



Stellungnahme

Prof. Dr. Thorsten Müller
Stiftung Umweltenergierecht

**Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts
zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen
BT-Drucksache 20/14235**

und dem

**Änderungsantrag der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur
Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen
BT-Drucksache 20/14235
Ausschussdrucksache 20(25)745**

sowie zu dem

**Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Bundesbedarfplangesetzes
BT-Drucksache 20/14242**

und dem

**Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN
Entwurf eines Gesetzes für einen Zuschuss zu den
Übertragungsnetzkosten im Jahr 2025
BT-Drucksache 20/14026**

Dem Ausschuss ist das vorliegende Dokument in nicht barrierefreier Form zugeleitet worden.

Siehe Anlage

Rechtliche Stellungnahme zur Anhörung des Bundestags- Ausschusses für Klimaschutz und Energie

Entwurf der Gesetze zur Änderung des Energie-
wirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporä-
ren Erzeugungsüberschüssen (BT-Drs. 20/14235)
mit Änderungsantrag (Ausschussdrucksache
20(25)745), zur Änderung des Bundesbedarfsplan-
gesetzes (BT-Drs. 20/14242) und für einen Zu-
schuss zu den Übertragungsnetzkosten im Jahr
2025 (BT-Drs. 20/14026)

13.01.2025

erstellt von
Prof. Dr. Thorsten Müller
Dr. Johannes Hilpert
Dr. Tobias Klarmann
Anna Papke
Dr. Markus Kahles
Frank Sailer

II Stellungnahme zur Anhörung des Ausschusses für Klimaschutz und Energie am 15.01.25

Zitervorschlag:

Müller/Hilpert/Klarmann/Papke/Kahles/Sailer,
Rechtliche Stellungnahme zur Anhörung des
Bundestags-Ausschusses für Klimaschutz und
Energie zum Entwurf der Gesetze zur Änderung des
Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von
temporären Erzeugungsüberschüssen (BT-Drs.
20/14235) mit Änderungsantrag
(Ausschussdrucksache 20(25)745), zur Änderung des
Bundesbedarfplangesetzes (BT-Drs. 20/14242) und
für einen Zuschuss zu den Übertragungsnetzkosten
im Jahr 2025 (BT-Drs. 20/14026), 13.01.2025

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Die Stiftung Umweltenergierecht
erhält eine institutionelle Förde-
rung des Bundes

Stiftung Umweltenergierecht
Friedrich-Ebert-Ring 9
97072 Würzburg

Telefon
+49 931 79 40 77-0

Telefax
+49 931 79 40 77-29

E-Mail
mueller@stiftung-umweltenergierecht.de

Internet
www.stiftung-umweltenergierecht.de

Vorstand
Prof. Dr. Thorsten Müller
und **Fabian Pause, LL.M. Eur.**

Stiftungsrat
Prof. Dr. Monika Böhm
Prof. Dr. Franz Reimer
Prof. Dr. Gabriele Britz
Prof. Dr. Markus Ludwigs
Prof. Dr. Sabine Schlacke

Spendenkonto
Sparkasse Mainfranken Würzburg
IBAN: DE16 7905 0000 0046 7431 83
BIC: BYLADEM1SWU

A. Auf einen Blick	1
B. Änderungen im Energiewirtschaftsrecht	3
I. Schnelle Wirkung der Maßnahmen zur Vermeidung temporärer Erzeugungsspitzen größtenteils begrenzt	3
1. Zügel im Bereich der Steuerbarkeit von Anlagen werden angezogen, aber keine umfassende Erweiterung von Handlungsmöglichkeiten	3
a) Einführung von „Steuerungs-Rollout“ und Einspeisebegrenzung bei Neuanlagen	3
b) Verordnungsermächtigung, um kurzfristige Entlastungsmaßnahmen zu ermöglichen	5
c) Maßnahmen, um die praktische Wirksamkeit von Steuerungsmaßnahmen sicherzustellen	5
2. (Keine) Ausweitung der Direktvermarktung	6
3. Verschärfung des Entfalls der Vergütung in Zeiten negativer Preise	7
4. Abregelung nicht zu Preislimits vermarktbarer Strommengen von Bestandsanlagen in der Einspeisevergütung durch die Übertragungsnetzbetreiber	7
II. Netzanschlussregeln werden nur leicht ergänzt: Kompetenzzweifel, Regelungsredundanz und Gefahr gegenteiliger Wirkungen	8
1. Kompetenzzweifel bei den (flexiblen) Netzanschlussvereinbarungen	8
2. Teils redundante Regelungen zu flexiblen Netzanschlussvereinbarungen in § 8a EEG 2023-E und § 17 Abs. 2b EnWG	9
3. Klarstellung und Zustimmungserfordernis beim „Überbau“	10
III. Mischspeicherung wird verbessert, bleibt aber für Anlagen in der Einspeisevergütung ausgeschlossen	10
C. Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes	12

A. Auf einen Blick

- ▶ Der vorliegende Gesetzentwurf dient in weiten Teilen der als dringlich einzustufenden Verbesserung der Steuerbarkeit insbesondere kleiner EEG-Anlagen und ist damit ein sehr wichtiger Baustein, um die System- und Versorgungssicherheit zu gewährleisten und die Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien zu senken. Trotz einiger Schwächen sollte er noch in dieser Legislaturperiode beschlossen werden. Weitere Schritte des Gesetzgebers sollten folgen.
- ▶ Die Maßnahmen zur Vermeidung temporärer Erzeugungsspitzen dürften nur in begrenztem Umfang eine sehr schnelle Wirkung zeigen.
 - ▶ Der Gesetzentwurf soll ausweislich seines Titels und seiner Zielsetzung die Problematik hoher temporärer Erzeugungsüberschüsse – mit Folgen für die Kosten der Erneuerbaren-Förderung sowie die Systemsicherheit – adressieren. Dieses Ziel hätte effektiver und dennoch im Einklang mit dem Anliegen des Ausbaus erneuerbarer Energien adressiert werden können, insbesondere der Anlagenbestand hätte stärker adressiert werden können.
- ▶ **Kern des Gesetzesentwurfs sind die Maßnahmen zur Verbesserung der Steuerbarkeit von (kleinen) Anlagen. Zudem werden Regelungen modifiziert, die das Phänomen negativer Preise reduzieren sollen.**
 - ▶ Zwar wird die **technische Steuerbarkeit** von Anlagen, die Grundbedingung für alle relevanten Steuerungsmaßnahmen ist, angegangen und insgesamt verbessert. Hier sind insbesondere die Novellierungen des Messstellenbetriebsgesetzes („Steuerungs-Rollout“) und von § 9 EEG-E (Einspeisebegrenzung) sowie die jährlichen Testpflichten zur Steuerbarkeit zu nennen. Eine Ausweitung auf zusätzliche Anlagengrößen oder bestimmte Beschleunigungsregelungen wird jedoch nicht umgesetzt, so dass insoweit keine kurzfristigen Effekte zu erwarten sind. Einzig die Schaffung einer Verordnungsermächtigung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz in § 94 EEG-E zur „Sicherstellung eines netz- und systemdienlichen Betriebs von Anlagen“ in der Einspeisevergütung könnte hier hilfreich sein beziehungsweise werden.
 - ▶ Die **Direktvermarktung** wird, mit Ausnahme kleinerer Veränderungen, nicht ausgeweitet. Ohnehin hätte sich die Frage gestellt, ob eine Absenkung der Direktvermarktungsschwelle ein wirksamer Hebel zur Vermeidung von Erzeugungsspitzen sein kann. Denn bereits im geltenden System der Direktvermarktung stellt sich aktuell die Frage, warum teilweise auch Anlagen in der Direktvermarktung, die eigentlich bereits nach geltender Rechtslage steuerbar sein müssten, nicht auf negative Preissignale reagieren. Diese Frage wird im Gesetzesentwurf allerdings nicht adressiert.
 - ▶ Dasselbe gilt für die Verschärfung der **Regelung zu negativen Preisen**. Die Vergütung in Zeiten negativer Preise würde durch die Neuregelung des § 51 EEG 2023-E für Neuanlagen weitgehend abgeschafft. Allerdings wird dadurch, ebenso wie im Rahmen der Direktvermarktung, der Hebel der Bestandsanlagen, die bereits nach den geltenden Regelungen abschalten müssten, dies aber nach Beobachtungen in der Branche nicht tun, nicht adressiert.
 - ▶ Die maßgebliche Rolle von Bestandsanlagen zur Vermeidung von Erzeugungsspitzen wird nur im Rahmen der Neuregelung der **Vermarktung und Abregelung der Strommengen in der Einspeisevergütung durch die Übertragungsnetzbetreiber** im Rahmen der Regelungsvorschläge zur EEV adressiert. Die Preislimitierung und darauf folgende Abregelungspflicht der Übertragungsnetzbetreiber für nicht vermarktete Strommengen erscheinen grundsätzlich sinnvoll, um die bisherige Vermarktung um jeden Preis zu beenden. Allerdings werden durch die Wahl der Übertragungsnetzbetreiber als zentraler Regelungsadressat

Potenziale verschenkt, die womöglich gehoben werden könnten, wenn Dritte (z. B. Aggregatoren), unabhängig von einer nach dem Gesetzesentwurf vorgesehenen Vereinbarung mit dem Übertragungsnetzbetreiber, mit einem eigenen gesetzlichen Anspruch zur Problemlösung aktiviert würden. So könnten Dritte etwa für die Übertragungsnetzbetreiber in Zeiten negativer Preise Strommengen zur Abregelung kontrahieren, die Abregelung durchführen und dafür im Gegenzug an den eingesparten Kosten beteiligt werden.

► **Netzanschlussregeln werden nur leicht ergänzt: Kompetenzzweifel, Regelungsredundanz und teilweise Zweifel an der Sachgerechtigkeit**

- Im Bereich der Netzanschlussregelungen steht die Umsetzung der flexiblen Netzanschlussvereinbarungen aus dem EU-Recht im Mittelpunkt. Die Neueinführung dieses Instruments begegnet weniger inhaltlichen, als vielmehr kompetenziellen und gesetzgebungstechnischen Bedenken. Die Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur könnte hier unzulässigerweise eingeschränkt werden und die teilredundanten Parallelregelungen im EnWG und EEG 2023 scheinen nicht notwendig und nicht unbedingt zielführend. Bei der Neuregelung zum sogenannten „Überbau“ in § 8 Abs. 2 EEG 2023 scheint es fraglich, ob das pauschale Zustimmungserfordernis des Altanlagenbetreibers in allen Fällen sachgerecht ist.

► **Mischspeicherung wird verbessert, bleibt aber für Anlagen in der Einspeisevergütung ausgeschlossen.**

- Die Regelungen zur Mischspeicherung von Grün- und Graustrom in § 19 Abs. 3 bis 3c EEG 2023 werden mit der Pauschaloption um eine vereinfachte Variante für Speicher in Kombination mit Solaranlagen bis zu 30 kW ergänzt. Es bleibt jedoch dabei, dass beide Mischspeicherungsoptionen, die Abgrenzungs- und die neu geschaffene Pauschaloption, nur im Rahmen der Marktprämie genutzt werden können. Für Betreiber kleinerer Anlagen in der Einspeisevergütung eröffnet der Entwurf daher keinen Weg, aus einem gemischt genutzten Speicher EE-Strom

zeitversetzt einzuspeisen. Insbesondere die Einbindung des bidirektionalen Ladens, welches immer als Mischspeicherung einzustufen ist, gelingt in diesem Zusammenhang nicht. Zudem besteht die Gefahr, dass das bidirektionale Laden in einer Festlegung der BNetzA nach § 85d EEG 2023-E nicht geregelt werden kann, weil der im Elektrofahrzeug gespeicherte Strom messtechnisch nicht eindeutig erfasst werden kann.

► **Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes**

- Die Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes und die damit erhofften Genehmigungserleichterungen aus der EU-Notfall-Verordnung stehen unter dem zeitlichen Druck der Befristung dieser Verordnung bis 30. Juni diesen Jahres. Die Rechtsänderung sollte daher zeitnah in Kraft treten, um für die Vorhabenträger der entsprechenden Netzausbauvorhaben im Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsbereich möglichst schnell Planungssicherheit zu schaffen. Nur dadurch wird ihnen die erforderliche Antragstellung bis Ende Juni möglich sein.

B. Änderungen im Energiewirtschaftsrecht

Der vorliegende Gesetzentwurf dient in weiten Teilen der als dringlich einzustufenden Verbesserung der Steuerbarkeit insbesondere kleiner EEG-Anlagen und ist damit ein sehr wichtiger Baustein, um die System- und Versorgungssicherheit zu gewährleisten und die Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien zu senken. Trotz einiger Schwächen sollte er noch in dieser Legislaturperiode beschlossen werden. Weitere Schritte des Gesetzgebers sollten folgen.

I. Schnelle Wirkung der Maßnahmen zur Vermeidung temporärer Erzeugungsspitzen größtenteils begrenzt

Der Titel des vorliegenden Gesetzentwurfs nimmt Bezug auf eine „Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen.“ In der vorangestellten Problem- und Zielbeschreibung wird dargestellt, dass temporär sehr hohe Erzeugungsüberschüsse bei gleichzeitig geringer Nachfrage negative Preise nach sich ziehen, die die Kosten der Erneuerbaren-Förderung und des Stromsystems insgesamt erhöhen. Zudem kann die Systemsicherheit gefährdet werden.

Die Befassung mit dieser Thematik erscheint sinnvoll, wenn nicht gar zwingend, da zuletzt verstärkt solche Erzeugungsüberschüsse aufgetreten sind und auch zukünftig immer häufiger zu erwarten sind. Insbesondere die bisher nicht durch die Netzbetreiber steuerbaren kleineren Erzeugungsanlagen stellen dabei aufgrund der Summe der installierten Leistung dieses Anlagensegments nach allgemeiner Einschätzung eine Gefährdung für die Systemsicherheit dar. Daher besteht eine Dringlichkeit zum Handeln. Die kurzfristige Wirksamkeit der vorgeschlagenen Maßnahmen erscheint jedoch zu einem großen Teil

begrenzt zu sein. Auch fehlen Regelungen zur Verbesserung der Reaktion großer Anlagen in der Direktvermarktung auf negative Preise. Der Gesetzentwurf kann daher nur den Ausgangspunkt für ein weitergehendes und konsistentes Gesamtkonzept sein.

1. Zügel im Bereich der Steuerbarkeit von Anlagen werden angezogen, aber keine umfassende Erweiterung von Handlungsmöglichkeiten

Eine Grundbedingung für erforderliche Flexibilisierungs- und Steuerungsmaßnahmen liegt – neben möglichen Anreizmechanismen oder weiteren Verpflichtungsvorgaben – darin, dass Anlagen ihre Einspeisung oder ihren Verbrauch auch tatsächlich anpassen können, beziehungsweise, dass Dritte (Direktvermarkter, Netzbetreiber, sonstige Dritte) hierzu entsprechende Steuerungssignale senden können, die umgesetzt werden. Hier besteht nach hiesiger Kenntnis erheblicher Nachholbedarf, der mit dem vorliegenden Gesetzentwurf angegangen werden soll. Mittel der Wahl ist insbesondere eine Überarbeitung und Weiterentwicklung der Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG)¹, das zuletzt im Mai 2023 mit dem „Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende“ umfassend novelliert wurde². Parallele Wege zur Verbesserung der Steuerbarkeit fehlen dagegen weitgehend.

a) Einführung von „Steuerungs-Rollout“ und Einspeisebegrenzung bei Neuanlagen

Insoweit erscheint es sachgerecht, dass der – nach wie vor unzureichend umgesetzte – Rollout von intelligenten Messsystemen („Smart Meter“) noch um ein „Steuerungs-Rollout“ ergänzt werden soll. Derzeit ist die technische Ausstattung mit Steuerungstechnik im Rahmen des Messstellenbetriebsgesetzes als sogenannte „Zusatzleistung“ des Messstellenbetreibers

¹ Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist.

² BGBl. 2023 I Nr. 133.

eingeorordnet, die gesondert in Anspruch genommen werden kann (§ 34 Abs. 2 MsbG). Gerade vor dem Hintergrund der Festlegungen der Bundesnetzagentur (BNetzA) zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (§ 14a EnWG³), die nunmehr verpflichtend an einer netzorientierten Steuerung seitens des Netzbetreibers teilnehmen müssen, erscheint es zwingend, die Steuerbarkeit idealerweise standardmäßig mit dem Verbauen eines intelligenten Messsystems umzusetzen. Angesichts des bisher seit Jahren hinter den gesetzlichen Verpflichtungen zurückbleibendem Roll-out erscheint es jedoch fraglich, dass nicht jedenfalls auch weitere technische und prozedurale Optionen zur Verbesserung der Steuerung von Anlagen breit eingeführt werden.

Dies betrifft nicht nur die angesprochenen Verbrauchsanlagen im Sinne von § 14a EnWG, sondern insbesondere auch Erzeugungsanlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz ab einer Nennleistung von mehr als 7 Kilowatt. Hier ist auf zwei Aspekte hinzuweisen, die es zu bedenken gilt:

- ▶ Zum einen führt § 29 Abs. 5 MsbG eine Opt-out-Regelung ein, nach der ein Anlagenbetreiber seine Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt auf null Prozent der installierten Leistung begrenzen kann; hier könnte ungewollt ein Anreiz entstehen, Erneuerbaren-Anlagen nur für den Eigenverbrauch und vollständig ohne Netzeinspeisung zu errichten.
- ▶ Zum anderen ist darauf hinzuweisen, dass auf die Netznutzer – neben den bereits im Messstellenbetriebsgesetz geregelten Preisen beziehungsweise Preisobergrenzen – Zusatzkosten für die Steuerbarkeit anfallen (§ 30 Abs. 2 MsbG-E). Daneben wird im Übrigen die Preisobergrenze für Anlagen mit einer Nennleistung bis einschließlich 15 kW deutlich erhöht.

Mit der beschriebenen Anpassung des Messstellenbetriebsgesetzes wird auch das bislang recht schwer durchschaubare Zusammenspiel mit den technischen Vorgaben für Erneuerbare-Energien- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen in § 9

Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023 (EEG 2023)⁴ überarbeitet und konsolidiert. In § 9 Abs. 2 EEG 2023-E soll geregelt werden, dass künftig vor dem Einbau eines intelligenten Messsystems inklusive Steuerungseinrichtungen (und einer erfolgreichen Testung) bei Anlagen in der Einspeisevergütung oder dem Mieterstromzuschlag die maximale Wirkleistungseinspeisung am Netzverknüpfungspunkt auf 60 Prozent der installierten Leistung zu begrenzen ist. Dies gilt – auch ausweislich der Entwurfsbegründung – für Anlagen von mehr als 2 kW und weniger als 100 kW.

Da Anlagen unter 7 kW nicht vom verpflichtenden Mess- und Steuerrollout nach dem Messstellenbetriebsgesetz erfasst sind, müssen diese eigenständig gegenüber dem Messstellenbetreiber aktiv werden, um die Wirkleistungsbeschränkung durch optionales Verbauen eines intelligenten Messsystems zu beenden. Da es keinen gesetzlichen Anspruch gibt, dass ein intelligentes Messsystem auch tatsächlich zeitnah eingebaut wird, besteht eine Abhängigkeit der Anlagenbetreiber von der Umsetzungsbereitschaft der Messstellenbetreiber. Hier ist unklar, ob diese Rechtsfolge beabsichtigt ist, sie erscheint jedenfalls systematisch unlogisch und benachteiligt Anlagenbetreiber mit Anlagen unter 7 kW gegenüber größeren Anlagen. Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass nach § 34 Abs. 2 S. 4 MsbG-E grundzuständige Messstellenbetreiber die im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes vorzeitige Ausstattung mit intelligenten Messsystemen vorübergehend zurückstellen können. Zudem kann generell durch die Messstellenbetreiber die Unmöglichkeit der Ausstattung aus „technischen Gründen“ geltend gemacht werden (§ 34 Abs. 2 S. 3 MsbG-E). Die Wahl eines wettbewerblichen Messstellenbetreibers kann (muss aber nicht) in einzelnen Fällen helfen, aber auch zusätzliche Kosten bewirken.

Insgesamt lässt sich ableiten, dass das weitere erfolgreiche Gestalten der Energiewende mit weiterhin hohen Zubauraten von Erneuerbaren durch die vorgeschlagene Ausgestaltung des Rechtsrahmens an

³ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 23. Dezember 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 448) geändert worden ist.

⁴ Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 4 des Gesetzes vom 23. Oktober 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 327) geändert worden ist.

den Erfolg des Rollouts mit intelligenten Messsystemen geknüpft ist. Nur soweit dieser gelingt, werden perspektivisch die meisten Erzeugungsanlagen – auch in mittleren und kleineren Leistungsbereichen – steuerbar sein und damit zur Systemsicherheit beitragen. Aus den Erfahrungen des bisherigen Rollout-Prozesses erscheint diese ausschließliche Verknüpfung mindestens nicht ungefährlich. Ob die neugefassten Verpflichtungen der grundzuständigen Messstellenbetreiber nach § 45 MsbG-E, vorrangig einen Mindestanteil der neu installierten (und stufenweise auch der bereits installierten) Anlagenleistung mit intelligenten Messsystemen auszustatten, die bisher ernüchternden Entwicklungen grundlegend ändern, sollte genau beobachtet werden, um rechtzeitig nachsteuern zu können. Zudem wäre anzuraten, gegebenenfalls auch – jedenfalls vorübergehend – andere, alternative Steuerungsmöglichkeiten – geringere Anforderungen an die Datensicherheit der Steuerungseinheit analog zu anderen EU-Mitgliedstaaten, Einschaltung von Aggregatoren mit anderen Kommunikationswegen, etwa von Wechselrichtern – in die Systematik einzubeziehen (dazu immerhin § 94 EEG 2023-E, so gleich).

b) Verordnungsermächtigung, um kurzfristige Entlastungsmaßnahmen zu ermöglichen

Dabei ist auch zu berücksichtigen, dass die insoweit vorgesehenen Novellierungen jedenfalls grundsätzlich keine kurzfristige Entlastungswirkung bei temporären Erzeugungsüberschüssen bewirken (können), da die bisher schon existierenden Steuerbarkeitsverpflichtungen beschleunigt noch auf zusätzliche Anlagengrößen ausgeweitet werden.

Die Verordnungsermächtigung („zum systemdienlichen Anlagenbetrieb“) in § 94 EEG 2023-E könnte hier eine Erweiterung des Instrumentenbaukastens der Systemsicherheit bewirken und gegebenenfalls auch kurzfristig hilfreich werden. Die Vorschrift nimmt Bezug auf die „Sicherstellung eines netz- und systemdienlichen Betriebs von Anlagen“, wobei es spezifisch um Anlagen in der Einspeisevergütung geht. Sie

schafft eine Verordnungsermächtigung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz ohne Zustimmung des Bundesrats, mit der geregelt werden kann, dass die Übertragungsnetzbetreiber „aufgrund von Gefahren für die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems“ die Netzeinspeisung aus Anlagen in der Einspeisevergütung temporär begrenzen können.

Damit geht sie zunächst nicht über den Regelungsinhalt von § 13 Abs. 2 EnWG (Notmaßnahmen im Rahmen der Systemverantwortung) hinaus – allerdings wird aus der Entwurfsbegründung deutlich, dass auch „Zeiten negativer Preise am Großhandelsmarkt“ Abregelungsmaßnahmen auslösen können (sollen). Dies erscheint sinnvoll, sollte aber im Gesetzestext klargestellt werden, da solche Zeiträume nicht per se auch „Gefahren für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems“ auslösen. Bemerkenswert und mit Blick auf die in dieser Stellungnahme beschriebene grundsätzlich eher mittel- bis langfristige Wirksamkeit der Maßnahmen ist, dass Dritte („weitere Berechtigte“) in die Ausführung der Maßnahmen integriert werden können. Dies könnte einen Beschleunigungseffekt bedeuten, soweit hierdurch übergangsweise eine technische Steuerung ohne vorheriges Installieren eines intelligenten Messsystems (inklusive Steuerungstechnik) ermöglicht wird. Die Verordnungsermächtigung steht in einem inneren Zusammenhang mit den Neuregelungen der Übertragungsnetzbetreiber-Vermarktung nach der Erneuerbare-Energien-Verordnung (EEV⁵, dazu unten).

c) Maßnahmen, um die praktische Wirksamkeit von Steuerungsmaßnahmen sicherzustellen

Eine wesentliche Verbesserung der Novelle mit Blick auf die Steuerbarkeit besteht vor allem darin, für die ohnehin bestehenden und punktuell neuen Verpflichtungen und Steuerungsmöglichkeiten klarere Regelungen zu schaffen und zugleich auch die Zügel der praktischen Durchsetzbarkeit anzuziehen.

⁵ Erneuerbare-Energien-Verordnung vom 17. Februar 2015 (BGBl. I S. 146), die zuletzt durch Artikel 2 der

Verordnung vom 2. Februar 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 34) geändert worden ist.

In diesem Kontext ist besonders auf § 12 Abs. 2a-2h EnWG-E hinzuweisen. Diese Vorschriften sollen sicherstellen, dass die sich aus § 13a EnWG (i. V. m. § 14 Abs. 1 EnWG) ergebenden Steuerungsbefugnisse der Netzbetreiber im Rahmen des regulatorischen Redispatch auch im gesetzlich vorgesehenen Umfang praktisch durchführen lassen. Hierzu wird den Netzbetreibern eine Sicherstellungspflicht („muss sicherstellen, dass er jederzeit in der Lage ist“) auferlegt, die mit einer jährlichen Testpflicht verknüpft wird. Hierbei werden auch die Messstellenbetreiber mit in die Pflicht genommen, die den Stand der Umsetzung ihrer Rollout-Verpflichtungen vorzulegen haben. Die Übertragungsnetzbetreiber erstellen auf Grundlage der aggregierten Ergebnisse einen Gesamtbericht, der wiederum der Bundesnetzagentur und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz vorzulegen ist.

Die Sicherstellungs-, Test- und Nachweispflichten werden ergänzt um Sanktionsmöglichkeiten der Bundesnetzagentur, die bei Pflichtverstößen von Verteilernetzbetreibern diesen entsprechende Betriebsführungspflichten entziehen kann; Messstellenbetreibern kann die Grundzuständigkeit entzogen werden. Auch eine Netztrennung der Erzeugungsanlage beziehungsweise eine Unterbindung der Einspeisung ist vorgesehen, wenn „der Messstellenbetreiber seinen Pflichten zum ordnungsgemäßen Messstellenbetrieb nach § 3 Absatz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes nicht nachkommt und dadurch die Möglichkeit des Netzbetreibers, die Einspeiseleistung der Anlage ferngesteuert zu regeln, nicht unerheblich beeinträchtigt wird“ (§ 12 Abs. 2h EnWG-E). Der Anlagenbetreiber kann dann Schadenersatz geltend machen.

Damit wird der Anlagenbetreiber als Inhaber der tatsächlichen Sachherrschaft über die Anlage (so auch die Entwurfsbegründung) als eine Art „Nicht-Störer“ für regulatorische Maßnahmen in Anspruch genommen. Vor dem Hintergrund der erheblichen Bedeutung der Systemsicherheit des Elektrizitätsversorgungssystems erscheint dies grundsätzlich sachgerecht. Im Rahmen von § 52a EEG 2023-E werden zudem Netztrennungsvorgaben geregelt, die auf

Pflichtverletzungen des Anlagenbetreibers selbst abstellen.

2. (Keine) Ausweitung der Direktvermarktung

Im Gesetzesentwurf wird weiterhin von der Ausweitung der Direktvermarktung als einer der zentralen Lösungen zur Vermeidung temporärer Erzeugungsspitzen gesprochen⁶. Tatsächlich sind im Gegensatz zu vorherigen Entwürfen in diesem Gesetzesentwurf eher verschiedene kleinere Änderungen vorgesehen, deren unmittelbare und durchgreifende Wirkung zur Vermeidung von Erzeugungsspitzen bezweifelt werden kann.

Dazu zählen die Änderung, dass künftig auch Anlagen, die lediglich vollständig abgeschaltet werden können, die Vorgaben für die Direktvermarktung erfüllen (§ 10b Abs. 1 S. 1 Nr. 1 EEG 2023-E) sowie die Anpassung der zeitlichen Frist zum Nachweis der Fernsteuerbarkeit auf den Zeitpunkt der erstmaligen Einspeisung anstatt der Inbetriebnahme in Sonderkonstellationen (§ 10b Abs. 1 S. 4 EEG 2023-E). Hinzu kommt die Regelung, dass die Nutzung von Smart-Meter-Gateways zur Steuerbarkeit der Anlagen erst ab dem 01.01.2028 erfolgen muss (§ 10b Abs. 2 S. 1 EEG 2023-E) und die Steuerbarkeit bis dahin auch durch andere dem Stand der Technik entsprechende Maßnahmen sichergestellt werden kann und muss, ohne dass hierfür die bisherigen Ausnahmeregeln für Volleinspeiseanlagen von höchstens 100 kW bestehen (§ 10b Abs. 2 Sätze 2 und 3 EEG 2023-E). Die Netzbetreiber müssen künftig einheitliche, einfach umsetzbare und massengeschäftstaugliche Nachweispflichten für die Steuerbarkeit einführen, wozu die BNetzA per Festlegung Vorgaben machen kann (§ 10b Abs. 5 EEG 2023-E) und die Direktvermarkter werden dazu verpflichtet, Verstöße von Anlagenbetreibern gegen die Pflichten zur Steuerbarkeit dem zuständigen Netzbetreiber mitzuteilen, damit dieser Pönalen verhängen kann (§ 10b Abs. 6 EEG 2023-E).

Die akut relevante Frage, warum teilweise auch Anlagen in der Direktvermarktung, die eigentlich bereits nach geltender Rechtslage steuerbar sein müssten, nicht

⁶ Vgl. BT-Drs. 20/14235, S. 2.

auf negative Preissignale reagieren⁷, wird dadurch nicht adressiert. Eine gewisse Ausnahme könnte die neue Meldepflicht der Direktvermarkter bei Verstößen gegen die Steuerbarkeit bilden, die aber in der Folge auch vom „Verfolgungseifer“ der Netzbetreiber abhängt, die Pönalen zu verhängen und zudem keine schnelle Reaktion auf Erzeugungsspitzen verspricht.

Ob eine stärkere Ausweitung der Direktvermarktung über die jetzt vorgesehenen Änderungen hinaus (wie ursprünglich durch die Absenkung der Direktvermarktungsschwelle geplant) damit zielführend zur Vermeidung temporärer Erzeugungsspitzen gewesen wären, erscheint vor dem Hintergrund, dass bereits von der Direktvermarktung erfasste größere Anlagen nach Erkenntnissen der Übertragungsnetzbetreiber nicht im ausreichenden Umfang auf negative Preise reagieren, fraglich. Ein wirksamerer Hebel könnten somit Verbesserungen innerhalb des geltenden Systems der Direktvermarktung selbst sein, die aber im vorliegenden Regelungsentwurf nicht adressiert sind.

3. Verschärfung des Entfalls der Vergütung in Zeiten negativer Preise

Eine weitere Maßnahme mit der der Herausforderung temporärer Erzeugungsspitzen begegnet werden soll, ist die weitgehende Abschaffung der Vergütung bei negativen Preisen für Neuanlagen nach § 51 EEG 2023-E. Anstelle der bislang nach § 51 Abs. 1 EEG 2023 vorgesehenen stufenweisen Absenkung der Anzahl der aufeinanderfolgenden Stunden negativer Preise, soll die Vergütung künftig direkt für alle Zeiträume entfallen, in denen der Spotmarktpreis negativ ist (§ 51 Abs. 1 EEG 2023-E).

Ausgenommen sein sollen künftig nur noch Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 kW für Zeiträume vor dem Ablauf des Kalenderjahres, in dem die Anlage mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet wird (§ 51 Abs. 2 Nr. 1 EEG 2023-E) und Anlagen mit einer

installierten Leistung von weniger als 2 kW für Zeiträume vor dem Ablauf des Kalenderjahres, in dem die Bundesnetzagentur im Rahmen einer Festlegung nach dem neuen § 85 Abs. 2 Nr. 12 EEG 2023-E festgestellt hat, dass die technische Ausstattung dieser Anlagen und die Abrechnungsprozesse der Netzbetreiber hinreichend massengeschäftstauglich und digitalisiert sind, um eine Anwendbarkeit des § 51 Abs. 1 EEG 2023-E bei diesen Anlagen mit angemessenem Aufwand abzubilden (§ 51 Abs. 2 Nr. 2 EEG 2023-E).

Der direkte Entfall der Vergütung bei negativen Preisen ohne Karenzzeit entspricht letztlich dem in ihren Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien (KUEBLL)⁸ niedergelegten Zielbild der EU-Kommission, dass die Beihilfenempfänger in Zeiten, in denen der Marktwert ihrer Produktion negativ ist, keine Beihilfe dafür erhalten dürfen (Rn. 123 KUEBLL).

Mit der Maßnahme würden zwar künftig vermehrt Anlagen der negativen Preisregelung unterworfen. Die Regelung stellt aber keine Lösung für das bereits im Rahmen der Direktvermarktung geschilderte aktuelle Problem dar, dass auch Anlagen, die der Direktvermarktung und der geltenden Regelung zu negativen Preisen unterfallen, nicht auf negative Preise reagieren. Der Hebel der Bestandsanlagen wird somit nicht adressiert, um der Herausforderung der temporären Erzeugungsspitzen zu begegnen. Hier sollte der Gesetzgeber zeitnah nachbessern.

4. Abregelung nicht zu Preislimits vermarktbarer Strommengen von Bestandsanlagen in der Einspeisevergütung durch die Übertragungsnetzbetreiber

Als weitere Maßnahme gegen temporäre Erzeugungsspitzen sind im Gesetzesentwurf Änderungen an der Erneuerbare-Energien-Verordnung enthalten. Danach müssen die Übertragungsnetzbetreiber die in der Einspeisevergütung durch

⁷ Vgl. Herter/Papadis, Erzeugungsüberschuss – Problem und Lösungsmaßnahmen, Präsentation im Rahmen des Strommarkttreffens vom 27.09.2024, https://www.strommarkttreffen.org/wp-content/uploads/2024/09/20240927_50Hertz_Erz%C3%9C_Strommarkttreffen.pdf.

⁸ Europäische Kommission, Leitlinien für staatliche Klima-, Umweltschutz- und Energiebeihilfen 2022, ABl. Nr. C 80 vom 18.02.2022, S. 1.

fernsteuerbare Anlagen prognostizierten Strommengen künftig preislimitiert am Day-Ahead-Markt vermarkten (§ 5 Abs. 1 EEV-E). Die Vorgaben zum Preislimit nach § 5 EEV werden nicht novelliert und verbleiben mit minus 350 bis minus 150 Euro/Megawattstunde vergleichsweise hoch.

Für Strommengen, die innerhalb des Preislimits nicht vermarktet werden können, muss der Übertragungsnetzbetreiber die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung veranlassen (§ 5 Abs. 3 S. 1 EEV-E). Die von der Abregelung betroffenen Anlagenbetreiber werden finanziell (nicht bilanziell) nach Maßgabe der §§ 13a, 14 Abs. 1c EnWG entschädigt (§ 5 Abs. 3 S. 2 EEV-E).

Als fernsteuerbar gelten Anlagen, die eine Einspeisevergütung erhalten (§ 4a Abs. 2 Nr. 1 EEV-E) und die mit technischen Einrichtungen ausgestattet sind, über die der Netzbetreiber in viertelstündlicher Auflösung die Ist-Einspeisung abrufen (§ 4a Abs. 2 Nr. 2 a) EEV-E) und die Einspeiseleistung vollständig oder, sobald jeweils die technische Möglichkeit besteht, stufenweise oder stufenlos ferngesteuert regeln kann (§ 4a Abs. 2 Nr. 2 b) EEV-E).

Anlagen, die die Anforderungen an die Fernsteuerbarkeit nicht erfüllen, können durch den Übertragungsnetzbetreiber per Erklärung gegenüber der Bundesnetzagentur in die Abregelung mit einbezogen werden (§ 4a Abs. 3 S. 1 EEV-E). Um eine Steuerung dieser Anlagen zu ermöglichen, kann der Übertragungsnetzbetreiber Vereinbarungen mit Dritten schließen (§ 4a Abs. 3 S. 2 EEV-E). Dies soll laut Entwurfsbegründung insbesondere Anlagen erfassen, die mittels Funkrundsteuertechnik geregelt werden können, aber auch Anlagen erfassen, die über das Energiemanagementsystem einer Anlage verlässlich geregelt werden können⁹. Denkbar wären hierüber aber beispielsweise auch Vereinbarungen mit Wechselrichterherstellern oder anderen Aggregatoren, die den Übertragungsnetzbetreibern die Abregelung von Strommengen garantieren.

Ob Möglichkeiten eingesetzt werden, zusätzliche Abregelungspotenziale auf neuen

Wegen zu heben, hängt allerdings nach der gewählten Regelungssystematik allein vom Willen der Übertragungsnetzbetreiber ab. Zwar müssen die Übertragungsnetzbetreiber, wenn sie von diesen Erklärungen keinen Gebrauch machen, beginnend mit dem 01.01.2026 jährlich gegenüber Bundesnetzagentur berichten, warum dies nicht geschehen ist, welche Optionen zur Überwindung der Hemmnisse bestehen sowie Maßnahmen und Zeitpläne darstellen (§ 4a Abs. 3 S. 4 EEV-E). Die Regelung ist damit für die Übertragungsnetzbetreiber nicht folgenlos, aber auch nicht zwingend.

Zudem werden durch die Wahl der Übertragungsnetzbetreiber als zentraler Regelungsadressat Potenziale verschenkt, die womöglich gehoben werden könnten, wenn Dritte (z. B. Aggregatoren) direkt mit einem eigenen gesetzlichen Anspruch aktiviert würden, für die Übertragungsnetzbetreiber in Zeiten negativer Preise Strommengen zur Abregelung zu kontrahieren und dafür im Gegenzug an den eingesparten Kosten beteiligt würden.

II. Netzanschlussregeln werden nur leicht ergänzt: Kompetenzzweifel, Regelungsredundanz und Gefahr gegenteiliger Wirkungen

Die Netzanschlussregelungen werden im vorliegenden Entwurf nur noch punktuell ergänzt. Die größte Änderung stellt die Umsetzung der flexiblen Netzanschlussvereinbarungen aus dem EU-Recht dar.

1. Kompetenzzweifel bei den (flexiblen) Netzanschlussvereinbarungen

Die neuen Regelungen zu flexiblen Netzanschlussvereinbarungen in § 8a EEG 2023-E und § 17 Abs. 2b EnWG-E erfolgen zur Umsetzung der unionsrechtlichen Vorgaben aus Art. 6a der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (EBM-RL)¹⁰. Art. 6a Abs. 1 EBM-RL sieht vor, dass der Rechtsrahmen für flexible Netzanschlussvereinbarungen von der

⁹ BT-Drs. 20/14235, S. 86.

¹⁰ Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und

zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, ABl. EU Nr. L 158 v. 14.06.2019, S. 125, zuletzt geändert durch Richtlinie (EU) 2024/1711 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024, ABl. EU L v. 26.6.2024.

„Regulierungsbehörde oder, sofern ein Mitgliedstaat dies vorgesehen hat, eine[r] andere[n] zuständige[n] Behörde erarbeitet [wird]“. Daher steht die Regelungskompetenz des Bundesgesetzgebers diesbezüglich in Frage.

Der Abschluss flexibler Netzanschlussvereinbarungen ist zwar für beide Seiten fakultativ, die inhaltlichen Vorgaben in Absatz 1 und die Mindestregelungsinhalte in Absatz 2 sind jedoch verbindlich geregelt („ist“, „sind“). Da die in Art. 6a Abs. 2 EBM-RL vorgeschlagenen Mindestregelungsinhalte nicht verbindlich ausgestaltet sind („kann sichergestellt werden“) handelt es sich um materielle Festlegungen des Gesetzgebers. Da die Bundesnetzagentur als nationale Regulierungsbehörde nach Art. 59 Abs. 7 lit. a EBM-RL die Bedingungen für den Anschluss an und den Zugang zu den nationalen Netzen unabhängig festzulegen hat, ist eine inhaltliche Vorstrukturierung durch ein Parlamentsgesetz kritisch zu bewerten. Dies ist jedoch kein Spezifikum der Neuregelung, sondern gilt auch für anderweitige Vorgaben für den Netzanschluss- und Netzzugang durch den Gesetzgeber.

Die Abweichungskompetenz der Bundesnetzagentur aus § 17 Abs. 4 EnWG wird im Entwurf auch auf die Vorgaben zu den flexiblen Netzanschlussvereinbarungen im neuen Absatz 2b erstreckt. Diese ist jedoch auf die technischen und wirtschaftlichen Bedingungen beschränkt und vermag die Problematik einer unzulässigen inhaltlichen Vorstrukturierung durch den Gesetzgeber daher nicht vollständig entschärfen.

2. Teils redundante Regelungen zu flexiblen Netzanschlussvereinbarungen in § 8a EEG 2023-E und § 17 Abs. 2b EnWG

Die Umsetzung der unionsrechtlichen Vorgaben zu flexiblen Netzanschlussvereinbarungen finden sich sowohl im EnWG-E wie auch im EEG 2023-E. Es ist zweifelhaft, inwieweit diese Doppelung in zwei verschiedenen Gesetzestexten erforderlich ist. In jedem Fall wäre eine Konsolidierung in den Formulierungen beziehungsweise eine Klarstellung bei gewollten Unterscheidungen anzuraten.

Das Konzept flexibler Netzanschlussvereinbarungen ist wohl insbesondere vor dem Hintergrund der volatilen Erzeugung von

erneuerbaren Energien konzipiert worden. Der Anwendungsbereich ist in Art. 6a Abs. 1 EBM-RL aber nicht auf Erneuerbare-Energie-Anlagen, oder überhaupt auf Erzeugungsanlagen beschränkt. Insoweit ist die grundlegende Umsetzung im EnWG folgerichtig. Die auf gleicher Normebene vorgesehene Regelung in § 8a EEG 2023 ist als Spezialregelung in ihrem Anwendungsbereich (nur Anlagen die dem EEG unterfallen) vorrangig anwendbar, wie auch § 17 Abs. 2b S. 4 EnWG-E klarstellt (§ 8a EEG 2023 „bleibt unberührt“). Insoweit ist das grundsätzliche Verhältnis der beiden Regelungen als Grund- und Sonderregelung nachvollziehbar. Die teilweise redundante inhaltliche Ausgestaltung in den beiden Gesetzestexten ist jedoch zu hinterfragen.

In Absatz 1 sieht § 8a EEG 2023-E beispielsweise eine Legaldefinition vor, die inhaltlich zwar nicht mit den Ausführungen in § 17 Abs. 2b EnWG-E konfliktiert, aber schon wegen der Beschränkung auf die Einspeisung nicht auf die Regelung im EnWG übertragen werden kann. Andererseits macht die Regelung im EnWG klar, dass sowohl statische wie auch dynamische Begrenzungen möglich sind, was sich nicht explizit in der Legaldefinition in § 8a EEG 2023-E findet. Es ist nicht ersichtlich, inwieweit hier tatsächlich konzeptionelle Unterschiede bei der Ausgestaltung von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen beabsichtigt sind. Daher wäre daher ein klarstellender Hinweis oder eine Konsolidierung der Formulierungen anzuraten.

Die jeweils in den Absätzen 2 der beiden Parallelregelungen vorgesehenen Mindestregelungsinhalte sind inhaltlich weitgehend deckungsgleich. Lediglich die Nummer 6 zum Einverständnis anderer Anlagenbetreiber und zur gesamtschuldnerischen Haftung ist eine spezifische Mindestregelungsanforderung im EEG.

Die zweite Besonderheit im EEG ist die in § 8a Abs. 3 EEG 2023-E geregelte Verknüpfung mit gesetzlich vorgesehenen Netzverknüpfungspunkten nach § 8 Abs. 1 S. 1 EEG 2023. Die darin vorgesehene Prüfungs- und Mitteilungspflicht einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung zur Nutzung des in der Luftlinie nächsten Netzverknüpfungspunktes erscheint sinnvoll, um das Instrument frühzeitig in die Planung miteinzubeziehen. Aufgrund der speziellen Regelungen zum Netzverknüpfungspunkt in § 8

EEG 2023 erscheint es sinnvoll, auch einen spezifischen Passus in der nationalen Ausgestaltung der flexiblen Netzanschlussvereinbarungen vorzusehen.

Zusammenfassend sind nur bei den Regelungen in § 8a Abs. 2 Nr. 6 und Abs. 3 EEG-2023-E inhaltliche Ausgestaltungen ersichtlich, die auf einen spezifischen EEG-Kontext verweisen. Es wäre daher zu überlegen, ob die anderen Inhalte aus § 8a EEG 2023-E nicht in der grundsätzlichen Regelung im EnWG in konsolidierter Form (inklusive Legaldefinition) zusammengeführt werden und die Spezialregelung aus § 8a Abs. 3 EEG 2023-E in § 7 oder § 8 EEG 2023 eingefügt wird.

3. Klarstellung und Zustimmungserfordernis beim „Überbau“

Die an die flexiblen Netzanschlussvereinbarungen anknüpfende Ergänzung in § 8 Abs. 2 EEG 2023-E hat im Wesentlichen klarstellenden Charakter. Das gilt einerseits hinsichtlich des Hinweises, dass das Wahlrecht nach § 8 Abs. 2 S. 3 EEG 2023-E „mit einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung (...) verbunden werden“ kann. Andererseits wird auch die Erstreckung des Wahlrechts auf bereits genutzte Netzverknüpfungspunkte rechtlich wohl nicht erst mit der Gesetzesänderung ermöglicht. Es ist nicht ersichtlich, warum das bereits bestehende Wahlrecht des Anlagenbetreibers aus § 8 Abs. 2 EEG 2023 in seiner bestehenden Form sich nicht auch auf Netzverknüpfungspunkte erstreckt, die bereits von bestehenden Anlagen genutzt werden.

Im Entwurf ist ferner der Zusatz vorgesehen, dass die Wahl eines bereits von einer bestehenden Anlage genutzten Verknüpfungspunktes nur möglich ist, „sofern der Betreiber der bestehenden Anlage der Mitnutzung zustimmt“. Es ist fraglich, ob

dieses pauschale Zustimmungserfordernis in allen Fällen sachgerecht ist, insbesondere wenn keine Einschränkungen der Eigentums- und Einspeiserechte des Eigentümers der Bestandsanlage zu befürchten sind.

III. Mischspeicherung wird verbessert, bleibt aber für Anlagen in der Einspeisevergütung ausgeschlossen

Die Regelungen zur sogenannten Mischspeicherung, die durch das „Solarpaket I“¹¹ eingeführt wurden, werden durch den vorliegenden Gesetzesentwurf weiterentwickelt und stärker systematisiert. § 19 Abs. 3 EEG 2023-E fungiert nun als allgemeiner Teil vor den spezielleren Vorgaben in den Absätzen 3a bis 3c EEG 2023-E. Dort werden unter anderem nunmehr die drei Optionen, nach denen eine EEG-Vergütung für zuvor in einem Stromspeicher gespeicherten Strom bezogen werden kann, aufgelistet und benannt: die Ausschließlichkeits-, Abgrenzungs- und Pauschaloption.

Hingegen entfällt die bisher vorhandene „Wechseloption“¹² nach § 19 Abs. 3a EEG 2023, die einen monatlich beziehungsweise jederzeitigen Wechsel zwischen Grün- und Graustromspeicherung vorsah, aber keine gleichzeitige Speicherung dieser Strommengen ermöglichte¹³. Stattdessen wird in Absatz 3a EEG 2023-E nun der bisherige Regelfall, die ausschließliche Speicherung von Grünstrom, geregelt.

Die in § 19 Abs. 3c EEG 2023-E neu eingefügte Pauschaloption soll die Mischspeicherung speziell für Kleinanlagen erleichtern¹⁴. Sie ist auf Speicher beschränkt, die gemeinsam mit Solaranlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt höchstens 30 kW betrieben werden. Die

¹¹ Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vom 08.05.2024, BGBl. I Nr. 151 vom 15.05.2024.

¹² Vgl. BT-Drs. 20/14235, S. 74.

¹³ Weiterhin möglich ist aber der kalenderjährliche Wechsel zwischen Grün- und Graustromspeicherung, vgl. dazu auch Müller, Rechtliche Stellungnahme zur Anhörung des Bundestags-Ausschusses für

Klimaschutz und Energie zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung (BT-Drs. 20/8657) sowie dem Änderungsantrag der Fraktionen SPD, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN und FDP (Ausschussdrucksache 20(25)593) am 22. April 2024, S. 2.

¹⁴ Vgl. BT-Drs. 20/14235, S. 75.

förderfähige Strommenge ist pauschal auf bis zu 500 kWh pro Kalenderjahr je Kilowatt installierter Leistung der Solaranlage beschränkt. Genauer bestimmt werden soll die förderfähige Strommenge durch eine BNetzA-Festlegung nach § 85d EEG 2023-E.

Neu sind die in § 19 Abs. 3 S. 5 EEG 2023-E aufgenommenen Vorgaben, die sich auf das bidirektionale Laden von Elektrofahrzeugen beziehen. Als Bezugspunkt wird dabei die Ladesäule festgelegt, nicht das Elektrofahrzeug. Dies ist folgerichtig, da auch weitere Gesetze diese Wertung vornehmen (§ 21 Abs. 3 EnFG¹⁵ für die Umlagebefreiung von Speichern, § 3 Nr. 25 EnWG, welcher beim Ladevorgang die Ladesäule als Letztverbraucher einstuft). Konsequenterweise ist auch, dass das bidirektionale Laden nur in der Abgrenzungs- und Pauschaloption genutzt werden kann, da hier damit zu rechnen ist, dass auch Netzstrom (etwa von öffentlichen Ladesäulen) geladen wird.

Der Anwendungsbereich der Mischspeicheroptionen in den Absätzen 3b und 3c wird allerdings dadurch deutlich eingeschränkt, dass die Abgrenzungs- und die Pauschaloption nur in Kombination mit der Marktprämie zulässig sind. Anlagen, die bisher eine Einspeisevergütung erhalten, müssten also in die Marktprämie wechseln – und die verpflichtenden technischen Vorkehrungen schaffen sowie sich einen Direktvermarkter suchen –, um bei Mischspeicherung eine Vergütung für den zwischengespeicherten Strom zu erhalten¹⁶. Insofern garantieren die neuen Regelungen keine unkomplizierte Integration von Heimspeichern und bidirektionalen Fahrzeugen. Dies scheint besonders hinsichtlich der neu vorgeschlagenen Regelung des § 19 Abs. 3c EEG 2023-E ein Wertungswiderspruch, da diese Regelung nur für Kleinanlagen bis 30 kW gilt, die regelmäßig die Einspeisevergütung als Vergütungsvariante nutzen. Damit würde der größte Teil dieses

Anlagensegments faktisch ausgeschlossen. Für Heimspeicher bleibt zumindest die Option eines reinen Grünstrombetriebs, um die Einspeisevergütung zu erhalten. Diese Einschränkung ist hingegen bei bidirektionalen Fahrzeugen, die immer als Mischspeicher einzustufen sein dürften¹⁷, ausgeschlossen.

Zudem ist beim bidirektionalen Laden auf das Problem hinzuweisen, dass die aus der Erneuerbaren-Anlage in das Fahrzeug eingespeisten Strommengen messtechnisch wohl nicht von nicht-förderfähigem Strom abgrenzbar sind: Anders als bei stationären Speichern kann Strom auch andernorts geladen werden, diese Strommengen werden über einen Messpunkt an der heimischen Ladestation nicht erfasst. Es obliegt der BNetzA, in einer Festlegung nach § 85d EEG 2023-E einen Umgang mit diesem Problem zu finden, das zumindest für die Abgrenzungsoption äußerst relevant ist. Es ist denkbar, dass das bidirektionale Laden in einer Festlegung für die Abgrenzungsoption aufgrund dieser Probleme gänzlich ausgeschlossen werden könnte. In der Konsequenz wäre dann eine Vergütung von im Fahrzeug zwischengespeichertem Strom für Anlagen über 30 kW nicht möglich – auch nicht in der Marktprämie. Dies liefere dem Ziel entgegen, die systemischen Vorteile des bidirektionalen Ladens für Stromnetz und Strommarkt zu erschließen.

¹⁵ Energiefinanzierungsgesetz vom 20. Juli 2022 (BGBl. I S. 1237, 1272), das zuletzt durch Artikel 11 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist.

¹⁶ Vgl. *Papke/Hilpert*, Bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 38 vom 05.12.2024, https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2024/12/Stiftung_Umweltenergierecht_Wuestudien_38_Bidirektionales-Laden-Rechtliche_Rahmenbedingungen_und_Hemmnisse_2024-12-05.pdf, S. 18.

¹⁷ *Papke/Hilpert*, Bidirektionales Laden von Elektrofahrzeugen, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 38 vom 05.12.2024, https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2024/12/Stiftung_Umweltenergierecht_Wuestudien_38_Bidirektionales-Laden-Rechtliche_Rahmenbedingungen_und_Hemmnisse_2024-12-05.pdf, S. 15.

C. Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes

Über die geplante Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes sollen fünf weitere Netzausbauvorhaben zur Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragung in die Anlage des Gesetzes und damit in den Bundesbedarfsplan aufgenommen werden (Nummer 100 bis 104), um deren Planungs- und Genehmigungsverfahren zu beschleunigen. Damit würde gesetzlich festgeschrieben, dass es sich um Vorhaben handelt, für die die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf zur Gewährleistung eines sicheren und zuverlässigen Netzbetriebs besteht. Zugleich wäre die Realisierung dieser Vorhaben aus Gründen eines überragenden öffentlichen Interesses und im Interesse der öffentlichen Gesundheit und Sicherheit erforderlich (§ 1 Abs. 1 BBPlG, §§ 12e Abs. 4, 43 Abs. 3a EnWG). Da es sich bei den Vorhaben um länderübergreifende Vorhaben handelt, würden sie zudem dem Fachplanungs- und Genehmigungsregime des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz (NABEG)¹⁸ unterliegen (§ 2 Abs. 1 NABEG). Zentrale Behörde wäre damit die Bundesnetzagentur.

Ziel der Regelung ist, dass die neuen Vorhaben 102, 103 und 104 dabei noch von den Erleichterungen der EU-Notfall-Verordnung 2022/2577¹⁹ profitieren sollen. Diese laufen aber Ende Juni 2025 aus. Ein schneller Abschluss des Gesetzgebungsverfahrens und ein zeitnahes Inkrafttreten des Gesetzes ist daher unabdingbar, wenn diese Vorhaben noch von den Genehmigungserleichterungen gemäß Art. 6 EU-Notfall-VO bzw. § 43m EnWG profitieren sollen (insbesondere Entfall der Umweltverträglichkeitsprüfung [UVP] und Modifizierung der Artenschutzprüfung²⁰). Ein Gesetzesbeschluss nach der Bundestagswahl würde dagegen vermutlich zu spät kommen.

Die übrigen Voraussetzungen für die Nutzung der temporären Sonderregelungen

sind ebenfalls bereits geschaffen worden. Insbesondere hat die BNetzA im Zuge der jüngsten Bundesfachplanung 2023-2037/2045 entsprechende Präferenzräume ermittelt (§ 12c Abs. 2a EnWG, § 3 Nr. 10 NABEG), wodurch die von der EU-Notfall-Verordnung geforderten Gebietsausweisungen gegeben sind (§ 43m Abs. 1 S. 1 Var. 2 EnWG). Zugleich entfällt damit der dem Planfeststellungs-/genehmigungsverfahren eigentlich noch vorgelagerte aufwändige Schritt der Bundesfachplanung (§ 5a Abs. 4a NABEG). Die Vorhabenträger können daher direkt einen Antrag auf Planfeststellung-/genehmigung für ihre Projekte stellen (§§ 18 ff. NABEG). Dieser Antrag muss zwar bis 30. Juni dieses Jahres gestellt worden sein, um in den Anwendungsbereich der erwähnten Genehmigungserleichterungen zu kommen (§ 43m Abs. 3 EnWG). Diese enge Frist kann eine erhebliche Herausforderung für die Vorhabenträger darstellen. Auch deshalb sollte die geplante Rechtsänderung zeitnah in Kraft treten. Immerhin dürften aber die meisten dieser Vorhaben oder zumindest Abschnitte davon schon in einem fortgeschrittenen Planungsstadium sein, zumal zur Fristwahrung lediglich eine Antragstellung erforderlich ist (§ 43m Abs. 3 S. 1 EnWG). Außerdem muss das Verfahren nicht bis Ende Juni abgeschlossen sein, vielmehr gelten die Genehmigungserleichterungen bei fristgerechter Antragstellung für das gesamte Verfahren, auch wenn dieses später abgeschlossen wird (§ 43m Abs. 3 S. 3 EnWG).

¹⁸ Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz vom 28. Juli 2011 (BGBl. I S. 1690), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist.

¹⁹ Verordnung (EU) 2022/2577 des Rates vom 22. Dezember 2022 zur Festlegung eines Rahmens für einen

beschleunigten Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien, ABl. EU L 335 v. 29.12.2022, S. 36.

²⁰ Zum Ganzen siehe *F. Sailer/M. Deutinger*, Die Beschleunigung des Erneuerbaren-Ausbaus durch die EU-Notfall-Verordnung und die novellierte Erneuerbare-Energien-Richtlinie, EurUP 2024, S. 70 (73 ff.).

Kontakt

**Stiftung Umweltenergierecht
Friedrich-Ebert-Ring 9
97072 Würzburg**

T: +49 931 79 40 77-0

F: +49 931 79 40 77-29

**info@stiftung-umweltenergierecht.de
www.stiftung-umweltenergierecht.de**