

## Gute Vorsätze für 2020:

Mehr Power Purchase  
Agreements für Deutschland



# Gute Vorsätze für 2020: Mehr Power Purchase Agreements für Deutschland

## Einleitung

„Covestro setzt auf Grünstrom“ – so lautete im Dezember 2019 die Pressemeldung des Leverkusener Chemiekonzerns, den Bayer 2015 an die Börse gebracht hatte. Der Vertrag umfasst eine Kapazität von 100 MW aus dem Offshore-Windpark Borkum Riffgrund 3 von Ørsted. Damit zählt dieses PPA mit einer Laufzeit von 10 Jahren zu einem der größten industriellen Abnahmeverträge mit Grünstrom in Deutschland.<sup>1</sup>

Auch die Deutsche Bahn hat im vergangenen Jahr für Aufsehen gesorgt, so schrieb diese die Beschaffung von Grünstrom mit einem Volumen von 500 GWh über eine Dauer von 8 Jahren aus. Daimler hatte bereits Ende 2018 angekündigt, Strom von älteren Windparks im Umfang von 46 MW einzukaufen.<sup>2</sup>

Immer wieder sorgen Meldungen dieser Art für Aufsehen in Deutschland. Doch wo steckt das wesentliche Potenzial?

## Die Produktionsseite: Steigender Bedarf bei förderfreier EE-Erzeugung

Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung unseres ersten Artikels zu diesem Thema zu Beginn des Jahres 2018 wurde in Deutschland noch verhältnismäßig wenig über PPAs diskutiert. Seinerzeit wurde die Debatte einerseits durch die niedrigen Zuschlagswerte bei der EEG-Ausschreibung im Bereich Wind Onshore mit Zuschlagswerten von bis zu 2,20 ct/kWh (November 2017) befeuert. Gleichzeitig überdeckten immer neue

Meldungen zu Wind-PPAs in Skandinavien und den USA die Medienlandschaft. Mit dem zunehmenden Genehmigungsstau für neue Onshore-Windprojekte wurde das Thema dann zumindest vorübergehend geparkt. Obgleich mit der Dezemberrauschreibung eine leichte Überzeichnung beobachtet werden konnte, ist mittelfristig jedoch nicht von einer nachhaltigen Änderung der Genehmigungssituation zugunsten der Windenergie auszugehen.

Absehbar sorgt zumindest die Post-EEG-Ära im Windbereich ab 2021 für einen erheblich steigenden Bedarf mittelfristiger Stromabnahmeverträge. Dann erreichen etwa 4.000 MW das Ende der EEG-Förderung und bis 2025 kommen jährlich etwa 2.400 MW hinzu.<sup>3</sup> Ist ein Standort nicht repoweringfähig, ein Weiterbetrieb technisch möglich und vertraglich darstellbar, so ist die Strukturierung eines PPA eine mögliche adäquate Lösung zur Deckung der Betriebs- und Finanzierungskosten.

Im Bereich der PV-Freiflächenprojekte ist, durch den stetigen Verfall der Investitionskosten unter den derzeitigen Rahmenbedingungen in Deutschland, ein stark wachsender Bedarf an langfristigen förderfreien Vermarktungsmöglichkeiten zu beobachten. Da es auf diesem Wege möglich ist, von der maximalen Gebotsmenge von 10 MWp gem. § 37 Ziff. 3 EEG 2017 abzuweichen und auch die strikten Flächenrestriktionen als Voraussetzung der Förderfähigkeit entfallen, werden zunehmend größere PV-Projekte erneut aufgegriffen oder auf der grünen Wiese entwickelt. Erste förderfreie Projekte wurden Anfang 2019 bekannt. EnBW kündigte seinerzeit an, das 175 MWp PV-Projekt in Weesow-Willmersdorf in Brandenburg förderfrei zu realisieren. Etwa zeitgleich machte Energiekontor bekannt, ein 85 MWp PV-Projekt in der Stadt Marlow bei Rostock mit PPA umsetzen zu wollen. Doch nicht nur große, sondern auch kleinere PV-Projekte sind für diesen Markt interessant. So hat der bayrische Energiedienstleister MaxSolar eine PV-Freiflächenanlage mit 1,5 MWp mit der Schweizer Axpo über ein PPA realisiert. Ein weiteres Beispiel

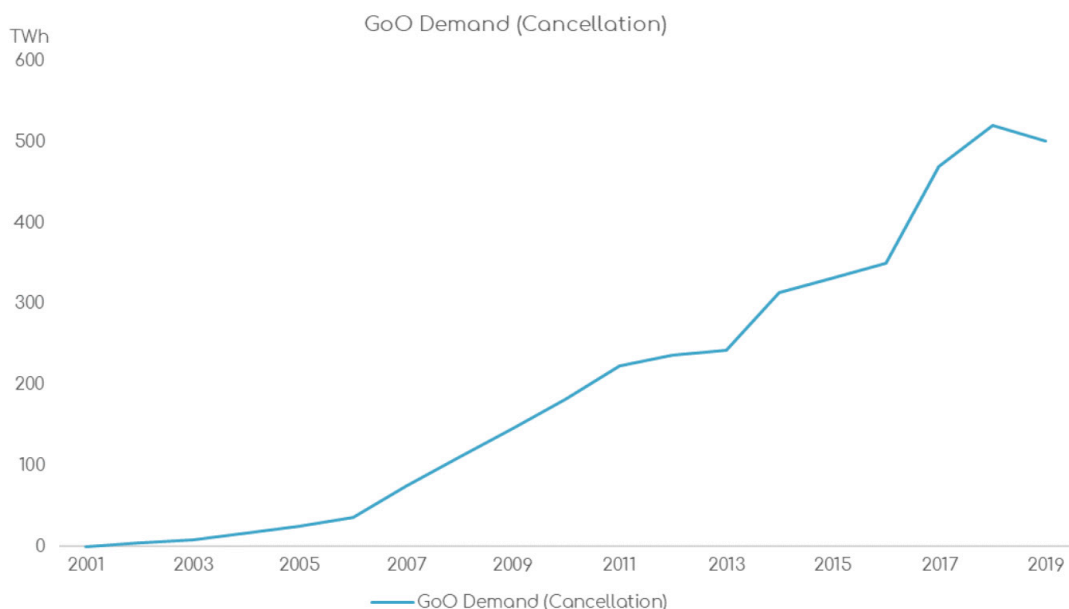
liefert der Solarentwickler Enerparc. Die Hamburger haben ein 52 MWp-Portfolio bestehend aus fünf bayrischen PV-Projekten vermarktungsseitig mit einem nordischen Energieversorgungsunternehmen strukturiert und die Stromabnahme für eine Dauer von über 10 Jahren vereinbart.

Die Erfolgsaussichten der Strukturierung von PPAs für PV-Freiflächenprojekte hängen nicht zuletzt von spezifischen Fragestellungen ab und können nur bedingt pauschal beantwortet werden:

- In welchem Stadium befindet sich die Projektentwicklung und wie lautet die Realisierungswahrscheinlichkeit? Wie passt sich der PPA-Strukturierungsprozess in den Projektentwicklungszeitplan ein?
- Welche Strukturierungsstrategien sind für das Projekt mit Blick auf die Transaktionskosten optimal?
- Wie bemisst sich die Wettbewerbsfähigkeit des PV-Projektes? Wie können wettbewerbliche Verfahren durchgeführt werden? Wer sind geeignete Parteien?
- Welche Anforderungen stellt der operative Betrieb?
- Wie ist der Verwertungs- und Finanzierungspfad ausgestaltet? Wie ist die Projektfinanzierung zu strukturieren?

## Die Abnahmeseite: Wachsende Relevanz von Energieversorgungsunternehmen

Die Industrie spielt eine große Rolle bei der langfristigen Abnahme von Grünstrom. So steht sie doch für etwa 45 % des gesamten Stromverbrauchs in Deutschland. Dieser betrug 2019 etwa 540 TWh.<sup>4</sup> Dieser Aufgabe haben sich große Unternehmen mit globalen Nachhaltigkeitsstrategien angenommen. Um die Möglichkeiten und den Markt rund um die Beschaffung grüner Energie voranzutreiben, tun sich diese in Initiativen wie „RE100“ zusammen. Die Aktivitäten dieser „Global Player“ und eben solcher wie der Deutschen Bahn oder Covestro nehmen zu. Dennoch handelt es sich bei diesen Aktivitäten weiterhin um Einzelfälle. Unstrittig ist, dass industrielle Ziele wie die Sicherung der Position im internationalen Wettbewerb langfristig im Verbund mit Nachhaltigkeitszielen einhergehen müssen.<sup>5</sup> So steigt die Nachfrage nach preisoptimalem grünen Strom gemessen am Handel von Herkunftsnachweisen (Guarantees of Origin oder „GoO“) aus Erneuerbaren Energien stetig an.<sup>6</sup>



Die Problem- und Fragestellungen bei der Beschaffung Erneuerbaren Stroms sind aus der Sicht von industriellen und gewerblichen Letztverbrauchern allerdings divers. Diese handeln vom bedingt planbaren Betriebshorizont einzelner Produktionsstandorte und der sich daraus ableitenden Ungewissheit des langfristigen Strombedarfes. Technische Risiken, die sich aus der Stromproduktion eines EE-Kraftwerkes ergeben, müssen identifiziert, verstanden und behandelt werden. Der Ausgleich von schwankender Erzeugung und schwankendem Verbrauch muss gesteuert, Ausfallrisiko der Kontrahenten abgesichert werden.

Um diesen spezifischen Risiken zu begegnen, ist es erforderlich, dass sich Verbraucher und Erzeuger einander nähern.

Hierzu rücken die Energieversorgungsunternehmen („EVU“) und Energiehändler als Risikomanager wieder verstärkt in den Fokus.

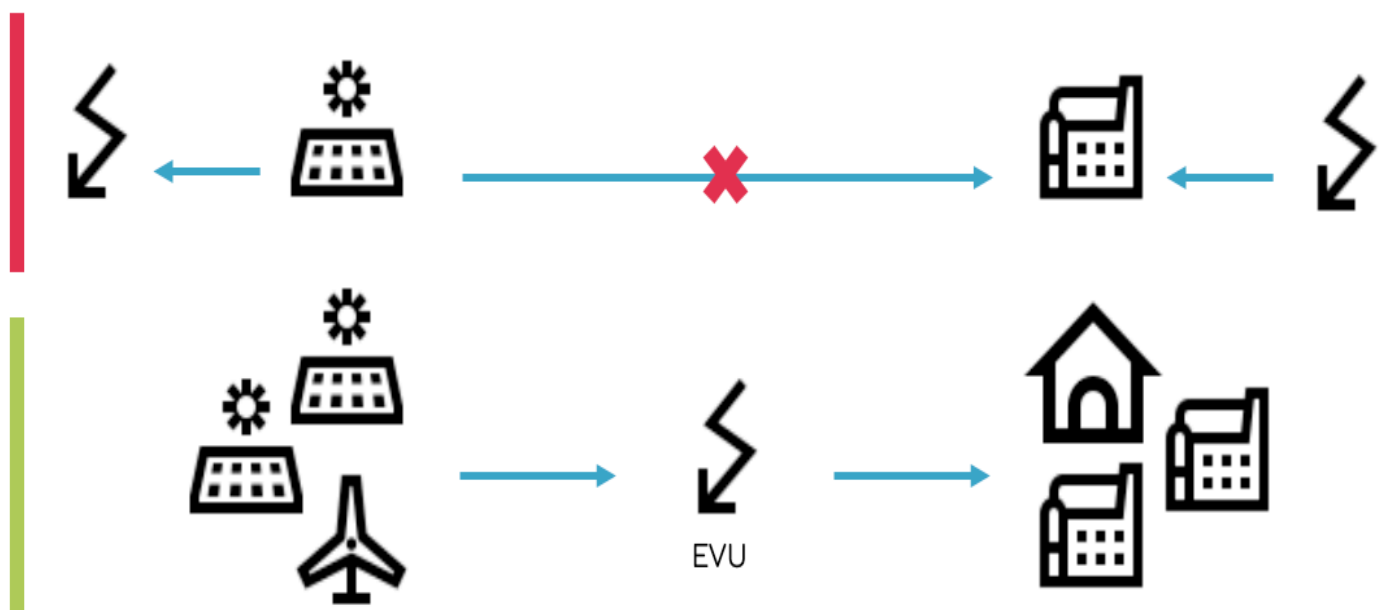
Die Expertise aus der Endkundenbelieferung, der Prognose und dem Bilanzausgleich sowie die Überwachung von Ausfallrisiken gehören zum Tagesgeschäft jedes EVU. Das Portfoliomanagement ermöglicht es, langfristige Abnahmeverpflichtungen preisoptimalen Lieferverpflichtungen entgegenzu-

stellen und technische Risiken zu bewerten oder zu mitigieren. Durch die Konstruktion dieser „grünen“ Portfolios ist es dem EVU möglich, zunächst inkompatibel wirkende Lieferkonstrukte (z. B. aufgrund Menge, Laufzeit oder technischer Risiken) im Sinne des direkten Verhältnisses zwischen EE-Betreiber und Letztverbraucher maßgeschneidert zu strukturieren.

Operative Risiken, die sich aus der Betriebsphase ergeben, können auf diese Weise ebenfalls beliebig zwischen den Parteien allokiert werden, beispielsweise indem eine referenzielle Produktionsmenge im Sollbetrieb zwischen EVU und Letztverbraucher vereinbart und abgerechnet wird. Spezifische Risiken aus Wartung und Instandhaltung verbleiben bei dem EVU oder EE-Betreiber (sog. Proxy Generation PPA).

Letztlich ermöglicht der Zugang zu kleineren bzw. stromverbrauchsärmeren Letztverbrauchern jenseits der vorgenannten Global Player einem EVU, neue Bedarfe nach Erneuerbarem Strom zu heben und zu decken.

Dies wäre annahmegemäß für den EE-Betreiber bzw. Entwickler nicht zuletzt aus Fragen der Transaktionskosten herausfordernd.



## Ausblick

Der Solarmarkt steht für die Post-EEG-Ära bereit. Dies zeigen auch unsere Erfahrungen mehrerer PPA-Strukturierungen für Freiflächen-PV-Projekte in Deutschland, die wir im vergangenen Jahr begleiten durften. Es ist davon auszugehen, dass in den kommenden Jahren einige große Freiflächen-PV-Projekte ohne EEG-Tarif realisiert werden. Für neue Onshore-Windprojekte ist mit Blick auf den bedingten Wettbewerb in den Ausschreibungen nicht mit förderfreien Projekten zu rechnen. Allerdings steht Deutschland vor einer gigantischen Welle potenziell förderfreier Projekte für den Weiterbetrieb. Hier gilt es, insbesondere wirtschaftliche Herausforderungen zu lösen und technische Risiken zu behandeln.

Frohes Neues - wir unterstützen Sie gern.

VON: MARTIN KANTEL

### QUELLEN:

<sup>1</sup> Covestro AG <https://presse.covestro.de/news.nsf/id/covestro-setzt-auf-gruenstrom>

<sup>2</sup> Daimler AG <https://media.daimler.com/marsMediaSite/en/instance/ko.xhtml?oid=42052688&rellid=1001&resultInfoTypeld=175>

<sup>3</sup> Bundesverband Windenergie e.V. (BWE) <https://www.windenergie.de/themen/politische-arbeit/weiterbetrieb-und-repowering>

<sup>4</sup> Umweltbundesamt (UBA) <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch>

<sup>5</sup> Bundesverband der deutschen Industrie e.V. <https://bdi.eu/themenfelder/umwelt/nachhaltiges-wirtschaften>

<sup>6</sup> Association of Issuing Bodies (AIB) <https://www.aib-net.org/facts/market-information/statistics/activity-statistics>

