2C)-Module* gibt. Diese Unterschiede führen zu einem erhöhten Verwaltungsaufwand für die beteiligten Akteure. Zudem ist das Personal an den öffentlichen Sammelstellen oft nicht ausreichend geschult, um PV-Module korrekt zu sortieren, was zusätzliche Kosten für den Transport zu spezialisierten Anlagen verursacht.

Handlungsbedarf für zukünftige Entwicklungen

Um die steigenden Mengen an PV-Modulabfällen bewältigen zu können, ist ein *dringender Ausbau der Recyclingkapazitäten* notwendig. Obwohl es in den letzten Jahren viele Entwicklungsprojekte gab, haben die meisten dieser Projekte noch nicht den Sprung zur industriellen Anwendung geschafft, hauptsächlich wegen der vergleichsweise geringen Mengen an EOL-Modulen, die derzeit verarbeitet werden.

Innovative Technologien wie die Verwendung von *hochenergetischen Lichtimpulsen* zur Trennung von Materialverbunden werden derzeit erprobt, um den Recyclingprozess zu verbessern und den Anteil der zurückgewonnenen Materialien zu erhöhen. Diese Technologien befinden sich jedoch noch im Pilotstadium.

Eine bessere *Koordination der Rücknahme* sowie eine *verbesserte Kommunikation* der Pflichten und Verantwortlichkeiten entlang der Wertschöpfungskette sind ebenfalls erforderlich. Viele Endverbraucher wissen nicht, dass sie alte PV-Module an den öffentlichen Sammelstellen abgeben müssen, und häufig werden alte Module nicht recycelt, weil sie unsachgemäß gelagert oder einfach entsorgt werden. →

Erweiterung des Recyclingprozesses auf neue Technologien der Perowskit-Solarzellen

Um die Kreislaufwirtschaft zu fördern, ist es notwendig, schon in der Entwicklungsphase eines neuen Materials dessen Recyclingfähigkeit zu erforschen. *Dies gilt auch für Perowskit-basierte Photovoltaikmodule.* Im Rahmen des Projekts „PeroCycle“ arbeiten das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung (ZSW) und die Industriepartner Solar Materials und Solaveni daran, ein *industrietaugliches Recyclingverfahren* für diese Dünnschichtsolarmodule zu entwickeln. Perowskit ist ein attraktives Material für die Photovoltaik, da es in Tandemmodulen den Wirkungsgrad deutlich erhöht und kostengünstig herstellbar ist.

Das Projekt soll zur Erreichung der Ausbauziele für erneuerbare Energien in Deutschland beitragen. In der Kreislaufwirtschaft spielen die Wiederverwendung und das Recycling von Rohstoffen eine zentrale Rolle. Ziel des Projekts ist es, die Wiederverwertbarkeit von Perowskit-Modulen

nach Ablauf ihrer Lebensdauer zu gewährleisten. Die beteiligten Unternehmen bringen ihre jeweiligen Kompetenzen in die chemische und physikalische Verarbeitung der Materialien ein. Dabei kann das ZSW

auf seine Erfahrung in der Forschung zu Dünnschichtsolarmodulen und Perowskit-Solarzellen zurückgreifen. Gefördert wird das Vorhaben durch die Deutsche Bundesstiftung Umwelt (DBU).

Zuerst werden die Perowskit-Module am ZSW hergestellt und verkapselt und anschließend durch den Partner Solar Materials mithilfe thermomechanischer Verfahren getrennt. Das Glas und das Perowskit-Absorbermaterial werden dabei sortenrein getrennt, um eine Wiederverwertung zu ermöglichen. Im dritten Schritt optimiert Solaveni das Recyclingverfahren, wobei umweltfreundliche und nicht-toxische Lösungsmittel verwendet werden. Das Ziel ist es, mindestens 90 Prozent des Perowskit-Materials mit hoher Reinheit zurückzugewinnen.

Im letzten Schritt werden die gewonnenen Materialien in neue Module eingebaut, wobei die Forscher mindestens 90 Prozent des Wirkungsgrads im Vergleich zu neu hergestellten Modulen anstreben.

Darüber hinaus soll das Projekt auch Recyclinglösungen für bereits weit verbreitete Photovoltaikmodule verbessern. Dafür organisiert das ZSW PV-Recycling-Workshops, bei denen sich die Akteure der gesamten Wertschöpfungskette der PV-Module treffen und austauschen können. Der nächste Workshop ist für Herbst 2025 geplant. →

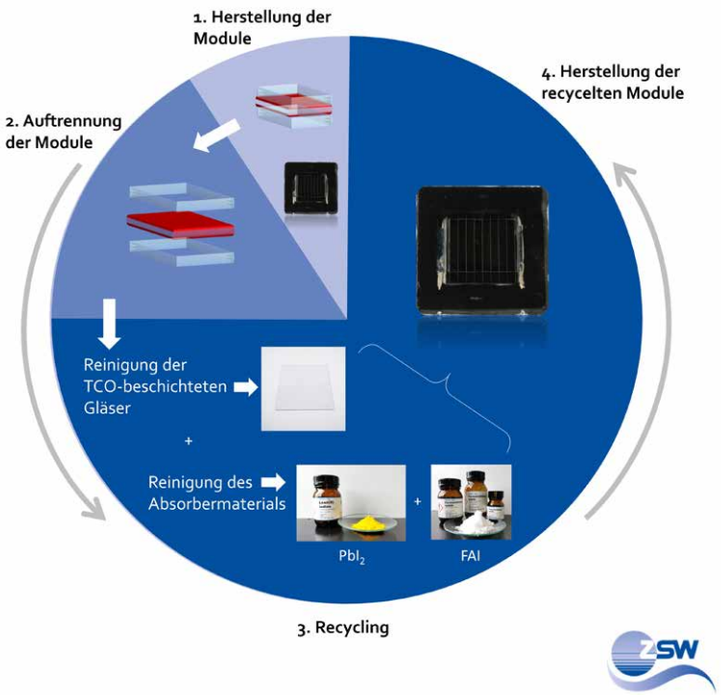


Abb. 2: PeroCycle-Projektkonzept zum Recycling der mit transparanten leitfähigen Kontaktschichten (TCOs) beschichteten Gläser und der Perowskit-Ausgangsmaterialien, die direkt in erneuten Modul-Beschichtungen wiederverwendet werden sollen.

Fazit und Ausblick

Deutschland hat bereits erste Schritte unternommen, um den Rücknahme- und Recyclingprozess von PV-Modulen zu organisieren, doch es besteht noch erhebliches Verbesserungspotential entlang der gesamten Prozesskette. Die steigenden Mengen an PV-Abfällen in den nächsten Jahrzehnten erfordern einen deutlich stärkeren Ausbau der Recyclinginfrastruktur sowie die Entwicklung neuer Technologien zur Rückgewinnung von wertvollen Materialien.

Eine bessere Schulung des Personals an den Sammelstellen und Recyclinganlagen, die Vereinfachung der Rücknahmesysteme sowie die Sensibilisierung der Öffentlichkeit könnten dazu beitragen, den Recyclingprozess effizienter zu gestalten. Darüber hinaus sollten gezielte Investitionen in neue Recyclingtechnologien sowie die Förderung von recyclingfreundlichen Moduldesigns im Fokus stehen, um sicherzustellen, dass wertvolle Rohstoffe nicht verloren gehen und der PV-Sektor nachhaltiger wird.

Quellen und Links:

Das Recycling von neuen Technologien, insbesondere der Perowskit-Dünnschicht-Technologie ist hierbei frühzeitig anzugehen, um die technologische Entwicklung von morgen nachhaltig und zukunftsorientiert zu begleiten.

Dr. Cordula Wessendorf ist für das Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) in Stuttgart tätig

IMPRESSUM

HERAUSGEBER
Bundesverband WindEnergie e. V. (BWE)
EUREF-Campus 16, 10829 Berlin
V.i.S.d.P. Wolfram Axthelm, Geschäftsführer

KONZEPT UND UMSETZUNG
BWE-Service GmbH
c/o Bundesverband Wind-Energie e. V. Benjamin Gruhn und Till Schröder

REDAKTION
Nicht namentlich gekennzeichnete Artikel:
BWE-Service GmbH

TEXT
Die Texte geben die jeweilige Auffassung der Autoren wieder. Diese muss nicht unbedingt jener des BWE entsprechen.

GESTALTUNG
Stefanie Weyer

DRUCK
BerlinDruck GmbH + Co KG
Achim

ANZEIGEN
Bundesverband WindEnergie e.V.
Klaus Barkeling: k.barkeling@wind-energie.de
Tel.: +49 30 212341-177
Nikos Fucicis: n.fucicis@wind-energie.de
Tel.: +49 30 212341-178
Ausgabe Photovoltaik November 2024

Druckprodukt mit finanziellem Klimabeitrag
ClimatePartner.com/11242-2405-1008

MIX
Papier | Fördert gute Waldnutzung
FSC® C011814

Foto: Anastasia, stock.adobe.com

Wichtige Aspekte bei der Planung und Umsetzung von Batteriespeicherprojekten

Die Bedeutung von Batteriespeichern in der Energiewende kann nicht hoch genug eingeschätzt werden. Sie spielen eine zentrale Rolle bei der Integration erneuerbarer Energien und der Sicherstellung einer stabilen Stromversorgung. Dabei reden wir über Flächen von Wind- bis Solarenergie. Bei der Planung und Umsetzung von Batteriespeicherprojekten gibt es jedoch verschiedene Aspekte zu berücksichtigen.

Kann jede Fläche genutzt werden?

Ein entscheidender Punkt bei der Planung von Batteriespeicherprojekten sind die umweltfachlichen Aspekte. Die Potenzialkartierung, also die Frage „Wer lebt denn hier?“, ist von großer Bedeutung. Besonders relevant wird dies bei der Umnutzung von Flächen, die bislang nicht wirtschaftlich genutzt wurden. Diese Brachflächen, oft in der Nähe von Umspannwerken, können sich aufgrund jahrzehntelanger Nichtnutzung zu Rückzugsgebieten für verschiedene Arten und Tiere entwickelt haben.

Hier stellen sich die Fragen: Wie sieht der Wald im Sinne des Gesetzes aus? Ab wann ist ein Wald ein Wald, sodass für die weitere Planung ein erhöhter Aufwand anfällt? Gerade in solchen Gebieten ist es wichtig, Potenziale frühzeitig zu ermitteln und daraus die nächsten Schritte für die Projektarbeit zu entwickeln. Konflikte, insbesondere bei gefährdeten Arten, können so minimiert werden.

Ist ein Netzanschluss immer möglich?

Der Netzanschluss ist wohl die wichtigste Frage in jedem Batteriespeicherprojekt. Der Ablauf der Netzanschlussanmeldung, die Frage der Netzdienlichkeit versus Geschäftsmodell und die Netzrückwirkungen sind zentrale Themen. Hierbei gilt es, einen Kompromiss zu finden, der sowohl den Anforderungen des Netzbetreibers als auch den wirtschaftlichen Interessen des Projektbetreibers gerecht wird. →

Eine der großen Herausforderungen ist die Tatsache, dass Batteriespeicher sowohl als Verbraucher als auch als Einspeiser fungieren. Dies stellt hohe Anforderungen an die Netzbetreiber und macht den Nachweis der elektrischen Eigenschaften unabdingbar. Die Stabilität des Netzes muss jederzeit gewährleistet sein, um einen reibungslosen Betrieb zu ermöglichen.

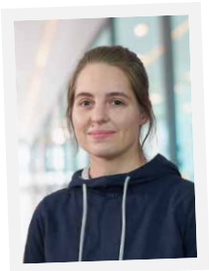
Können Bodenuntersuchungen ein Projekt gefährden?

Ein oft unterschätzter, aber nicht minder wichtiger Aspekt ist die Bodenuntersuchung. Der Zustand des Bodens kann erheblichen Einfluss auf die Projektarbeit haben. Historische Nutzungen der Fläche können Hinweise auf die Bodenbeschaffenheit geben, doch manchmal verbirgt sich unter der Oberfläche mehr als erwartet.

Spätestens beim Bauantrag wird ein Standfestigkeitsnachweis relevant, der einen geotechnischen Bericht erfordert. Dieser Bericht gibt Aufschluss über die Bodenverhältnisse und mögliche Herausforderungen. Überraschungen sind dabei keine Seltenheit und können erhebliche Auswirkungen auf das Projekt haben. Daher ist es für den Erfolg eines Projektes umso entscheidender, sich frühzeitig genug mit der Bodenbeschaffenheit auseinanderzusetzen.

Fazit

Die Planung und Umsetzung von Batteriespeicherprojekten erfordert eine sorgfältige Betrachtung verschiedener Aspekte: Umweltauflagen, Netzanschluss und Bodenbeschaffenheit. Wenn der Projektverantwortliche all diese Aspekte im Blick hat, steht einem erfolgreichen Batteriespeicherprojekt nichts im Weg.



Julia Prießmann arbeitet seit 2023 für die GICON-Gruppe. Sie ist Expertin für Energietechnik, Erneuerbare Energien und hilft Gewerbe- und Industriekunden bei der umfassenden Einführung von Energiemanagementsystemen. Das Hauptaugenmerk der Ingenieurin liegt darauf, ihren Projektpartnern energietechnische Versorgungslösungen aufzuzeigen, um den Transformationsprozess hin zur Treibhausneutralität zu meistern.

... rund um Ihren Wind- und PV-Park

Ihre Partner

BKW Energie AG
ppa@bkw.ch | Tel.: +41 79 619 00 32 | www.bkw.ch
❱ PPA, Direktvermarktung & Flexibilitätsvermarktung für Wind, Solar und Batterien

Cimbergy GmbH & Co. KG
www.cimbergy.com | Tel.: 04841 9813 0
Industriestr. 14, 25813 Husum | info@cimbergy.com
❱ Planung & Projektierung, Betrieb, Dienstleistungen

GP JOULE GMBH
Tel.: 04671 6074-0 | info@gp-joule.de
www.gp-joule.de
❱ Projektierung, Anlagenbau, Betrieb & Service

NOTUS energy Gruppe
Parkstraße 1 | 14469 Potsdam
www.notus.de
❱ Planung & Projektierung

PIONEXT Service GmbH & Co. KG
Otto-Lilienthal-Str. 2 | 55232 Alzey
www.pionext.de
❱ Betrieb & Service, Planung

RWE Renewables Deutschland
rwe.com/rueckenwind-fuer-deutschland
erneuerbare@rwe.com
❱ Planung, Anlagenbau, Eigenbetrieb, Repowering

David Jüttner ist seit 2024 Projektmanager im Fachbereich Projektentwicklung bei der GICON-Großmann Ingenieur Consult GmbH. Er ist Experte für die Koordinierung von Ingenieurdienstleistungen für die Entwicklung von Wind-, Freiflächen-PV-, und Batteriespeicheranlagen. Vorher war er seit über 15 Jahren selbstständig in den Bereichen Energieeinkauf, Wärmedienstleistung, KWK-Anlagen und Mieterstrommodelle.

Strombeschaffung im Vergleich: Was können grüne PPAs?

In einer Zeit, in der Klimawandel und Nachhaltigkeit die Agenda von Unternehmen bestimmen, gewinnt die Beschaffung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen immer mehr an Bedeutung. Gleichzeitig sind viele Unternehmen auch durch die Energiepreiskrise und die außergewöhnlichen Strompreisentwicklungen der Jahre 2021–2023 für die Risiken in der Strombeschaffung sensibilisiert worden.

Höchste Zeit also, sich das Thema Strombeschaffung mal genauer anzusehen und dabei auch die Möglichkeiten der direkten Beschaffung von Strom aus Erneuerbaren Energien als zukunftsträchtige Alternative zu klassischen Beschaffungsmodellen zu beleuchten.

Denn grüne Power Purchase Agreements (PPAs), Verträge zwischen einem Energieproduzenten und einem Verbraucher, bieten eine direkte Beschaffung von Strom aus erneuerbaren Energien und zeichnen sich zunehmend als wirtschaftliche und zukunftsträchtige Alternative zu traditionellen Strombeschaffungsmodellen ab.

Doch wie genau funktioniert ein Power Purchase Agreement? Zu welcher Strategie der Strombeschaffung passt es? Und wie unterscheidet es sich von herkömmlichen Modellen der Strombeschaffung?

1. Strombeschaffung für Unternehmen – welche Modelle gibt es und wie funktionieren sie?

Traditionelle Modelle für den Stromeinkauf basieren darauf, dass Unternehmen ihren Strom über ein Energieversorgungsunternehmen (EVU) beziehen. Das Energieversorgungsunternehmen übernimmt dabei zwei Aufgaben:

1. Bereitstellung der benötigten Strommengen
2. Bereitstellung des benötigten Lieferprofils, basierend auf dem Verbrauchsverhalten

Dazu kauft das EVU den Strom an der Börse oder anderen Quellen ein. Die Lieferkette für den Strom bei herkömmlichen Beschaffungsmodellen umfasst in der Regel mehrere Zwischenhändler. Es gibt überdies keinen direkten Bezug zwischen Erzeuger und Verbraucher des Stroms.

Innerhalb dieses klassischen Beschaffungsprozesses gibt es verschiedene Modelle.

Klassische Beschaffungsmodelle

Energieversorgungsunternehmen bieten Unternehmen typischerweise folgende Modelle für die Strombeschaffung an:

- Festpreisvertrag (auch Fixpreis oder Stichtagsbeschaffung genannt): Dabei liefert der Energieversorger die benötigte Strommenge während der Vertragslaufzeit, üblicherweise ein bis drei Jahre, zu dem bei Vertragsschluss fest vereinbarten Preis.
- Spotmarktbeschaffung: Hier liefert das EVU den Strom zum jeweiligen, (viertel-)stündlichen Spotmarktpreis. Der Preis ändert sich also in jeder (Viertel-)Stunde des Jahres.
- Tranchenmodell: Bei der Tranchenbeschaffung kauft der Stromverbraucher nicht seinen gesamten Strombedarf auf einmal, sondern in mehreren Teilmengen (Tranchen) zu unterschiedlichen Zeitpunkten. Die einzelnen Tranchen werden dabei üblicherweise wiederum als Festpreise vereinbart, können aber ggf. auch zu Spotpreisen abgerechnet werden. →

PPA – Power Purchase Agreement

Im Gegensatz zur klassischen Strombeschaffung ermöglichen PPAs Unternehmen, Strom nicht vom Energieversorger, sondern direkt bei den Erzeugern, wie etwa Betreibern von Wind- oder Solaranlagen, zu kaufen.

Im Falle eines PPAs wird also der Stromliefervertrag zwischen dem Erzeuger und dem Verbraucher geschlossen. Der erzeugte Strom geht somit direkt an den Verbraucher. Mittelsleute wie Direktvermarkter oder Energieversorger sind an diesem Vertrag nicht beteiligt. Es gibt zwei typische Varianten, wie Unternehmen mittels PPAs ihren Strom beschaffen können.

- Die PPA-Vollversorgung, bei der der Großteil des Verbrauchs (> 50 Prozent) über PPAs beschafft wird.
- Die PPA-Teilversorgung, bei der nur ein Anteil (< 50 Prozent) des Verbrauchs über PPAs beschafft wird.

Die insbesondere bei der PPA-Vollversorgung auftretenden Rest- oder Überschussstrommengen werden üblicherweise am Spotmarkt beschafft oder veräußert.

2. Preise und Risiken der Strombeschaffungsmodelle

Für viele Unternehmen ist das wichtigste Kriterium bei der Strombeschaffung nach wie vor der Kostenfaktor. Dabei spielt aber nicht nur die Höhe des Preises eine Rolle, sondern auch die Planbarkeit und Verlässlichkeit

REZ – viel mehr als nur Betriebsführung.
rez-windparks.de info@rez-windparks.de
REZ
Regenerative Energien Zernsee
GmbH & Co. KG

des Strompreises sind insbesondere im Hinblick auf die vergangenen Jahre wichtige Kriterien.

Die Marktlogik bringt es mit sich, dass ein hoher Preis zumeist mit einer hohen Planbarkeit einhergeht, während niedrige Strompreise mit einem höheren Risiko für Preisschwankungen verbunden sind. Zwischen diesen Polen gilt es für Stromeinkäufer das Beschaffungsmodell mit dem bestmöglichen Preis-Risiko-Verhältnis zu finden.

Festpreisvertrag

+ Planbarer Strompreis ohne Preisrisiko
- Höherer Strompreis durch Margen und Aufschläge
+ Geringe Komplexität für Verbraucher
- Intransparenz darüber, wo der Strom zu welchem Preis beschafft wird

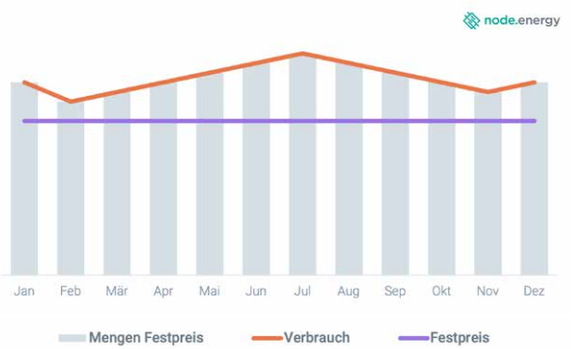


Abb.: Stromabdeckung im Festpreismodell

Aus Sicht des Verbrauchers gibt es bei Festpreisverträgen nur einen entscheidenden Preis – nämlich den vertraglich vereinbarten und für die Laufzeit garantierten Festpreis pro Kilowattstunde (kWh). Verbraucher tragen in diesem Modell also keinerlei Preisrisiko. Auf der einen Seite sind sie damit sicher vor steigenden Strompreisen, auf der anderen Seite können sie aber auch nicht von sinkenden Preisen profitieren.

Die Risiken des volatilen Strommarktes trägt in diesem Modell der Energieversorger. Damit er sämtliche Tätigkeiten und Risiken, die ihm entstehen, finanziell absichern kann, enthält der Strompreis, den der Verbraucher zahlt, typischerweise mehrere kalkulatorische Aufschläge auf den Einkaufspreis. Welche Aufschläge genau es gibt und in welcher Höhe, ist für den Verbraucher nicht einsehbar. →

Spotmarktbeschaffung

+ Potenzial für sehr geringe Stromkosten

- Potenzial für sehr hohe Stromkosten

- Keine planbaren Beschaffungskosten

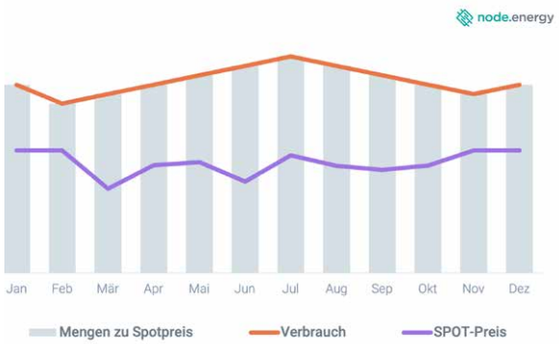


Abb.: Stromabdeckung und Preisentwicklung beim Einkauf am Spotmarkt

Bei der Spotmarktbeschaffung kaufen Unternehmen den Strom zu stundenaktuellen Preisen ein. Preisrisiken infolge von Änderungen der Verbrauchsmenge oder der Struktur sowie der Börsenpreise verbleiben dabei beim Verbraucher. Das EVU übernimmt lediglich das vergleichsweise geringe Ausgleichsenergierisiko.

Tranchenmodell

+ Gemäßigtes Risiko durch die Mischung aus Festpreis und Einkauf vom Spotmarkt

- Intransparente Kosten im Festpreisanteil

- Verbraucher benötigen eine gewisse Marktexpertise

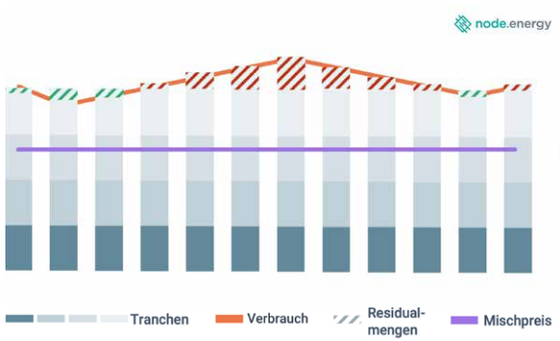


Abb. Fallbeispiel mit einer PPA-Abdeckung von 63 % des Stromverbrauchs

Bei der Tranchenbeschaffung wird ein Großteil des benötigten Stromes zum Festpreis (der jeweiligen Tranche) eingekauft und der (ggf. verbleibende) Rest über den Bezug von der Börse gedeckt. Das wesentliche Merkmal ist dabei, dass der Verbraucher seinen Strom zu verschiedenen Zeitpunkten einkauft und somit stärker an der Marktentwicklung teilhaben kann, ohne dem vollen Spotrisiko ausgesetzt zu sein.

So kann es bei entsprechend günstiger Marktentwicklung gelingen, im Durchschnitt einen niedrigeren Strompreis als bei der Festpreisbeschaffung zu erzielen. Gleichzeitig trägt der Verbraucher aber auch das Risiko, bei steigenden Preisen zumindest für einen Teil seiner Strommenge einen höheren Preis zahlen zu müssen. Eine entsprechend gute Marktkenntnis und -beobachtung ist daher für den Verbraucher unerlässlich.

3. PPA – Power Purchase Agreements

Die Preise für Strom in einem Power Purchase Agreement (PPA) werden direkt zwischen Verbraucher und Erzeuger verhandelt und gelten für die Laufzeit der Verträge. In der Regel liegen die Preise pro kWh für den Strom aus Wind- und PV-Anlagen unter den Festpreisen, da die Marktwerte dieser Anlagen, die die Betreiber alternativ an der Börse erzielen könnten, ebenfalls deutlich niedriger sind.

Der Preisvorteil aufseiten des Verbrauchers hängt dabei auch davon ab, ob er sich für eine Teil- oder eine Vollversorgung entscheidet.

PPA-Teilversorgung

+ Planbare Kosten (bei Kombination mit dem Festpreismodell)

+ Volle Transparenz über Preis und Herkunft des PPA-Stromanteils

Bei einer PPA-Teilversorgung schließt der Verbraucher ein PPA mit einer oder mehreren Anlagen ab, sodass er den gesamten produzierten Strom nutzen kann. Die Anlagen sind dabei so klein dimensioniert, dass ein möglichst hoher Anteil der Erzeugung zeitgleich vom Verbraucher abgenommen wird. Im besten Fall gibt es also keine Überschussmengen.

Es fallen dadurch aber weiterhin im Laufe des Jahres größere Mengen an Strom an, die weiterhin über ein Energieversorgerunternehmen gedeckt werden müssen. Die Beschaffung dieses Reststroms kann dabei nach allen klassischen Beschaffungsmodellen erfolgen. Für die Mengen, die der Verbraucher über das PPA bezieht, bezahlt er den vereinbarten Preis. →

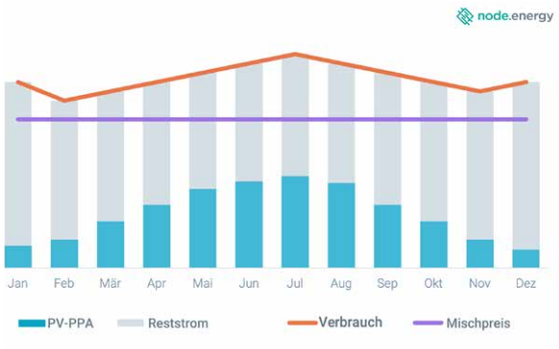


Abb.: Bei einer PPA-Teilversorgung wird der Reststrom im Rahmen eines herkömmlichen Modells beschafft.

Für die aus dem Netz bezogenen Strommengen fallen die dem gewählten Modell entsprechenden Vorteile und Risiken an.

PPA-Vollversorgung

+ Planbare Kosten

+ Strompreis ohne Zusatzkosten durch Dritte

+ Volle Transparenz über Preis und Herkunft des bezogenen Stroms

Bei einer PPA-Vollversorgung ist es üblich, dass der Verbraucher den gesamten erzeugten Strom einkauft, unabhängig davon, ob dieser zeitgleich verbraucht werden kann. Natürlich soll die Erzeugung aber so nah wie möglich beim Verbrauch liegen. Daher ist es von Vorteil, wenn die Erzeugerprofile der PPA-Anlagen als auch der eigene Verbrauch genau

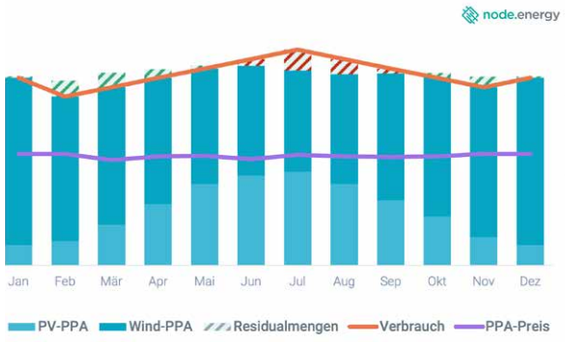


Abb.: Im Tranchenmodell werden Residualmengen am Spotmarkt eingekauft (rot) oder verkauft (grün).

analysiert werden und anhand dessen die beste Kombination aus Wind- und PV-Anlagen passend zum Verbrauchsprofil ermittelt werden.

In der Realität werden sich Verbrauch und Erzeugung (ohne Speicher) aber nie zu 100 Prozent abdecken. Daher fallen bei einer PPA-Vollversorgung sogenannte Residualmengen an, die sich in zwei Kategorien unterteilen lassen:

1. Überschussmengen: Überschussmengen entstehen immer dann, wenn die Erzeugung über dem Verbrauch liegt. Etwa an einem sonnigen Sonntagnachmittag oder einem sehr windigen Feiertag. Die Überschussmengen werden an der Börse verkauft.

2. Reststrommengen: Ist das Wetter wiederum weder sonnig noch windig, erzeugen die PPA-Anlagen weniger Strom als der Verbraucher benötigt. In diesem Fall bezieht der Verbraucher die Reststrom- →

OPTIMIERUNG DER VERMARKTUNG VON EE-ANLAGEN

IHR ZUVERLÄSSIGER PARTNER FÜR PPAs

Wir unterstützen Sie dabei,

– aktiv Ihre Vermarktungs- oder Beschaffungsstrategie zu entwickeln
– Verträge rechtssicher zu gestalten
– regulatorischen Anforderungen zu genügen
– Besonderheiten von PPAs für die Wasserstoffwirtschaft zu verstehen

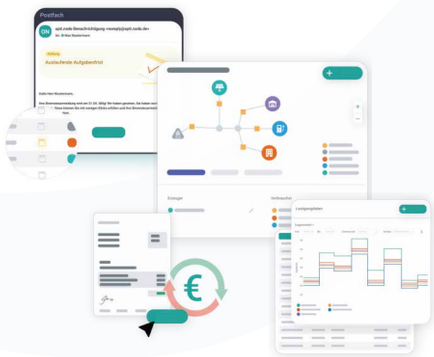
Kontaktieren Sie unseren Experten Dr. Michael Stopper für ein unverbindliches Erstgespräch: 0761-49054-0

STERR-KÖLLN & PARTNER

www.sterr-koelln.com

Kaufmännische Betriebsführung auf Knopfdruck mit opti.node

- Digitale Plattform für professionelle Betreiber und kaufmännische Betriebsführer von Energieanlagen
- Alle Liegenschaften, Verträge und Daten an einem zentralen Ort
- Gebündelte Standortverwaltung für ein professionelles Energiemanagement
- Automatisierte Gutschriften für Kommunen nach § 6 EEG, Stromsteuermeldung, Parkabrechnungen und vieles mehr...



node.energy

Mehr erfahren: www.node.energy 069 99 99 939-80

mengen von der Börse, zum Beispiel über ein Energieversorgerunternehmen oder ein spezialisiertes Drittunternehmen.

4. Nachhaltigkeit und Transparenz im Stromeinkauf

Im Bereich Transparenz und Stromerzeugung aus nachhaltigen Quellen zeigt sich der größte Unterschied zwischen den herkömmlichen Strombeschaffungsmodellen und PPAs.

Herkömmliche Modelle

Aufgrund der Lieferkette, die für die Strombeschaffung im Rahmen der herkömmlichen Modelle genutzt wird, besteht kein direkter Zusammenhang zwischen dem Ort und der Art der Erzeugung und dem Verbraucher. Daher können Unternehmen nicht nachvollziehen, wo der von ihnen verbrauchte Strom tatsächlich erzeugt wurde, bzw. welchen Kraftwerksbetreiber sie schlussendlich für ihren Strom bezahlen.

Möchten Unternehmen dennoch nachweisen, dass ihr Stromverbrauch CO_2-neutral ist, können sie sogenannte Herkunftsnachweise für die verbrauchten Mengen kaufen und einlösen. Ohne diese zusätzlichen Nachweise verbrauchen Unternehmen den sogenannten bundesdeutschen Strommix und emittieren dem Mix entsprechend Kohlenstoffdioxid.

PPA – Power Purchase Agreement

Im Gegensatz zu den herkömmlichen Modellen beziehen Verbraucher bei einem PPA ihren Strom direkt von dem Partnerkraftwerk. Da es sich bei grünen PPAs bei den Partnern immer um EE-Anlagen handelt, kann die Stromversorgung also direkt zum Ort der nachhaltigen Erzeugung zurückverfolgt werden.

Da zusätzlich auch alle Daten über die Erzeugung und den Verbrauch vorliegen, kann sogar ein zeitgleicher Verbrauch nachgewiesen werden. Das bedeutet, dass belegt werden kann, zu welchen Zeitpunkten (in Viertelstundenintervallen) der erzeugte Strom aus den EE-Anlagen komplett den Verbrauch des Abnehmers decken konnte.

Mit einem grünen PPA ist es Unternehmen somit möglich, ihre CO_2-Emissionen für ihren Stromverbrauch unmittelbar und nachweislich zu senken. Gleichzeitig leisten sie einen direkten Beitrag zur Energiewende, da sie den Betrieb und Ausbau von EE-Anlagen fördern.

5. Fazit: Warum PPA das Strombeschaffungsmodell der Zukunft ist

Power Purchase Agreements bieten eine attraktive Mischung aus verschiedenen Vorteilen: Sie ermöglichen kalkulierbare Risiken durch eine größere Unabhängigkeit von der volatilen Strombörse und zugleich günstigere Strompreise.

Im Detail bieten grüne PPAs folgende spezifische Vorteile:

- Günstige Einkaufspreise: Der Einkauf direkt beim Erzeuger ist in der Regel günstiger als der Bezug über einen Energieversorger.
- Preisstabilität und Planungssicherheit: Wind- und Sonnenstrom ist unabhängig von preisvolatilen fossilen Energieträgern.
- Höchste Qualität: Der gelieferte Strom stammt direkt aus deutschen Wind- und PV-Parks.
- Förderung erneuerbarer Energien: Grüne PPAs tragen zum Ausbau der erneuerbaren Energien bei und unterstützen Unternehmen dabei, ihre Nachhaltigkeitsziele zu erreichen.

Diese Aspekte machen Power Purchase Agreements zu einem attraktiven Modell für Unternehmen, die sowohl ökonomisch als auch ökologisch zukunftsorientiert handeln möchten.

Philipp Petruschke hat Dip.-Wirt.-Ing. für Maschinenbau an der RWTH Aachen studiert, ist Spezialist für Energiewirtschaft und Geschäftsentwicklung mit einem starken Start-up-Hintergrund und Product Manager PPA für node energy. Seit rund zwölf Jahren arbeitet er in verschiedenen Funktionen daran und betreibt selbst PV-Anlagen mit rund 90 kWp.

B. Sc. Paulina Würth, Jahrgang 1990, machte ihren Abschluss an der HS Bonn-Rhein-Sieg im Fach Technikjournalismus/PR. Sie ist seit über einem Jahr zuständig für den Blog von node.energy und schreibt für diesen Fachartikel zu allen Themen rund um die Erneuerbaren Energien.

Themen dieser Ausgabe:

- Repowering und Revamping von PV-Anlagen
- Saharastaub und Photovoltaik
- Überblick der Prüfempfehlungen für PV-Anlagen
- Bürgerbeteiligung
- Recyclingverfahren für Perowskit-Photovoltaik-Module
- Umsetzung von Batteriespeicherprojekten
- Was können grüne PPAs?

BWE
Bundesverband WindEnergie

Windindustrie
in Deutschland