

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 25.10.2024 | Seite 1 von 11

STELLUNGNAHME DER ÜBERTRAGUNGSNETZBETREIBER ZUM REFERENTENENTWURF DES BMWK FÜR EIN GESETZ ZUR ÄNDERUNG DES ENERGIEWIRTSCHAFTSRECHTS IM BEREICH DER ENDKUNDENMÄRKTE, DES NETZAUSBAUS UND DER NETZREGULIERUNG

Allgemeine Bewertung des Entwurfes

Die vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) mit Regelzonenverantwortung bedanken sich für die Möglichkeit zur ergänzenden Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts sowie eines Verordnungsentwurfs zur Marktstammdatenregisterverordnung. **Wie gefordert, beschränken sich die Anmerkungen auf die im Entwurf gekennzeichneten Änderungen gegenüber dem Ref-E vom 27.08.2024. Für alle weiteren Inhalte des vorliegenden Entwurfs sind unsere Stellungnahme vom 10.09.2024 sowie die individuellen Stellungnahmen der vier Übertragungsnetzbetreiber zum Entwurf des Bundesbedarfsplangesetzes weiterhin gültig.** Darüber hinaus weisen wir darauf hin, dass es aufgrund der äußerst knappen Anhörungsfrist nicht möglich ist, Stellung zu sämtlichen Aspekten des Gesetzentwurfes zu nehmen. Die vorliegende Stellungnahme konzentriert sich daher auf einige Schwerpunkte. Die vier Übertragungsnetzbetreiber behalten sich vor, im Rahmen des weiteren Gesetzgebungsprozesses Anmerkungen zu weiteren Aspekten des Gesetzentwurfes zu machen. Wir behalten uns auch vor, insbesondere zu Netzanschlussthemen im weiteren Verlauf des Gesetzgebungsverfahrens noch einmal Stellung zu nehmen.

Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber enthält der vorliegende Referentenentwurf wichtige Anpassungen des Energiewirtschaftsrechts.

Insbesondere ist zu begrüßen, dass die in der Wachstumsinitiative der Bundesregierung im Sommer 2024 angekündigten Maßnahmen zur Steuerbarkeit von Erneuerbaren Energien Anlagen und zur Ausweitung der Direktvermarktung in diesem Gesetz umgesetzt werden sollen. Beides ist aus Sicht der ÜNB zwingend notwendig, um ein Stromsystem, in dem erneuerbare Energien eine immer wichtigere Rolle spielen, sicher zu betreiben.

- Die sichere und zuverlässige Steuerbarkeit von EE-Anlagen ist eine Grundvoraussetzung für adäquates Handeln durch Marktakteure und Netzbetreiber. In diesem Sinne ist auch zu begrüßen, dass die Bundesregierung Rahmenbedingungen für einen beschleunigten und umfassenderen Smart-Meter Rollout vorsieht.
- Das Ziel der Erhöhung der Steuerfähigkeit, untermauert mit einem Controlling der Steuerfähigkeit, ist zu begrüßen. Der Detaillierungsgrad des Gesetzestextes ist allerdings zu groß. Die ÜNB machen daher in der vorliegenden Stellungnahme Vorschläge zur Vereinfachung.
- Gleichzeitig setzt die Ausweitung der Direktvermarktung Anreize, auf Marktpreise zu reagieren.

Im Folgenden nehmen wir zu den einzelnen Regelungen des Gesetzentwurfes Stellung.

Zu Art. 2 Weitere Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

Zu § 12 EnWG

Begründung:

Das Ziel der Erhöhung der Steuerfähigkeit, untermauert mit einem Controlling der Steuerfähigkeit, ist zu begrüßen. Der Detaillierungsgrad des Gesetzestextes ist allerdings zu groß. Eine Festlegung der Detailschritte in den Absätzen 2(b) bis 2(g) erscheint zum jetzigen Zeitpunkt nicht sinnvoll und sollte iterativ erfolgen.

Änderungsvorschläge:

Zu §12 2b

Änderungsvorschläge:

“Jeder Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes hat die Ergebnisse nach Satz 1 und Satz 2 dem ihm jeweils vorgelagerten Netzbetreiber ~~in-Textform~~ vorzulegen. Der jeweils vorgelagerte Netzbetreiber muss die Ergebnisse nach Satz 1 und Satz 2 einer Plausibilitätsprüfung unterziehen und deren Ergebnis dem ihm nachgelagerten Netzbetreiber und dem grundzuständigen Messstellenbetreiber ~~in-Textform~~ mitteilen.”

Zu § 12 2d

“Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung haben auf ihrer jeweiligen Internetseite spätestens zum [einsetzen: Datum desjenigen Tages des zweiten auf den Monat des Inkrafttretens nach Artikel [...] dieses Gesetzes folgenden Kalendermonats, dessen Zahl mit der des Tages des Inkrafttretens nach Artikel [...] dieses Gesetzes übereinstimmt, oder, wenn es einen solchen Kalendertag nicht gibt, Datum des ersten Tages des darauffolgenden Kalendermonats] **sofern erforderlich, iterativ** einheitliche Leitlinien für die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen und grundzuständige Messstellenbetreiber zu veröffentlichen.”

“1. zu dem Ablauf der Tests nach Absatz 2b Satz 1 in Abhängigkeit von der Anlagengröße, **der Spannungsebene** und den unterschiedlichen technischen Einrichtungen, die zum Abruf der Ist-Einspeisung als auch zur Steuerung der Wirkleistungs- und Blindleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs genutzt werden.”

Zu Nummer 8 (§12 EnWG)

Änderungsvorschläge:

Absatz 2f ergänzt sowohl die Test-, Überprüfungs-, Vorlage- und Mitwirkungspflichten der Verteilernetz-, **Anlagenbetreiber** sowie grundzuständigen Messstellenbetreiber nach Absatz 2b als auch die Berichtspflicht der Übertragungsnetzbetreiber nach Absatz 2c und die Befugnisse der Bundesnetzagentur im Verhältnis zu den Verteilernetzbetreibern nach Absatz 2e durch ein wirksames Handlungsinstrumentarium der Bundesnetzagentur auch in Bezug auf die Ausstattungsverpflichtungen nach dem MsbG.

Hinweis: Die durch die Steuerbarkeitsprüfung entstehenden Kosten bei den testweisen Abrufen der Ist-Einspeisung (Einsenkung) beim ÜNB und VNB müssen anerkannt werden. Es benötigt außerdem eine Mitwirkpflicht des Anlagenbetreibers zur Durchführung der Tests.

Zu Art. 5 Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes

Bewertung:

Die Übertragungsnetzbetreiber möchten darauf hinweisen, dass viele Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen in der Hoch- und Höchstspannungsebene bereits mit Fernwirktechnik zur Steuerung ausgerüstet sind. Nach Auffassung der ÜNB bedarf es für diese Anlagen keine zusätzliche Steuertechnik, die durch Messstellenbetreiber installiert und betrieben werden muss. In Folge müsste es die Möglichkeit geben für diese Anlagen die Verantwortung für Betrieb und Datenkommunikation vom MSB an den Netzbetreiber zu delegieren.

Zu Art. 6 Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Zu Nr. 2: § 100 Abs. 44 EEG

Bewertung:

Absatz 44 Satz 1 Nr. 1 enthält einen falschen Verweis, der korrigiert werden sollte.

Änderungsvorschlag:

1. die Berechnung der energieträgerspezifischen Monatsmarktwerte nach Anlage 1 Nummer 3, sofern nicht ein Fall des Satz 3 4 vorliegt,

Zu Art. 7 Weitere Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

§ 9 EEG

Hinweis zu Buchstabe d

Neu angefügt wird in Nummer 3 eine Verpflichtung für Anlagen von mehr als 2 und weniger als 25 Kilowatt installierter Leistung, bis zur Herstellung der Steuerbarkeit über intelligente Messsysteme und der erfolgreichen Testung der Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber eine Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung auf 50 Prozent der installierten Leistung

Hinweis: Es ist nicht festgelegt, wie die Maßnahme zur Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung auf 50 Prozent umgesetzt und getestet werden soll, womit die Effektivität dieser Maßnahme nicht bewertet werden kann.

§ 21 EEG

Änderungsvorschläge

- [...] Satz 1 Nummer 1 ist für Kalendermonate vor dem 1. Januar 2029 auch anzuwenden auf
1. Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 Kilowatt, die nach dem ... [einsetzen: Tag vor dem Inkrafttreten] und vor dem 1. Januar 2028 in Betrieb genommen wurden, wenn für die Dauer des jeweiligen Kalendermonats die maximale Wirkleistungseinspeisung am Verknüpfungspunkt der Anlage mit dem Netz auf höchstens 30 Prozent der installierten Leistung begrenzt **und durch den Anlagenbetreiber nachgewiesen ist**, [...]

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, | Seite 4 von 11

Hinweis: Es ist nicht festgelegt, wie die Maßnahme zur Begrenzung der maximalen Einspeiseleistung auf 50 Prozent in § 9 Absatz 2 (bzw. 30 Prozent in § 21 Absatz 1 Satz 3) umgesetzt und getestet werden soll, womit die Effektivität dieser Maßnahme nicht bewertet werden kann. Vorschlag im Text ist, dass der Anlagenbetreiber bei der Inbetriebnahme diesen Nachweis erbringen muss.

Zu Nr. 17: § 21b Absatz 1 EEG

Bewertung:

Die Übertragungsnetzbetreiber weisen darauf hin, dass die Anfügung nach a) bb) in Absatz 1 dazu führt, dass die entsprechende Anlage auch nicht mehr in die Vermarktung der Ausfallvermarktung gehen kann, da diese eine Sonderform der Einspeisevergütung darstellt. Die ÜNB bitten um Prüfung, ob dies so gewollt ist.

Zu Nr. 17: § 21b Absatz 2 EEG

Bewertung:

Auch wenn die Gesetzesbegründung klarstellt, dass die Aufhebung der starren Proportionalität nicht für Anlagen geeignet ist, die zumindest teilweise in der Einspeisevergütung vermarktet werden, so ist der Gesetzestext nicht eindeutig und sollte entsprechend klarstellend gefasst werden.

Änderungsvorschlag:

„Satz 1 Halbsatz 2 ist nicht anzuwenden, wenn der Strom **ausschließlich** anteilig auf die Veräußerungsformen der Marktprämie und der sonstigen Direktvermarktung nach Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 und 4 aufgeteilt wird, sofern der Anteil in der sonstigen Direktvermarktung...“

Zu § 51 Abs. 1 EEG

Hinweis: Die ÜNB weisen darauf hin, dass für Neuanlagen, die viertelstündlich gemessen werden, noch nicht steuerbar sind und sich in der ÜNB-Vermarktung befinden, eine Pönale bei Einspeisung bei negativen Preisen eine höhere Wirkung in Bezug auf die Reaktion von Erzeugungsanlagen würde. In Somit wird der Anlagenbetreiber angereizt, die Steuerbarkeit herzustellen.

Zu Nr. 35: § 52 Absatz 1 Nr. 1 EEG

Bewertung:

Bei der Formulierung bleibt unklar, ob ein Verstoß von § 9 Absatz 2 EEG tatsächlich nicht mehr sanktioniert werden soll oder ein redaktioneller Fehler vorliegt, weil der alleinige Verweis auf § 9 Absatz 1 oder 1a Satz 2 bedeuten würde, dass die „Massen“ an eigentlich vor ImSys Einbau steuerbar erforderlichen Anlagen sanktionsfrei gestellt würden.

Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, | Seite 5 von 11

Änderungsvorschlag:

aa) In Nummer 1: „§ 9 Absatz 1, 1a Satz 2 oder 2“

oder

aa) In Nummer 1 wird die Angabe „§ 9 Absatz 1, ~~1a~~ oder 2“

Zu Nr. 35: § 52 Absatz 1 Nr. 13 EEG

Begründung: Fehlender Verweis auf MsbG

Änderungsvorschlag:

13. entgegen einer Erklärung nach § 29 Absatz 5 MsbG Strom ins Netz einspeisen.

Zu Nr. 40: § 91 EEG

Bewertung:

Die Übertragungsnetzbetreiber möchten darauf aufmerksam machen, dass die Verordnungsermächtigung nur eine Abregelung von Anlagen mit Inbetriebnahme nach dem 31.12.2015 ermöglicht. Gleichzeitig gelten die Regeln in der EEV für alle Anlagen in der Einspeisevergütung ohne zeitliche Einschränkung.

Wir bitten dies zu beachten und entsprechend anzupassen, wobei wir darauf hinweisen möchten, dass geprüft werden muss, inwieweit eine Anpassung der Verordnungsermächtigung auf ältere Anlagen rechtlich überhaupt möglich ist. Gleichzeitig sehen die Übertragungsnetzbetreiber keine Möglichkeit, bei Abregelungen nach EEV eine Unterscheidung nach dem Inbetriebnahmejahr der Anlage vorzunehmen.

Zu Nr. 45: § 100 Absatz 28 EEG

Bewertung:

Fehlerhafter Verweis

Änderungsvorschlag:

aa) In Satz 1 werden nach den Wörtern „ist, sind“ die Wörter „§ 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 3,“ eingefügt.

Zu Nr. 45: § 100 Absatz 49 EEG

Bewertung:

Die Übertragungsnetzbetreiber bewerten einen Anreiz für die Reaktion auf negative Preise für Altanlagen als sehr positiv. Gleichwohl muss bei der Umstellung berücksichtigt werden, dass dies nur bei Anlagen funktionieren kann, die auf Basis von viertelstündlichen Lastgängen gezählt und abgerechnet werden.

Änderungsvorschlag:

49) Für Anlagen, deren anzulegender Wert sich nach der für sie maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Zeiträumen, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, nicht verringert, sind § 51 und § 51a anwendbar, wenn der Anlagenbetreiber in Textform gegenüber dem Netzbetreiber erklärt, dass dieser anwendbar sein soll. Nach der Erklärung nach Satz 1 erhöht sich der anzulegende Wert für die Anlage um [0,6] Cent pro Kilowattstunde. **Eine Erklärung des Anlagenbetreibers ist nur zulässig und nach Ablauf des Kalenderjahres wirksam, wenn die Ist-Einspeisung der Anlage zu jeder Viertelstunde gemäß des eingeschränkten Anwendungsbereiches nach § 52 Abs. 2 bereits erfasst und bilanziert wird.**

§ 100 Abs. 48

Begründung: Aus der Begründung geht auf S. 275 hervor, dass es sich um das Jahr 2022 handelt.

Änderungsvorschlag:

Für Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2022 und vor dem ... [einsetzen: Tag des Inkrafttretens] in Betrieb genommen wurden, ist § 21 Absatz 1 in der am ... [einsetzen: Tag vor dem Inkrafttreten] geltenden Fassung anzuwenden.

Zu Art. 8 Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung

§ 4a EEV

Änderungsvorschläge:

1) Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln in ihrer Prognose, die der Veräußerung nach § 2 Absatz 2 zugrunde liegt, diejenigen Strommengen, die voraussichtlich in jeder Viertelstunde des Folgetages von fernsteuerbaren Anlagen eingespeist werden.

(2) Fernsteuerbare Anlagen nach Absatz 1 sind Anlagen, die

1. nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu vergütenden Strom erzeugen und

2. mit technischen Einrichtungen ausgestattet sind, über die der **Netzbetreiber Übertragungsnetzbetreiber**

a. in viertelstündlicher Auflösung die Ist-Einspeisung abrufen und

b. die Einspeiseleistung vollständig oder, sobald jeweils die technische Möglichkeit besteht, stufenweise oder stufenlos ferngesteuert regeln kann

Die Anforderungen nach Satz 1 Nummer 2 wird bei mehreren Anlagen, die gleichartige erneuerbare Energien einsetzen und über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, auch mit einer gemeinsamen technischen Einrichtung erfüllt, wenn hiermit die jeweilige Anforderung nach Satz 1 Nummer 2 für die Gesamtheit der Anlagen erfüllt wird.

~~(3) Anlagen, die die Anforderungen nach Absatz 2 Nummer 2 nicht erfüllen und
2) nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zu vergütenden Strom erzeugen und
2) mit technischen Einrichtungen ausgestattet sind, über die die Einspeiseleistung vollständig oder, sobald jeweils die technische Möglichkeit besteht, stufenweise oder stufenlos geändert werden kann,
gelten als fernsteuerbare Anlagen nach Absatz 2, wenn der Übertragungsnetzbetreiber gegenüber der Bundesnetzagentur schriftlich oder in elektronischer Form erklärt, dass solche Anlagen als fernsteuerbare Anlagen gelten sollen. Macht der Übertragungsnetzbetreiber~~

~~nicht von der Erklärung nach Satz 1 Gebrauch, legt er der Bundesnetzagentur erstmals zum 1. Januar 2026 und danach jährlich zum 1. Januar einen Bericht vor, in dem die Hemmnisse ermittelt werden, die einer Erklärung nach Satz 1 entgegenstehen. In dem Bericht sind konkrete Handlungsoptionen sowie Maßnahmen und Zeitpläne zur Umsetzung der identifizierten Handlungsoptionen darzustellen, um die ermittelten Hemmnisse nach Satz 2 zu überwinden.~~

Begründung:

Voraussetzung für eine limitierte Vermarktung von erneuerbaren Energien in der Einspeisevergütung ist die Sicht- und Steuerbarkeit der Anlagen. Im Fall einer unvollständigen Vermarktung muss die Wirkleistungseinspeisung zuverlässig reduziert und bilanziert werden. Ist das nicht möglich, kann der EEG Bilanzkreis der Übertragungsnetzbetreiber nicht ausgeglichen bewirtschaftet werden. Dies birgt ein hohes finanzielles Risiko und wirkt sich bei großen Abweichungen negativ auf die Systembilanz aus. Derzeit bewirtschaften die Übertragungsnetzbetreiber überwiegend kleine PV-Anlagen, welche diese Voraussetzungen aktuell nicht erfüllen. Die korrespondierenden Regelungen sollen diesem Umstand Rechnung tragen und sowohl im Anlagenbestand als auch bei Neuanlagen zu einer verbesserten Sicht- und Steuerbarkeit führen.

Ohne Messung der viertelstündlichen Ist-Einspeisung ist es nicht möglich die Anlage so zu steuern, dass der Eigenverbrauch unberührt bleibt. Zudem ist die Messung der Ist-Einspeisung einer Anlage Voraussetzung dafür, dass eine Anpassung der Einspeisung finanziell ausgeglichen werden kann.

Zu Nr. 4: § 5 Absatz 3 EEV**Bewertung:**

Die Übertragungsnetzbetreiber begrüßen die klare Anlehnung des Abrufs von Anlagen an den bewährten Prozessketten der Kaskade. Eine ebenso klare Prozesskette sollte auch im Rahmen der Abrechnung aufgesetzt werden. Daher sehen die Übertragungsnetzbetreiber es als sinnvoll an, noch einmal explizit im Gesetz klarzustellen, dass die Abrechnung der Entschädigung entsprechend der übrigen EEG-Abrechnungsprozesse erfolgen soll. So kann der Anlagenbetreiber mit dem Anschlussnetzbetreiber abrechnen, bei dem alle notwendigen Daten vorliegen. Der Anschlussnetzbetreiber wiederum wird entsprechend der EEG-Abrechnungsprozesse direkt mit seinem regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber abrechnen, um Doppelprozesse z.B. entlang der Kaskade zu vermeiden.

Änderungsvorschlag:

„ (3) Zu Nr. 4: § 5 Absatz 4 (neu) EEV Wird im Fall von preislimitierten Angeboten nach Absatz 1 die nach § 2 Absatz 2 zu vermarktende Strommenge aus fernsteuerbaren Anlagen nicht oder nicht vollständig veräußert, veranlasst der Übertragungsnetzbetreiber die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung von fernsteuerbaren Anlagen in Höhe der nicht veräußerten Strommenge. Für die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung nach Satz 1 finden die Bestimmungen nach § 13a und § 14 Absatz 1c des Energiewirtschaftsgesetzes mit der Maßgabe entsprechende Anwendung, dass weder ein bilanzieller Ausgleich noch ein bilanzieller Ersatz erfolgt. Der Übertragungsnetzbetreiber ist verpflichtet, gleichzeitig mit der Bekanntgabe nach § 5 Absatz 2 Satz 6 auf seiner Internetseite bekannt zu geben, für welche Viertelstunden und für welche Strommengen in der jeweiligen Viertelstunde er die Reduzierung der Einspeiseleistung veranlasst hat. Die Abrechnung der entsprechenden Entschädigungszahlungen erfolgt zwischen Anlagenbetreiber und Anschlussnetzbetreiber, welcher wiederum die Kosten über seinen regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber weiterreichen kann.“

Zu Nr. 4: § 5 Absatz 4 (neu) EEV**Bewertung:**

Fehlerhafter Verweis

Änderungsvorschlag:

Der bisherige Absatz 5 wird Absatz 4 und die Angabe „Absatz 4“ wird durch die Angabe „Absatz 3“ und die Wörter „Kosten für den untertägigen Ausgleich im Sinn der Anlage 1 Nummer 5.3 des Energiefinanzierungsgesetzes“ werden durch die Wörter „Ausgaben im Sinn der Anlage 1 Nummer 5.3 ~~2~~ des Energiefinanzierungsgesetzes“ ersetzt.

Zu EEV § 5

Änderungsvorschläge:

(1) Der Übertragungsnetzbetreiber hat abweichend von § 2 Absatz 2 die gemäß aktueller Prognose vorhergesagte viertelstündliche Einspeisung von Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen über eine marktgekoppelte Auktion vollständig zu preislimitierten Geboten **nach Absatz 2** an den Spotmärkten dieser Strombörsen anzubieten.

(2) Die nach Absatz 1 zu veräußernde Strommenge ist in 20 gleich große Tranchen aufzuteilen und jeweils mit einem eigenen Preislimit anzubieten. **Die Preislimits der Tranchen sind äquidistant im Bereich zwischen -150 und -350 Euro pro Megawattstunde zu wählen. Die Preislimits müssen bei mindestens -350 Euro pro Megawattstunde und höchstens -150 Euro pro Megawattstunde liegen. Jeder Betrag in Schritten von einem Euro innerhalb dieses Rahmens wird zufallsgesteuert mit gleicher Wahrscheinlichkeit als Preislimit gesetzt. Die Preislimits müssen für jeden Fall des Absatzes 1 neu bestimmt werden. Die Preislimits sind bis zur Veröffentlichung nach Satz 76 vertraulich zu behandeln.** Der Übertragungsnetzbetreiber ist verpflichtet, zwei Werktage nach Ende der Auktion auf seiner Internetseite Folgendes bekannt zu geben:

am Day-Ahead-Markt unverkauft gebliebene Strommengen je Tranche, für die er nach Absatz 1 preislimitierte Gebote am Day-Ahead-Markt abgegeben hat.

~~4- Höhe der Preislimits jeder Tranche für die er nach Absatz 1 preislimitierte Gebote am Day-Ahead-Markt abgegeben hat und~~

~~2.1.~~ am Day-Ahead-Markt unverkauft gebliebene Strommengen **je Tranche**, für die er nach Absatz 1 preislimitierte Gebote am Day-Ahead-Markt abgegeben hat.

(3) Wird im Fall von preislimitierten Angeboten nach Absatz 1 die nach § 2 Absatz 2 **und Absatz 3** zu vermarktende Strommenge aus fernsteuerbaren Anlagen nicht oder nicht vollständig veräußert, veranlasst der Übertragungsnetzbetreiber die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung von fernsteuerbaren Anlagen in Höhe der nicht veräußerten Strommenge. Für die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung nach Satz 1 finden die Bestimmungen nach § 13a und § 14 Absatz 1c des Energiewirtschaftsgesetzes mit der Maßgabe entsprechende Anwendung, dass weder ein bilanzieller Ausgleich noch ein bilanzieller Ersatz erfolgt. Der Übertragungsnetzbetreiber ist verpflichtet, gleichzeitig mit der Bekanntgabe nach § 5 Absatz 2 Satz 6 auf seiner Internetseite bekannt zu geben, für welche Viertelstunden und für welche Strommengen in der jeweiligen Viertelstunde er die Reduzierung der Einspeiseleistung veranlasst hat.

Begründung:

Eine Steuerung von EE-Anlagen in Verteilernetzen für I-Probleme, unabhängig von der Vermarktungsform, erfolgt bereits heute untertägig auf Basis des sogenannten "Redispatch 2.0" nach §13a i.V.m. §14 Abs. 1c. Für eine mögliche Limitierung festvergüteter Anlagen bestehen heute allerdings noch Grenzen.

Die Neuregelung der bestehenden Regelungen zielt auf diejenigen Anlagen ab, die tatsächlich steuerbar sind und somit in der Lage sind eine wirksame Umsetzung einer Limitierung zu ermöglichen. Die korrespondierenden Regelungen zur Ausweitung der Steuerbarkeit zielen auf eine Ausweitung des limitierbaren Anlagenbestandes und werden die hier geregelten Möglichkeiten erweitern. Mit dem Vorschlag der Vereinfachung der zufälligen Limitierung wird das Ziel einer möglichst schnellen und sicheren Implementierbarkeit auf Seiten der ÜNB verfolgt.

Durch eine preislimitierte Vermarktung in den Intraday-Auktionen nach den gleichen Grundsätzen wie in der Day-Ahead-Auktion, können Unsicherheiten der Prognose der Einspeisung erneuerbarer Energien sowie weiteren Marktentwicklungen Rechnung getragen werden. Bei Einbeziehung der ID-Auktionen in den Prozess werden die steuerbaren EE-Anlagen effizienter als bei ausschließlicher Anwendung in der DA-Auktion in den Strommarkt integriert.

Angesichts des übergeordneten Ziels, dass erneuerbare Energien in der Einspeisevergütung zeitnah auf Preissignale reagieren, unterstützen wir den Ansatz, zunächst ein einfaches Verfahren zur limitierten Vermarktung für steuerbare Anlagen zu implementieren und schlagen eine weitere Vereinfachung vor. Auf Grund der hohen Liquidität der Day-Ahead-Auktion und dem aktuellen Preisbildungsverfahren (Pay-as-Clear) sehen wir keine Risiken, dass die mit dem Vorschlag einhergehende Transparenz durch andere Marktteilnehmer ausgenutzt werden könnte. Für eine noch weitergehende Integration der erneuerbaren Energien in der Einspeisevergütung in den Strommarkt könnte dieses Verfahren (nach einer Evaluierung durch die BNetzA) in Zukunft weiterentwickelt werden. Sofern die erforderlichen Rahmenbedingungen gegeben sind, könnte eine solche Regelung dann bspw. darauf abzielen, die Vermarktung und Abregelung von gesichert steuerbaren Anlagen so zu gestalten, dass eine Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung nur dann erfolgt, wenn die Kosten für den finanziellen Ausgleich nach § 13a Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes geringer sind als die Summe der Kosten für die Vermarktung und der Kosten für die Vergütung des eingespeisten Stroms § 21 Absatz 1 des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes.

Zu Art. 11 Änderung des Energiefinanzierungsgesetzes

Zu EEG § 94 - Zu Nummer 41

Änderungsvorschlag

Der neue § 94 EEG 2023 schafft eine Verordnungsermächtigung zu systemdienlichen Anlagenbetrieb und dient damit der Sicherstellung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems. Zielbild zur Vermeidung von Erzeugungsüberschüssen ist eine umfassende Teilnahme von Anlagen an der Direktvermarktung sowie die reformierte Vermarktung verbleibender einspeisevergüteter Mengen durch die ÜNB aufgrund der neuen Vorgaben in der EEV, inklusive der Möglichkeit der Abregelung von steuerbaren Anlagen. Aufgrund der dafür erforderlichen erheblichen Systemumstellungen kann es erforderlich werden, dass als Übergangslösung Anlagen stärker zur eigeninitiativen Vermeidung von Erzeugungsüberschüssen herangezogen werden. Hierfür schafft die Verordnungsermächtigung die Grundlage und ermöglicht für Netzeinspeisungen, ~~die im Rahmen der Einspeisevergütung erfolgen~~, Sonderregelungen. Bei diesen Anlagen besteht eine besonders starke Entkoppelung vom Marktgeschehen, weshalb es sachgerecht ist, mit der Verordnungsermächtigung Regelungen zu ermöglichen, die diese Entkoppelung adressieren. Es werden verschiedene Modelle ermöglicht, die zwischen Einfachheit in der Umsetzung und Anwendung bei gleichzeitiger verminderter Zielgenauigkeit einerseits und komplexerer Anwendungserfordernisse bei höherer Zielgenauigkeit andererseits liegen. Die Auswahl des am besten geeigneten Instruments liegt beim Ordnungsgeber.

[...]

Nach § 94 Nummer 3 EEG 2023 kann der Ordnungsgeber weitere Berechtigte bestimmen, die die Ist-Einspeisung von Anlagen abrufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert regeln können. Eine solche Regelung könnte erforderlich werden, wenn für einen Übergangszeitraum eine Steuerung von Anlagen ~~in der Einspeisevergütung~~ nicht entlang der Kaskade der Netzbetreiber, sondern unter Zuhilfenahme dritter Marktakteure erfolgen soll.

Begründung:

Die 4 ÜNB erachten es für sinnvoll, das Instrument nicht allein auf die Steuerung von Anlagen in der Einspeisevergütung zu begrenzen, sondern die Vermarktungsform der Anlagen offen zu lassen. Es ist unklar, ob dritte Marktakteure (insb. Hersteller von Wechselrichtern) in der Lage sind, zwischen den Vermarktungsformen zu unterscheiden. Des Weiteren kann dadurch ein höheres Potenzial zur Einsenkung der Netzeinspeisung von Strom aus Photovoltaik-Anlagen adressiert werden.

[...]

Änderungsvorschlag

Nach § 94 Nummer 6 EEG 2023 kann der Ordnungsgeber auch eine Verringerung des anzulegenden Werts für Anlagen in der Einspeisevergütung, die nicht steuerbar sind für Zeiten, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, auf Werte unter null regeln. Damit würde für die Anlagenbetreiber der Anreiz gesetzt, unmittelbar auf Markt-signale zu reagieren.

Begründung:

Nummer 6 sollte nur für Anlagen gelten, welche nicht als steuerbare Anlagen in der Einspeisevergütung deklariert wurden. Andernfalls ist nicht eindeutig, ob die Anlage durch den ÜNB/ANB oder den Anlagenbetreiber gesteuert wird.

§ 94 Nummer 9 EEG 2023 gibt dem Ordnungsgeber schließlich die Möglichkeit, gemeinsam mit den Regelungen nach den Nummern 2 und 8 auch Vorgaben über die öffentliche Bekanntmachung der jeweiligen Anknüpfungspunkte zu machen. Dadurch kann die diskriminierungsfreie tatsächliche Umsetzung der Regelungen sichergestellt werden.

Hinweis:

Nummer 9 war nicht enthalten.

Allgemeiner Hinweis zu § 94:

Die Kostenanerkennung für diese Sonderregelung muss gegeben sein, insb. für die Beteiligten Übertragungsnetzbetreiber und dritte Marktakteure.

Die Haftung für Konsequenzen aus der Anwendung dieser Sonderregelung muss klar geregelt sein und darf nicht bei den Übertragungsnetzbetreibern liegen.

Über den Referentenentwurf hinausgehende Vorschläge der ÜNB zum EnWG (und ggf. in Folge zum EnFG)

Neuer Gesetzesvorschlag zur Regelung der Refinanzierung von Kosten aus Entscheidungen über die grenzüberschreitende Kostenaufteilung nach Artikel 16 der Verordnung (EU) Nr. 2022/869 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2022

Änderungsvorschlag

Zu § 17f EnWG:

Änderungsvorschlag:

(1) Soweit sich aus den nachfolgenden Absätzen oder einer Rechtsverordnung nichts anderes ergibt, werden den Übertragungsnetzbetreibern nach den Vorgaben des Energiefinanzierungsgesetzes die Kosten erstattet

- 1. für Entschädigungszahlungen nach § 17e,*
- 2. für Maßnahmen aus einem der Bundesnetzagentur vorgelegten Schadensminderungskonzept nach Absatz 3 Satz 2 und 3,*
- 3. nach § 17d Absatz 1 und 6,*
- 4. nach den §§ 17a und 17b in der bis zum Ablauf des 28. Dezember 2023 geltenden Fassung,*
- 5. nach § 12b Absatz 1 Satz 3 Nummer 7 und*
- 6. für den Flächenentwicklungsplan nach § 5 des Windenergie-auf-See-Gesetzes,*
- 7. resultierend aus Entscheidungen über die grenzüberschreitende Kostenaufteilung nach Artikel 16 der Verordnung (EU) Nr. 2022/869 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2022 zu Leitlinien für die transeuropäische Energieinfrastruktur, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr.*

715/2009, (EU) 2019/942 und (EU) 2019/943 sowie der Richtlinien 2009/73/EG und (EU) 2019/944 und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 347/2013.

§ 1 EnFG

Änderungsvorschlag

§ 1 Zweck des Gesetzes

- (1) Dieses Gesetz dient der Finanzierung der nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz sowie im Zusammenhang mit **den nach § 17f EnWG ~~der Offshore-Netzanbindung~~** entstehenden Ausgaben der Netzbetreiber. Zu diesem Zweck regelt dieses Gesetz
1. die Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs und des KWKG-Finanzierungsbedarfs,
 2. den Ausgleich des EEG-Finanzierungsbedarfs durch Zahlungen der Bundesrepublik Deutschland,
 3. den Ausgleich des KWKG-Finanzierungsbedarfs und der **Kosten nach § 17f EnWG ~~Offshore Netzanbindung~~** durch die Erhebung von Umlagen,
 3. die Verringerung oder Begrenzung von Umlagen bei ihrer Erhebung und
 4. den weiteren Ausgleichsmechanismus.

Begründung

Die Refinanzierung der Kosten aus Entscheidungen über die grenzüberschreitende Kostenaufteilung (Cross-Border Cost Allocation, CBCA) ist in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) geregelt. Im aktuellen regulatorischen Rahmen ist eine Refinanzierung der Kosten mit einem Zwei-Jahres-Verzug in der ARegV vorgesehen (§ 11 (2) Nr. 12 i.V.m. § 4 (3) Nr. 2 ARegV). Die aktuell gültige Finanzierung mit einem Zeitverzug ist mit einer hohen finanziellen Belastung der Übertragungsnetzbetreiber verbunden, die sich negativ auf deren Rating auswirken und damit auch die Finanzierungskosten der deutschen Netzausbauprojekte entsprechend dem Netzentwicklungsplan und dem Bundesbedarfsplans erheblich verteuern kann. Mit der vorgeschlagenen Anpassung würden Kosten aus Entscheidungen über die grenzüberschreitende Kostenaufteilung in den Mechanismus der Offshore-Netzumlage aufgenommen werden. Damit wäre eine zeitnahe Refinanzierung über einen Plankostenansatz möglich und eine sachgerechte Zuordnung der hauptsächlich durch Offshore-Projekte verursachte Kostenaufteilung sichergestellt.

Notwendige Modifizierung § 13c EnWG

Um die Netzreservekraftwerke bis in die 2030er Jahre zu erhalten, braucht es langfristige Planungssicherheit für die Ausbildung und die Bindung von Personal, die technische Ertüchtigung, die Brennstoffverfügbarkeit (Kohlelogistik und Erdgas-Leitungsumstellung) sowie ein vorausschauendes Genehmigungsmanagement. Dafür wird für den Wechsel vom Markt in das Netzreserveregime eine Vorlaufkostenregelung benötigt, damit notwendige frühzeitige Ausbildungen von Personal und langfristige Logistikverträge bereits vor der Refinanzierungsmöglichkeit ab dem Netzreserveregime möglich sind. Zudem ist eine entsprechende Lösung zur Refinanzierung für Nachlaufkosten für Maßnahmen, die nach Ablauf der Systemrelevanz und ausschließlich durch die Systemrelevanz selbst entstanden sind, erforderlich. Um eine Quersubventionierung zu verhindern, ist die klare Kostentrennung zwischen Netzreserve- und Marktkraftwerken notwendig. Die ÜNB sind bereit hier gemeinsam Lösungsvorschläge zu erarbeiten.