



Joachim Held, Mag. rer. publ.
Rechtsanwalt, Rödl & Partner
GbR Nürnberg

PPA für Erneuerbare Energien und KWK

Typologische Einordnung und rechtliche Rahmenbedingungen marktfähiger Energieerzeugungsanlagen

Joachim Held, Mag. rer. publ. und Katja Koch, LL.M.



Katja Koch, LL.M.
Rechtsanwältin, Düsseldorf
Attorney (USA)

Power Purchase Agreements (PPA) als Grundlage der Finanzierung regenerativer und effizienter Stromerzeugungsanlagen könnten nach Eintritt der seit langem erwarteten Wettbewerbsfähigkeit Erneuerbarer Energien als neuer Vertragstypus den deutschen Erzeugungsmarkt prägen. Dabei ist die typologische Bestimmung und rechtliche Ausgestaltung bislang noch weitgehend ungeklärt. Ein PPA-Markt mit einer hohen Wettbewerbsintensität durch private Ausschreibungsverfahren könnte hierbei wertvolle Innovations- und Effizienzreize zur Fortsetzung der Energiewende setzen.

I. Einleitung

Das Thema der förderfreien regenerativen Energieerzeugung beherrscht zur Zeit die einschlägigen Fachzirkel. Pressemeldungen,¹ Studien von Banken und Beratungsunternehmen² und Fachveranstaltungen³ zur Finanzierung von Wind und Solaranlagen durch sog. „Power Purchase Agreements“ (nachfolgend kurz „PPA“) haben Konjunktur. Dabei ist das Thema der weitgehend auf Markterlösen basierenden Refinanzierung von Erzeugungsanlagen keinesfalls alleine auf volatile Erzeugung beschränkt. Gerade planbare EE-Anlagen wie Wasserkraft, Biomasse und Biogase werden aufgrund der Fähigkeit zu einer markt- oder bedarfsorientierten Betriebsweise marktfähig. Dabei besteht bei KWK-Anlagen neben dem Strommarkt mit dem Wärmemarkt eine weiterer stabiler Erlöspfad zur Verfügung. Auch wenn die komplexeren Risiken hier viele Investoren noch abschrecken, sollen im Folgenden deshalb alle klimafreundlichen Erzeugungstechnologien einbezogen werden. Dabei fehlen in der aktuellen Debatte weitgehend rechtliche Aspekte.⁴ Insofern soll im Folgenden ausgehend von einer

historischen Darstellung (I. 1.) eine begriffliche Bestimmung des Vertragstyps vorgenommen werden (I. 2. und 3.) und der vertragsrechtliche Rechtsrahmen (II.) für PPA dargestellt werden.

1. Historische Entwicklung der Kraftwerksfinanzierung

Konventionelle Kraftwerksprojekte werden schon immer auf der Grundlage von langfristigen Stromliefer- oder Bezugsrechtsverträgen finanziert.⁵ Insbesondere im internationalen Kraftwerksgeschäft haben die immer wieder ähnlichen Interessen der Projektbeteiligten zu einem jurisdiktions übergreifenden Vertragstypus des PPA geführt.

In der deutschen Erneuerbare-Energien-Branche besteht dagegen aufgrund des Abnahme- und Vergütungsgarantiesystems des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG) eine Sondersituation, da die Netzbetreiber kraft eines gesetzlichen Schuldverhältnisses⁶ zwangsweise die Vermarktung des Stroms übernehmen mussten.⁷ Allerdings hat sich auch hier die Welt mit der Einführung der geförderten Direktvermarktung⁸ verändert. Zwar sind die EEG-Anlagenbetreiber durch den Marktpreisgleichmechanismus der Marktprämienförderung weitgehend von Marktrisiken entlastet. Verblei-

1 Z.B. Energate vom 06.09.2018, „Erster PPA-Vertrag für deutsche Privatkunden“; vom 04.09.2018, „Statkraft schließt ersten Vertrag für Post-EEG-Windparks“.

2 Brokelmann/Griebel, Corporate PPA, Branchenstudie der HSH Nordbank AG, April 2018; Hunecke u.a., Power Purchase Agreements: Finanzierungsmodell von Erneuerbaren Energien, Energy Brainpool, Januar 2018, Salcher u.a., Frischer Wind durch PPA, Studie KPMG, 2018; Berger/Held u.a., Corporate PPA erfolgreich gestalten, E-Book Rödl & Partner, November 2018, Kantel, Corporate PPAs in Deutschland, 4initia GmbH, März 2018.

3 Z.B. Stiftung Umweltenergierecht, Expertenworkshop: Aktuelle Fragen der Direktvermarktung, 23.10.2018 in Würzburg, RE-Source 2018, 19.–21.11.2018 in Amsterdam.

4 Hilpert, Rechtliche Bewertung von Power Purchase Agreements (PPAs) mit erneuerbaren Energien, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 12, Dezember 2018.

5 Bundeskartellamt, Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel, Abschlussbericht gemäß § 32e GWB – Januar 2011, 93.

6 Leicht/Brunstam, in: Greb/Boewe, BeckOK EEG, 7. Ed., Stand: 01.08.2018, § 7 Rn. 8, unter Verweis auf BT-Drs. 16/8148, 41; Lührig, in: Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 5, KWKG, 2018, § 3 Rn. 12; § 4 Rn. 10.

7 Cosack, in: Frenz u.a. (Hrsg.), EEG, 5. Aufl. 2018, § 59 Rn. 1 ff.; Assmann, in: Assmann/Peiffer, KWKG, 2018, § 4 Rn. 25 f.

8 Hennig/von Bredow/Valentin, in: Frenz u.a. (Hrsg.), EEG, 5. Aufl. 2018, § 3 Rn. 92 ff.; Lührig, in: Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Band 5, KWKG, 2018, § 4 Rn. 1 ff.

bende Vermarktungsrisiken werden darüber hinaus in der Regel von den Direktvermarktungsdienstleistern getragen. Gleichwohl sind nunmehr sog. „Direktvermarktungsverträge“ für alle neuen, größeren EEG-Anlagen erforderlich. Aber auch für die Bestandsanlagen ist die freiwillige Direktvermarktung in der Regel wirtschaftlich vorteilhaft, sodass inzwischen ca. 65 % der gesamten installierten EEG-Anlagenleistung direkt vermarktet wird.⁹ Deshalb haben sich für das neue Marktsegment der EEG-Direktvermarktung inzwischen eigene Vertragsstandards herausgebildet.¹⁰ Im Bereich der KWKG-Direktvermarktung bleibt die Entstehung eines eigenen, wettbewerblichen Marktsegments noch abzuwarten.¹¹

Dabei ist ein Direktvermarktungsvertrag nichts anderes als ein Energiebezugsvertrag eines Energiehändlers mit einem Anlagenbetreiber. Selbstverständlich bestehen bei der freien Vermarktung ohne den Sicherungsmechanismus der Marktprämie und die Ausfallvergütung des EEG wesentliche Unterschiede bei der Preisgestaltung. Insbesondere soweit als Vermarktungsart bei einem PPA nicht die Vermarktung am Spotmarkt einer Energiebörse, sondern andere Vermarktungsarten wie z. B. OTC-Vermarktung, Areal- oder Direktbelieferung sowie Eigenstromversorgung gewählt werden, können die mit der Vergütung zusammenhängenden Regelungen eines PPA erheblich von den Direktvermarktungsvertrags-Standards abweichen.

Inzwischen hat der deutsche Gesetzgeber die Förderung regenerativer und hocheffizienter Kraftwerke durch ein auf feste Ausschreibungskapazitäten beschränktes Ausschreibungsfördersystem zurückgefahren. Darüber hinaus wird ab 2021 die 20-jährige Förderung von EEG-Bestandsanlagen enden, sodass zunehmend ungeforderte EEG-Anlagen im Markt verfügbar sein werden. Schließlich wird erwartet, dass der Strompreis innerhalb der typischen Refinanzierungszeiträume für dezentrale Erzeugungsanlagen weiter ansteigen wird und diese damit marktfähig werden. Investoren müssen sich deshalb zukünftig der Situation stellen, dass regenerative Erzeugungsanlagen ausschließlich auf der Grundlage von Stromabsatzverträgen refinanziert werden. Insofern werden im Rahmen der bei dezentralen Erzeugungsprojekten üblichen Projektfinanzierung¹² zukünftig PPA eine wesentliche Rolle bei der Risikominimierung durch eine langfristige, vertragliche Erlössicherung spielen.

Dies mag in Deutschland noch Neuland im Zusammenhang mit regenerativen Erzeugungsanlagen sein.¹³ Vor allem in Ländern, in denen Wind- und Solarkraftanlagen ohne eine staatliche Förderung betrieben werden müssen, sind PPA jedoch verbreitet, sodass auch für den deutschen Markt auf entsprechende Vertragsstandards zurückgegriffen werden kann. Hier sind vor allem die USA,¹⁴ die südeuropäischen Staaten,¹⁵ die nordeuropäischen Staaten mit Grünstromzertifikat-Fördersystemen¹⁶ und Entwicklungs-

und Schwellenländer mit fehlenden konventionellen Versorgungsinfrastrukturen¹⁷ zu nennen.

2. Begriff des Power Purchase Agreement (PPA)

Power Purchase Agreement (PPA) ist nach der Wortlautübersetzung zunächst lediglich der englische Begriff für einen Stromabnahmevertrag.¹⁸ Im Unterschied zu den als Stromliefervertrag bezeichneten Energieverträgen spiegelt die Bezeichnung als Abnahmevertrag den Schwerpunkt der Regelung langfristiger Absatzinteressen wieder, ohne dass die jedem Austauschverhältnis zugrundeliegenden gegenseitigen Liefer- und Abnahmepflichten tatsächlich anders als in einem Liefervertrag gestaltet sein müssen. Hinter diesem englischen „Sammelbegriff“ können sich, je nach konkreter Ausgestaltung der Verträge, eine Vielzahl von Vertragsarten verbergen, die sich aber in zentralen Aspekten (technisch, rechtlich, kommerziell) elementar voneinander unterscheiden. Daher stellt sich die Frage, was das Schlagwort „Power Purchase Agreement“ im konkreten Licht der förderfreien Vermarktung von regenerativen Erzeugungsanlagen überhaupt bedeuten soll und welche konkrete Vertragsgestaltung gemeint ist.

Ist ein PPA die Basis für die Entscheidung der Errichtung einer Energieerzeugungsanlage, so wird die dem PPA zugrundeliegende Ausgestaltung des Stromabnahmeverhältnisses und dessen vertragsrechtliche Umsetzung durch den PPA aufgrund des Kapitalbedarfes zentral durch die Projektfinanzierungs-Anforderungen der Banken geprägt.¹⁹ Für die Finanzierbarkeit (sog. „Bankability“) eines Projekts muss der Kapitaldienst für die Rückzahlung der Bankkredite nachweislich aus dem Cash-Flow des Projekts zu decken sein.²⁰ Vertragstypus-prägende Merkmale eines PPA sind deshalb eine feste (Mindest-)Abnahmepflicht (sog. „Take-or-Pay-Klauseln“) und eine möglichst weitgehende Preisfixierung bei einer langen Vertragslaufzeit. Flankiert wird diese Cash-Flow-sichernde kaufmännische Gestaltung durch Schadensersatzpauschalierungs- und Vertragsstrafenregelungen, Sicherheiten²¹ und Schiedsgerichtsklauseln.²² Typisch für einen PPA als Voraussetzung für die Finanzierbarkeit und damit Realisierbarkeit des Projekts ist deshalb die Verhandlung und der Abschluss des Vertrags lange vor Baubeginn und Inbetriebnahme der Energieerzeugungsanlagen.²³ Deshalb sind PPA häufig auch durch eine enge Verzahnung mit den Anlagenbau- und sonstigen Projektverträgen geprägt.²⁴ Damit ein Projekt wirtschaftlich ist, müssen zum Beispiel Lieferbeginn und Verfügbarkeits-garantien durch entsprechende Regelungen aus Finanzierungs-, Anlagenbau- und Wartungsverträgen gedeckt sein.

3. Abgrenzung zu sonstigen Stromlieferverträgen

In der neueren Diskussion werden PPA über den Zweck der Erzeugungsanlagenfinanzierung hinaus teilweise nach der spezifischen Projektstruktur weiter abgegrenzt: Insbesondere soweit der Stromabnehmer ein industrieller Stromverbraucher ist, werden diese

⁹ Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Monitoring der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Quartalsbericht 1/2018, 6.

¹⁰ Woltering, REE 2015, 141 (141); Staake, in: Maslaton, Windenergieanlagen, 2. Aufl. 2018, Kap. 4 Rn. 458 ff.

¹¹ Baltes/Geipel, RdE 2017, 9 (9 ff.).

¹² Portela/Reineke, in: Maslaton, Windenergieanlagen, 2. Aufl. 2018, Kap. 5 Rn. 33.

¹³ Buchmüller, EWeRK 2018, 117 (122).

¹⁴ Pohl, ZfRV 2010, 92 (92 ff.); Wallenstein, VW 3/2013, 69.

¹⁵ Brökelmann/Griebel, Corporate PPA, Branchenstudie der HSH Nordbank AG, April 2018, 13, 15.

¹⁶ Salcher u. a., Frischer Wind durch PPA, Studie KPMG, 2018, 6 f.

¹⁷ Morstadt, EnWZ 2016, 13 (13 ff.); Kulichenko/Wirth, Concentrating Solar Power in Developing Countries, 2012, 4 f.

¹⁸ <https://www.linguee.de/deutsch-englisch/search?source=auto&query=power+purchase+agreement>; abg. am 23.11.2018.

¹⁹ Portela, in: Maslaton, Windenergieanlagen, 2. Aufl. 2018, Kap. 5 Rn. 15.

²⁰ Böttcher, in: Böttcher/Blattner (Hrsg.), Projektfinanzierung: Risikomanagement und Finanzierung, 3. Aufl. 2013, 12; Bauer/Kantenwein, EnWZ 2017, 3 (8).

²¹ Staake, in: Maslaton, Windenergieanlagen, 2. Aufl. 2018, Kap. 4 Rn. 478 ff.

²² Hangebrauck, EnWZ 2017, 303; Hanefeld/Hombeck, EnWZ 2014, 537.

²³ Kersting, BKR 2011, 57 (57).

²⁴ Vetter, ZIP 2000, 1041 (1043).

Verträge als „Corporate PPA“ bezeichnet. In Abgrenzung hierzu werden Stromlieferverträge mit Stromhändlern- oder Versorgungsunternehmen als „merchant“ oder „utility PPA“ benannt. Befinden sich Stromerzeugungsanlage und Stromverbrauchsanlagen auf demselben Betriebsgelände, wird darüber hinaus von „on-site PPA“ gesprochen. Dabei werden die räumlichen Näheverhältnisse in Bezug auf das Erfordernis der Nutzung des öffentlichen Versorgungsnetzes auch als „direct PPA“ (ohne Netznutzung) und „sleeved PPA“ (mit Netznutzung) differenziert. Schließlich werden Verträge, in denen die Input- und Output-Risiken, also zum Beispiel die Brennstoffbeschaffungs- und Stromabsatzrisiken, über Finanzierungsinstrumente (sog. „Hedging“) abgesichert werden, als „financial“ oder „synthetic PPA“ bezeichnet. Soweit dabei keine physikalische Belieferung Vertragsgegenstand ist (sog. „physical PPA“), werden diese Verträge als „virtual PPA“²⁵ gekennzeichnet. Damit wird deutlich, dass derartige Verträge teilweise nur noch wenig mit den oben dargestellten Stromabnahmeverträgen als grundlegende Voraussetzung der Projektentwicklung zu tun haben. Verträge, die ausschließlich oder überwiegend Finanzinstrumente sind, sollten deshalb vertragstypologisch nicht als PPA im eigentlichen Sinne bezeichnet werden.

In rechtlicher Hinsicht führt diese Begriffsvielfalt ohnehin nicht weiter, da zwar projektspezifisch besondere Aspekte, wie z. B. die Grundstücksnutzung, Netzzugangs-, Netznutzungs- und Bilanzierungsfragen, besondere abgabenrechtliche Voraussetzungen (z. B. der Kundenanlage im Sinne von § 3 Nr. 24a EnWG oder des Eigenstromprivilegs nach §§ 61a–k EEG 2017) oder finanzaufsichtliche Anforderungen (z. B. des Kreditwesengesetzes (KWG)) zu beachten sind, die Grundstruktur und -interessenlage eines PPA im eigentlichen Sinne aber in allen Typen weitgehend vergleichbar enthalten ist. Insofern mögen die Begrifflichkeiten unter Risikogesichtspunkten finanzwirtschaftlich eine Rechtfertigung haben, die jedoch für die rechtliche Einordnung weitgehend irrelevant ist.

Schließlich werden unter dem Begriff PPA in der aktuellen *Berichterstattung* auch Verträge angesprochen, die wenig mit dem Schwerpunkt der Projektfinanzierung des PPA im engeren Sinne zu tun haben: So handelt es sich bei Vermarktungsverträgen für EEG- und KWKG-Anlagen nach Auslaufen der Förderung (sog. „Post-EEG-PPA“), insbesondere soweit der Post-Förderungsbetrieb ohne eine Modernisierungsinvestition möglich ist, schlichtweg um klassische Stromlieferverträge mit einem Stromhändler. Prägende Merkmale des PPA im engeren Sinne, wie z. B. die Koordinierung des Lieferbeginns mit den anlagenbauvertraglichen Vorgaben und Absicherung der Anfangsinvestition durch langfristige Laufzeit und Sicherheiten, fallen hier regelmäßig weg.

II. Rechtliche Rahmenbedingungen für PPA

1. Vertragsrechtliche Rahmenbedingungen für PPA

Grundlage jedes Vertrages ist zunächst das allgemeine Schuld- (§§ 241 ff. BGB) und Vertragsrecht (§§ 311 ff. BGB). Dabei werden Stromlieferverträge grundsätzlich als Kaufverträge (§§ 433 ff. BGB) eingestuft.²⁶ Aufgrund der hohen Anforderungen an die Qualifi-

kation eines Vertrags als individuell verhandelten Vertrag sind für Stromlieferverträge, mit bestimmten Einschränkungen, auch im unternehmerischen Bereich (§ 310 Abs. 1 BGB), in der Regel die allgemeinen Verbraucherschutzrechtlichen Standards des AGB-Rechts (§§ 305 ff. BGB) einzuhalten.²⁷

Denn die Überwindung AGB-rechtlicher Anforderungen durch Klauseln, die nicht von den Regelungen der Stromgrundversorgungsverordnung (StromGVV) und Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) abweichen (§ 310 Abs. 2 BGB), ist bei PPA nicht möglich, da es sich bei den PPA-Lieferverhältnis normalerweise nicht um die „Versorgung von Sonderkunden“ im Sinne des § 310 Abs. 2 BGB handelt.²⁸ Weder der allumfassende Begriff der Versorgung noch der Charakter eines beidseitigen Handelsgeschäfts (§§ 343, 344 HGB) sind mit dem Wortlaut und Sinn und Zweck des § 310 Abs. 2 BGB vereinbar. Allerdings orientieren sich auch industrielle Stromlieferverträge häufig an den gesetzlich in den Verordnungsregelwerken der Stromgrundversorgungsverordnung (StromGVV) und der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) normierten Vertragsstandards für die Massenkundenversorgung, sodass sich typische Klauselformulierungen häufig auch in individuellen Stromlieferverträgen wiederfinden.²⁹ Insbesondere Klauseln zur Messung, Erzeugungs- und Lieferdatenerfassung und -verarbeitung, Abrechnung und zu Zutrittsrechten entsprechen hier regelmäßig weitgehend den allgemeinen Verordnungsstandards, wobei individuelle Abweichungen bis zur relativ weit gezogenen Grenze der allgemeinen Sittenwidrigkeit (§§ 138, 242 BGB)³⁰ zulässig sind.

Schließlich befinden sich dezentrale, regenerative Erzeugungsanlagen in einem inzwischen komplexen regulativen, vor allem förder-, steuer- und abgabenrechtlich geprägten Umfeld.³¹ Auch im Rahmen der geförderten Direktvermarktung können langfristige Stromvermarktungsverträge Grundlage der Anlageninvestition sein. So spielt bei der Finanzierung von offshore-Windparks bereits heute der Direktvermarktungsvertrag eine wesentliche Rolle, da der gesetzlich anzulegende Wert als Mindestvergütung zwar eine hohe Refinanzierungssicherheit bietet, der Mehrwert aus der Stromlieferung an den Direktvermarkter aber mindestens für die Projektrendite entscheidend ist.³² Dabei ist der anzulegende Wert nur eine gesetzliche Mindestvergütung.³³ Nachdem die Höhe der Mindestvergütung im Rahmen des Ausschreibungssystems der Einschätzung des EEG-Anlagenbetreibers unterworfen wird, ist zu erwarten, dass Fehlprognosen sich zukünftig nur über Direktvermarktungsverträge auffangen lassen, die über den Zuschlagswert hinaus bestehenden Refinanzierungslücken wieder schließen. In diesem Fall hat ein Direktvermarktungsvertrag dann durchaus weitgehenden PPA-Charakter. Gleiches gilt für Stromvermarktungsverträge im Bereich der KWKG-Förderung, da hier die Förderung ohnehin nur als Zuschlag auf den Strompreis gezahlt wird. Deshalb haben die noch wenig verbreiteten KWKG-Direktvermarktungsverträge vor allem bei Neu-

25 Frischer Wind durch PPA, Studie KPMG, September 2018, 16; *Kantel*, Corporate PPAs in Deutschland, 4initia GmbH, März 2018, 4; *Roselund*, The hows and whys of corporate PPAs, pv magazine, Juni 2018, 116; *Brokelmann/Griebel*, Corporate PPA, Branchenstudie der HSH Nordbank AG, April 2018, 6; Corporate Renewable Power Purchase Agreements, Report World Business Council for Sustainable Development; Oktober 2016, 13.

26 *Grunewald*, in: Erman, BGB, 15. Aufl. 2017, § 433 Rn. 11.

27 *Basedow*, in: Münchener Kommentar zum BGB, 7. Aufl. 2016, § 310 Rn. 19; *Grün/Ostendorf*, BB 2014, 259 (261); *Säcker/Mengering*, BB 2013, 1859 (1863).

28 *Heinlein/Weitenberg*, in: Danner/Theobald, Energierecht, 98. EL Juni 2018, EnWG, § 36 Rn. 25.

29 *Schöne*, in: *Schöne*, Vertragshandbuch Stromwirtschaft, 2. Aufl. 2014, Kap. 4.C, Rn. 76.

30 *Armbrüster*, in: Münchener Kommentar zum BGB, 8. Aufl. 2018, § 138, Rn. 33 ff.

31 *Liebeheit/Schiebold/Veh*, EnWZ 2018, 167.

32 *Kersting*, BKR 2011, 57 (60).

33 *Richter*, in: Maslaton, Windenergieanlagen, 2. Aufl. 2018, Kap. 4 Rn. 4.

projekten in der Regel ebenfalls PPA-Charakter. In diesem Fall bedarf es in PPA-Verträgen den aus EEG- und KWKG-Direktvermarktungsverträgen bekannten, umfassenden Regelungen zur Regelung der Rechte und Pflichten aus dem gesetzlichen Förderregime.³⁴

Aber auch bei fehlender direkter EEG- oder KWKG-Förderung bestehen regelmäßig Querbezüge zum – je nach Erzeugungstechnologie unterschiedlichen – Förderrecht des EEG, KWKG, des zukünftigen Gebäudeenergiegesetzes (GEG) sowie zu den abgaben- und steuerrechtlichen Implikationen (z. B. EEG-Umlage, KWKG-Umlage, Netznutzungsentgelte, Emissionszertifikate- und Herkunftsnachweishandel, StromStG und EnergieStG).

Aufgrund des Finanzierungscharakters spielen die sicherungsrechtlichen Instrumente des Sachenrechts (z. B. §§ 93 ff. BGB i. V. m. § 946 BGB, Dienstbarkeiten) in Bezug auf die Absatzsicherung insbesondere bei sog. Corporate und on-site PPA-Gestaltungen³⁵ sowie die Regelungen des Bürgschafts- (§§ 765 BGB ff.) und Insolvenzrechts (z. B. §§ 104, 119 InsO) zur Absicherung des Vorleistungsrisikos³⁶ eine wesentliche Rolle.

Schließlich spiegeln PPA teilweise Regelungen aus den Anlagenbauverträgen wieder, sodass die gerade erst novellierten Regelungen des §§ 650a BGB ff.³⁷ und die weiteren bauvertragsrechtlichen Anforderungen des AGB-Rechts und der VOB/B³⁸ häufig zu beachten sind.

2. Typische vertragliche Regelungsbereiche von PPA

a) Umfang der Belieferung

Zunächst spielt der Umfang der Belieferung, insbesondere die Koordinierung von Erzeugung und Bedarf, bei industriellen Stromlieferverträgen eine besondere Rolle. Auch wenn die vom EEG von allen energiewirtschaftlichen Anforderungen entwöhnten Anlagenbetreiber sich häufig eine „Lieferung nach Können und Vermögen“ wünschen, ist es energiewirtschaftlich regelmäßig sinnvoll, eine Abstimmung bzw. Koordination von Erzeugung und Bedarf vorzunehmen. Insofern spielen neben der Leistungs- und Liefermengenvereinbarungen, Regelungen zur Verfügbarkeit der Erzeugungsanlage,³⁹ zum Lieferprofil oder Fahrplanmanagement sowie Bedarfsdeckungs-, Mindestabnahme- und entsprechende Schadensersatzpauschalierungs- und Vertragsstrafenklauseln (sog. „Take-or-Pay“-Klausel)⁴⁰ im PPA eine wichtige Rolle.

Insondere bei volatilen regenerativen Erzeugungsanlagen ist die Erzeugungsplanung von der Qualität der Wetterprognosen abhängig.⁴¹ Insofern spielt hier die Auswahl der entsprechenden Dienstleister, der Umfang und die Qualität der historischen Anlagendaten⁴² und deren Aktualisierung durch laufende Mess-, Dokumentations- und Meldepflichten eine wesentliche Rolle bei der Planbarkeit und damit Vermarktbarkeit der Stromerzeugung. Auch die finanzierenden Banken als Kapitalgeber stellen in diesem Zusammenhang regelmäßig hohe Anforderungen.

aa) Regelungen zu Erzeugungsunterbrechungen

Selbst in der durch das EEG geprägten Welt der Direktvermarktungsverträge, in der Anlagenbetreiber in Bezug auf die Festlegung des Lieferumfangs nicht schlechter gestellt werden wollen als im Rahmen des EEG, haben sich Regelungen zur Absicherung der Erzeugungsanlagenverfügbarkeit⁴³ etabliert. Hierzu wird vor allem zwischen planbaren und ungeplanten Erzeugungsanlagenunterbrechungen unterschieden. Hierbei ist es sinnvoll, für die alleine der Risiko- und Herrschaftssphäre des Anlagenbetreibers unterliegenden planbaren Anlagenstillstände zumindest Informationspflichten und –fristen oder sogar darüber hinausgehende Abstimmungspflichten zu vereinbaren.⁴⁴ Weiterhin hat es sich etabliert, zeitliche und leistungsbezogene Bagatellschwellen zu vereinbaren, bis zu denen geplante und ungeplante Erzeugungsunterbrechungen zulässig sind. Selbstredend sind dann Verstöße bereits als Verletzung einer vertraglichen Nebenpflicht nach § 241 Abs. 2 BGB in Verbindung mit § 280 BGB gesetzlich sanktioniert. Gleichwohl ist es zweckmäßig, zur einfachen Sanktionierung Schadensersatzpauschalierungs- oder Vertragsstrafenklauseln aufzunehmen.⁴⁵ Diese müssen als allgemeine Geschäftsbedingung die AGB-rechtlichen Mindestanforderungen des § 309 Nr. 5 und Nr. 6 BGB erfüllen, die auch im unternehmerischen Bereich auf der Grundlage von § 307 BGB Anwendung finden.⁴⁶ Umgekehrt ist es im Interesse des Anlagenbetreibers, die Haftungsrisiken durch geringere Sorgfaltspflichten zu vermindern, da gerade bei Nebenpflichten wie der telefonischen Meldung, Einhaltung von Fristen oder bestimmten Dokumentationspflichten leicht oder einfach fahrlässige Verstöße von Mitarbeitern häufig sind. Insofern ist die kautelarjuristische Spielweise der Haftungsbegrenzungsklauseln und deren AGB-rechtliche Grenzen aus § 307 BGB und § 309 Nr. 7 und Nr. 8 BGB, soweit nicht bereits bei § 18 NAV Anleihe genommen wird, ein regelmäßiger Bestandteil von PPA.

Zwar zeichnen sich ungeplante Erzeugungsunterbrechungen dadurch aus, dass auch der Anlagenbetreiber diese nicht vorhersehen kann. Aber auch hier ist der Umfang des Schadens für den Stromhandel davon abhängig, wie schnell die Unterbrechung gemeldet und wieder behoben wird. Insofern sind auch hier Meldefristen und Vereinbarungen zur Dauer der Unterbrechung verbreitet. Dabei können aber unterschiedliche Maßstäbe zulässig sein. Insbesondere kleinere Anlagenbetreiber dürften in Bezug auf eine 24/7-Überwachung ihrer Anlagen und kurzfristigster Reaktionsfristen auch zur Nacht- und Wochenendzeit überfordert sein, sodass derartige AGB-Klauseln im Einzelfall unangemessen im Sinne von § 307 BGB sein können.

Letztlich hat der Anlagenbetreiber aber auch insoweit eine mittelbare Verantwortung für den Umfang ungeplanter Versorgungsunterbrechungen, als dass er durch eine hohe Qualität seiner Erzeugungsanlagen, einer schonenden Betriebsweise (z. B. durch qualitativ hochwertige, hochpreisige Brennstoffe bei Holz- und Biogas-HKW) und hohe Inspektions-, Wartungs- und Instandsetzungsstandards die Ausfallzeiten beeinflussen kann. Allerdings kostet eine hohe Verfügbarkeitsqualität Geld, sodass hier auch durch sog. „Bonus-/Malus-Regelungen“ sowohl Sanktionen durch Strafen als auch positive Anreize durch zusätzliche Vergütungen

³⁴ Staake, in: Maslaton, Windenergieanlagen, 2. Aufl. 2018, Kap. 4 Rn. 460 ff.

³⁵ Vgl. zu entsprechenden Vertragsregelungen in Wärmecontractingverträgen: Hack, in: Hack, Energie-Contracting, 3. Aufl. 2015, Rn. 93.

³⁶ Staake, in: Maslaton, Windenergieanlagen, 2. Aufl. 2018, Kap. 4 Rn. 478 ff.

³⁷ Leinemann, NJW 2017, 3113 (3113 ff.).

³⁸ Mahnken, BauR 2016, 557 und 725.

³⁹ Vgl. zu sog. Verfügbarkeitsgarantien: Cloppenburg/Mahnken, NZBau 2014, 743 (744).

⁴⁰ Thomale/Feurstein, NJOZ 2010, 811 (811 ff.).

⁴¹ Hartung/Schlenker, in: Zenke/Schäfer, Energiehandel in Europa, 4. Aufl. 2017, § 17 Rn. 4, Rn. 162; Amelung/Stein, in: Zenke/Schäfer, Energiehandel in Europa, 4. Aufl. 2017, § 6 Rn. 1 ff.

⁴² Posewang, BC 2013, 67 (69).

⁴³ Woltering, REE 2015, 141 (144).

⁴⁴ Staake, in: Maslaton, Windenergieanlagen, 2. Aufl. 2018, Kap. 4 Rn. 463.

⁴⁵ Vgl. zu § 8 EFET-Rahmenvertrag als angemessener Regelungsvorschlag: Stuhlmacher u. a., in: Schöne (Hrsg.), Vertragshandbuch Stromwirtschaft, 2. Aufl. 2014, Kapitel E. Rn. 133 ff.

⁴⁶ Lehnert, in: Altröck/Oschmann/Theobald, Erneuerbare-Energien-Gesetz, 4. Aufl. 2013, § 4 Rn. 65.

gesetzt werden können. In PPA-Verträgen finden sich in Verzahnung mit den in Anlagenbau- und Wartungsverträgen ohnehin üblichen Verfügbarkeitsgarantien⁴⁷ entsprechende Regelungen. Diese werden häufig an die Vollbenutzungstunden, bei Wind- und Solaranlagen aber auch häufig an die sog. P-Werte aus den Wind- und Solarertragsgutachten geknüpft.⁴⁸

Dabei besteht ein Abgrenzungsbedarf zu der Beschränkung des Anlagenbetriebs aufgrund von marktbezogenen Eingriffen des Direktvermarkters (§ 20 Abs. 2 Nr. 2 b) EEG 2017) oder netzsicherheitsbezogenen Eingriffen des Netzbetreibers (§§ 14, 15 EEG 2017; § 13 EnWG f.). Entweder werden entsprechende Ersatzansprüche unmittelbar an den Stromabnehmer abgetreten oder die entsprechenden Schadensersatzansprüche auf die gesetzlichen Erstattungsansprüche⁴⁹ begrenzt.

b) Preisregelungen

Sinn und Zweck eines PPA ist zunächst die Refinanzierung der Erzeugungsanlageninvestition. Darüber hinaus haben Investoren aber Gewinnmaximierungsinteressen auf ihr eingesetztes Kapital. Ebenso haben Anlagenbetreiber Interesse daran, an den Absatzmarktchancen für ihre Stromerzeugung beteiligt zu werden. Insofern ist es bei allen Absicherungsinteressen erforderlich, dass die Marktrisiken und -chancen über die Anlagenbauvergütung, Finanzierungs-Fees und Stromentgelte angemessen zwischen den Akteuren geregelt werden. Die Gewinninteressen des Anlagenherstellers, der Investoren und des Anlagenbetreibers stehen wiederum im Widerspruch zu dem Interesse des Stromabnehmers an günstigen Strompreisen. Insofern sind der Zeitpunkt des PPA-Abschlusses (z. B. unter Umständen durch Projektentwickler oder Anlagenhersteller vor Beginn der Finanzierung), Größen- und Marktmachtgefälle der Vertragspartner und der weiteren Projektbeteiligten und die Gewinnerwartungen maßgeblich für die Ausgestaltung der Preisregelung. Danach sind bei PPA von verbrauchsmengenunabhängigen Festpreismodellen über klassische Arbeits- und Leistungspreismodelle bis hin zu komplexen Ausgleichszahlungs-, Preis- und Mengenabsicherungsmodellen unterschiedlichste Preisregelungen anzutreffen.

aa) Preisanpassungsregeln

Zwar ist vor allem bei PV- und Windanlagen der Anteil der volatilen Kostenbestandteile regelmäßig gering, sodass hier in Bezug auf Kostenrisiken häufig auf eine Preisanpassung verzichtet werden kann. Gleichwohl spielen auch hier Marktprognosen für die Festlegung der Preise regelmäßig eine Rolle, sodass hier zumindest sog. „Wirtschaftlichkeitsklauseln“⁵⁰ verkehrsblich sind. Aufgrund der hohen Investitionsbeträge, der typischen technischen Nutzungsdauer und der wirtschaftlichen Abschreibungszeiträume werden PPA-Modelle jedenfalls durch lange Refinanzierungs- und Vertragslaufzeiten geprägt, sodass selbst bei weitgehend fixierten Preisen die Preisanpassung bei erheblichen Prognoseabweichungen regelmäßig eine besondere Rolle spielt. Das deutsche Energierecht ist gerade bei Preisanpassungen in Energielieferverträgen von intensiven rechtlichen Auseinandersetzungen zwi-

schen Versorgern und Verbrauchern geprägt, die zu einer ufernden Rechtsprechung mit komplexen Anforderungen an die Wirksamkeit von Preisanpassungsklauseln geführt haben.⁵¹ kann zwischen sog. „einseitigen Leistungsbestimmungsrechten bei denen ein Vertragspartner einseitig den Preis anpassen kann“ und einer sog. „Billigkeitskontrolle“ (§ 315 BGB), die die Gerichte unterliegen, und sog. „Preisgleitklauseln“ unterteilt werden, bei denen der Preis nach objektiven, vertraglich festgelegten Kriterien angepasst wird.⁵² Preisgleitklauseln werden der Regel durch eine mathematische Formel umgesetzt, die den Preis nach der Preisentwicklung der einzelnen Kostenbestandteile der Energieerzeugung, häufig anknüpfend an die Entwicklung öffentlicher Preisindizes für vergleichbare Güter zu bestimmten Anpassungszeitpunkten, regelmäßig anpassen (sog. Kosten- und Spannungselementklauseln). Preisgleitklauseln unterliegen – insbesondere im Bereich individueller industrieller Stromlieferverträge⁵³ – den Vorgaben des Preisklauselgesetzes (PKIG).⁵⁴

Schließlich sind alle Energieerzeuger und Verbraucher einem sich ständig fortentwickelnden Energiesteuer- und Abgabenrecht betroffen. Hierzu hat sich eine Vielzahl besonderer Anpassungsrechte entwickelt: Steuer- und Abgabenklauseln,⁵⁵ „Gesetzesklauseln“ zur Erfassung der besonderen Belastungen durch das EEG-Umlagesystem,⁵⁶ allgemeine Wirtschaftlichkeitsklauseln und nicht zuletzt Preisgleitklausel-Anpassungsklauseln, die einseitige Leistungsbestimmungsrechte zur Anpassung (und mit häufig Heilung) von Preisgleitklauseln und Formeln an Änderungen der Gestehungskostensituation.⁵⁷

c) Vertragsbeginn und Vertragslaufzeit

PPAs als Grundlage der Investitionsentscheidung werden in der Regel lange vor Baubeginn und Inbetriebnahme der Erzeugungsanlage geschlossen. Als Finanzierungsgrundlage ist es für die Investoren entscheidend, dass der Beginn der Finanzierung mit dem Beginn der Energieerzeugung zur Sicherstellung der Kapitalrückflüsse koordiniert wird. Deshalb sind für einen PPA der Beginn der Erzeugung, insbesondere aber auch die Haftung für Inbetriebnahmeverzögerungen und deren Sanktionierung von besonderer Bedeutung. Dabei ist in der Regel eine Verzahnung der Anlagenbauverträge und der dort üblichen Schadensersatzpauschalierungs- und Pönalisierung⁵⁸ vorzunehmen.

Um bereits vorbeugend gegensteuern zu können, ist es üblich, entsprechend den anlagenbauvertraglichen Regelungen zweckdienlich, zwischen Verzögerungen der bauvertraglichen Termine, der technischen Inbetriebnahme und der kommerziellen Inbetriebnahme (sog. „Commercial Operation Date“ (COD)) zu differenzieren.⁵⁹ Anders als in individual verhandelten Anlagenbauverträgen und der haftungsrechtlichen Privilegierung durch die VOB/B ist im PPA in Bezug auf die Schadenspauschalierungs- oder

47 OLG Schleswig, Urt. v. 01.03.2012 – 5 U 47/11; Busch, NZBau 2011, 85 (87 f.).

48 OLG Koblenz, Urt. v. 13.03.2008 – 2 U 1490/04; OLG Hamm, Urt. v. 22.11.2007 – 4 U 30/07.

49 LG Itzehoe, EnWZ 2018, 420 (420); Kment, NVwZ 2016, 1438 (1443), Lehnert, ZUR 2015, 277 (281).

50 Tomala/Reimers, in: Schöne (Hrsg.), Handbuch Stromwirtschaft, 2. Aufl. 2014, Kapitel 4. D Rn. 164 ff.; BGH, Urt. v. 23.01.2013 – VIII ZR 47/12, NJW 2013, 2745.

51 Becker/Blau, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 12 Rn. 1 ff.; de Wyl/Soetebeer, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 11 Rn. 290 ff.

52 Grün/Ostendorf, BB 2014, 259 (259).

53 OLG München (Kartellsenat), Urt. v. 27.04.2017 – U 3922/15 Kart.

54 Tomala/Reimers, in: Schöne (Hrsg.), Handbuch Stromwirtschaft, 2. Aufl. 2014, Kapitel 4. D Rn. 60 ff.

55 de Wyl/Soetebeer, in: Schneider/Theobald, Recht der Energiewirtschaft, 4. Aufl. 2013, § 11 Rn. 318 ff.

56 Hampel/Groth, RdE 2015, 176 (176 ff.).

57 Fricke, EnWZ 2016, 498 (499); Dümke, IR 2018, 122, (123).

58 Lotz, Haftungsbeschränkungen in Anlagenverträgen, ZfBR 2003, 424 (424).

59 Jenn, Windenergie: Zahlreiche rechtliche Besonderheiten, ZfBR-Beil. 2013 (22); FG Rheinland-Pfalz, Urt. v. 06.05.2010 – 1 K 2037/07.

Komplexität nicht mehr vermittelbare, in sich unstimme Konzeption der deutschen Stromkennzeichnung (§ 42 EnWG in Verbindung mit § 78 EEG 2017)⁷⁵ und die mit dem EEG 2017 eingeführte neue Konzeption der Herkunfts- und Regionalnachweise (§§ 79 EEG f. i. V. m. der Erneuerbaren-Energien-Verordnung (EEV))⁷⁶ haben allerdings – wie ohnehin schon bei den im Markt teilweise praktizierten Erzeuger-Verbraucher-Direktlieferverhältnissen – zu einer faktischen Umgehung des Doppelverwertungsverbots (§ 80 EEG 2017) durch eine mittelbare Zuordnung des Stroms zu einer Erzeugungsanlage geführt. Dieser Trend betrifft gerade auch PPA-Modelle, bei denen es aufgrund der vertraglichen Bindung und dem häufig auch räumlichen Zusammenhang keiner weiteren Regelung zur regenerativen Qualität bedarf, da sich diese aus dem Sachzusammenhang ergibt.

Soweit der Strom im Rahmen einer geförderten EEG-Direktvermarktung geliefert wird, kann schließlich ein Verstoß gegen das Doppelvermarktungsverbot (§ 80 EEG 2017) durch den Stromabnehmer (z. B. durch Weiterverkauf des Stroms als Grünstrom) zu einem Verlust von Fördermitteln beim PPA-Lieferanten führen (vgl. § 52 Abs. 2 Nr. 5 EEG 2017).⁷⁷ Insofern sind vor allem aus Sicht des Stromerzeugers entsprechende vertragliche Unterlassungspflichten und Sanktionen erforderlich.

e) Versicherung, Sicherheiten

aa) Aufgrund der entstehenden Abhängigkeit von einer Erzeugungsanlage und der weitreichenden Folgeschäden für den Stromabnehmer, insbesondere z. B. für die Produktion eines Industrieunternehmens, ist die Versicherung von Haftungsrisiken und Leistung von Sicherheiten ein besonderes Kennzeichen von PPA. Dabei beginnen Haftungsfragen regelmäßig schon bei der vertraglichen Definition der Leistungspflichten und Versorgungsqualität (s. o.). Insofern besteht für den Stromabnehmer das Risiko eines Ausfalls des Erzeugungsanlagenbetreibers.

(1) Danach hat dieser ein Interesse daran, den Schaden aus Lieferunterbrechung durch eine Versicherung abdecken zu lassen. Hier bietet der Versicherungsmarkt ein breites Spektrum unterschiedlicher Versicherungsprodukte für den Anlagenausfall, die jeweils nur einen begrenzten Ausschnitt aus dem Risikospektrum abdecken.⁷⁸ Deshalb sollte eine genaue Bestimmung des Versicherungsumfangs vorgenommen und die Eindeckung und Aufrechterhaltung dokumentiert werden.

(2) Darüber hinaus sind aus Abnehmersicht regelmäßig auch dingliche Sicherheiten geeignet, um die Versorgungssicherheit insbesondere gegen den Worst-Case einer Insolvenz des Anlagenbetreibers abzusichern. Dabei kann eine Sicherung der Bezugsrechte durch Belieferungs-Reallasten⁷⁹ bis hin zur dinglichen Sicherung des Erzeugungsanlagenbetriebs über dingliche Vorkaufsrechte und Sicherungsübereignungen vorgenommen werden.

bb) Umgekehrt besteht für den Stromerzeuger einerseits aufgrund seiner Vorleistungspflicht ein Ausfallrisiko. Selbst bei einer Abschlagszahlungs- oder Vorauszahlungspflicht laufen bei Zahlungsstockungen schnell erhebliche Zahlungsansprüche auf, die bei einem Verbrauchsgut wie Strom nicht durch eine Rückab-

wicklung gesichert sind. Insofern besteht die Herausforderung, den maximal möglichen Verzugszeitraum aus dem vertraglichen Zahlungs-, Verzugs- und Sanktionsfristenkonzept zuzüglich realistischer Reaktionsfristen zu ermitteln und hierzu eine Erzeugungsmengen- und Marktwertprognose festzulegen, um aus diesen Faktoren die Höhe eines monetären Besicherungsbedarfs zu ermitteln. Dem sind – insbesondere bei möglichen Förderausfall-schäden aus dem EEG oder KWKG – die förderrechtlichen Sanktionen (z. B. des § 52 EEG 2017) und Schadensersatzpauschalierungs- oder Vertragstrafenansprüche hinzuzusetzen. Dabei stellt die Ausfallvergütung mangels Kündbarkeit des PPA im Insolvenzfall (§ 119 InsO)⁸⁰ (entgegen der Auffassung des Gesetzgebers und der an niedrigen Besicherungskosten interessierten Direktvermarkter) regelmäßig keine Absicherung dar. Deshalb werden vorrangig selbstschuldnerische Bankbürgschaften,⁸¹ aber auch sonstige Sicherheiten wie Patronatserklärungen, Sicherheitsabtretungen oder -übereignungen oder Stromentgelt-Reallasten⁸² vereinbart.⁸³

bb) Letztlich besteht bei PPA-Gestaltungen eine ähnliche Interessenlage wie bei einem Wärmecontractingmodell, da die Erzeugungsanlagen häufig nur in Abhängigkeit von einer Verbrauchsanlage refinanziert werden kann. Daher besteht ein Interesse, die schuldrechtlichen Absatzrechte über Rechtsnachfolgeklauseln, Unterlassungsdienstbarkeiten und Vorkaufsrechte auf dem Grundstück der Verbrauchsanlage abzusichern, sodass auch im Fall eines Ausfalls des Vertragspartners Grundstückserwerber verpflichtet sind, in den PPA einzutreten oder einen entsprechenden Vertrag abzuschließen.

III. Ausblick

Das gestiegene Interesse für PPAs in der deutschen Erneuerbaren Energien Branche ist ein positives Zeichen dafür, dass diese sich auf die Marktreife (sog. „grid-parity“) vorbereitet. Wie schnell regenerative und hocheffiziente Energieerzeugungsprojekte tatsächlich ohne jede Förderung auskommen, ist zur Zeit im deutschen Markt noch schwer zu prognostizieren. Gleichwohl ist unstreitig, dass dieser Zeitpunkt früher oder später eintreten wird. Deshalb lassen die langfristigen Refinanzierungszeiträume von Energieanlageninvestitionen eine Wette auf die Erreichung der Marktfähigkeit im Refinanzierungszeitraum zu. Darüber hinaus geht es für stromkostenintensive Unternehmen, Erzeugungsanlagenbauer, Banken, Stromversorger und -händler darum, eine neue Marktnische, die sich langfristig voraussichtlich zu einem wesentlichen Teil des Markts entwickeln wird, rechtzeitig zu besetzen. Damit führt an der Entwicklung von PPA-Verträgen kein Weg vorbei. Es spricht deshalb viel dafür, dass es sich bei PPA nicht nur um einen kurzfristigen energiewirtschaftlichen Hype, sondern vielmehr um einen langfristigen Trend mit hohem Potential für die weitere wirtschaftliche Entwicklung handelt.

PPAs sind im konventionellen Kraftwerkmarkt hochindividuelle Vertragswerke, die eng mit den regelmäßig unterschiedlichen anlagenbau- und finanzierungsvertraglichen Bedingungen koordiniert werden. Somit sind sie Bestandteil der Projektent-

75 Hoppenbrock, ZNER 2016, 107 (110).

76 Lehnert/Sösemann, ZNER 2016, 111 (112); Held, VersorgW 2013, 292 (292 f.).

77 Thorbecke/Greb, in: Säcker (Hrsg.), Berliner Kommentar zum Energierecht, Bd. 6, EEG, 2018, § 52 Rn. 43.

78 Eckes, VersR 2018, 1252 (1252 f.); OLG Hamm, Urt. v. 27.04.2018 – I-20 U 203/14.

79 OLG Celle v. 29.08.1979 – 4 Wx 20 und 21/78, JZ 1979, 268; Berg, RNotZ 2018, 505 (528 ff.); Kruse, RNotZ 2011, 65 (67 f.).

80 BGH, Urt. v. 15.11.2012 – IX ZR 169/11; Wesche/Harder, NZI 2017, 246 (247).

81 Schöne, in: Schöne (Hrsg.), Vertragshandbuch Stromwirtschaft, 2. Aufl. 2014, Kap. 4 C, Rn. 324.

82 Hack, in: Hack, Energie-Contracting, 3. Aufl. 2015, B. Der Energiedienstleistungsvertrag, Rn. 109.

83 Staake, in: Maslaton, Windenergieanlagen, 2. Aufl. 2018., Kap. 4, Rn. 478.

wicklung und damit Teil eines Lösungsfindungsprozesses, in dem gegenläufige technische, wirtschaftliche und rechtliche Bedingungen (häufig im Verhandlungsweg) zum Ausgleich gebracht werden müssen. Dies bedeutet (im Vergleich zur allerdings auch nicht mehr ganz so einfachen) gesetzlichen „Vermarktung“ Mehraufwand, der die Marktreife von EE-Strom verzögert. Insofern besteht die Erwartung, den Aufwand durch Standard-Verträge zu senken. Angesichts der geringeren Größe dezentraler Projekte besteht hier auch eine wirtschaftliche Notwendigkeit. Falls dies (wie bisher in der konventionellen Kraftwirtschaft) allerdings nicht gelingt, lässt sich das Problem auch umgekehrt durch Poolung dezentraler Anlagen lösen. In diesem Fall könnte im Bereich des PPA-Marktes ein Marktmacht- und Know-How-Gefälle zwischen den (wenigen) PPA-Vermarktern und der Vielzahl der Anlagenbetreiber entstehen. Dieses lässt sich nur durch einen Mehraufwand bei der Eindeckung durch strukturierte Beschaffungsprozesse

wirtschaftlich ausgleichen. Hierunter versteht man die Ausschreibung der individuellen PPA-Bedingungen und die vergleichende Abfrage mehrerer PPA-Produkte, um so das beste Angebot zu ermitteln und erforderlichenfalls mit der sog. „Rosinen-Pick-Taktik“ ein optimiertes Angebot nachzuverhandeln. Die Standardisierungs-Aufwandsparungen würde hierdurch wiederum durch Ausschreibungs-Aufwandmehrungen aufgezehrt. Deshalb wird es wohl bei der volkswirtschaftlichen Maxime bleiben: Wettbewerblich organisierte Märkte sind immer durch einen höheren Transaktionsaufwand belastet als regulierte, monopolistisch organisierte Märkte. Der Wohlfahrtsgewinn aus den Innovations- und Effizienzreizen des Wettbewerbs rechtfertigen häufig dennoch eine marktwirtschaftliche Organisation, die für den Energieerzeugungsmarkt politisch zur Zeit auch nicht in Frage gestellt wird. Ein wettbewerblicher PPA-Markt könnte hierzu einen wertvollen Beitrag leisten.