

bne-Positionspapier

Zugang zur Direktvermarktung für Kleinanlagen beschleunigen

Vorschläge für eine massengeschäftsfähige Direktvermarktung von kleinen EEG-Anlagen durch Rechte, Fristen und Pönalen beim IT-seitigen Netzanschluss

Berlin, 17.07.2024 Jede PV-Anlage, die sich nicht in der EEG-Vergütung befindet, entlastet das EEG-Konto und den Bundeshaushalt. Um diese Entlastung zu beschleunigen, muss der Wechsel aus der EEG-Vergütung in die Direktvermarktung einfach und wirtschaftlich sein. Allerdings benötigen die Netzbetreiber für diesen Prozess oftmals zu viel Zeit was bei Anlagenbetreibern für Frust und Unverständnis sorgt. Folgerichtig fordert der Bundestag die Bundesregierung zum dringenden Handeln beim IT-seitigen Netzanschluss auf. Konkret heißt im Beschluss zum Solarpaket I die Bundesregierung solle „...mit den Netzbetreibern Vorschläge [...] erarbeiten, wie eine umfassende und zügige Digitalisierung der Netzanschlussverfahren mit dem Ziel einer spürbaren Beschleunigung der physikalischen und IT-seitigen Netzanschlüsse effektiv sichergestellt wird, beispielsweise durch sanktionsbewährte Fristen.“ [...] und zwar bis „[...] zum Ende des Jahres 2024“¹.

Dieses Papier beschreibt die dafür notwendigen Schritte.

¹ S. 9 Deutscher Bundestag Drucksache 20/11180 Zweite Beschlussempfehlung und Zweiter Bericht des Ausschusses für Klimaschutz und Energie (25. Ausschuss) zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksache 20/8657 – Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung

1. Wo liegt die systemische Herausforderung?

Die Vorteile von schnelleren Netzanschlüssen liegen auf der Hand: Sobald Anlagen angeschlossen sind, können sie an der Direktvermarktung teilnehmen, welches netzdienstliches Verbrauchs- und Einspeiseverhalten anreizt und gleichzeitig das EEG-Konto (und den Bundeshaushalt) schont.

Netzdienstliches Verhalten wird angereizt durch die Weitergabe des Börsenstrompreises: Ist er hoch, lohnt es sich einzuspeisen, ist er niedrig oder negativ, lohnt es sich zu verbrauchen oder einzuspeichern. In der Direktvermarktung besteht für Anlagenbetreiber ein starker Anreiz sich marktdienstlich zu verhalten und in Zeiten hoher Einspeisung und niedriger Strompreise den Strom der Anlage einzuspeichern oder abzuregeln, da sie in den Momenten kaum oder gar keine Vergütung für ihren Strom erhalten. Befinden sich die Anlagen hingegen in der EEG-Vergütung, spüren sie diese Strompreisschwankungen nicht, da sie für jede eingespeiste Kilowattstunde dieselbe Vergütung erhalten. Je niedriger der Strompreis ist, desto höher fällt zudem die Belastung für den Bundeshaushalt aus, der über das EEG-Konto die größer werdende Lücke zwischen Strompreis und Einspeisevergütung ausgleichen muss. Dieses Phänomen wird sich mit dem fortschreitenden Ausbau der Solarenergie weiter verschärfen.

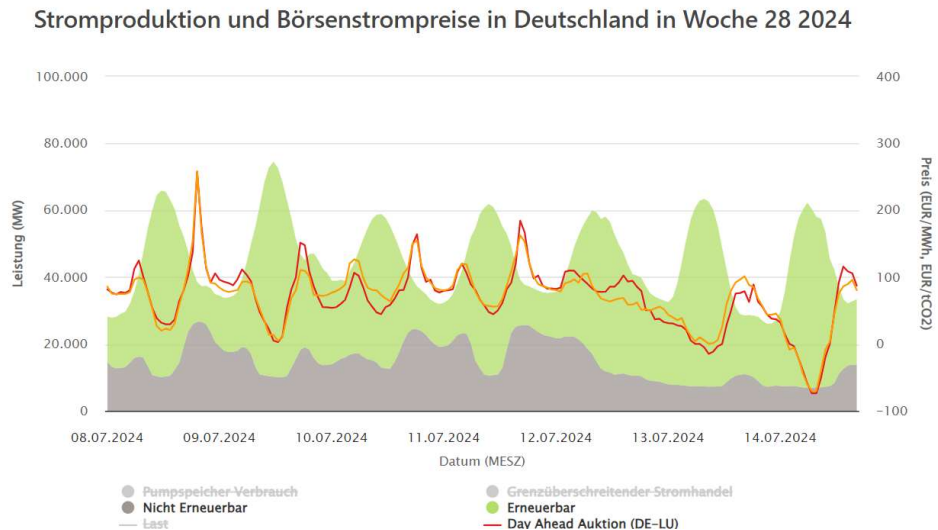


Abbildung 1 Korrelation zwischen Strompreis und Erzeugung durch Erneuerbare: Die rote Linie zeigt den Strompreis, während die Grüne Fläche die Erzeugung von Erneuerbaren Energien anzeigt, Quelle: Börsenstrompreise | Energy-Charts ([Link](#))

Ungeachtet dessen, entscheidet sich die überwiegende Mehrheit der Anlagenbetreiber dennoch gegen die Direktvermarktung und für die Einspeisevergütung, weil die Verteilnetzbetreiber (VNB) die notwendigen Prozesse nicht massengeschäftstauglich beherrschen. Das Ergebnis ist, dass Speicher möglichst früh am Tag beladen werden und zur Mittagszeit die PV-Anlagen oft schon wieder mit voller Leistung einspeisen. Nur wenn die Prozesse zum Start der Direktvermarktung gestrafft werden und Anlagenbetreiber bei Verzögerungen durch den VNB entschädigt werden, kann die Direktvermarktung ihre kostensenkende Wirkung entfalten.

2. Systemischer Lösungsansatz: Direktvermarktung mildert die Mittagsspitze

Wie das Energiesystem insgesamt für die bessere Integration von PV-Strom ertüchtigt werden kann, hat der bne in seinen [33 Punkten für das Solarpaket II](#) skizziert. Ein zentraler Punkt ist dabei die Direktvermarktung -auch kleiner Anlagen- ab dem Tag der Inbetriebnahme. Da Anlagen in der Direktvermarktung ihren Strom zum Marktpreis verkaufen müssen, werden sie eine Einspeisung bei Stunden mit niedrigen oder negativen Preisen möglichst vermeiden und sich auf Stunden mit höheren Börsenstrompreisen fokussieren. Mittags bietet sich dagegen die Einspeicherung der lokalen Erzeugung an. Frühere Studien zeigen, dass Speicher so ohne weiteres die Einspeiseleistung der PV-Anlage um 50% reduzieren können. Für Anlagen in der Einspeisevergütung besteht dafür hingegen kein Anreiz.



Abbildung 2: Vorzeitige vs. Prognosebasierte Batterieladung; eigene Darstellung, angelehnt an Weniger, Bergner, Tjaden, Quaschnig, Effekte der 50%-Einspeisebegrenzung des KfW-Förderprogramms für Photovoltaik-Speichersysteme, 2016 (Link).

3. Praktische Herausforderung bei der Anmeldung zur Direktvermarktung

Die Direktvermarktung auch von kleinen PV-Anlagen ist grundsätzlich die wirtschaftlich attraktivere Variante, weil hierdurch – anders als in der Einspeisevergütung – auch die Speicher Erträge durch Flexibilität erwirtschaften können. Damit Anlagen in die Direktvermarktung und die vollständig flexible Vermarktung des Speichers wechseln können, muss ein komplexer Prozess durchlaufen werden, bei dem Anlagenbetreiber und Direktvermarkter auf die Mitarbeit der VNB angewiesen sind. Hierbei sind sechs Prozessschritte regelmäßig der Grund für massive Verzögerungen.

Für jeden der im Folgenden skizzierten Prozessschritte bestehen Vorgaben entweder aus dem Gesetz oder aus den Festlegungen der BNetzA zur elektronischen Marktkommunikation. **Jedoch, bei der Durchführung dieser Schritte sind die VNB entweder nicht an Fristen gebunden, oder sie halten die Fristen regelmäßig nicht ein.** Aus diesem Grund ist beim Wechsel in die Direktvermarktung mit vielen Monaten Wartezeit zu rechnen. Hinzu kommen unterschiedliche Interpretationen bei den 860 VNB, welche der Marktrollen (MSB, Direktvermarkter, VNB) welchen Schritt wie initiieren und bestätigen muss. Eine Klage gegen den VNB wegen entgangener Einnahmen wäre zwar rechtlich möglich, ist aber regelmäßig wirtschaftlich nicht vertretbar.

Die Mehreinnahmen aus der Direktvermarktung können die Kosten eines jahrelangen Gerichtsprozesses nicht aufwiegen. Vor diesem Hintergrund ist die Direktvermarktung von kleinen Anlagen im Massengeschäft bislang kaum erkennbar.

Schritte und Fristen beim Wechsel in die Direktvermarktung (Reihenfolge variiert):

Nr	Schritt	Frist
1	Ein Messstellenbetreiber muss ein intelligentes Messsystem (iMSys) installieren. Dies ist regelmäßig der grundzuständige Messstellenbetreiber (gMSB), d.h. der VNB.	Heute keine Frist, das iMSys muss bei einem wettbewerblichen Messstellenbetreiber beauftragt werden. Ab 01.01.2025 Einbau durch gMSB (=VNB) innerhalb von 4 Monaten nach Beantragung § 34 Abs. 2 Nr. 1.
2	Der VNB muss die Bilanzierung der ingespeisten Mengen auf 15-Minuten-Werte anlegen, damit die PV-Anlage in die Direktvermarktung wechseln kann.	Pflicht zur viertelstündlichen Bilanzierung ergibt sich aus § 55 Abs. 4 S. 1 MsbG. Umstellung muss jedoch laut Marktkommunikation erst durch den VNB (nicht den MSB!) erfolgen.
3	Der Anlagenbetreiber muss den Speicher zur Einspeisung anmelden. Das gilt insbesondere, wenn der Speicher ursprünglich als reiner Eigenverbrauchsspeicher ohne Netzeinspeisung angemeldet wurde. Hierfür braucht er heute regelmäßig eine Unterschrift des Installateurs auf Papier, der die Anlage gebaut hat.	Vorgabe aus VDE AR N 4105, § 8 EEG und/oder § 17 EnWG. Bislang ist eine digitale Anmeldung zur Einspeisung ohne Unterschrift des Installateurs im FNN Datenset für die digitalen Anmeldeportale zwar möglich, wird jedoch nicht immer praktiziert. Es sollte sichergestellt werden, dass der Anlagenbetreiber insbesondere die <i>nachträgliche</i> Ummeldung von der Eigenverbrauchs-nutzung zur Einspeisung selbst vornehmen kann, ohne Unterschrift des ursprünglichen Installateurs.
4	Der VNB muss eine Marktlaktions-ID (MaLo-ID) generieren und an den Messstellenbetreiber übermitteln.	Laut BK6-16-200 (Punkt Nr. 4), per WiM oder per GPKE. Hier gibt es bislang insbesondere <i>keine Frist</i> zur Bildung einer MaLo-ID.
5	Der Direktvermarkter muss die Anlage zur Direktvermarktung beim VNB anmelden. Dieser muss die Direktvermarktung vor Start bestätigen.	Gemäß § 21b EEG 2024 und MPES. Frist zum Wechsel gemäß § 21c EEG zum übernächsten Monatsersten, d.h. zwischen einem und zwei Monaten.
6	Der VNB muss die Bilanzierung des Netzbezugs auf Viertelstundewerte umstellen, damit der Speicher seine volle Flexibilität nutzen kann.	§ 12 Abs. 5 StromNZV und § 55 Abs. 5 MsbG. Frist: Unverzüglich nach Einbau eines iMSys oder mit Umstellung der Bilanzierung der Einspeisung auf der Einspeise-seite.

5. Lösungsvorschlag für einen schnellen IT-seitigen Netzanschluss: Fristen & pauschaler Schadensersatz

Langfristig sollte geprüft werden, ob nicht auch ein Marktzugang und eine Bilanzierung ganz ohne Mitwirkung der 860 VNB über eine zentrale Stelle ermöglicht werden kann. Dies ist jedoch innerhalb des vom Bundestag vorgegebenen Zeitrahmens nicht umsetzbar.

Kurzfristig plädieren wir daher dafür, zunächst die bestehenden Prozesse durch ambitionierte Frist und eine Sanktion, bei Nichteinhaltung zu stärken:

Erstens ist die MaLo-ID die zentrale Identifikationsnummer im Energiesystem, auf der viele nachfolgende Prozesse aufbauen. Fehlt sie, können diese nicht starten. So auch nicht die Direktvermarktung. Die Bereitstellung der Marktlokations-ID dauert mitunter mehrere Monate und gerät somit zum „Bottleneck“, da nur mit einer beschleunigten Übermittlung selbiger eine zügige Anmeldung in die Direktvermarktung möglich wird. Der VNB sollte verpflichtet werden, die MaLo-ID für die Einspeisung innerhalb von 14 Tagen nach Eingang der Fertigmeldung durch den Anlagenbetreiber bzw. Elektroinstallateur an die Marktakteure im Wege der elektronischen Marktkommunikation zu übermitteln. Vergleichbare wäre es, wenn die Telekom dem Kunden zwar einen Festnetzanschluss legt, ihm seine Telefonnummer aber erst ein halbes Jahr später verrät.

Zweitens sollten Anwendungshilfen von BDEW, Anwenderverbänden und BNetzA sicherstellen, dass die Prozesse auf dem Weg zur Marktkommunikation von allen 860 VNB einheitlich ausgelegt und gelebt werden. Das betrifft insbesondere das Zusammenspiel für die sofortige Umstellung der Bilanzierungsverfahren für Einspeisung und Entnahme nach Einbau eines Intelligenten Messsystems.

Drittens sollte jeder VNB die Anmeldung von Speichern zur Einspeisung über seine Netzanschlussportal digital anbieten. Nur so können diese im Sommer morgens entleert werden, um verlässlich die Mittagsspitze einspeichern zu können.

Viertens braucht es eine effektive Umsetzung der bereits bestehenden Prozesse durch die VNB. Wenn die vorgeschlagenen und bestehenden Fristen vom VNB nicht eingehalten werden, dann muss der Anlagenbetreiber mit einer fixen pauschalierten Schadensersatzzahlung rechnen können. Genau wie in anderen Schadensersatzfällen des Massengeschäfts – etwa bei Flugausfällen und -verspätungen – ist es ihm nicht zumutbar, seinen Schaden individuell einzuklagen. Stattdessen muss der Gesetzgeber den dadurch entstehenden Schaden pauschaliert regeln und dem Anlagenbetreiber einen entsprechenden Anspruch geben - zusätzlich zur ohnehin zu zahlenden Einspeisevergütung. Wir rechnen damit, dass nur dies die notwendige disziplinierende Wirkung auf die VNB haben wird.

a. Hintergrund § 52 EEG

Pauschalisierte Pönalen sind heute bereits im EEG üblich – jedoch nur zu Lasten des Anlagenbetreibers. Gemäß § 52 EEG sind bei Verstößen insbesondere gegen Pflichten bei der Direktvermarktung vom Anlagenbetreiber zwischen 2 EUR und 10 EUR pro kW Anlagenleistung *pro Monat* an den VNB zu zahlen. Wir schlagen daher vor, dass der VNB entsprechend bei einer Verletzung seiner Pflichten beim Start der Direktvermarktung spiegelbildliche eine Zahlung an den Anlagenbetreiber zu leisten hat.

b. Angemessener pauschalierter Schadensersatz

Folgender pauschalierter Schadensersatz wäre angemessen für entgangenen Einnahmen und die Kosten des Anlagenbetreibers/Direktvermarkters für das Nachfassen beim VNB: 2 EUR pro kW installierter Leistung PV pro Monat (ohne Speicher). Zusätzlich 10 EUR pro kW installierter Leistung des Speichers. Ebenso, wenn sich Speicher und PV-Anlage einen Hybridwechselrichter teilen. Der höhere pauschale Schadensersatz für den Speicher ergibt sich aus dem wesentlich höheren Flexibilitäts- und damit Erlöspotential.

c. Begrenzung auf 100 kW

Die Pflicht zur Zahlung von Pönalen sollte beschränkt sein auf Pflichtverstöße gegenüber Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 kW. Strom aus größeren Anlagen muss ohnehin direktvermarktet werden.


Best Practice: In Belgien regelt das Flämische Energiegesetz kurze Fristen und Pönalen für die Herstellung des Netzanschlusses, inklusive des Einbaus eines intelligenten Messsystems: Wenn dieses vom Netzbetreiber Fluvius nicht innerhalb von 30 Tagen ab Erhalt der entsprechenden Anfrage eingebaut ist, erhält der Anlagenbetreiber eine Entschädigung von 100 EUR.²
Im Bereich der Telekommunikation gibt es in Deutschland ebenfalls klare Fristen für den Anbieterwechsel und fixe Pönalen, wenn der abgebende Anbieter diesen nicht fristgerecht und korrekt bewerkstelligt.

6. Anregung zur Vereinfachung der Zahlungsvorgänge

Zusätzlich regen wir an, dass bei Anlagen bis 100 kW, die Marktprämie unmittelbar an den Direktvermarkter ausgezahlt werden sollte. Dies bedürfte einer Änderung im EEG. Zusätzlich sollte auf elektronische Rechnungsstellung (anstatt Papier) umgestellt werden. Der VNB schickt dann nur noch *eine* maschinenlesbare Sammelrechnung für alle Kunden an den Direktvermarkter nach einem einheitlichen digitalen Format. Hier wäre zu prüfen, ob es für diese Pflicht eine gesetzliche Vorschrift braucht, eine Festlegung der BNetzA oder eine branchenweite Selbstverpflichtung genügt.

Hintergrund: Bei Kleinanlagen dürften die Rolle des Direktvermarkters und die Rolle des Lieferanten zukünftig häufig zusammenfallen. Wird die Marktprämie an den Lieferanten ausgezahlt, erlaubt diese die Verrechnung mit der Stromrechnung oder neue innovative Produkte. Muss dagegen – wie heute – die Marktprämie dafür erst vom Anlagenbetreiber an den Direktvermarkter abgetreten werden, erfordert dies enormen und fehleranfälligen bürokratischen Aufwand im Dreieck zwischen Direktvermarkter, Anlagenbetreiber und VNB. Zusätzlich versenden VNB heute für jede einzelne Anlage eine Abrechnung auf Papier, welches die Direktvermarkter dann wieder in ihre Abrechnungssysteme einpflegen müssen. Eine digitale Sammelabrechnung nach einem einheitlichen Standard würde dies überflüssig machen.

² Webseite des flämischen Verteilnetzbetreibers Fluvius: <https://www.fluvius.be/nl/storingen-en-werken/klachten/fortaitaire-vergoeding?app-refresh=1716981669474>



Die Beschleunigung der oben skizzierten sechs Schritte ist „harten“ Maßnahmen wie neuen Einspeisebegrenzungen oder Fernsteuerungen durch die Netzbetreiber unbedingt vorzuziehen.

Im zweiten Teil finden Sie zusätzlich ein Rechtsgutachten mit konkreten Vorschlägen zur rechtssicheren Ausgestaltung des pauschalisierten Schadensersatzes.

Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)
Der bne verbindet Wettbewerb, Erneuerbare und Innovation im Energiemarkt. Seine Mitgliedsunternehmen lösen alte Grenzen auf und setzen die Kräfte der Energiewende frei.