

Negative Preise – ist es wirklich so schlimm und welche Handlungsoptionen haben Betreibende auf der Erlösseite?

Der Wegfall der Marktprämie ab der ersten (zukünftig: Viertel-)Stunde negativer Preise bewegt die Branche, die die Wirtschaftlichkeit ihrer Projekte zunehmend gefährdet sieht. Das wahre Ausmaß der Auswirkungen der Neufassung von § 51 EEG durch das Solarspitzengesetz ist möglicherweise noch gar nicht ersichtlich. Die Neuregelung gilt für Anlagen, die ab dem 25. Februar 2025 in Betrieb gegangen sind und nicht vor diesem Stichtag bereits einen Zuschlag in der EEG-Ausschreibung erhalten hatten.

Tatsächlich waren bereits im April an mehr als zehn Tagen Zeiträume von mehreren Stunden mit negativen Börsenpreisen zu verzeichnen. Auch viele Bestandsprojekte, die sich bislang relativ sicher vor dem Wegfall des Anspruchs auf die Marktprämie wähnten, waren massiv betroffen, denn auch der für Bestandsanlagen fortgeltende Mindestzeitraum – entsprechend der jeweils anwendbaren Fassung von § 51 EEG – von drei, vier bzw. sechs Stunden war oftmals überschritten. Das Bild für den Mai zeigte sich kaum verbessert mit negativen Preisen über einen zusammenhängenden Zeitraum von mindestens vier Stunden an 22 Tagen. Selbst das Gespenst von negativen Monatsmarktwerten in Solar geht mittlerweile um. Wenn – wie regelmäßig – der Monatsmarktwert in Direktvermarktungsverträgen als Entgelt vereinbart ist, droht sich das Leistungsverhältnis in den Sommermonaten hier gar umzudrehen.

1. Kompensation durch eine höhere Marktprämie?

Der Mechanismus der Berechnung der Marktprämie als Differenz zwischen Monatsmarktwert und anlagenspezifischem anzulegendem Wert führt dazu, dass infolge negativer Börsenstrompreise verminderte Monatsmarktwerte zu einer höheren Marktprämie führen. Das gälte selbst insoweit, wie der Monatsmarktwert ins Negative abrutscht.

Außerdem sehen die Direktvermarktungsverträge regelmäßig auch für Zeiten der marktbedingten Abregelung bei negativen Preisen eine Vergütungspflicht in Höhe des Monatsmarktwerts vor.

Sind dann die negativen Preise gar nicht so schlimm und kann Entwarnung gegeben werden?

Ein klares Nein: Die höhere Marktprämie muss auch noch in ausreichend vielen Produktionsstunden verdient werden können, um eine Kompensation zu schaffen. Je größer die Anzahl der monatlichen Stunden mit negativen Preisen, desto weniger gelingt das. Außerdem: Zeiträume mit nur leicht negativen Preisen lassen je nach Dauer und anwendbarer Fassung von § 51 EEG die Marktprämie entfallen, ohne einen wesentlichen Effekt auf den Monatsmarktwert zu haben. Ein Blick auf die Börsenpreise im April und Mai zeigt: Es handelte sich größtenteils nur um moderat negative Preise. Ferner gehen auch nicht Erzeugungsmengen im gleichen Umfang in die Berechnung des Monatsmarktwertes ein, wie solche für die die Marktprämie entfällt, sondern nur im Umfang der tatsächlichen Einspeisung des jeweiligen Energieträgers in Deutschland.

Dabei ist zu berücksichtigen, dass direktvermarktende EE-Anlagen bereits ab der ersten (zukünftig: Viertel-)Stunde negativer Preise abschalten. Das gilt auch für Bestandsanlagen, und zwar selbst dann, wenn der für diese geltende drei, vier- oder sechsstündige Mindestzeitraum, ab dem erst die Marktprämie entfällt, gar nicht erreicht wird. Einzelne Anbietende →

Sie möchten Ihr Wind- oder Solarprojekt verkaufen?

Ein professioneller Verkaufsprozess maximiert Transaktionssicherheit und Preis

Wir bieten Ihnen:

- ✓ Auswahl und Ansprache passender Käufer:innen
- ✓ Erstellung der notwendigen Verkaufsdokumentation und weiterer Unterlagen
- ✓ Vorbereitung des Datenraums
- ✓ Vertragsverhandlungen
- ✓ Auf Wunsch inkl. Rechtsberatung



Ihr Ansprechpartner

NICOLA KYBURZ
Nicola.Kyburz@sterr-koelln.com

ersetzen immerhin zusätzlich die „verschenkte“ Marktprämie während der marktbedingten Abregelung und zahlen insgesamt den anlagenspezifischen anzulegenden Wert aus. Vermutlich wird hier gar nicht abgeregelt, wenn die Börsenpreise nur geringfügig negativ sind, um diese erweiterte Zahlungspflicht zu vermeiden. Für Bestandsanlagen ist beim Abschluss von Direktvermarktungsverträgen auf diesen kleinen, aber „feinen“ Unterschied zu achten.

Das hilft für Neuanlagen nicht, diese haben nach der jüngsten Änderung des § 51 EEG keinen Mindestzeitraum für negative Börsenpreise als Voraussetzung für den Wegfall der Marktprämie.

2. Co-location mit BESS und Multi-use

Mit der durch die Bundesnetzagentur angekündigten Vorlage der Festlegung zum Multi-Use-Speicherbetrieb könnte sich die Co-Location mit BESS als Standardlösung etablieren, um die Erlösseite zu stabilisieren.

a) „Rettung“ der Marktprämie

Mittels Verschiebung der Netzeinspeisung in Zeiträume mit positiven Börsenpreisen bleibt der Anspruch auf die Marktprämie erhalten. Zusätzlich attraktiv: Die ebenfalls mit dem Solarspitzenengesetz novelierte Regelung zum verlängerten Vergütungszeitraum in § 51a EEG – einstmals als Ausgleich für den Vergütungswegfall während Zeiten negativer Börsenpreise vom Gesetzgeber erdnen – ist trotzdem anwendbar.

Mit anderen Worten: EE-Projekte mit BESS können die – für die betreffenden Mengen gar nicht verlustig gegangene - Marktprämie ab dem 21. Betriebsjahr ein zweites Mal erlösen. Selbst für Bestands-parks stößt die Co-Location mit BESS auf Interesse, weil die Mindestzeiträume, ab deren Überschreiten die Marktprämie verloren geht, – wie erwähnt – im April und Mai oftmals erreicht wurden.

b) Bewirtschaftungskonzept im Vergleich mit einem Stand-Alone-Speicher

Bei PV-Anlagen mit co-located BESS entspricht das Bewirtschaftungskonzept weitgehend demjenigen eines Stand-Alone-Speichers, dessen Business Case im Wesentlichen durch zwei Spreads (erzielbare Preis-

differenz bei der Ein- und Ausspeicherung) täglich gekennzeichnet ist. Das macht beide Bewirtschaftungskonzepte leicht vergleichbar. Nur die Möglichkeit zum Kurzfristhandel in den Mittagsstunden fällt weg.

Der physikalische Unterschied ist, dass der BESS in den Mittagsstunden, insbesondere im Sommer, statt aus dem Netz mit dem durch die PV-Anlage erzeugten Strom geladen wird und – wie erwähnt – beim späteren Ausspeichern zu Zeiten mit hohen Börsenpreisen neben dem Spread zusätzlich die Marktprämie beansprucht werden kann. Sind die Börsenpreise in den Mittagstunden so niedrig, dass die Erlöse aus dem Netzbezug zum negativen Preis diejenigen aus der Marktprämie übersteigen, kann die PV-Anlage abgeregelt und Netzstrom bezogen werden. In diesem Fall gleicht sich das Betriebskonzept demjenigen eines Stand-Alone-Speichers weiter an.

Für Windprojekte mit co-located BESS ist der Vergleich mit Stand-Alone-Projekten ungleich schwieriger, weil die Korrelation zwischen Erzeugungszeiten und solcher negativer Preise nicht im gleichem Maß wie bei Solarprojekten besteht. Windprojekte sind deshalb auch weniger stark von den negativen Preisen betroffen.

c) Netzanschluss

Mit gemeinsamer Begrenzung auf die Einspeiseleistung der PV-Anlage und einer PAV,e-Überwachung dürfte die Realisierung eines BESS in vielen Fällen, selbst nachträglich, möglich sein. Demgegenüber dürfte →

Genossenschaftliche FinanzGruppe
Volksbanken Raiffeisenbanken

Finanzkraft für Ihre Windkraft

Seit über 25 Jahren sind wir Ihr zuverlässiger Partner für Finanzierungsprojekte von Windkraftanlagen. Zusammen mit den Unternehmen der Genossenschaftlichen FinanzGruppe und den Volksbanken Raiffeisenbanken bieten wir individuelle Finanzierungslösungen aus einer Hand. Auch für Ihr Projekt finden wir gemeinsam den optimalen Weg. Zusammen geht mehr.
» www.dzbank.de/erneuerbare-energie

DZ BANK
Die Initiativbank

bei Windprojekten eine gemeinsame Begrenzung der Einspeiseleistung auf die Leistung des jeweiligen Windparks eher nicht in Betracht kommen. Der Speicher wird sich – im Vergleich zu einem Solarprojekt – zu einem kleineren Anteil durch die „gerettete“ Marktprämie refinanzieren und muss deshalb frei im Handel sein, d.h. ggf. auch dann ins Netz ausspeisen, wenn der Windpark einspeist.

d) Hemmschuh Finanzierung

Als Hemmnis könnten sich aber die bankseitigen Finanzierungsanforderungen herausstellen. Banken sind zurückhaltend gegenüber Trading-Speichern und stellen z.B. hohe Eigenkapitalanforderungen. Deshalb werden für BESS-Projekte oftmals bereits im frühen Stadium Tolling Agreements (=Pacht/Flexibilitätsüberlassung) mit Dritten abgeschlossen, die verstetigte Erlöse und damit die Gewährleistung des Kapitaldienstes versprechen. Im vorstehend beschriebenen Bewirtschaftungskonzept dürfte es sich aus Bankensicht immer noch um einen Trading-Speicher handeln, wenn auch mit Zusatzerlösen.

Am Markt finden sich aber auch erste Projekte mit mittäglichen Energiespeicherdienstleistungen von unabhängigen BESS-Betreiber für Betreiber von co-located PV-Anlagen, die einen Profit-share der „geretteten“ Marktprämie vorsehen. Gleichzeitig lässt sich hier der bereits vorhandene Netzanschluss als wertvolles Gut durch die PV-Anlagen-Betreiber kommerzialisieren. Dies gilt für Windprojekte nur begrenzt, weil co-located BESS – wie erwähnt – eigene Netzkapazitäten benötigt.

3. Innovationsausschreibung

Als Handlungsalternative gerät die Innovationsausschreibung mit einem zuletzt für die Mai-Ausschreibung von der Bundesnetzagentur auf 9 Cent/kWh festgelegten Höchstwert wieder vermehrt in den Fokus. Dies gilt insbesondere für PV-Anlagen. Auch hier steht die Kombination mit BESS im Vordergrund. Unklar ist aber, ob die Regelung zur Verlängerung des Vergütungszeitraums gemäß § 51a EEG auf Anlagekombinationen im Rahmen der Innovationsausschreibung überhaupt anwendbar ist. Hier gab es schon bei Einführung der Innovationsausschreibungen keine Vergütung (damals fixe Marktprämie) bei einer Einspeisung zu Zeiten negativer Preise, so dass hier auch kein irgendwie gearteter Ausgleich zu schaffen gewesen wäre.

Aufgrund der Maßgabe bei Innovations-Projekten, dass kein Netzstrom bezogen werden darf (sog. Grünstromspeicher), wird nur einmal täglich Strom aus der PV-Anlage eingespeichert und zeitverzögert in das Netz unter Beanspruchung der Marktprämie ausgespeichert.

Hier sind die Finanzierungsanforderungen oftmals auch leichter zu erfüllen, zumindest dann, wenn auch die Investitionskosten des BESS durch den höheren anzulegenden Wert und die „gesicherte“ Marktprämie refinanziert werden können.

Ungewiss ist jedoch die Entwicklung der für die Zukunft zu erwartenden Zuschlagshöhe. Bereits für die Mai-Ausschreibung, deren Ergebnisse zum Redaktionsschluss noch nicht vorlagen, sollen – so im Markt kolportiert – Marktakteur:innen mit Kampfgeboten auf die Innovationsausschreibung ausgewichen sein, um für mehrere Großvorhaben die in der normalen PV-Ausschreibung geltende 20 MW-Grenze bei der Ausstellung von Zahlungsberechtigungen zu vermeiden. Trifft das zu, ist ein Großteil der →

Wir investieren in morgen.

energie ernten

Ob Erzeugung, Speicherung oder Verteilung von erneuerbaren Energien, unser Förderprogramm „Energie vom Land“ gibt Ihrem Projekt die richtige Power.



Jetzt Potenziale
entdecken

gutes säen



rentenbank

Gebotsmenge abgeräumt und der durchschnittliche Zuschlagswert wird deutlich sinken.

4. PPAs in der geförderten Direktvermarktung

PPAs in der Vermarktungsform der geförderten Direktvermarktung spielen bislang in der Praxis keine große Rolle. Teilweise scheint auch vielen Marktakteur:innen diese Kombinationsmöglichkeit gar nicht bewusst zu sein. Eine Vermarktung über einen PPA erfüllt jedoch auch zwanglos die Voraussetzungen der Direktvermarktung, anders ist dies nur bei sog. Onsite PPA mit Direktleitung z.B. zu gewerblichen Abnehmenden.



Vereinzelt boten aber auch schon Direktvermarktende in der Vergangenheit Jahresverträge mit Festpreis an, die mit dem Recht verbunden waren, in die Vermarktungsform der geförderten Marktprämie zu wechseln und ließen sich für diesen Fall die Marktprämie abtreten. Das war nichts anderes als ein PPA. Hier sicherten sich die Direktvermarktenden gegenüber sinkenden Börsenpreisen dadurch ab, dass sie bei fallenden Strompreisen eine steigende Marktprämie vereinnahmen konnten.

Im Rahmen der Integration von Erneuerbaren fragt die Industrie ebenfalls zunehmend nach PPAs, die einen Wechsel in die Vermarktungsform der geförderten Marktprämie und eine Abtretung oder Anrechnung der Marktprämie zugunsten des industriellen Abnehmenden vorsehen. Damit

lässt sich ein niedrigerer synthetischer Beschaffungspreis erzielen bzw. – auch hier – nicht nur eine Absicherung gegenüber steigender, sondern auch gegenüber dem Risiko fallender Börsenpreise erreichen, weil – wie zuvor beschrieben – dann die zu vereinnahmende Marktprämie steigt.

Man kann die Kombination aus PPA und geförderter Direktvermarktung aber auch nutzen, um als Betreibender seine Erlösseite zu verbessern, indem man sich die Vermarktung in der geförderten Direktvermarktung vorbehält. Voraussetzung ist, dass der PPA-Preis über dem zu erwartenden Jahresmarktwert liegt und auch während Zeiten negativer Preise durch den PPA-Abnehmenden eine Vergütung zu entrichten ist. Hier stößt man in der Praxis auf das Phänomen der Vereinbarung inverser Preise in Zeiten negativer Preise. Spitzfindige Beratende wollen damit hier interessengerecht den Effekt negativer Preise auf den Monatsmarktwert und den Anstieg der Marktprämie zwischen Betreibendem und Abnehmendem verteilen. Gedeckelt auf die Höhe des vereinbarten PPA-Preises ist bei marktbedingter Abregelung zu Zeiten negativer Börsenpreise der jeweilige Börsenpreis mit umgekehrten Vorzeichen zu entrichten.

Letztendlich müssen die Konditionen dem Vergleich mit der Alternative der Direktvermarktung standhalten. In den Vergleich ist dann insbesondere auch das dort zu entrichtende Direktvermarktungsentgelt als Kostenposition einzubeziehen, sowie bei PPAs ein Wertabschlag dafür, dass keine Herkunftsnachweise mitübertragen werden können.

Dr. Michael Stopper ist Rechtsanwalt und Partner bei bei Sterr-Kölln & Partner, einem interdisziplinären Beratungsunternehmen, das auf erneuerbare Energien spezialisiert ist. Er verantwortet hier insbesondere den Bereich des Energierechts und beschäftigt sich regelmäßig mit Fragen der Vermarktung der Erzeugung mittels PPAs.

