

**Von:**  
**An:**  
**Cc:**

**Bcc:**  
**Betreff:**  
**Datum:**

Austausch BMWK/ÜNB/BNetzA zu Stromspitzen - Antworten der Unterarbeitsgruppe ÜNB-Vermarktung  
Freitag, 5. Juli 2024 14:32:00

Sehr geehrter [REDACTED],

Bezug nehmend auf den Austausch zwischen Vertretern des BMWK, der BNetzA und der ÜNB am 04.06.2024 und 17.06.2024, senden wir Ihnen unsere schriftlichen Antworten auf Ihre Fragen zu. Wir möchten Sie darauf hinweisen, dass die Antworten unserer Einschätzung nach teilweise Stellungnahme im Sinne des Lobbyregisters sind und wir sie dementsprechend im Lobbyregister veröffentlichen werden.

**Frage:** *Welche Spielräume hätten ÜNB gern für die Vermarktung? Gibt es Vorgaben, die unnötige Einschränkungen darstellen? Wo besteht gesetzlicher Anpassungsbedarf (Stichwort EEV)?*

Unter den aktuellen Rahmenbedingungen der vorherrschenden technisch-prozessualen Einschränkungen bei der Steuerung, Bilanzierung und Abrechnung von EE-Anlagen, bieten die aktuell gültigen Regelungen der EEV aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber ausreichend Spielräume für die Vermarktung der EEG-Anlagen in Einspeisevergütung. In diesem Zusammenhang möchten wir aber auch kurz auf die untenstehenden Anmerkungen zu § 5 EEV verweisen. Zudem ist eine Anpassung in § 2 Abs. 2 und 3 EEV aufgrund der Weiterentwicklung der Stromspotmärkte hinsichtlich marktgekoppelter Day-Ahead- und Intraday-Auktionen notwendig, sodass die neuen Produkte und Auktionen für die Vermarktung genutzt werden können. Entsprechende Formulierungsvorschläge liegen dem BMWK bereits vor.

Sobald absehbar ist, dass alle Voraussetzungen für eine zuverlässige und genaue Steuerung einer relevanten Menge von EEG-Anlagen in der Einspeisevergütung im Regelfall möglich ist und diese korrekt bilanziert und abgerechnet werden können (ggf. inklusive entsprechender Entschädigungsregelungen) kann über eine entsprechende Anpassung der EEV nachgedacht werden. Sofern eine deutliche Verbesserung bei der, dringend notwendigen, Steuerbarkeit von EE-Anlagen für das Engpassmanagement erreicht werden kann, wäre es überlegenswert die rechtlich-regulatorischen Rahmenbedingungen zu schaffen, die es den Übertragungsnetzbetreibern erlauben innovative Ansätze im Bereich ihrer Vermarktungsaufgabe, ggf. zeitlich begrenzt, zu entwickeln und zu testen. Dabei muss sichergestellt werden, dass eine klare Abgrenzung zu den Aufgaben der ÜNB in ihrer Systemverantwortung bestehen bleibt und die Vermarktungsprozesse in keiner Konkurrenz zu den Prozessen nach §§ 13 (1) und (2) EnWG stehen. Zudem ist darauf zu achten, dass die Direktvermarktung das bevorzugte anzuwendende Instrument ist.

**Frage:** *Wie kann im Fall von Eigenverbrauchsanlagen eine Steuerung am Ort der Netzeinspeisung (nicht Wechselrichter) ermöglicht werden (a) im Fall von Anlagen > 25kW /ohne SMGW und (b) im Fall von Anlagen <25 kW (Steuerung nur über CLS-Kanal erlaubt)? Welche IT-technischen Lösungsansätze wären hier für massentaugliche Umsetzung angemessen?*

Für eine massentaugliche Messung und/oder Steuerung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen kommen nach unserem Kenntnisstand aktuell folgende technischen Lösungen in Frage:

- Bidirektionale Leittechnik bei großen Anlagen
- Rundsteuertechnik (aktuell bei Anlagen <100 kW)

- SMGW + CLS (insbesondere in Zukunft bei Anlagen < 100 kW)
- 450 MHz Technik (aktuell nicht verbreitet)
- Eine Steuerung über Wechselrichter hat ggf. großes Potenzial und ist bereits bei vielen Anlagen möglich

**Frage:** Ist der regulatorische Rahmen so gestaltet, dass bei Veränderungen von Marktprodukten diese auch kurzfristig genutzt werden können? Wenn nein, ist eine solche Flexibilisierung rechtlich möglich (Stichwort Unbundling)?

Entflechtung hat das Ziel, die Unabhängigkeit des Netzbetreibers von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung sicherzustellen. Die Vermarktung von erneuerbaren Energien ist im Rahmen des EEG bzw. der EEV geregelt. Unserer Einschätzung nach besteht keine Gefahr, dass die Netzbetreiber außerhalb dieser klar definierten Aufgabe in anderen Bereichen der Energieversorgung tätig werden. Innerhalb dieser klar definierten Aufgabe sollten den Netzbetreibern möglichst viele Freiheiten gewährt werden um diese Aufgabe möglichst effizient („Sorgfalt eines ordentlichen und gewissenhaften Kaufmanns“) zu erfüllen. Dabei sollte die bestmögliche Vermarktung über Anreize statt Vorgaben effektiv gesteuert werden. Dies gilt insbesondere für Vorgaben, welche beispielsweise durch Veränderungen des Marktdesigns (Produkte, Auktionen, Preise, ...) ihre Gültigkeit verlieren würden.

**Frage:** Inwieweit wirken sich die negativen Preise auf das EEG-Konto und die Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs nach dem EnFG aus?

Negative Preise wirken sich (wie niedrige gegenüber hohen Preisen) wie folgt aus:

- Hohe Marktprämienzahlungen in der Direktvermarktung (keine Zahlung in Fällen des § 51 EEG)
- Kosten bzw. niedrige Erlöse bei negativen Preisen bei der Vermarktung der Mengen in der Einspeisevergütung

Beide Punkte werden bei der Prognose des EEG-Finanzierungsbedarfs grundsätzlich berücksichtigt.

- Bei der Direktvermarktung auf Basis des Fundamentalmodells eines Gutachters
- Bei der Einspeisevergütung bzw. deren Vermarktung auf Basis von Futures i. V. m. Marktwertfaktoren (gem. Anlage 1 Nr. 11 EnFG)

In beiden Fällen basieren die Preisprognosen auf Settlement-Preisen von Futures. Diese beinhalten bereits erwartete Reaktionen der Marktteilnehmer (u.a. Abregelung von Direktvermarktern) auf ein mögliches Überangebot bzw. negative Spotmarktpreise. Darüber hinaus besteht jedoch ein Preis- und Mengenrisiko. Daher sollte eine zusätzliche Liquiditätsreserve eingeplant werden.

**Frage:** Wieviel GW können potenziell abgeregelt werden und welche Anlagen könnten geregelt werden? Welche Umstellungen sind erforderlich, um den ÜNB ein Abregeln von diesen Mengen zu ermöglichen?

Laut Stammdatenregister 2022 war folgende installierte Leistung von PV-Anlagen in der Direktvermarktung und Einspeisevergütung als steuerbar angegeben (die Zahlen der tatsächlichen Steuerbarkeit liegen nach unseren bisherigen Erfahrungen deutlich darunter).

Installierte Leistung in GW	25-100 kW	ab 100 kW	bis 25 kW	Summe
<b>70 % Begrenzung</b>	0,42	0,01	5,72	6,15
<b>fernsteuerbar nach §9 Abs. 1 EEG</b>	0,80	17,96	0,09	18,86
<b>fernsteuerbar nach §9 Abs. 2 EEG</b>	4,40	13,46	1,07	18,93

nicht steuerbar	7,37	0,02	11,45	18,84
-----------------	------	------	-------	-------

Um die Steuerung im Rahmen der ÜNB-Vermarktung zu ermöglichen, müssten die technischen und prozessualen sowie die gesetzlichen und regulatorischen Voraussetzungen geschaffen werden, um diese Anlagen zuverlässig und ausreichend genau zu steuern (siehe Antworten zur Steuerbarkeit). Zudem muss sichergestellt werden, dass ausschließlich Anlagen in der Einspeisevergütung gesteuert werden. Im Rahmen des § 13 EnWG wären diese (und weitere) Anlagen über die VNB-Kaskade bereits heute steuerbar bzw. abschaltbar.

**Frage:** *Wie ist die Erfahrungen mit den freiwilligen Vereinbarungen (§5 EEV)? Könnten diese das Problem lösen?*

Bisher wurde diese Regelung nicht genutzt, da die derzeitige Ausgestaltung des § 5 EEV kein Geschäftsmodell für potenzielle Vertragspartner darstellt. Aus der Perspektive der ÜNB müssten die eingesparten Kosten durch die freiwilligen Vereinbarungen höher sein als die zusätzlichen Kosten, welche aus den freiwilligen Vereinbarungen entstehen. Zudem müsste sichergestellt sein, dass die Kosten aus den freiwilligen Vereinbarungen vollständig anerkannt und über das EEG-Konto refinanziert werden. Aus Sicht potenzieller nachfrageseitiger Vertragspartner müssten die Erlöse aus den freiwilligen Vereinbarungen höher als die Erlöspotenziale am Strommarkt oder aus anderen Geschäften sein. Insbesondere im ersten Fall ist zu bezweifeln, dass die freiwilligen Vereinbarungen ein attraktives Angebot darstellen, auch, weil der Anwendungsfall der zweiten Auktion bisher äußerst selten eingetreten ist und mit der Einführung von 15-Minuten Produkten in der DA-Auktion voraussichtlich entfallen wird.

Für Anlagen in der Einspeisevergütung wären Vereinbarungen erforderlich, die für den Anlagenbetreiber ein Premium gegenüber der Einspeisevergütung darstellen und die erforderlichen Aufwände in ggf. nicht vorhandene Steuerungstechnik überkompensieren. Das Premium wäre so zu ermitteln, dass insgesamt eine Entlastung für das EEG-Konto verbleibt (d.h. der Aufschlag muss geringer sein als der Absolutwert der negativen Strompreise). Um eine signifikante Wirkung auf die Börsenstrompreise und das EEG-Konto zu erzielen, wäre zudem eine entsprechende Menge an freiwilligen Vereinbarungen abzuschließen und es erscheint fraglich, ob die in Zukunft realistisch ist.

Freundliche Grüße / Kind regards

[Redacted signature block]

[Redacted signature block]

[Redacted signature block]

[Redacted signature block]