

Beitrag aus
ERNEUERBARE ENERGIEN 04/2021
Sichern Sie sich **HIER** Ihr Exemplar

Direktvermarktung

Greenfield PPA und KI am Spotmarkt

Die Handlungsoptionen der Direktvermarkter nehmen zu. Stromabnahmeverträge zur Projektfinanzierung in Sicht.

Foto: BayWa r.e.

Redispatch 2.0

Projektierer und Betreiber erhalten mehr Verantwortung für Balance im Stromnetz. Dienstleister übernehmen den Job. | 27

Höchstflexibles Biogas

Künstliche Intelligenz lässt Anlagen im Fünf-Minuten-Wechsel automatisiert für die besten Märkten erzeugen. | 29

Stromabnahme fürs Repowering

Verträge zur Nutzung von Windstrom aus Altanlagen verbunden mit der Option zur Windparkmodernisierung. | 33



Foto: Trianel

Trading Floor von Trianel in Aachen

Lotsen im Stromhandel

Direktvermarkter veredeln Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen zu nutzwertiger Elektrizität und erzielen damit Erlöse. Fünf Beispiele.

TILMAN WEBER

Bedeutungszuwachs ist für die Direktvermarkter des Stroms aus Erneuerbare-Energien-Anlagen bislang gesichert: Mit zunehmenden Dokumentationspflichten und wachsender Teilhabe von Wind-, Solar- und Bioenergie an der Stabilisierung der Stromversorgung nehmen die Aufgaben für die Dienstleister im Stromhandel zu. Zugleich weitet die Politik im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) das Spielfeld immer mehr aus. Und mit zunehmender Marktreife schaffen sie neue spannende Vertragsmodelle.

So würden schon die bestehenden weitreichenden Registrierungs- und Meldepflichten für den Stromgroßhandel, dem Kürzel ihrer europaweiten

5

MINUTEN beträgt der Takt einer intelligenten digitalen Steuerung, die Bioenergieanlagen erlösoptimiert wechselnd in Regel-, Spot-, Intraday-Markt oder Bilanzkreisausgleich Strom liefern lässt.

Regelung entsprechend Remit genannt, oder die durch das EEG Anfang 2021 verschärfte Regeln zur digitalen Fernsteuerung der Anlagen und zum anlagenscharfen Messen der Einspeisung manche kleineren Betreiberunternehmen überfordern. Im Oktober aber kommt zum Beispiel die Verpflichtung Redispatch 2.0 für wetterabhängig, also volatil ins Netz einspeisende Windenergie- und Solaranlagen hinzu – zum kurzfristigen Sichern der Balance von Einspeisung und Stromabnahme. Sie würde wohl für viele zur Belastungsprobe. Die Direktvermarkter bereiten sich aber nun darauf vor, den wirtschaftlichsten Umgang mit dieser verstärkten Teilnahme für ihre Kunden zu managen. ▶

Redispatch 2.0: „Mehr Verantwortung“

Üzo-Windenergie und Üzo-PV, Greenfield- und Corporate PPA, Redispatch 2.0, Erneuerbaren-Vollversorgung: Wo ist zur Zeit für Sie am meisten Musik drin und warum?

» **Christian Sdralek:** Wir müssen hier natürlich differenziert draufschauen. Nehmen wir die klassische Direktvermarktung im Rahmen des EEG, die ich als subsidised PPAs oder balancing PPAs bezeichnen will, mit gesicherter Produktionsförderung durch das EEG: Bei diesen subsidised PPAs ist die meiste Musik in Deutschland zum ab Oktober 2021 durchstartenden Redispatch 2.0. Der Gesetzgeber weist dem Anlagenbetreiber, Direktvermarktern und Netzbetreibern eine ganz neue Verantwortung zu. Künftig müssen auch die Betreiber von EEG-Anlagen, wie Windenergie- und Photovoltaikanlagen, zum Beispiel verbindlich für den Folgetag anmelden, mit welchen Kapazitäten sie einspeisen werden. Das ist eine verantwortungsvolle Rolle. Viele Betreiber müssen das Thema fachlich einordnen. Als Direktvermarkter können wir die Pflichten des Anlagenbetreibers übernehmen, quasi als Rundum-sorglos-Paket.

Bietet das Redispatch 2.0 Chancen für die Direktvermarktung? Gibt es bei guter Betreuung durch den Direktvermarkter etwas zu gewinnen oder nur nichts zu verlieren?

» **Christian Sdralek:** Sicherlich ist es für Anlagenbetreiber eine Chance, noch näher mit den Erneuerbaren in den Strommarkt integriert zu werden. Das Redispatch 2.0 gleicht die Behandlung der Erneuerbaren-Energien-Anlagen an die marktübliche Beziehung zwischen Netz- und Kraftwerksbetreibern weiter an, gleicht sie dabei aber fair an. Es ist die Chance, die Akzeptanz der Erneuerbaren zu steigern.

» **Hanno Mieth:** Wir haben eine hohe Dezentralität in der Erzeugung der erneuerbaren Energien erreicht, deren Betreiber und Investoren aber die energiewirtschaftliche Expertise oft nicht mitgebracht haben. Das Redispatch 2.0 sorgt für noch mehr Verantwortung, auch dass Anlagenbetreibende sich nun Gedanken über die Wahl des Bilanzierungs- oder des Abrechnungsmodells machen müssen.

Was bedeutet diese Wahlmöglichkeit und um welche Auswirkungen und Pflichten geht es für die Anlagenbetreiber?

» **Hanno Mieth:** Die Wahl des Bilanzierungsmodells – entweder als Prognose- oder als Planwertmodell – entscheidet darüber, in welchem Umfang der Anlagenbetreiber seine Daten zur Verfügung

stellen muss. Im Planwertmodell muss er eigene Erzeugungsprognosen an den Übertragungsnetzbetreiber übermitteln, im Prognosemodell erstellt der Anschlussnetzbetreiber die Prognose. Ich kann also schon Einfluss auf die Bilanzierung nehmen, wenn ich mich als Anlagenbetreiber für das Planungsmodell entscheide. Zusätzlich kann zwischen den Abrufmodellen des Duldungs- versus des Aufrechnungsfalls gewählt werden, zwischen Spitz-, Spitzleit- und Pauschalabrechnung. Welches Modell jeweils besser funktioniert, hängt also stark davon ab, welches Know-How die Anlagenbetreibenden nutzen können. Grundsätzlich ist das Prognosemodell für das Gros der ans Verteilnetz angeschlossenen Anlagen angemessen. Im Planwertmodell beraten wir vor allem Anlagen, die über ein Umspannwerk ans Übertragungsnetz angeschlossen sind. Für Großkunden im Offshore-Bereich ist das Planwertmodell sogar verpflichtend.

Wo modernisiert das Redispatch 2.0 das bisher übliche Einspeisemanagement?

» **Christian Sdralek:** Die Anlagenbetreiber sind beim Einspeisemanagement heute schon mit dem Spitzabrechnungs- oder dem Pauschalverfahren vertraut, zwischen dem sie wählen konnten – um die durch eine Abregelung ihrer Anlagen seitens des Netzbetreibers entstandenen Vergütungsverluste nachzuweisen und sich ersetzen zu lassen. Nun kommt das Spitz-light-Verfahren hinzu, was den Prozess der Spitzabrechnung vereinfacht und besser digitalisieren lässt. Das neue Verfahren greift auf Datenbanken zu und löst eine Automatisierung der Abrechnung aus. Wir als Direktvermarkter können hier unterstützen und diese Abrechnung in eine Digitalisierungsstrategie einfügen, die uns gemäß unserer Rolle im Energiemarkt und gemäß vertrauten Standardprozessen einspringen lassen.

Sie raten auch, auf Sicherheit zu achten: Die Bonität der Vermarkter, eine Balance kommerzieller und technischer Steuerung der Anlagen. Was meinen Sie damit?

» **Christian Sdralek:** Wir wollen Rücksicht auf die spezifischen Anlagenbedürfnisse nehmen, wobei wir möglicherweise preislich besonders attraktive Stromhandelsmomente nicht nutzen. Sie auszunutzen würde hohen Verschleiß garantieren und morgen in der Wartung Geld verlieren lassen. (TW) ■



Hanno Mieth,
Senior Renewables
Originator, Vattenfall



Christian Sdralek,
Head of Renewables
Portfolio Management,
Vattenfall

VATTENFALL 

Fotos: Vattenfall

» **Web-Wegweiser:**
energysales.vattenfall.de

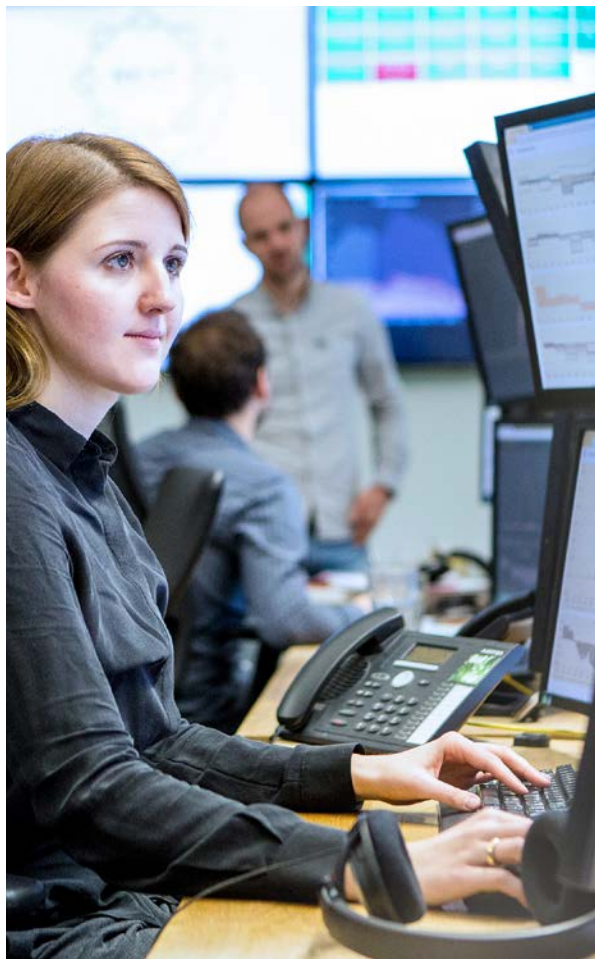


Foto: next kraftwerke



Foto: next kraftwerke

Next Kraftwerke nennt sich „einer der wenigen Spezialisten für europäische Kurzfristmärkte“ – mit mehr als 10.000 vernetzten Anlagen im virtuellen Kraftwerk.

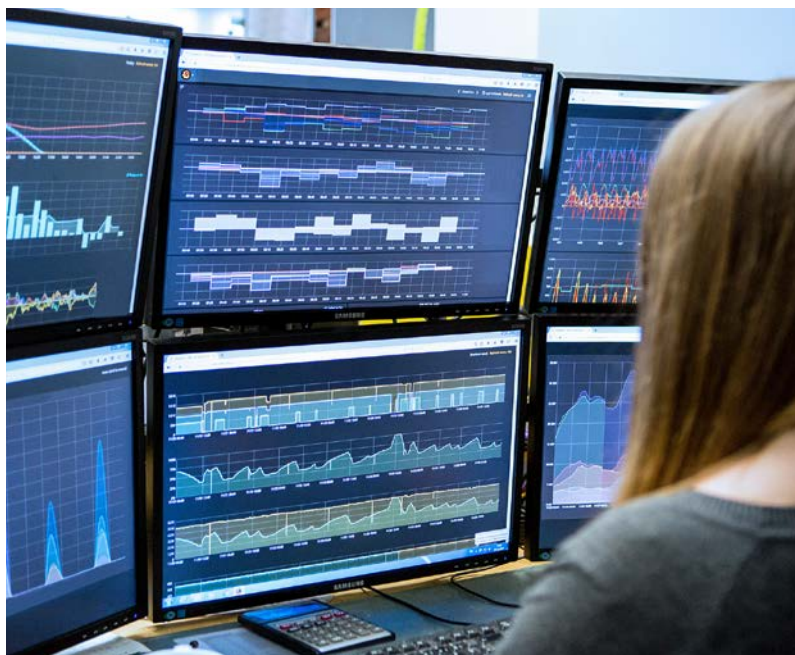
Zum Beispiel **Vattenfall**: Der Leiter des Portfolio-Managements für Erneuerbare-Energien-Anlagen, Christian Sdralek, nimmt bezogen auf die vom EEG mit einer fixen Vergütung abgesicherten Erneuerbarenanlagen „die meiste Musik in Deutschland zum ab Oktober 2021 durchstartenden Redispatch 2.0“ wahr. „Der Gesetzgeber weist dem Anlagenbetreiber, Direktvermarktern und Netzbetreibern eine ganz neue Verantwortung zu“, sagt er im Gespräch mit ERNEUERBARE ENERGIEN (Seite 27). Die Regelung stammt aus dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz von 2019. Sie sieht vor, dass Netzbetreiber aufgrund ihrer Lastflussberechnungen am Vortag wie bisher nur Kraftwerke mit fossilen Brennstoffen ab Oktober auch Anlagen der Windkraft und Photovoltaik (PV) bei absehbarem Stromüberschuss ihre Leistung reduzieren lassen. Der Netzbetreiber muss den entgangenen Ausfall entschädigen. Um die neue Verantwortung technisch und zugleich wirtschaftlich gut zu bewältigen, kann der Direktvermarkter mit mehreren Abrechnungs- und Bilanzierungsmethoden jonglieren.

PPA-Vielfalt

STROMLIEFER-VERTRÄGE (Power Purchase Agreements (PPA)) sichern oft langfristig für zehn Jahre Abnahmemengen zugunsten des Grünstromproduzenten und Strompreise für den Stromkunden ab. Es gibt Varianten: Corporate PPA, Greenfield-PPA, Short PPA (ein bis fünf Jahre) oder PPA mit Repowering.

Vattenfall ist mit rund 6.000 Megawatt (MW) betreuter Erzeugungsleistung einer der größten Direktvermarktungsdienstleister für Erneuerbare-Energien-Anlagen. Außer auf Standard-Handel im kurzfristigen Spot- und Reservemarkt konzentriert sich der schwedische Versorger auf den Abschluss langfristiger Stromlieferverträge: Mit Green Corporate Power Purchase Agreements (CPPA) versorgt Vattenfall seine Industriekunden mit Liefermengen zu einem fest vereinbarten gemäßigten Preis, was diese langfristig gegen Kostensteigerungen absichert. Hinzu kommen Greenfield-PPA für neue PV-Freiflächenanlagen, deren Projektierer damit die Ausschreibungen für die EEG-Vergütung umgehen möchten. Auch PPA für nach 20 Jahren offiziell ausgeforderte PV- oder Windenergie-Altanlagen organisiert das Unternehmen für Industriekunden – oder für den Stromvertrieb bei Vattenfall.

Die Vielfalt der PPA-Modelle ist wohl so groß wie nie: Langfristige Stromlieferverträge mit Stromversorgern von bis zu 15 Jahren, als Varianten regionale PPA oder Shortterm-PPA für ein bis fünf Jahre

**Baywa RE,**

Tel. 0341/308606-00 und 089/383932-5703

Greenpeace Energy/Planet Energy,

Tel. 040/808110-770

Next Kraftwerke,

Tel. 0221/82008570

Trianel,

Tel. 0241/41320-424

Vattenfall,

Tel. 040/24430-559



ANZEIGE

„Wir verringern den Kauf von Ausgleichsenergie“

Sie setzen Künstliche Intelligenz ein, um Mehrerträge für Biogasanlagen zu generieren. Wie funktioniert das?

» **Bastian Wurm:** Wir setzen neuronale Netze zur kontinuierlichen Berechnung der Einspeiseprognosen von Wind- und PV-Strom ein und gleichen dann über eine vollautomatisierte Steuerung von Biogasanlagen die Bilanzkreisungleichgewichte aus. Das ist dann besonders interessant, wenn der Ausgleich handelsseitig nicht mehr möglich ist, zum Beispiel ab fünf Minuten vor der Lieferung. Die dazu bereitgestellten Biogasanlagen können so über den Trianel-Bilanzkreisausgleich Mehrerträge erwirtschaften. Sie leisten so einen Beitrag, die Marktintegration von Wind und PV mit erneuerbaren Energien zu ermöglichen. Damit lösen wir das Problem des Bilanzkreisausgleichs in der Direktvermarktung zu 100 Prozent mit erneuerbaren Energien.

Seit wann und warum machen Sie das?

» **Bastian Wurm:** Seit mehr als einem Jahr. Seither versuchen wir die teils hohen Kosten für den Kauf von Ausgleichsenergie an den Strommärkten weiter zu verringern, auch wenn es sich dabei oft nur um kleine Energiemengen handelt. Frei nach der alten Regel 100 Mal ein Euro gespart sind auch viel Geld.



Bastian Wurm,
Leiter Direktvermarktung, Trianel



Machen Bioenergieanlagen das alles mit?

» **Bastian Wurm:** Natürlich halten wir uns an mit den Kunden vereinbarte Grenzwerte. Kunden können uns Preise vorgeben, um die Erzeugung anzupassen. Doch anders als im klassischen Regelleistungsmarkt gibt es hier keine Pflichtvorhaltung der Leistung, sodass wir und der Biogasanlagenbetreiber die Flexibilität gewinnen, um am Intraday zu handeln.

Die Trianel-Direktvermarktung schaltet alle Märkte zusammen. Wie geht das?

» **Bastian Wurm:** Eigentlich nutzen wir Mechanismen für kleinere Biogasanlagen, die seit Jahrzehnten im Großanlagenbereich bekannt sind. Wir haben sie mit einer Eigenentwicklung erweitert, die im Kern ein mathematisches Modell zur Optimierung des Anlagenbetriebs ist. Unser digitales System erstellt optimale Fahrpläne, entscheidet selbstständig, ob es im Regelleistungs-, Spot-, Intraday-Markt oder im Trianel-Bilanzkreisausgleich vermarktet. Es errechnet alle fünf Minuten die beste Vermarktung und passt die Fahrpläne automatisch an. (TW) ■



Web-Wegweiser:

trianel.com/produkte/direktvermarktung

Direktvermarktung Special

oder gar mit flexiblen Laufzeiten. Aber auch die Handels- und Vermarktungsformen nehmen zu: hier ein neuer Regelarbeitsmarkt, da flexible Grünstromvermarktung an kurzfristigen Spotmärkten, dort Spotmarkt-Kunden mit anteiligem Eigenverbrauch. Es sind spannende Märkte: Der 2020 eingeführte Regelarbeitsmarkt beispielsweise lässt Anlagen kurzfristig Regelernergie anbieten und liefern, wenn es gerade passt – und nur den Arbeitspreis bekommen. Sie müssen anders als im klassischen Regenergiemarkt keine Leistung im Voraus vorhalten, die vielleicht nicht abgerufen und so nur halb vergütet wird.

Wie viele Anbieter es gibt, ist kaum allgemeingültig zu klären. Beim Mitzählen vieler Stadtwerke kommen Marktbeobachter schnell auf 50. Doch ihre Schwerpunkte sind höchst unterschiedlich.

Ebenfalls ein großer Vermarkter mit 6,6 GW im Portfolio ist die Münchner **Baywa RE** (Interview Seite 31). Das Unternehmen hatte 2019 das PV-Freiflächenfeld Barth V als erste subventionsfreie Solaranlage in Deutschland mit 8,8 MW Erzeugungskapazität durch ein fünfjähriges PPA abgesichert. Die

„Wir können die Pflichten des Anlagenbetreibers übernehmen, quasi als Rundum-sorglos-Paket.“

Christian Sdrlek,
Head of Renewables
Portfolio Management,
Vattenfall, zu einem möglichen Verhältnis von Erzeuger und Vermarkter



Energiehandelstochter BayWa r.e. Energy Trading GmbH übernimmt hier den Strom. Mit PPAs will Baywa RE es Investoren ermöglichen, PV-Vorhaben auch außerhalb des Förderregimes und der engen vom EEG vorgegebenen Flächenkulisse zu verwirklichen. Die Flächenkulisse beschränkt die Vergütung auf Standorte bestimmter Kriterien.



BESSER VERNETZT

BEIM FÜHRENDEN DIREKTVERMARKTER IN DEUTSCHLAND

- › Über **10.000 Anlagen** mit rund 8.500 MW vernetzter Leistung im Next Pool
- › Kostenfreie Übernahme der **Redispatch 2.0 Pflichten** in der Direktvermarktung
- › **Zugang** zu allen relevanten Strom- und Flexibilitätsmärkten

Wir freuen uns auf Ihre Anfrage!



Foto: Trianel

Was passt auf Ihr Projekt am Besten: Handloptimierung im Fünfminutentakt wie hier bei Trianel für Biogasverstromung oder Vereinbarung fester Liefermengen sowie alternativ der Lieferung allen in einem bestimmten Zeitraum erzeugten Stroms durch Power Purchase Agreement?

Baywa RE vermarktet vor allem Windparks, aber auch jeweils mehrere 100 MW PV- und Biokraftwerke. Gemäß der 2012 eingeführten EEG-Marktprämie vergütet das Unternehmen wie andere Direktvermarkter auch den Kunden den eingespeisten Strom in der Höhe des veröffentlichten energieträgerspezifischen Monatsmarktwertes gegen

eine Dienstleistungsgebühr. Zusätzlich erhalten die Anlagen- vom Netzbetreiber eine Marktprämie: Sie begleitet die Differenz zwischen dem bundesweiten mittleren Monatsmarktwert des Grünstroms und dem EEG-Vergütungssatz. Wo der Direktvermarkter bessere Preise im Grünstromhandel erzielt als der Marktwert, profitiert der Kunde von stabilen fairen Dienstleistungspreisen und der Abnahme von Risiken durch den Direktvermarkter – der beispielsweise keine oder nur geringe negative Strompreise durchreicht, wenn zu viel Wind- und PV-Strom das Stromangebot über die Nachfrage hinaus erhöhen. Bei wohl seltener höherer Risikobereitschaft und Verzicht auf Absicherung gegen Negativpreise könnten die Direktvermarkter auch etwas vom Extrageinn an die Anlagenbetreiber weiterreichen.

Wie sehr die Direktvermarkter hier gestalten können, führt auch Stadtwerke-Kooperation **Trianel** vor. Die Herausforderungen bei der Einhaltung der Bilanzkreistreue löst Trianel insbesondere durch Biogasanlagen, die durch ihre steuerbare Leistung hier einen wertvollen Beitrag leisten können. ▶

ANZEIGE

„Die Industrienachfrage nach PPA wächst“

Welche aktuellen Herausforderungen sehen Sie in der Direktvermarktung?

» **Mike Kutzner:** Das Thema, welches alle Direktvermarkter, Anlagenbetreiber und Netzbetreiber in diesem Jahr am meisten beschäftigen dürfte, ist das Redispatch z. B. Von dieser Neuregelung des Netzengpassmanagements sind alle Anlagen ab 100 kW betroffen. Sie weist Anlagenbetreibern und Direktvermarktern einige Aufgaben zu. Dabei muss vor allem sichergestellt werden, dass die vom Netzbetreiber benötigten Daten fristgemäß ausgetauscht werden können. Wir versuchen unsere Kunden bei der Umstellung durch regelmäßige Schulungen und Informationen bestmöglich zu unterstützen und bieten ihnen die Übernahme der neuen Marktrollen als Service an.

Seit Januar sind die ersten Anlagen aus der EEG-Vergütung gefallen. Welche Möglichkeiten bieten sich für die Vermarktung von Anlagen im Weiterbetrieb?

» **Mike Kutzner:** Betreiber von Anlagen mit auslaufender Förderung können zwischen der Vermarktung nach Marktwert und einer Vermarktung zum Festpreis wählen. Für den Abschluss eines Festpreises ist der Zeitpunkt der Preisfixierung entschei-



Mike Kutzner,
Leiter Key Account
Management,
BayWa r.e.

dend. Derzeit liegen die Preise am Terminmarkt für 2022 deutlich über den Preisen in 2020, sodass Betreiber den Weiterbetrieb zu durchaus attraktiven Preisen sicherstellen können.

Sie haben als BayWa r.e. bereits weltweit solche Festpreisverträge, sogenannte PPAs, für Greenfield-Projekte realisiert. Wie gestaltet sich der Markt für PPAs in Deutschland?

» **Mike Kutzner:** Deutschland ist im Vergleich zu anderen Märkten bisher ein kleiner Markt für PPAs, aber auch hier gewinnt das Thema an Bedeutung. Denn zum einen bieten PPAs für die Projektentwickler inzwischen eine attraktive Möglichkeit, feste Einkommensströme langfristig zu garantieren, zum anderen wächst die Nachfrage auf Seiten der Industrie nach ihnen, um sich vor volatilen Preisen für Strom und insbesondere für Herkunftsnachweise zu schützen. Die derzeit guten Preise am Terminmarkt befördern den Abschluss von langfristigen Stromabnahmeverträgen auch zur Projektfinanzierung. (TW) ■



Foto: BayWa r.e.

» **Web-Wegweiser:**
baywa-re.de



Foto: Thorsten Berndt - Greenpeace Energy

Alt-Windpark-Strom aus Uetersen für Greenpeace Energy: Die örtlichen Bürger Karl-Heinz Schlüter (vorn) und Thorsten Berndt freut der Abschluss des Stromlieferungsvertrags. Im Sommer soll eine Bürgergenossenschaft zur Beteiligung am geplanten Repowering entstehen, das 2023 abgeschlossen sein soll.

Insbesondere diese können an den Regulenergiemärkten teilnehmen, um Mehrerlöse zu erwirtschaften. Allerdings begrenzt die Teilnahme an den Regulenergiemärkten Biogasanlagen in ihren Möglichkeiten auch die Chancen der Intraday-Vermarktung zu nutzen. Daher hat Trianel einen eigenen virtuellen Markt für Biogasanlagen geschaffen, der den Bilanzkreisgleich des Gesamtportfolios von Trianel managt. Der Bilanzkreis ist die vom Netzbetreiber zugewiesene Verantwortung, im eigenen Handelsbereich immer Stromerzeugung und Verbrauch auszugleichen, notfalls durch Zukauf teils teurer Regulenergie. Der virtuelle Markt von Trianel ist ein sogenanntes neuronales Netz und basiert auf Algorithmen, die fast zeitgleich entscheiden können, in welchem Markt – Spot-, Intraday-, Regulenergie- oder Trianels Bilanzkreismarkt – die jeweils besten Preise zu erzielen sind. Ein mathematisches Programm lässt diese Fahrpläne im Fünf-Minuten-Takt erstellen. Trianel verwaltet derzeit ein Direktvermarktungs-Portfolio mit rund 2,8 GW.

Mehr Flexibilität erfordert das EEG 2021 auch beim Eigenverbrauch der PV-Anlagenbetreiber. Künftig ist Eigenverbrauch selbst erzeugten Stroms beispielsweise durch Hauseigentümer nicht mehr nur bis 10, sondern bis 30 Kilowatt von der rund sechs

Eigenverbrauch

KOMBINIERT mit Direktvermarktung wird nach der Reform des EEG 2021 wohl an Bedeutung gewinnen. Eigenverbrauch ist nun bei Photovoltaikanlagen bis 30-Kilowatt von der Zahlung der EEG-Umlage befreit, Betreiber von Anlagen bis 750 Kilowatt können den Strom jeweils zur Hälfte für Eigenverbrauch und zur Direktvermarktung nutzen.

Cent pro Kilowattstunde (kWh) hohen EEG-Umlage befreit, die zur Refinanzierung der EEG-Vergütungen dient. Doch auch Gewerbeanlagen bis 750 kW müssen nicht in die Ausschreibung, wenn sich die Betreiber für Eigenverbrauch entscheiden. Dann bekommen sie aber über den Direktvermarkter nur 50 Prozent der Einspeisung vergütet. Den Rest müssen sie verbrauchen oder speichern und auf den Eigenverbrauch 40 Prozent EEG-Umlage bezahlen.

Größter PV-Strom-Vermarkter ist **Next Kraftwerke**. Das Unternehmen vermarktet gemäß einer Erhebung der Energiewirtschaftszeitung *Energie & Management* von gut sechs GW mehr als vier GW an PV-Anlagen. Über ein großes virtuelles Kraftwerk, das verschiedene Erneuerbare-Energien-Anlagen in unterschiedlichen Regionen vernetzt und steuert, gleicht Next Kraftwerke die eigenen Bilanzkreise bestmöglich aus. Europaweit sind es rund 10.000 Anlagen. Next Kraftwerke spezialisiert sich insbesondere auf die Vermarktung von Regulenergie und den Fahrplanbetrieb für steuerbare Anlagen, wie Marketing-Managerin Verena Dubois betont: Das Unternehmen sieht sich als Spezialist für europäische Kurzfristmärkte.

Denn auch wenn die Preise hier eher sinken und negative Strompreispasen auftreten: Risiko-

aber auch chancenreich wird die Direktvermarktung durch die Preisschwankungen, die mit dem Anteil volatilen Wind- und PV-Stroms zunehmen.

Das zeigt sich auch im Geschäft mit PPA. Infolge der Corona-Pandemie war der Terminhandel von auf ein bis drei Jahre später terminierten Stromlieferpaketen 2020 eingebrochen. Futures geben die Richtung für PPA-Abschlüsse vor, auch weil die Vermarkter im Future-Handel ihre PPA-Strommengen gegen Risiken hedgen, also absichern. Nachdem die Futures 2020 infolge der Coronapandemie auf ungefähr drei Cent pro Kilowattstunde im Grundlastbereich gefallen waren, stehen sie aktuell wieder bei mehr als sechs Cent. So wird das Interesse an PPA breiter: Baywa RE überträgt diesen grünen Strom auch Stadtwerken zur Vermarktung – die können ihn auch als White-Label-Produkt beziehen und als ihr Markenprodukt verkaufen.

Stromversorger **Greenpeace Energy** schnürt dagegen über sein Tochterunternehmen Planet Energy (Interview siehe unten) das Produkt PPA Pro. Betreibern von Ü20-Turbinen bietet es eine

50

PROZENT Windkraftanteil am Strom, den Greenpeace Energy an die eigenen Kunden liefert, sind das Ziel der neuen eigenen Lieferverträge für Strom aus Altwindparks. Greenpeace-Energy-Tochter Planet Energy schließt sie für den Grünstromversorger ab.

Stromabnahme zum Fixpreis an. Dieser enthält einen Aufschlag für die Herkunftsnachweise, die dann Greenpeace Energy im Stromvertrieb nutzt. Ein weiterer Aufschlag wird fällig, wenn sich Planet Energy zudem die Option für eine Windparkerneuerung sichert. Die Betreiber dürfen sich am Repowering beteiligen, müssen aber kein Risiko übernehmen und erst einsteigen, nachdem die Genehmigung und der Ausschreibungszuschlag gewonnen sind.

Der erste Erfolg dieses Programms ist der Windpark Neubronn-Weikersheim. Im April vereinbarte Planet Energy die Stromabnahme von den 0,5 bis 1 MW leistenden 20 Jahre alten Anlagen in Baden-Württemberg. Betreiber ist die Naturkraft Tauber GmbH, die nun mit mehr als 100 Gesellschafterinnen und Gesellschaftern in das neue Projekt wechseln möchte: Geplant ist der Neubau mindestens einer Vier-MW-Anlage. Mit diesem und anderen PPAs will Greenpeace Energy über anlagenscharfe Herkunftsnachweise den Windstromanteil für die eigenen Stromkundinnen und Stromkunden von schon 40 auf 50 Prozent erhöhen. ■

ANZEIGE

„Wir nehmen Strom ab und repowern“

Sie vermarkten unter anderem Strom von Betreibern, deren Windenergieanlagen aus Altersgründen die EEG-Vergütung verloren haben. Ist dies für Sie besonders lukrativ?

» **Julian Tiencken:** Uns geht es hier um Klimaschutz. Greenpeace Energy ist eine bundesweit tätige Ökoenergiegenossenschaft, wir sind die Kraftwerksbau-Tochter von Greenpeace. Mit diesem Hintergrund wollen wir natürlich verhindern, dass Windenergieanlagen nach Ablauf ihrer 20-jährigen EEG-Förderung abgeschaltet werden müssen. Mithilfe von Stromabnahmeverträgen, kurz PPA, können sie weiter auskömmlich erneuerbaren Strom produzieren. Den Betreibern solcher Ü20-Turbinen bieten wir die Abnahme ihres Windstroms an, mit dem Greenpeace Energy seine Stromkundinnen und -kunden versorgt. Wir haben aber auch eine neuere PPA-Variante entwickelt. Bei der bringen wir von Planet energy unsere spezifische Kompetenz mit ein: In diesem Modell wird ein Fixpreis für die Stromabnahme gezahlt, der den Weiterbetrieb gewährleistet, sowie ein Aufschlag für die Herkunftsnachweise für den Grünstrom aus diesen Anlagen. Der Fixpreis errechnet sich aus einem „Base-Price“, von dem wir einen Risikoabschlag für die unregelmäßige windabhängige Erzeugung und für etwaige Anlagen-



Julian Tiencken,
einer von zwei
Geschäftsführern,
Planet energy GmbH



ausfälle abziehen. Hinzu kommen unter anderem Aufschläge eben für Herkunftsnachweise und die Option, dass wir als Planet energy ein Repowering planen sowie uns am Windpark beteiligen können.

Das nennen Sie PPA PRO. Warum?

» **Julian Tiencken:** Das PRO steht für Premium Repowering Option. Die Eigentümer der Altanlagen können nach dem oft langwierigen und nicht immer erfolgreichen Genehmigungsverfahren, das wir vorfinanzieren, wählen, ob und wie umfangreich sie sich am Windpark beteiligen. Weil wir die Genehmigung für den Windpark dann bereits eingeholt haben, sinkt das Projektrisiko für sie erheblich.

Wie legen Sie die Fixpreise fest?

» **Julian Tiencken:** Die Altanlagenbetreiber können gemäß der Stromhandelskonjunktur entscheiden: Jetzt sind die Preise gut, jetzt will ich zum Fixpreis einloggen. Aber wir bieten auch ein Modell an, bei dem es beim Überschreiten eines bestimmten Börsen-Stromwertes eine Erfolgsbeteiligung gibt. Und wir finden auch individuelle Lösungen. (TW) ■

Foto: Planet energy GmbH

» **Web-Wegweiser:**
planet-energy.de