

Referentenentwurf

des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung

A. Problem und Ziel

Vor dem Hintergrund der steigenden Bedeutung erneuerbarer Energien (EE) bei der Versorgung der Verbraucherinnen und Verbraucher sowie von Unternehmen in der Europäischen Union (EU) sowie der unionsweiten Dekarbonisierungsziele bis zum Jahr 2050 hat die Europäische Kommission im Jahr 2023 einen Legislativvorschlag vorgelegt, der u.a. die 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. L 158 S. 125) ändert, um insbesondere Verbraucherinnen und Verbrauchern eine stärkere und aktivere sowie informierte Teilhabe am Elektrizitätsmarkt zu ermöglichen. Die Richtlinie 2024/1711 ist am 17.7.24 in Kraft getreten und bis zum 16.1.25 umzusetzen. Die bereits im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) enthaltenen Vorschriften zu Verbraucherrechten und -pflichten im Elektrizitätsbereich bilden die geänderten unionsrechtlichen Rahmenbedingungen nur unvollständig ab.

Der europäische Richtliniengeber hat zudem ein Legislativpaket über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff vorgelegt, das auch Vorschriften mit Verbraucherbezug enthält. Teilweise sind diese deckungsgleich mit den Vorschriften der Richtlinie (EU) 2019/944 und damit bereits im EnWG umgesetzt oder entsprechen den Anpassungen der novellierten Strommarktrichtlinie. In diesen Fällen müssen Anpassung der Vorschriften zu den Verbraucherrechten auch im EnWG vorgenommen werden, um die Richtlinie (EU) 2024/1788 des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG (Neufassung) (Gasrichtlinie), in nationales Recht umzusetzen.

In Deutschland ändert sich zudem die Struktur der Stromerzeugung erheblich. Der zügige Ausbau der EE und der im Zuge der Energiewende massiv steigende Strombedarf erfordern einen schnellen Ausbau und sicheren Betrieb des deutschen Stromnetzes sowie beschleunigte und transparente Netzanschlussprozesse.

Gelöscht: erneuerbaren Energien

Es ist erforderlich, Strom zunehmend über weite Strecken zu transportieren und auch dafür Engpässe in der Stromversorgung innerhalb des deutschen Netzes zu beseitigen. Darüber hinaus sollen die Voraussetzungen für den zunehmenden grenzüberschreitenden Stromhandel verbessert werden. Daraus resultiert ein Netzausbaubedarf insbesondere auch auf der Ebene des Übertragungsnetzes. Dem soll auch durch eine Anpassung der Vorschriften zur Netzausbaubedarfsplanung Rechnung getragen werden.

Die geltenden §§ 12a bis 12e EnWG enthalten daher Regelungen zur Netzausbaubedarfsplanung. Gemäß § 12e Absatz 1 Satz 2 EnWG ist der Entwurf des Bundesbedarfsplans mindestens alle vier Jahre dem Bundesgesetzgeber vorzulegen. Grundlage hierfür ist der Netzentwicklungsplan Strom (NEP). Die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) hat am 1. März 2024 den Netzentwicklungsplan Strom 2023-2037/2045 bestätigt und der Bundesregierung gemäß § 12e Absatz 1

Satz 1 EnWG als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan vorgelegt. Die im NEP 2023-2037/2045 bestätigten zusätzlichen Leitungsmaßnahmen sind für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich gemäß § 12c Absatz 1 Satz 1 in Verbindung mit § 12b Absatz 1 Satz 2 EnWG und für den verstärkten und beschleunigten Klimaschutz unabdingbar. Der bisherige Bundesbedarfsplan muss aktualisiert werden. Die regelmäßigen Anpassungen des Bundesbedarfsplangesetzes (BBPIG) sollen eine Beschleunigung der erfassten Planungs- und Genehmigungsverfahren für Netzausbauvorhaben auf Höchstspannungsübertragungsnetzebene gewährleisten.

Gelöscht:

Die Bundesregierung hat sich am 5. Juli 2024 auf eine „Wachstumsinitiative“ geeinigt. Darin wird unter anderem eine Erhöhung der Flexibilität im Stromsystem durch Regelungen zu Steuerbarkeit und Direktvermarktung von erneuerbaren Energien sowie Umgang mit negativen Preisen angekündigt. Der hiesige Gesetzentwurf dient der Umsetzung dieser Punkte. Gleichzeitig wird durch diese und weitere Regelungen Vorsorge für Zeiten temporärer Erzeugungsüberschüsse getroffen, die zuletzt vermehrt aufgetreten sind. Dies sind Zeiten, in denen sehr viel Strom aus EE-Anlagen in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird und der Stromverbrauch zeitgleich gering ist. Der Strom findet dann zu normalen Preisen keine Nachfrage mehr. Da Stromerzeugung und Stromverbrauch im Netz stets ausgeglichen sein müssen, wird der Strom dann zu teilweise stark negativen Preisen verkauft. Diese negativen Preise erhöhen die Kosten der Förderung der erneuerbaren Energien und die Kosten des Stromsystems insgesamt. Darüber hinaus können temporäre Erzeugungsüberschüsse eine Herausforderung für die Systemsicherheit des Netzbetriebs sein. Sie sind ein Zeichen mangelnder Flexibilität sowohl des Angebots als auch der Nachfrage. Dem kann durch zusätzliche Flexibilisierungsanreize wirksam begegnet werden.

Gemäß der gesetzlichen Verpflichtung nach § 48 des Messstellenbetriebsgesetzes hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz erstmalig Analysen und Berichte zum Stand der Digitalisierung der Energiewende („Digitalisierungsbericht“) veröffentlicht. Der Bericht wurde in einem Branchenprozess mit gutachterlicher Unterstützung erarbeitet und zeigt regulatorische Handlungsspielräume für eine robustere Digitalisierung und einen stärkeren Fokus auf die systemseitigen Anforderungen auf. Handlungsbedarf besteht zudem bei der Finanzierung des Smart-Meter-Rollouts und der gerechten Verteilung der entstehenden Kosten. Der Bericht enthält auch konkrete Vorschläge zur Stärkung der Verbraucherfreundlichkeit und der Nachhaltigkeit. Angesichts des bereits ab 2025 anlaufenden verpflichtenden Rollouts bedarf es einer kurzfristigen rechtlichen Umsetzung, um den erfolgreichen Neustart des Smart-Meter-Rollouts fortzusetzen und zu verstetigen.

Im Erneuerbare-Energien-Gesetz hat sich nach dem Inkrafttreten des Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vom 8. Mai 2024 („Solarpaket I“) zudem punktuell weiterer Anpassungsbedarf ergeben, um noch verbliebene bürokratische Hürden abzubauen sowie um Rahmenbedingungen zu setzen, die möglichst vergleichbare Wettbewerbsbedingungen beim Ausbau der erneuerbaren Energien ermöglichen. Überdies wird die für das Jahr 2024 vorgesehene Umstellung der an den Strombörsen in den vortägigen Auktionen am Day-Ahead-Markt gehandelten und für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung maßgeblichen Stromprodukte nachvollzogen, die anstatt von Stundenkontrakten zukünftig Viertelstundenkontrakte vorsehen.

B. Lösung

Mit dem Gesetzentwurf werden Regelungen der Richtlinie (EU) 2024/1711 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.6.24 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union (ABl. L vom 26.6.2024) (novellierte Strombinnenmarktrichtlinie) zur Stärkung des Verbraucherschutzes, insbesondere zum Schutz der Verbraucher vor Strompreisschwankungen, in nationales Recht umgesetzt. So werden unter anderem Regelungen für Verträge

mit Festpreistarifen aufgenommen und Energielieferanten verpflichtet, angemessene Absicherungsstrategien zu entwickeln und einzuhalten. Zur Umsetzung der novellierten Strombinnenmarktrichtlinie werden darüber hinaus auch Regelungen zum sog. „Energy Sharing“ sowie Regelungen im Bereich des Netzanschlusses, insbesondere zu flexiblen Netzanschlussvereinbarungen, in das EnWG aufgenommen. Mit diesen Regelungen und durch weitere Vorschriften im Verbraucherbereich und Veröffentlichungspflichten der Übertragungsnetzbetreiber wird u.a. sichergestellt, dass Letztverbraucher aktiv am Markt teilnehmen und informierte Entscheidungen treffen können. Darüber hinaus werden die Vorschriften zu Verbraucherrechten aus der Gasrichtlinie in dem Umfang in nationales Recht umgesetzt, wie dies dazu dient, den Gleichklang zur Umsetzung der novellierten Strombinnenmarktrichtlinie beizubehalten. Darüber hinaus gehendem Änderungsbedarf soll im Rahmen der generellen Umsetzung des Legislativpakets, dessen Teil die Gasrichtlinie ist, abgeholfen werden.

Neben dieser notwendigen Umsetzung von Unionsrecht werden weitere Regelungen im Bereich des Netzanschlusses, einschließlich neuer Informationspflichten der Netzbetreiber sowie Vorgaben zur Standardisierung und Digitalisierung des Netzanschlussprozesses, aufgenommen, mit dem Ziel, den Anschluss, insbesondere von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien und weiteren Energiewendetechnologien zu beschleunigen.

Um förderliche Rahmenbedingungen für einen schnellen Ausbau der Übertragungsnetze zu schaffen, werden 60 weitere Netzausbauvorhaben in den Bundesbedarfsplan aufgenommen. Acht Netzausbauvorhaben werden geändert. Für die neuen und geänderten Netzausbauvorhaben wird gemäß § 12e Absatz 4 EnWG die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt. Zudem werden länderübergreifende und grenzüberschreitende Netzausbauvorhaben durch Kennzeichnung identifiziert, auf die die Regelungen des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz (NABEG) gemäß § 2 Absatz 1 NABEG anzuwenden sind.

Um den Herausforderungen temporärer Erzeugungsüberschüsse zu begegnen, enthält der Entwurf eine Vielzahl von Regelungen, die die Flexibilität im Stromsystem erhöhen. Insbesondere wird im EEG die Direktvermarktung ausgeweitet und entbürokratisiert und werden die Regelungen zur Vergütung von EE-Anlagen in Zeiten negativer Preise angepasst sowie die Vermarktung kleinerer Anlagen durch die Übertragungsnetzbetreiber reformiert. Durch eine Ausweitung der Steuerbarkeitsanforderungen wird gewährleistet, dass erneuerbare Energien zunehmend mehr Funktionen für die Systemsicherheit übernehmen. Spiegelbildlich erfolgt eine Sicherstellung der Fähigkeit zur Steuerung (ferngesteuerten Regelung) von Anlagen durch Netzbetreiber und Sichtbarkeit der Anlagen für diese.

Der Entwurf setzt überdies zentrale Empfehlungen des Digitalisierungsberichts nach § 48 des Messstellenbetriebsgesetzes um, welche eine Stärkung des Systemnutzens, der Wirtschaftlichkeit, der Cybersicherheit sowie von Verbrauchernutzen und Nachhaltigkeit bewirken.

Im Erneuerbare-Energien-Gesetz werden noch verbliebene bürokratische Hürden beseitigt. So wird z.B. die Errichtung von Garten-PV-Anlagen weiter erleichtert, indem sie von den spezifischen Regelungen für Freiflächenanlagen ausgenommen werden. Zudem werden Hürden für bewegliche Agri-PV-Anlagen abgebaut, die als sog. „Trackeranlagen“ der Sonne nachgeführt werden können. Diese sollen in Zukunft einfacher an den Ausschreibungen für Agri-PV-Anlagen teilnehmen können. Überdies wird die für das Jahr 2025 vorgesehene Umstellung der an den Strombörsen in den vortägigen Auktionen am Day-Ahead-Markt gehandelten und für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung maßgeblichen Stromprodukte nachvollzogen, die anstatt von Stundenkontrakten zukünftig Viertelstundenkontrakte vorsehen.

Gelöscht: Ein Bericht der Bundesregierung fällt weg, weil er seine Funktion inzwischen weitgehend eingebüßt hat. Zudem werden Regelungen getroffen, um einen fairen Wettbewerb beim Ausbau zu gewährleisten. So wird vorgesehen, in der Länderöffnungsklausel zur finanziellen Beteiligung von Kommunen sowie Bürgerinnen und Bürgern eine wirtschaftliche Benchmark einzuziehen. Damit wird der Gestaltungsspielraum der Länder weitgehend erhalten, während zugleich die wirtschaftliche Vergleichbarkeit der Modelle und somit ein fairer Wettbewerb zwischen den betroffenen Anlagen gewährt wird.

C. Alternativen

Keine. Der Entwurf dient teilweise der Umsetzung Europäischen Rechts, das eine Anpassung des nationalen Rechtsrahmens innerhalb der vorgegebenen Umsetzungsfristen erforderlich macht. In Bezug auf die Änderungen des Bundesbedarfsplangesetzes normiert § 12e Absatz 4 Satz 1 des EnWG, dass Änderungen des Bundesbedarfsplans durch den Bundesgesetzgeber zu erlassen sind und dadurch für die geänderten und neu in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt werden. Um temporären Erzeugungsüberschüssen schnellstmöglich begegnen zu können, ist die im Entwurf anvisierte Erhöhung der Flexibilität im Stromsystem und die zunehmende Übernahme von Funktionen für die Systemsicherheit durch die erneuerbaren Energien erforderlich.

D. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

Bund:

Temporäre Erzeugungsüberschüsse sind eine Entwicklung, die in der zuletzt aufgetretenen Frequenz und dem Ausmaß nicht zu erwarten war und die zu Kostensteigerungen gegenüber den bisherigen Schätzungen führen kann. Durch dieses Gesetz werden Maßnahmen vorgelegt, die sowohl dem Auftreten von Erzeugungsüberschüssen und negativen Strompreisen entgegenwirken als auch die Kosten begrenzen, die im Fall von negativen Preisen für den Haushalt entstehen. Daher führt dieses Gesetz zu einer Entlastung des Haushalts gegenüber den Mehrkosten, die aufgrund der unvorhergesehenen dynamischen Entwicklung temporärer Erzeugungsüberschüsse zu entstehen drohen.

Die stellenmäßigen und finanziellen Mehrbedarfe, die dem Bund entstehen, werden noch berechnet.]

Die Mehrbedarfe an Personal- und Sachmitteln sollen finanziell und stellenmäßig im jeweiligen Einzelplan ausgeglichen werden.

Länder und Kommunen:

Durch das vorliegende Gesetz reduziert sich der jährliche Personalaufwand der Länder schätzungsweise im Umfang von ca. 51,86 Planstellen. Sonstige Auswirkungen auf die Haushalte der Länder und Kommunen sind nicht ersichtlich.

E. Erfüllungsaufwand

E.1 Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

Dieses Gesetz führt zu keinen Ent- oder Belastungen der Bürgerinnen und Bürger.

E.2 Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Durch dieses Gesetz entsteht für die Wirtschaft insgesamt eine jährliche Belastung in Höhe von ca. 52 Millionen Euro sowie eine einmalige Belastung von ca. 10 Millionen Euro.

Gelöscht: Für den Bundeshaushalt entstehen durch dieses Gesetz Haushaltsausgaben in Höhe von jährlich ca. 8,96 Millionen Euro sowie einmalig ca. 0,3 Millionen Euro.

Gelöscht: Davon entfallen ca. 8,96 Millionen Euro auf erhöhte jährliche Personalkosten. Hinzu kommt ein einmaliger Sachaufwand in Höhe von schätzungsweise 0,3 Millionen Euro. ¶
Von den ca. 8,96 Millionen Euro an erhöhten Personalkosten entfallen ca. 8,35 Millionen Euro auf die Bundesnetzagentur. Auch der einmalige Sachaufwand in Höhe von schätzungsweise 0,3 Millionen Euro wird bei der Bundesnetzagentur entstehen. ¶
Außerdem entstehen voraussichtlich ca. 0,64 Millionen Euro an zusätzlichen Personalausgaben für das Bundesverwaltungsgericht. ¶

Gelöscht: g

Gelöscht: Entlastung

Gelöscht: schätzungsweise

Gelöscht: 46,8

Davon Bürokratiekosten aus Informationspflichten

Hiervon entfällt ein zusätzlicher jährlicher Aufwands in Höhe von ca. 33.000 Euro auf die Erweiterung einer Informationspflicht.

Gelöscht: Die Entlastung der Wirtschaft tritt trotz gleichzeitig entstehenden zusätzlichen jährlichen

Gelöscht: durch

Gelöscht: ein

E.3 Erfüllungsaufwand der Verwaltung

Bundesverwaltung:

Die stellenmäßigen und finanziellen Mehrbedarfe, die dem Bund entstehen, werden noch berechnet.

Gelöscht: Durch das vorliegende Gesetz entsteht der Bundesverwaltung ein dauerhafter jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von ca. 5 Millionen Euro sowie ein einmaliger Erfüllungsaufwand in Höhe von ca. 460.000 Euro.¶

Verwaltungen der Länder und Kommunen:

Durch das vorliegende Gesetz reduziert sich der jährliche Erfüllungsaufwand der Landesverwaltungen um schätzungsweise ca. 4,72 Millionen Euro.

F. Weitere Kosten

Für die Realisierung der neu in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen Netzausbauvorhaben werden schätzungsweise Kosten in Höhe von circa 45,9 Milliarden Euro als einmalige Investitionsausgaben über einen mehrjährigen Zeitraum entstehen. Die Kosten für den Netzausbau werden sich auf die Netzentgelte auswirken. Die Entwicklung der Netzentgelte hängt allerdings von vielen Faktoren ab, sodass sich das zukünftige Netzentgeltniveau nicht verlässlich abschätzen lässt. Gleichzeitig dient der Netzausbau der Minimierung der mit dem Engpassmanagement verbundenen Kosten. Damit trägt der Netzausbau mittel- und langfristig insoweit auch zur Entlastung der Stromverbraucher bei.

Es wird geschätzt, dass beim Bundesverwaltungsgericht durch die mit diesem Gesetz verbundene Aufgabenmehrung unter Berücksichtigung freiwerdender Personalkapazitäten ein jährlicher Mehrbedarf an Personalkosten in Höhe von insgesamt 638 664 Euro entsteht.

Darüber hinaus sind keine sonstigen direkten oder indirekten Kosten zu erwarten. Eventuelle Auswirkungen auf Einzelpreise oder das Preisniveau, insbesondere das Verbraucherpreisniveau, lassen sich derzeit nicht abschätzen.

Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz

Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts im Bereich der Endkundenmärkte, des Netzausbaus und der Netzregulierung¹⁾

Vom ...

Der Bundestag hat das folgende Gesetz beschlossen:

Artikel 1

Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

Das [Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 \(BGBl. I S. 1970, 3621\)](#), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 14. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 161) geändert worden ist, wird wie folgt geändert

1. Die Inhaltsübersicht wird wie folgt geändert:

a) Nach der Angabe zu § 13k wird folgende Angabe zu § 13l eingefügt:

„§ 13l Umrüstung einer Erzeugungsanlage zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie von Trägheit der lokalen Netzstabilität; Betrieb des Betriebsmittels“.

b) Die Angabe zu § 14 wird wie folgt gefasst:

„§ 14 Aufgaben der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen; Festlegungskompetenz“.

c) Die Angabe zu § 17a wird wie folgt gefasst:

„§ 17a Unverbindliche Netzanschlusssaukunft“.

d) [Die Angabe zu § 17b wird wie folgt gefasst:](#)

[„§ 17b Unverbindliche Netzanschlusssaukunft in Elektrizitätsversorgungsnetzen“](#)

e) [Die Angabe zu § 17c wird wie folgt gefasst:](#)

[„§ 17c Digitale Netzanschlussportale“](#).

¹⁾ Artikel 1 dieses Gesetzes dient der Umsetzung der Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates (ABl. L vom 31. Oktober 2023); der Umsetzung der Richtlinie (EU) 2024/1711 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Richtlinien (EU) 2018/2001 und (EU) 2019/944 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union (AbI. L vom 26.6.2024); der Umsetzung der Richtlinie 2024/... (EU) des europäischen Parlaments und des Rates vom ... über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG (Neufassung) sowie der Verordnung (EU) 2024/1106 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. April 2024 zur Änderung der Verordnungen (EU) Nr. 1227/2011 und (EU) 2019/942 in Bezug auf einen besseren Schutz der Union vor Marktmanipulation auf dem Energiegroßhandelsmarkt (AbI. L vom 17. April 2024).

f) Die Angabe zu § 18a wird wie folgt gefasst:

§ 18a Digitale Netzanschlussportale für den Anschluss von Letztverbrauchern in der Niederspannung.

g) Nach der Angabe zu § 20a wird folgende Angabe zu § 20b eingefügt:

„§ 20b Gemeinsame Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs; Festlegungskompetenz“.

h) In den Angaben zu den §§ 40, 40a und 40c werden jeweils die Wörter „Strom- und Gasrechnungen“ durch das Wort „Energierechnungen“ ersetzt.

i) Die Angabe zu § 41a wird wie folgt gefasst:

„§41a Lastvariable, tageszeitabhängige oder dynamische und sonstige Stromtarife sowie Festpreisverträge“.

j) Nach der Angabe zu § 42b wird folgende Angabe eingefügt:

„§ 42c Gemeinsame Nutzung elektrischer Energie aus Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien“.

k) In der Angabe zu § 61 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

2. § 3 wird wie folgt geändert:

a) In Nummer 15c werden die Wörter „oder Stromlieferant“ durch die Wörter „**Stromlieferant oder Wasserstofflieferant**“ ersetzt.

b) Nach Nummer 19 wird folgende Nummer 19a eingefügt:

„19a. Festpreisvertrag

ein Energieliefervertrag mit einem Letztverbraucher, bei dem die Vertragsbedingungen einschließlich des Preises für die vereinbarte Vertragslaufzeit von dem Energielieferanten mindestens für den von ihm beeinflussbaren Versorgungsanteil garantiert werden, wobei der vereinbarte Preis auch unterschiedliche, beispielsweise zeitvariable Preiselemente enthalten kann.“

c) Die bisherigen Nummern 19a bis 19d werden zu den Nummern 19b bis 19e.

d) Nach Nummer 39 wird folgende neue Nummer 39a eingefügt:

„39a. Wasserstofflieferant

natürliche und juristische Personen, deren Geschäftstätigkeit ganz oder teilweise auf den Vertrieb von Wasserstoff zum Zwecke der Belieferung von Letztverbrauchern ausgerichtet ist,“

e) Die bisherigen Nummern 39a bis 39c werden die Nummern 39b bis 39d.

3. § 4b wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 2 wird das Wort „Energie“ jeweils durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

b) In Absatz 3 werden die Wörter „Bundesministerium für Wirtschaft und Energie“ jeweils durch die Wörter „Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz“ ersetzt.

c) In Absatz 4 werden die Wörter „Bundesministerium für Wirtschaft und Energie“ durch die Wörter „Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz“ ersetzt.

- d) In Absatz 5 Satz 3 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
4. In § 4c Sätze 3 und 4 wird das Wort „Energie“ jeweils durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
5. In § 5 wird nach Absatz 4 folgender Absatz 4a eingefügt:
- „(4a) Energielieferanten müssen angemessene Absicherungsstrategien entwickeln und einhalten, um das Risiko von Änderungen des Energieangebots auf Großhandelsebene für die wirtschaftliche Tragfähigkeit ihrer Verträge mit Kunden zu begrenzen und gleichzeitig die Liquidität an Kurzfristmärkten und die von diesen Märkten ausgehenden Preissignale aufrechtzuerhalten. Sie müssen angemessene Maßnahmen ergreifen, um das Risiko eines Ausfalls der Belieferung der eigenen Kunden zu begrenzen. Die Bundesnetzagentur kann die Vorlage und Anpassung der Absicherungsstrategien nach Satz 1 und die Maßnahmen nach Satz 2 jederzeit verlangen. Die Abfrage nach Satz 3 kann auch im Rahmen des Monitorings nach § 35 erfolgen.“
6. In § 7c Absatz 3 Satz 1 werden das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ und werden die Wörter „Verkehr und digitale Infrastruktur“ durch die Wörter „Digitales und Verkehr“ ersetzt.
7. § 11 Absatz 3 wird wie folgt geändert:
- a) In Satz 1 werden nach dem Wort „Rechtsverhältnissen“ die Wörter „nach § 17 Absatz 3 oder § 18 Absatz 3“ eingefügt.
- b) Nach Satz 1 wird folgender Satz 2 eingefügt:
- „Die Bundesregierung wird ferner ermächtigt, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates die Haftung der Betreiber von Energieversorgungsnetzen aus Vertrag und unerlaubter Handlung für Sach- oder Vermögensschäden, die ein Netznutzer durch Störungen der Netznutzung erleidet, zu regeln.“
- c) Der neue Satz 3 wird wie folgt gefasst:
- „In Rechtsverordnungen nach Satz 1 oder Satz 2 kann die Haftung auf vorsätzliche oder grob fahrlässige Verursachung beschränkt und der Höhe nach begrenzt werden.“
8. § 12 wird wie folgt geändert:

a) Nach Absatz 2 werden folgende Absätze 2a bis 2g eingefügt:

„(2a) Jeder Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes muss sicherstellen, dass er jederzeit in der Lage ist, für die folgenden an sein Netz angeschlossenen Anlagen Anpassungen nach § 13a Absatz 1, auch in Verbindung mit § 14 Absatz 1, vorzunehmen und die jeweilige Ist-Einspeisung abzurufen:

1. Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie mit einer Nennleistung ab 100 Kilowatt, sowie
2. Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, die durch einen Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes jederzeit fernsteuerbar sind.

(2b) Zum Zwecke des Nachweises der Erfüllung der Pflichten nach Absatz 2a hat jeder Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes jährlich Anpassungen nach § 13a Absatz 1, auch in Verbindung mit § 14 Absatz 1, sowie Abrufe der Ist-

Einspeisung teilweise vorzunehmen. Jeder grundzuständige Messstellenbetreiber im Sinne des § 2 Satz 1 Nummer 4 des Messstellenbetriebsgesetzes hat jährlich den Umfang der Erfüllung der Ausstattungsverpflichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes in dem Netzgebiet, auf das sich seine Grundzuständigkeit erstreckt, zu überprüfen und das Ergebnis dem Betreiber von Energieversorgungsnetzen des jeweiligen Netzgebiets vorzulegen. 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. Der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes, der einem Betreiber eines Übertragungsnetzes mit Regelzonenverantwortung unmittelbar nachgelagert ist, hat diesem Betreiber eines Übertragungsnetzes mit Regelzonenverantwortung zusätzlich zu den Ergebnissen nach Satz 1 und Satz 2, die in seinem Netzgebiet ermittelt wurden, auch die Ergebnisse und die Plausibilitätsprüfungen der ihm jeweils nachgelagerten Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen in Textform vorzulegen.

(2c) Die Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung sind verpflichtet, über die in Absatz 2b bezeichneten Tests gemeinsam einen Gesamtbericht zu erstellen und erstmalig zum Ablauf des 30. November 2025 und danach jährlich der Bundesnetzagentur und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz vorzulegen. Dieser Gesamtbericht umfasst:

1. die Ergebnisse der nach Absatz 2b Satz 1 durchgeführten Tests und der nach Absatz 2b Satz 2 durchgeführten Überprüfungen, einschließlich der jeweils durchgeführten Plausibilitätsprüfung,
2. eine Bewertung des Umfangs der Erfüllung der Verpflichtungen nach Absatz 2a und § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes, sowie
3. Handlungsempfehlungen der Betreiber von Übertragungsnetzen zur Verbesserung ihrer eigenen Steuerungsfähigkeit und derjenigen der ihnen direkt oder indirekt nachgelagerten Netzbetreiber.

Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen und grundzuständige Messstellenbetreiber sind verpflichtet, an der Erstellung des Gesamtberichts mitzuwirken. Die Bundesnetzagentur veröffentlicht spätestens drei Monate nach Erhalt des Gesamtberichts die Abschnitte des Berichts nach Satz 2 Nummer 2 und Nummer 3.

(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] 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 und den unterschiedlichen technischen Einrichtungen, die zum Abruf der Ist-Einspeisung als auch zur Steuerung der Wirkleistungs- und Blindleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs genutzt werden,
2. zu dem Ablauf der Überprüfungen nach Absatz 2b Satz 2, sowie

3. zu der Erfassung, Aufbereitung und Weiterleitung der Daten, insbesondere im Hinblick auf den zeitlichen Ablauf und zum Datenformat.

Die Bundesnetzagentur kann gegenüber den Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen und grundzuständigen Messstellenbetreibern durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 Vorgaben zu

1. dem Ablauf der Tests und Überprüfungen nach Absatz 2b und der Erfassung, Aufbereitung und Weiterleitung der Daten, sowie

2. Form und Inhalt des Gesamtberichts nach Absatz 2c

machen. Die Bundesnetzagentur soll vor ihrer Entscheidung nach Satz 2 von einer Einholung von Stellungnahmen nach § 67 Absatz 2 absehen; eine mündliche Verhandlung findet nicht statt. Soweit die Bundesnetzagentur Vorgaben nach Satz 2 macht, gehen diese den von den Betreibern von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung erstellten Leitlinien vor.

(2e) Die Bundesnetzagentur kann in entsprechender Anwendung des § 65 Absatz 2 die Pflicht zur ferngesteuerten Regelung von Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie, die an ein nachgelagertes Elektrizitätsverteilernetz angeschlossen sind, sowie die Pflicht zur Ausübung von mit der ferngesteuerten Regelung unmittelbar zusammenhängenden und für diese erforderlichen Bestandteilen der Betriebsführung dem nachgelagerten Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes entziehen und auf den ihm vorgelagerten Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes übertragen, wenn der nachgelagerte Betreiber eines Verteilernetzes dauerhaft oder wiederholt gegen seine Pflichten nach Absatz 2a verstößt. Die sich aus diesem Gesetz oder aus anderen Gesetzen ergebende Verpflichtung von Anlagenbetreibern, im Verhältnis zu dem Netzbetreiber, an dessen Netz sie angeschlossen sind, die Ansteuerbarkeit und Sichtbarkeit einer von ihnen betriebenen Anlage sicherzustellen, besteht im Falle einer Übertragung nach Satz 1 auch im Verhältnis zu dem vorgelagerten Betreiber eines Verteilernetzes.

(2f) Die Bundesnetzagentur kann in entsprechender Anwendung des § 44 des Messstellenbetriebsgesetzes die Einsetzung eines Auffangmessstellenbetreibers anordnen, wenn

1. nach den Ergebnissen des Gesamtberichts nach Absatz 2c die Ausstattungsverpflichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes in dem Netzgebiet eines grundzuständigen Messstellenbetreibers um mindestens 25 Prozent unterschritten sind und dies zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in mindestens einer Regelzone wesentlich beitragen könnte,
2. die Bundesnetzagentur auf anderem Wege als durch den Gesamtbericht nach Absatz 2c Kenntnis von der in Nummer 1 genannten Unterschreitung der Ausstattungsverpflichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes und der in Nummer 1 genannten Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in mindestens einer Regelzone erlangt, oder
3. der grundzuständige Messstellenbetreiber seine Pflichten nach Absatz 2b oder seine Mitwirkungspflicht nach Absatz 2c Satz 3 nicht oder nicht ausreichend erfüllt und deshalb nicht festgestellt werden kann, ob eine Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in mindestens einer Regelzone vorliegt, zu der eine Unterschreitung

der Ausstattungsverpflichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes wesentlich beiträgt.

Dem grundzuständigen Messstellenbetreiber ist vorab Gelegenheit zur Stellungnahme innerhalb einer angemessenen Frist zu gewähren.

(2g) Der Netzbetreiber, an dessen Netz eine Anlage nach Absatz 2a angeschlossen ist, muss die Anlage vom Netz trennen oder deren Einspeisung durch andere Maßnahmen unterbinden, wenn

1. 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 und
2. der Anlagenbetreiber die Anlage nicht bereits nachweislich außer Betrieb genommen hat.

§ 52a Absatz 2 bis 7 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes gilt entsprechend. Im Falle einer nach Satz 1 erfolgten Netztrennung oder Unterbindung der Einspeisung, können Anlagenbetreiber Ersatz des aufgrund dessen entstandenen Schadens verlangen. Die Ersatzpflicht tritt nicht ein, wenn der Messstellenbetreiber die Pflichtverletzung nach Satz 1 Nummer 1 nicht zu vertreten hat. Weitergehende Ersatzansprüche bleiben unberührt.“

- b) In Absatz 5a wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
- c) In Absatz 7 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
9. In § 12f Absatz 1 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
10. In § 13e Absatz 5 Satz 1 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
11. In § 13h Absatz 1 wird in dem Satzteil vor der Nummerierung das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
12. Nach § 13k wird folgender § 13l eingefügt:

„§ 13l

Umrüstung einer Erzeugungsanlage zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie von Trägheit der lokalen Netzstabilität; Betrieb des Betriebsmittels

(1) Ein Betreiber eines Übertragungsnetzes mit Regelzonenverantwortung kann vom Betreiber einer in seiner Regelzone liegenden Erzeugungsanlage mit einer Nennleistung von 50 Megawatt oder mehr die Umrüstung dieser Erzeugungsanlage zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung verlangen (Umrüstungsverlangen), wenn

1. die Stilllegung dieser Erzeugungsanlage wegen des Bedarfs zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde,

2. die Gefährdung oder Störung nach Nummer 1 nicht durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden kann und
 - a) der Betreiber dieser Erzeugungsanlage deren endgültige Stilllegung nach § 13b Absatz 1 Satz 1 in Verbindung mit § 13b Absatz 3 Satz 2 angezeigt hat oder
 - b) die Erzeugungsanlage eine Steinkohleanlage oder eine Braunkohle-Kleinanlage nach § 43 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes ist und für diese Erzeugungsanlage nach § 51 Absatz 1 Satz 1 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes ein Verbot der Kohleverfeuerung wirksam wird und die Erzeugungsanlage nach § 26 Absatz 2 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes in Verbindung mit § 13b Absatz 1 und Absatz 3 Satz 2 oder § 37 Absatz 2 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes in Verbindung mit § 13b Absatz 1 und Absatz 3 Satz 2 endgültig stillgelegt werden soll,
3. die Umrüstung und der Betrieb des Betriebsmittels den Zwecken des § 1 Absatz 1 und 2 entsprechen und
4. die Bundesnetzagentur das Umrüstungsverlangen zuvor nach Absatz 3 genehmigt hat.

(2) Der Betreiber eines Übertragungsnetzes mit Regelzonenverantwortung kann vom Betreiber einer in seiner Regelzone liegenden Erzeugungsanlage mit einer Nennleistung von 50 Megawatt oder mehr zusätzlich zu der Umrüstung nach Absatz 1 verlangen, dass diese Erzeugungsanlage so umgerüstet wird, dass sie neben den in Absatz 1 genannten Systemsicherheitsmaßnahmen auch Trägheit der lokalen Netzstabilität bereitstellen kann (erweitertes Umrüstungsverlangen), wenn

1. die in Absatz 1 Nummer 1 bis 3 aufgeführten Voraussetzungen vorliegen,
2. zusätzlich an dem Standort der Erzeugungsanlage auch ein entsprechender Bedarf für die Bereitstellung von Trägheit der lokalen Netzstabilität besteht und
3. die Bundesnetzagentur das erweiterte Umrüstungsverlangen zuvor nach Absatz 3 genehmigt hat.

Die Umrüstung nach diesem Absatz umfasst auch die Installation der für die Bereitstellung von Trägheit der lokalen Netzstabilität erforderlichen Komponenten, wie insbesondere Schwungmassen, in angemessenem Umfang

(3) Der Betreiber eines Übertragungsnetzes mit Regelzonenverantwortung stellt bei der Bundesnetzagentur spätestens sechs Monate vor dem angezeigten Stilllegungszeitpunkt einer in Absatz 1 genannten Erzeugungsanlage in Textform einen mit einer Begründung versehenen Antrag auf Genehmigung des Umrüstungsverlangens und übermittelt dem Betreiber der Erzeugungsanlage unverzüglich eine Kopie des Antrages in Textform. In dem Antrag muss nachgewiesen werden, dass die Voraussetzungen nach Absatz 1 Nummer 1 bis 3 erfüllt sind. Für die Begründung der Notwendigkeit des Umrüstungsverlangens soll der Antragsteller insbesondere die Systemanalyse oder die Langfristanalyse der Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung nach § 3 Absatz 2 der Netzreserveverordnung, der Bericht der Bundesnetzagentur nach § 3 Absatz 1 der Netzreserveverordnung oder der Systemstabilitätsbericht der Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung nach § 12i heranziehen. Die Bundesnetzagentur genehmigt den Antrag, wenn die in Absatz 1 genannten Voraussetzungen erfüllt sind. Die Genehmigung kann unter Bedingungen erteilt und mit Auflagen verbunden werden. Der Betreiber des Übertragungsnetzes mit Regelzonenverantwortung übermittelt dem Betreiber der Erzeugungsanlage

unverzüglich nach Zugang eine Kopie der Genehmigung in Textform durch die Bundesnetzagentur. Die Sätze 1 bis 5 sind entsprechend auf ein erweitertes Umrüstungsverlangen nach Absatz 2 anzuwenden, mit der Maßgabe, dass die Erfüllung der Voraussetzungen nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 bis 3 nachzuweisen ist.

(4) Die Umrüstung nach den Absätzen 1 und 2 sowie der Betrieb der umgerüsteten Erzeugungsanlage erfolgen in dem Umfang und für den Zeitraum, die erforderlich sind, um die Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems abzuwenden. Die Dauer des angeforderten Betriebs darf einen Zeitraum von insgesamt acht Jahren ab der Inbetriebnahme des Betriebsmittels nicht überschreiten. Die nach den Absätzen 1 oder 2 umgerüstete Erzeugungsanlage darf ausschließlich nach Maßgabe der von den Betreibern von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung angeforderten Systemsicherheitsmaßnahmen betrieben und in dem für diese Zwecke erforderlichen Umfang nicht stillgelegt werden. Ab dem Zeitpunkt der Genehmigung der Umrüstung ist § 13b für den Zeitraum der Verpflichtung nach diesem Absatz nicht anzuwenden.

(5) Der Betreiber der nach den Absätzen 1 oder 2 umgerüsteten Erzeugungsanlage hat gegen den Betreiber des Übertragungsnetzes mit Regelzonenverantwortung, in dessen Regelzone die Anlage angeschlossen ist, Anspruch auf

1. Erstattung der nachgewiesenen Kosten für die Umrüstung seiner Erzeugungsanlage und
2. eine angemessene Vergütung entsprechend § 13c Absatz 3.

Zu den Kosten der Umrüstung nach Satz 1 Nummer 1 zählen auch die Kosten für Komponenten wie insbesondere Schwungmassen nach Absatz 1 Satz 2. Nach der Beendigung der Verpflichtung nach Absatz 3 ist § 13c Absatz 4 Satz 2 und 3 entsprechend anzuwenden. Unbeschadet der gesetzlichen Verpflichtungen erfolgt auf Grundlage der anlagenspezifischen Kostenstruktur die Kostenerstattung sowie Vergütung der Anlagen und deren Umrüstung sowie der Betrieb auf Grundlage des Abschlusses von Verträgen zwischen den Betreibern von Übertragungsnetzen und Anlagenbetreibern in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur. § 13c Absatz 5 ist entsprechend anzuwenden.

(6) Die Absätze 1 bis 5 sind nicht anzuwenden auf die in Anlage 2 zum Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes genannten Braunkohleanlagen. § 42 Absatz 3 des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes bleibt dabei unberührt."

13. § 14 wird wie folgt geändert:

- a) Die Überschrift wird wie folgt gefasst:

„ § 14

Aufgaben der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen; Festlegungskompetenz".

- b) In Absatz 1 Satz 1 werden nach dem Wort „gelten“ die Wörter „mit Ausnahme von § 13a Absatz 1a Satz 1 und 2“ eingefügt.
- c) Die Absätze 1a und 1b werden wie folgt gefasst:

„(1a) Die Regulierungsbehörde regelt erstmals zum [1.7.2025] durch eine befristete Festlegung nach § 29 Absatz 1, unter welchen Voraussetzungen § 13a Absatz 1a Satz 1 und 2 für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen vor dem [31. Dezember 2031] Anwendung findet und ob der Anspruch auf angemessenen

Aufwendungsersatz nach Absatz 1b entfällt. Die Regulierungsbehörde kann die Regelung insbesondere auf bestimmte Netzebenen, Anlagenarten und -größen sowie Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen beschränken, von der Zustimmung der Betreiber vorgelagerter Elektrizitätsversorgungsnetze oder anderer Beteiligter Abhängig machen. § 13j Absatz 5 Nummer 3 gilt entsprechend. Die Regulierungsbehörde kann für diesen Fall ferner einen bilanziellen Ausgleich für die Umsetzung von Aufforderungen nach Absatz 1c vorschreiben.

(1b) § 13a Absatz 2 ist für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben mit der Maßgabe entsprechend anzuwenden, dass der Betreiber der Anlage zur Erzeugung oder zur Speicherung von elektrischer Energie als Bestandteil des finanziellen Ausgleichs einen angemessenen Aufwendungsersatz für den bilanziellen Ausgleich der Maßnahme des Verteilernetzbetreibers erhält. Wirtschaftliche Vorteile, die im Zusammenhang mit dem bilanziellen Ausgleich entstehen, erstattet der Betreiber der Anlage zur Erzeugung oder zur Speicherung von elektrischer Energie dem Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes. Die Regulierungsbehörde trifft durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 nähere Bestimmungen zur Höhe des angemessenen Aufwendungsersatzes und der Bestimmung der wirtschaftlichen Vorteile. Sie gibt insbesondere pauschale Bestimmungsmethoden, Maßgaben für eine effiziente Bewirtschaftung sowie negative Anreize bei einer ineffizienten Bewirtschaftung vor. Dieser Absatz ist nicht anzuwenden, wenn der Strom nach § 57 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vermarktet wird. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz evaluiert zum 1. Juli 2027 die Umsetzung und Wirkung der Maßgaben und Anreize nach Satz 4.“

d) Absatz 1c wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 werden nach den Wörtern „dabei sind“ die Wörter „der Absatz 1a sowie“ und nach den Wörtern „die §§ 12 und 13 bis 13c“ die Wörter „mit Ausnahme von § 13a Absatz 1a Satz 1 und 2,“ eingefügt.

bb) In Satz 2 werden die Wörter „bilanziellen und“ gestrichen.

cc) Satz 3 wird gestrichen.

14. § 14e wird wie folgt geändert:

a) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben spätestens ab dem 1. Januar 2024 sicherzustellen, dass Netzanschlussbegehrende von Anlagen gemäß § 8 Absatz 1 Satz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie Letztverbraucher, einschließlich Anlagen nach § 3 Nummer 15d und 25, und spätestens ab dem ... [einsetzen: Datum des Tages drei Jahre nach Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel ...] alle Netzanschlussbegehrenden über die gemeinsame Internetplattform auf die Internetseite des zuständigen Netzbetreibers gelangen können, um dort einen Netzanschlussprozess über ein digitales Netzanschlussportal nach § 17c oder § 18a durchzuführen. Die Ermittlung des zuständigen Netzbetreibers ist spätestens ab dem ... [einsetzen: Datum des Tages zwei Jahre nach Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel ...] auch über eine Programmierschnittstelle zu ermöglichen.“

b) Nach Absatz 2 werden folgende Absätze 2a und 2b eingefügt:

„(2a) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen veröffentlichen auf der gemeinsamen Internetplattform die Beschreibung sowie die Internetadresse der Programmierschnittstellen nach Absatz 2 Satz 2, nach § 17c sowie nach § 18a.

Gelöscht: In

Gelöscht: nach

Gelöscht: 2a folgender

Gelöscht:

Gelöscht: „(

(2b) Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben spätestens zum Ablauf des ... [einsetzen: Datum des Tags zwei Jahre nach Inkrafttreten dieses Gesetzes nach ~~Artikel ...~~] sicherzustellen, dass ~~jedermann~~ über die gemeinsame Internetplattform auf die Internetseite des zuständigen Netzbetreibers gelangen kann, um dort eine unverbindliche Netzanschlussauskunft nach ~~§ 17b einzuholen~~."

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Gelöscht: Artikel 8 Absatz 1]

Gelöscht: ein Netzanschlusssuchender

Gelöscht: 17a zu erhalten

c) Der bisherige Absatz 2a wird zu Absatz 2c.

15. In § 15c Absatz 2 wird nach Satz 1 folgender Satz 2 eingefügt:

„Insbesondere ist in den Netzentwicklungsplan ein Zeitplan für die Durchführung aller Netzausbaumaßnahmen aufzunehmen.“

16. § 17 wird wie folgt geändert:

Gelöscht: Dem §

Gelöscht: werden folgende Absätze 5 bis 7

a) In Absatz 2 Satz 3 wird das Wort „Kapazitätsmangels“ durch das Wort „Netzanschlusskapazitätsmangels“ ersetzt.

b) Absatz 2a wird folgender Satz angefügt:

„§ 8e des Erneuerbare-Energien-Gesetzes ist entsprechend auf den Anschluss von Energiespeichereinrichtungen anzuwenden.“

Gelöscht:

c) Absatz 2b wird wie folgt gefasst:

„(2b) Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen können Anschlussnehmern den Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung anbieten. Eine flexible Netzanschlussvereinbarung nach Satz 1 gibt dem Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen das Recht, vom Anschlussnehmer eine statische oder dynamische Begrenzung der maximalen Entnahme- oder Einspeiseleistung zu verlangen. Eine flexible Netzanschlussvereinbarung muss insbesondere Regelungen enthalten:

1. zur Höhe der Begrenzung der Entnahme- oder Einspeiseleistung,
2. zum Zeitraum oder zu Zeiträumen der Begrenzung der Entnahme- oder Einspeiseleistung,
3. zur Dauer der flexiblen Netzanschlussvereinbarung,
4. zu technischen Anforderungen an die Begrenzung der Entnahme- oder Einspeiseleistung und
5. zur Haftung des Anschlussnehmers bei Überschreitung der vereinbarten maximalen Entnahme- oder Einspeiseleistung.

§ 8f des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie Inhalte einer Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 14a bleiben unberührt.“

d) In Absatz 4 Satz 1 werden nach den Wörtern „für einen Netzanschluss nach Absatz 1 Satz 1“ die Wörter „oder Absatz 2b“ eingefügt.

17. § 17a wird wie folgt gefasst:

§ 17a

Informationspflichten und Kommunikation bei Netzanschlussbegehren

(1) Geht bei einem Betreiber eines Elektrizitätsversorgungsnetzes ein Begehren auf Anschluss einer Erzeugungsanlage, auf Anschluss einer Anlage zur Speicherung elektrischer Energie oder auf Anschluss einer Verbrauchseinrichtung, jeweils einschließlich eines Begehrens auf Änderung oder Erweiterung eines Anschlusses, (Netzanschlussbegehren) ein, so hat der Betreiber des Elektrizitätsversorgungsnetzes dem Netzanschlussbegehrenden spätestens innerhalb von drei Monaten nach Eingang des Netzanschlussbegehrens klare und transparente Informationen über den Status und die weitere Bearbeitung dieses Begehrens zur Verfügung zu stellen. Sofern innerhalb dieses Zeitraums kein endgültiges Ergebnis mitgeteilt werden kann, hat der Betreiber des Elektrizitätsversorgungsnetzes die Informationen alle drei Monate zu aktualisieren. Für den Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes besteht die Verpflichtung nach Satz 1 und 2 nur so lange, bis das Verfahren nach Absatz 6 bis 5 anzuwenden ist.

(2) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben die Möglichkeit zur Verfügung zu stellen, Netzanschlussbegehren und erforderliche Informationen auch über ihre jeweilige Internetseite oder durch andere geeignete elektronische Medien zu übermitteln.

(3) Für Netzanschlussbegehren auf Ebene des Elektrizitätsverteilernetzes, die ab dem 1. Januar 2026 bei einem Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes eingehen, sind die Sätze 2 bis 4 sowie die Absätze 4 und 5 anzuwenden. Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben auf ihrer jeweiligen Internetseite die folgenden allgemeinen Informationen zur Verfügung zu stellen:

1. in welchen Arbeitsschritten ein Netzanschlussbegehren bearbeitet wird und
2. die Angabe, welche Informationen Netzanschlussbegehrende aus ihrem Verantwortungsbereich einem Netzanschlussbegehren der jeweiligen Anlagenart beifügen müssen.

Stellt ein Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen auf seiner Internetseite eine Plattform zur Verfügung, über die Netzanschlussbegehren übermittelt werden können, kann der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes ab dem 1. Januar 2027 die Übermittlung des Netzanschlussbegehrens und erforderlicher Informationen auf diesem Weg verlangen.

(4) Der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes hat das Ergebnis seiner Prüfung des Netzanschlussbegehrens, einschließlich des Ergebnisses der Netzverträglichkeitsprüfung, dem Netzanschlussbegehrenden innerhalb von acht Wochen nach Eingang des Netzanschlussbegehrens mitzuteilen. Mit der Mitteilung nach Satz 6 hat der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes einen Zeitplan zur Herstellung, Änderung oder Erweiterung des Netzanschlusses zu übermitteln, wobei im Fall des § 17 Absatz 2 Satz 3 auch die Mitteilung des Zeitbedarfs für die erforderlichen Maßnahmen verlangt werden kann.

(5) Nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens hat der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes dem Netzanschlussbegehrenden unverzüglich eine Eingangsbestätigung in Textform zu übermitteln. Soweit die nach Absatz 3 Satz 2 Nummer 2 erforderlichen Informationen fehlen oder zusätzliche Informationen für die Prüfung des Netzanschlussbegehrens erforderlich sind, hat der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes diese vollständig innerhalb von zwei Wochen nach Eingang des Netzanschlussbegehrens von dem Netzanschlussbegehrenden nachzufordern. Die Frist nach Absatz 4 Satz 6 beginnt in diesem Fall erneut mit dem Eingang der nachgeforderten Informationen bei dem Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes. Den Eingang der nachgeforderten Informationen hat der Betreiber des

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Gelöscht: ein Begehren auf Anschluss eines Letztverbrauchers und von diesem in seiner Kundenanlage betriebener Anlage, ein Begehren auf Anschluss eines Ladepunktes für Elektromobile sowie ein Begehren

Gelöscht: an das Elektrizitätsversorgungsnetz

Gelöscht: Anschlussbegehrenden

Gelöscht: Begehrens

Gelöscht: des

Gelöscht: zu diesem Zeitpunkt

Gelöscht: eines

Gelöscht: Der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes hat die Möglichkeit zur Verfügung zu stellen, Begehren nach Satz 1 und zugehörige Dokumente ausschließlich über seine Internetseite oder durch andere geeignete elektronische Medien zu übermitteln.

Gelöscht: Absatz 6

Gelöscht: zur Anwendung kommt. Regelungen einer aufgrund von Absatz 3 erlassenen Rechtsverordnung sowie die Regelungen zum Netzanschluss des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes bleiben unberührt

Gelöscht: Ab

Gelöscht: für ein Begehren auf Anschluss einer Erzeugungsanlage, für ein Begehren auf Anschluss eines Letztverbrauchers und von diesem in seiner ... [1]

Gelöscht: für ein Begehren auf Anschluss einer A ... [2]

Gelöscht: Der

Gelöscht: eines Elektrizitätsverteilernetzes hat

Gelöscht: seiner

Gelöscht: In

Gelöscht: ,

Gelöscht: Anschlussbegehrende

Gelöscht: dem Netzbetreiber für ein

Gelöscht: übermitteln

Gelöscht: eines Elektrizitätsverteilernetzes

Gelöscht: ist

Gelöscht: berechtigt,

Gelöscht: Anschlussbegehrens

Gelöscht: zu

Gelöscht: Hierauf hat er im Rahmen er allgemei ... [3]

Gelöscht: Anschlussbegehrenden

Gelöscht: Satz 6

Gelöscht: zu

Gelöscht: Absatzes

Gelöscht: Informationen

Gelöscht: Anschlussbegehrenden

Gelöscht: Satz 6

Gelöscht: Auf den

Gelöscht: ist Satz 5 entsprechend anzuwenden. S ... [4]

Elektrizitätsverteilernetzes dem Netzanschlussbegehrenden unverzüglich in Textform zu bestätigen.

(6) Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen stimmen bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025 untereinander einheitliche Formate und Anforderungen an Inhalte der nach Absatz 3 Satz 2 zur Verfügung zu stellenden Informationen sowie der Mitteilung nach Absatz 4 Satz 6 ab.

(7) Regelungen einer aufgrund von § 17 Absatz 3 erlassenen Rechtsverordnung sowie die Regelungen zum Netzanschluss nach den Bestimmungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und nach den Bestimmungen des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes bleiben unberührt.

18. § 17b wird wie folgt gefasst:

„§ 17b

Unverbindliche Netzanschlusssauskunft in Elektrizitätsversorgungsnetzen

(1) Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen haben verfügbare Netzan-schlusskapazitäten nach Maßgabe der Sätze 2 bis 5 auf ihrer jeweiligen Internetseite zu veröffentlichen und monatlich zu aktualisieren. Zu veröffentlichen sind die Netzan-schlusskapazitäten auf der Umspannebene von Höchstspannung zu Hochspannung sowie für die Umspannebene von Hochspannung zu Mittelspannung. Auf die tatsäch-liche Verfügbarkeit der veröffentlichten Netzanschlusskapazitäten besteht kein Rechts-anspruch. Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen haben auf ihrer jeweiligen In-ternetseite allgemeine Informationen zu den für die Berechnung der Netzanschlusska-pazität verwendeten Kriterien bereitzustellen. Für Betreiber von Elektrizitätsverteiler-netzen besteht die Verpflichtung nach den Sätzen 1 bis 4 nur so lange, bis ein elektro-nisches Verfahren nach Absatz 2 und 3 zur Verfügung gestellt wird.

(2) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben bis zum 1. Januar 2028 jeder-mann zu ermöglichen, in einem über ihre jeweilige Internetseite erreichbaren elektro-nischen Verfahren eine unverbindliche Netzanschlusssauskunft für den Netzanschluss einer Erzeugungsanlage, einer Anlage zur Speicherung elektrischer Energie oder einer Verbrauchseinrichtung, jeweils mit einer Nennleistung von mindestens 135 Kilowatt, einzuholen. Die Netzanschlusssauskunft nach Satz 1 hat für den Netzanschluss in der Mittelspannungsebene einschließlich der Umspannebene von Hochspannung zu Mit-telspannung und der Umspannebene von Mittelspannung zu Niederspannung zu erfol-gen. Dabei hat die Person, die eine Netzanschlusssauskunft einholt, die Art des Vorha-bens, die Nennleistung und den Standort anzugeben. Auf dieser Grundlage hat der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes eine unverbindliche Netzanschlusssauskunft zu erteilen, insbesondere über

- den in der Luftlinie am kürzesten entfernt liegenden Netzverknüpfungspunkt, der auch im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist,
- mindestens einen weiter entfernt liegenden Netzverknüpfungspunkt, der im Hin-blick auf die Spannungsebene geeignet ist und über ausreichend Netzanschluss-kapazität für die angegebene Nennleistung verfügt.

Verfügt der nach Satz 4 Nummer 1 anzuzeigende Netzverknüpfungspunkt nicht über ausreichend Netzanschlusskapazität für die angegebene Nennleistung, so ist hierauf hinzuweisen und anzuzeigen, ob die Möglichkeit zum Abschluss einer flexiblen Net-zanschlussvereinbarung nach § 17 Absatz 2b dieses Gesetzes oder § 8f des Erneuer-bare-Energien-Gesetzes besteht. Auf die tatsächliche Verfügbarkeit der im Rahmen

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Gelöscht: hierauf innerhalb von zwei Wochen hinzuwei-sen. Die Frist nach Satz 6 beginnt in diesem Fall jeweils erneut mit dem Eingang der nachgeforderten Informati-onen bei dem Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes. Der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes hat dem Anschlussbegehrenden den Eingang der Informationen nach Satz 12

Gelöscht: 1. Januar 2026

Gelöscht: Nummer 2 bereitzustellenden Angaben

Gelöscht: Satz 6

Gelöscht:

Gelöscht:

Gelöscht: <#>Ist in allgemeinen technischen Mindest-anforderungen nach § 19 Absatz 4 oder in technischen Anschlussbedingungen nach § 19 Absatz 1 für die Prü-fung von Netzanschlussbegehren eine kürzere Frist als acht Wochen vorgesehen, so tritt diese Frist an die Stelle der in Absatz 6 Satz 6 geregelten Frist. Ist die in allgemeinen technischen Mindestanforderungen ... [5]

Gelöscht: 17a

Gelöscht: Der

Gelöscht: eines Elektrizitätsversorgungsnetzes hat

Gelöscht: und reservierte

Gelöscht: seiner

Gelöscht: Die Veröffentlichung nach Satz 1 hat für die

Gelöscht: zu erfolgen

Gelöscht: Der

Gelöscht: eines Elektrizitätsversorgungsnetzes hat

Gelöscht: seiner

Gelöscht: den

Gelöscht: eines Elektrizitätsverteilernetzes

Gelöscht: Der

Gelöscht: eines Elektrizitätsverteilernetzes hat

Gelöscht: Ablauf des ... [einsetzen: Datum des T ... [6]

Gelöscht: seine

Gelöscht: erreichbares elektronisches

Gelöscht: zur Verfügung zu stellen, über das Net ... [7]

Gelöscht: Auskunft

Gelöscht: Umspanneben von Mittelspannung zu ... [8]

Gelöscht: und ohne Optimierungs-, Verstärkun ... [9]

Gelöscht: näher gelegene Netzverknüpfungsp ... [10]

Gelöscht: sind, aber aufgrund bereits reservierter

Gelöscht: verfügen, unter Angabe der reservie ... [11]

Gelöscht: im Hinblick auf die Spannungsebene ... [12]

Gelöscht: geplanter Optimierungs-, Verstärkur ... [13]

Gelöscht: 14d

Gelöscht: 4 Satz 1 Nummer 4, unter Angabe

Gelöscht: voraussichtlichen Datums ihrer Verf ... [14]

der Netzanschlusssauskunft ermittelten Netzverknüpfungspunkte besteht kein Rechtsanspruch. Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben auf ihrer jeweiligen Internetseite allgemeine Informationen zu den für die Berechnung der Netzanschlusskapazität verwendeten Kriterien bereitzustellen.

(3) Die Person, die eine Netzanschlusssauskunft einholt, muss die Möglichkeit haben, die Angaben nach Absatz 2 Satz 3 sowohl über eine geografische Karte als auch über eine Programmierschnittstelle, die die gleichzeitige Abfrage mehrerer Anlagenstandorte und Nennleistungen erlaubt, zu machen. Werden die Angaben über eine Programmierschnittstelle gemacht, so hat auch der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes die Netzanschlusssauskunft über eine Programmierschnittstelle zu erteilen. Die der Netzanschlusssauskunft zugrundeliegenden Daten sind regelmäßig, mindestens jedoch monatlich, zu aktualisieren. Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben dem Stand der Technik entsprechende Vorkehrungen zu treffen, die Rückschlüsse auf sensible Informationen oder eine Rekonstruktion solcher Informationen erschweren, insbesondere durch Anwendungen der Informationstechnologie, die missbräuchliche Anfragen verhindern.

(4) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben die erfolgte Bereitstellung des elektronischen Verfahrens nach Absatz 2 und 3 der Bundesnetzagentur unverzüglich mitzuteilen. Die Bundesnetzagentur kann Vorgaben zu Form und Inhalt der Mitteilung nach Satz 1 machen.

(5) Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen stimmen bis zur Bereitstellung des elektronischen Verfahrens untereinander einheitliche Formate und Inhalte der Netzanschlusssauskunft nach Absatz 2 sowie der Programmierschnittstellen nach Absatz 3 Satz 1 und 2, ab.

19. § 17c wird wie folgt gefasst:

„§ 17c

Digitale Netzanschlussportale

(1) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben sicherzustellen, dass der Kommunikationsprozess von der Stellung des Netzanschlussbegehrens auf Ebene des Elektrizitätsverteilernetzes nach § 17a oder nach den §§ 8a bis 8d des Erneuerbare-Energien-Gesetzes bis zur Inbetriebnahme des Netzanschlusses vollständig über ein Netzanschlussportal auf ihrer jeweiligen Internetseite erfolgen kann. Ab dem... [einsetzen: Datum des Tags drei Jahre nach Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel ...] können Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen verlangen, dass Informationen im Rahmen des Kommunikationsprozesses nach Satz 1 ausschließlich über das Netzanschlussportal übermittelt werden.

(2) Das Netzanschlussportal hat über Schnittstellen zu mindestens den folgenden elektronischen Datenverarbeitungssystemen zu verfügen, über die für den Netzanschlussprozess relevante Informationen abgerufen werden können:

1. zu der auf der Internetseite des Betreibers eines Elektrizitätsverteilernetzes verfügbaren unverbindlichen Netzanschlusssauskunft nach § 17b und
2. zu dem Register zur Erfassung und Überwachung von Energieanlagen sowie von Energieanlageanteilen nach § 49d.

(3) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben über ihr jeweiliges Netzanschlussportal zudem zur Verfügung zu stellen:

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Gelöscht: Prognose nach Satz 3 ermittelten Netzverknüpfungspunkte sowie auf die Höhe der nach Satz 4 geschätzten voraussichtlichen Kosten

Gelöscht: Die

Gelöscht: müssen

Gelöscht: erfolgen können. Erfolgen

Gelöscht: des Netzanschlusssuchenden nach Absatz 2 Satz 3

Gelöscht: die Übermittlung

Gelöscht: Auskunft des Betreibers

Gelöscht: nach Satz 1 ebenfalls

Gelöscht: erfolgen

Gelöscht: Prognose nach Absatz 2 Satz 3

Gelöscht: Der

Gelöscht: eines Elektrizitätsverteilernetzes hat

Gelöscht: Der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes hat auf seiner Internetseite allgemeine Informationen zu den für

Gelöscht: Berechnung der Netzanschlusskapazität verwendeten Kriterien bereitzustellen. Der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes hat die Inbetriebnahme der Auskunftsmöglichkeit

Gelöscht: Absatz 2 Satz 1

Gelöscht: 2

Gelöscht: Inbetriebnahme der Auskunftsmöglichkeit nach Absatz 2

Gelöscht: Prognose nach Absatz 2 Satz 3, der Kostenschätzung nach Absatz 2 Satz 4

Gelöscht: Absatz 3 Satz 1 und 2

Gelöscht: <#>In § 18 werden nach Absatz 3 folgende Absätze 4 und 5 eingefügt:¶

1. eine Programmierschnittstelle, über die der vollständige Kommunikationsprozess nach Absatz 1 für Anlagen gemäß § 8 Absatz 1 Satz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes durchgeführt werden kann, und
 2. transparente Informationen zum Bearbeitungsstatus des Netzananschlussprozesses, einschließlich zur voraussichtlich verbleibenden Bearbeitungszeit der jeweils aktuellen Prozessschritte, sowie einer Programmierschnittstelle zum automatisierten Abruf dieser Informationen.
- (4) Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen stimmen zur Errichtung der Netzan-schlussportale untereinander einheitliche Vorgaben ab zu:
1. den Schritten des Netzananschlussprozesses,
 2. den Formaten und Inhalten der im Netzananschlussprozess auszutauschenden Daten,
 3. rollenspezifischen Zugängen für die am Netzananschlussprozess Beteiligten,
 4. den Formaten und Inhalten der nach Absatz 3 vorgesehenen Programmierschnittstel-len.

Satz 1 Nummer 2 gilt nicht für die Hochspannungsebene. Die Verbände der Netznutzer und weiteren im Netzananschlussprozess Beteiligten sind angemessen zu beteiligen. Die einheit-lichen Vorgaben sind regelmäßig zu überprüfen und bedarfsgerecht anzupassen.

- (5) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben spätestens bis zum
1. 1. Januar 2025 die Übermittlung von Netzananschlussbegehren nach § 8 Absatz 1 Satz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und der zugehörigen Informationen nach den Vorgaben des § 8b des Erneuerbare-Energien-Gesetzes unter Verwendung von unter den Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen möglichst weitgehend abgestimmten Formaten und Inhalten über ihr jeweiliges Netzananschlussportal zu ermöglichen,
 2. ... [einsetzen: Datum des Tags ein Jahr nach Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel ... Artikel 8 Absatz 1] die Abwicklung des vollständigen Kommunikationsprozesses nach Absatz 1 Satz 1 für Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes über ihr jeweiliges Netzananschlussportal zu ermöglichen,
 3. ... [einsetzen: Datum des Tags zwei Jahre nach Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel ... Artikel 8 Absatz 1] die Programmierschnittstelle nach Absatz 3 Nummer 1 un-ter Verwendung der nach Absatz 4 Satz 1 Nummer 4 standardisierten Vorgaben zur Verfügung zu stellen,
 4. ... [einsetzen: Datum des Tags drei Jahre nach Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel ... Artikel 8 Absatz 1] die Nutzung des Netzananschlussportals entsprechend der Vorgaben dieses Paragraphen für alle weiteren Netzananschlussverfahren nach Absatz 1 Satz 1 zu ermöglichen."
20. In § 18 wird nach Absatz 3 folgender Absatz 4 eingefügt:

„(4) § 17a Absatz 1 bis 6 sind entsprechend anzuwenden in Fällen, in denen eine aufgrund von Absatz 3 erlassene Rechtsverordnung eine Zustimmung des Betreibers eines Elektrizitätsverteilernetzes zu Erweiterungen oder Änderungen des Netzan-schlusses, zur Erweiterung oder Änderung der Kundenanlage oder zur Verwendung zusätzlicher Verbrauchsgeräte vorsieht. Ist in einer nach Absatz 3 erlassenen Rechts-verordnung in den Fällen des Satzes 1 eine kürzere Frist als acht Wochen für die

Gelöscht: 17

Gelöscht: 5 ist

Gelöscht: für die

Gelöscht: für die Verwendung zusätzlicher Ver-
brauchsgeräte vorsieht.¶
§ 17 Absatz 6 ist entsprechend anzuwenden in Fällen,
in denen eine aufgrund von Absatz 3 erlassene
Rechtsverordnung eine Zustimmung des Betreibers ei-
nes Elektrizitätsverteilernetzes zu Erweiterungen oder
Änderungen des Netzan schlusses, für die Erweiterung
oder Änderung der Kundenanlage oder für die

Zustimmung des Netzbetreibers vorgesehen, so tritt diese Frist an die Stelle der in § 17a Absatz 4 Satz 1 geregelten Frist.“

21. Nach § 18 wird folgender § 18a eingefügt:

„§ 18a

Digitale Netzanschlussportale für den Anschluss von Letztverbrauchern in der Niederspannung

§ 17c Absatz 1 bis 4 gelten entsprechend für einen Netzanschluss nach § 18. Der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes hat spätestens bis zum

1. 1. Januar 2024 sicherzustellen, dass Begehren auf einen Netzanschluss nach § 18 unter Verwendung von unter den Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen abgestimmter Formate und Inhalte über sein Netzanschlussportal erfolgen kann.

2. ... [einsetzen: Datum des Tags ein Jahr nach Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 8 Absatz 1] die Abwicklung des vollständigen Kommunikationsprozess nach § 17c Absatz 1 Satz 1 für einen Netzanschluss nach § 18 über sein Netzanschlussportal zu ermöglichen.

3. ... [einsetzen: Datum des Tags zwei Jahre nach Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel ...] eine Programmierschnittstelle, über die der vollständige Kommunikationsprozess nach § 17c Absatz 1 Satz 1 auch für einen Anschluss nach § 18 durchgeführt werden kann, zur Verfügung zu stellen, wobei auch für diese Programmierschnittstelle die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen entsprechend § 17c Absatz 4 Satz 1 Nummer 4 untereinander einheitliche Vorgaben zu den Formaten und Inhalten abzustimmen haben.“

22. § 19a wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 1 Satz 4 werden nach dem Wort „Gasnetzzugangsverordnung“ die Wörter „in der bis zum Ablauf des 28. Dezember 2023 geltenden Fassung“ eingefügt.
- b) Absatz 3 wird wie folgt geändert:
 - aa) In Satz 6 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
 - bb) In Satz 7 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

23. § 20 wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 1a Satz 4 werden nach dem Wort „Netzzugangs“ die Wörter „einschließlich massengeschäftstauglicher Abrechnungs- und Kommunikationssysteme“ eingefügt.
- b) Absatz 3 Satz 2 wird wie folgt geändert:
 - aa) In Nummer 2 wird nach den Wörtern „nach den Absätzen 1“ das Wort „und“ durch ein Komma ersetzt und nach der Angabe „1a“ die Angabe „und 1d“ ergänzt.
 - bb) Nach Nummer 2 wird folgende Nummer 2a eingefügt:

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Gelöscht: 17 Absatz 6 Satz 6 geregelten Frist. Ist die in einer nach Absatz 3 erlassenen Rechtsverordnung vorgesehene Frist kürzer als zwei Wochen, so tritt diese Frist zusätzlich auch an die Stelle der in Absatz 6 Satz 8 und 11 geregelten Frist. § 17 Absatz 7 ist entsprechend anzuwenden

Gelöscht: Artikel ...

„2a. die Abwicklung des Netzzugangs nach den Absätzen 1, 1a und 1d, insbesondere zur massengeschäftstauglichen Bestellung, Abwicklung und Änderung erforderlicher Zählpuktanordnungen und Verrechnungskonzepten“.

- c) In Absatz 4 Satz 2 Nummer 2 wird das Wort „sowie“ gestrichen und werden nach dem Wort „Ausspeisemeldungen“ die Wörter „sowie zur bundesweit standardisierten massengeschäftstauglichen Abwicklung des Netzzugangs; dabei kann sie standardisierte Lastprofile für einzelne Gruppen von Letztverbrauchern vorsehen“ eingefügt.

24. § 20a wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 2 Satz 4 wird das Wort „Stromlieferantenwechsels“ durch das Wort „Energiefördererwechsels“ ersetzt.
- b) In Absatz 3 wird folgender Satz angefügt:

„Satz 1 gilt auch, wenn die Energielieferung Bestandteil gebündelter Angebote ist.“

25. Nach § 20a wird folgender § 20b eingefügt:

„§ 20b

Gemeinsame Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs; Festlegungskompetenz

(1) Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind verpflichtet, ab dem 1. Juli 2025 zu den in den folgenden Absätzen genannten Zwecken eine gemeinsame und bundesweit einheitliche Internetplattform zu errichten und zu betreiben.

(2) Spätestens ab dem 1. Juli 2026 ist über die Internetplattform nach Absatz 1 Anschlussnehmern, Anschlussnutzern sowie den nach § 20 Absatz 1 Anspruchsberechtigten für die Abwicklung des Netzzugangs nach § 20 in benutzerfreundlicher Weise mindestens der Austausch folgender Daten und Informationen zu gewährleisten:

1. die erstmalige Bestellung, die Änderung oder Abbestellung von Zählpuktanordnungen hinter einem Netzanschluss,
2. die erstmalige Bestellung, die Änderung oder Abbestellung von Verrechnungskonzepten hinter einem Netzanschluss und
3. die Registrierung von Vereinbarungen nach § 42c.

(3) Die Bundesnetzagentur kann durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 nähere Bestimmungen treffen, insbesondere:

1. zur näheren Konkretisierung der in Absatz 2 genannten Anwendungsfälle,
2. zur Beschränkung, Erweiterung oder Konkretisierung des Kreises berechtigter Nutzergruppen der Internetplattform in Abhängigkeit vom jeweiligen Anwendungsfall und
3. zu Berechtigungskonzepten.“

26. In § 21 Absatz 2 Satz 1 werden nach der Angabe „§ 24“ die Wörter „in der bis zum Ablauf des 28. Dezember 2023 geltenden Fassung“ eingefügt.

27. § 21a Absatz 3 Satz 3 Nummer 5 wird wie folgt gefasst:

„5. zu Qualitätsvorgaben, die etwa auf der Grundlage einer Bewertung von Netzzuverlässigkeitskenngrößen oder Netzleistungsfähigkeitskenngrößen, unter Berücksichtigung von objektiven strukturellen Unterschieden der einzelnen Netzbetreiber ermittelt werden, sowie zur Bewertung der Netzservicequalität, wobei insbesondere die Nichteinhaltung von Vorgaben zu Rückmelde- und Bearbeitungsfristen von Netzanschlussbegehren im Rahmen von Abschlägen [auf die Erlösobergrenze](#) berücksichtigt werden kann,“.

28. In § 23b Absatz 1 Satz 1 Nummer 5 werden die Wörter „Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie“ durch die Wörter „Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz“ ersetzt.

29. In § 23c werden nach Absatz 3 folgende Absätze 3a bis 3c eingefügt:

„(3a) Die Betreiber von Übertragungsnetzen sind verpflichtet, folgende Daten und Informationen auf einer gemeinsamen Internetseite bereit zu stellen und mindestens stündlich zu aktualisieren:

1. den Anteil erneuerbarer Energien an der in der Stromgebotszone transportierten Elektrizität in Prozent;
2. den Gehalt an Treibhausgasemissionen an der in der Stromgebotszone transportierten Elektrizität in Kilogramm Kohlendioxid pro Kilowattstunde sowie
3. eine 24-Stunden-Prognose zur Entwicklung der Daten und Informationen nach Nummern 1 und 2.

(3b) Die Bereitstellung der Daten und Informationen hat in einem zwischen den Betreibern von Übertragungsnetzen abgestimmten Datenformat und auf Basis zwischen den Übertragungsnetzbetreibern abgestimmten Datensätze zu erfolgen. Dabei ist zu gewährleisten, dass die bereitgestellten Daten und Informationen Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern, Marktteilnehmern, Aggregatoren und Letztverbrauchern diskriminierungsfrei zugänglich sind. Die Übertragungsnetzbetreiber haben dabei zu gewährleisten, dass die Daten durch elektronische Kommunikationssysteme über eine einheitliche Programmierschnittstelle automatisiert ausgelesen werden können, dies gilt insbesondere für

1. intelligente Messsysteme, unter Beachtung der Vorgaben in Schutzprofilen und in Technischen Richtlinien nach dem Messstellenbetriebsgesetz,
2. Ladepunkte für Elektrofahrzeuge,
3. Wärme- und Kälteversorgungs-systeme sowie
4. Gebäudemanagementsysteme.

(3c) Die Betreiber von Verteilernetzen sind verpflichtet, anonymisierte und aggregierte Daten über die Möglichkeiten der Laststeuerung sowie die von Eigenversorgern und Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften aus erneuerbaren Energien erzeugte und in das Netz eingespeiste Elektrizität zur Verfügung stellen, soweit diese Daten den Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen vorliegen.“

30. In § 23d werden die Wörter „Bundesministerium für Wirtschaft und Energie“ durch die Wörter „Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz“ ersetzt.
31. In § 25 Satz 4 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
32. In § 27 Absatz 1 Satz 5 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
33. In § 28 Absatz 4 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
34. § 35 Absatz 1 wird wie folgt geändert:
 - a) In Nummer 7 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
 - b) In Nummer 10 werden die Wörter „mit dynamischen Stromtarifen“ durch die Angabe „nach § 41a“ ersetzt.
35. In § 37 Absatz 3 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
36. § 39 wird wie folgt geändert:
 - a) In Absatz 1 Satz 1 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
 - b) In Absatz 2 Satz 1 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
37. § 40 wird wie folgt geändert:
 - a) In der Überschrift werden die Wörter „Strom- und Gasrechnungen“ durch das Wort „Energierechnungen“ ersetzt.
 - b) In Absatz 2 wird nach Satz 1 folgender Satz 2 eingefügt:

„Dabei ist insbesondere auf den Verbrauch des Letztverbrauchers im vorangegangenen Abrechnungszeitraum oder auf den Verbrauch eines vergleichbaren Letztverbrauchers abzustellen.“
 - c) In Absatz 3 wird das Wort „Energienlieferanten“ durch die Wörter „Strom- und Gaslieferanten“ ersetzt.
38. In der Überschrift des § 40a werden die Wörter „Strom- und Gasrechnungen“ durch das Wort „Energierechnungen“ ersetzt.
39. In § 40b Absatz 5 Satz 2 werden nach dem Wort „müssen“ die Wörter „bei Strom- und Gaslieferverträgen“ eingefügt.
40. § 40c wird wie folgt geändert:
 - a) In der Überschrift werden die Wörter „Strom- und Gasrechnungen“ durch das Wort „Energierechnungen“ ersetzt.
 - b) In Absatz 2 Satz 2 wird das Wort „Stromabrechnung“ durch das Wort „Abrechnung“ ersetzt.
41. § 41 wird wie folgt geändert:
 - a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:
 - aa) Satz 1 Nummer 1 wird wie folgt gefasst:

- „1. den Namen, die ladungsfähige Anschrift des Energielieferanten und das zuständige Registergericht sowie Angaben, die eine unverzügliche telefonische und elektronische Kontaktaufnahme ermöglichen, einschließlich der Adresse der elektronischen Post und einer Telefonnummer der Kunden-Hotline,“.

bb) Satz 1 Nummer 5 wird wie folgt gefasst:

- „5. die Preise, Preisanpassungen, Kündigungsstermine und Kündigungsfristen sowie das Rücktrittsrecht des Kunden sowie darüber, ob es sich um feste oder variable Preise handelt und, soweit zutreffend, über Sonderangebote und Preisnachlässe,“.

cc) Nach Satz 2 werden folgende Sätze eingefügt:

„Bei gebündelten Angeboten sind Letztverbraucher berechtigt, einzelne Vertragsbestandteile separat zu kündigen. Informationen über den Energielieferanten und den Anbieter von Dienstleistungen sowie der Preis der gebündelten Angebote sind vor Vertragsabschluss für den Letztverbraucher zur Verfügung zu stellen.“

- b) In Absatz 6 wird nach der Angabe „§ 40 Absatz 3 Nummer 3“ das Wort „oder“ durch das Wort „bis“ ersetzt.

42. § 41a wird wie folgt geändert:

- a) Die Überschrift wird wie folgt gefasst:

„§ 41a

Lastvariable, tageszeitabhängige oder dynamische und sonstige Stromtarife sowie Festpreisverträge“.

- b) Absatz 2 Satz 2 wird gestrichen.

- c) Es werden folgende Absätze 4, 5 und 6 angefügt:

„(4) Stromlieferanten, die zum 31. Dezember eines Jahres mehr als 200 000 Letztverbraucher beliefern, sind im Folgejahr verpflichtet, den Abschluss eines Stromliefervertrages auch als Festpreis anzubieten, der eine bindende Laufzeit von mindestens zwölf Monaten hat und einen festen Preis in Bezug auf den Versorgeranteil im Sinne des § 3 Nummer 35b für diese Laufzeit garantiert. Mehr- oder Minderbelastungen, in Bezug auf die Kostenbestandteile der in die Rechnung einfließenden Preise, die nicht den Versorgeranteil im Sinne des § 3 Nummer 35b betreffen, dürfen während der Laufzeit des Vertrages nach Satz 1 weitergegeben werden. Im Falle einer Weitergabe der Änderungen von Kostenbelastungen nach Satz 2 ist § 41 Absatz 5 Satz 4 nicht anwendbar. Der Stromlieferant darf den Vertrag nach Satz 1 während der vereinbarten Laufzeit nicht einseitig ändern und im Grundsatz frühestens zum Ablauf der Vertragslaufzeit kündigen.

(5) Abweichend von Absatz 4 sind Stromlieferanten nicht verpflichtet, den Abschluss eines Stromliefervertrages nach Absatz 4 anzubieten, sofern der Stromlieferant nur Verträge mit dynamischen Stromtarifen anbietet.

(6) Vor dem Abschluss oder der Verlängerung eines Vertrages nach den Absätzen 2 oder 4 ist dem Letztverbraucher eine knappe, leicht verständliche und

klar gekennzeichnete Zusammenfassung der wichtigsten Vertragsbedingungen zur Verfügung zu stellen, die mindestens die folgenden Angaben enthalten muss

1. die in § 40 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 genannten Informationen,
2. die Aufschlüsselung der einzelnen Preisbestandteile,
3. soweit zutreffend, Angaben zu einmaligen Kosten, Sonderangeboten, Zusatzleistungen oder Preisnachlässen,
4. bei Festpreisverträgen, den Gesamtpreis;
5. Informationen, ob es sich um einen Vertrag nach Absatz 2 oder 4 handelt und welche Vor- und Nachteile mit der jeweiligen Vertragsart verbunden sind,
6. Informationen über den Einbau eines intelligenten Messsystems im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes, sofern dieses für den Abschluss des Vertrages notwendig ist, sowie
7. die Rechte und Bedingungen, die in den folgenden Regelungen benannt sind:
 - a) § 41 Absatz 1 Satz 2 Nummer 3, Nummer 4, Nummer 8, Nummern 10 bis 12,
 - b) § 41 Absatz 1 Satz 2 Nummer 5 in Bezug auf die Kündigungstermine und Kündigungsfristen,
 - c) § 41 Absatz 5 und
 - d) § 41b Absatz 1.

(7) Die Stromlieferanten haben die Letztverbraucher über die Kosten sowie die Vor- und Nachteile der Verträge nach Absatz 2 und Absatz 4 Satz 1 umfassend zu unterrichten sowie Informationen über den Einbau eines intelligenten Messsystems im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes anzubieten.“

43. In § 41b wird wie folgt geändert:

a) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(8) (weggefallen)“.

b) In Absatz 6 Satz 1 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

44. In der Überschrift von § 41c wird das Wort „Energielieferungen“ durch das Wort „Stromlieferungen“ ersetzt.

45. Nach § 41e wird folgender § 41f eingefügt:

„§ 41f

Versorgungsunterbrechungen wegen Nichtzahlung bei Haushaltskunden

(1) Bei der Nichterfüllung einer Zahlungsverpflichtung des Haushaltskunden trotz Mahnung ist der Energielieferant berechtigt, die Energieversorgung vier Wochen nach vorheriger Androhung unterbrechen zu lassen und die Unterbrechung beim

zuständigen Netzbetreiber zu beauftragen. Der Energielieferant kann mit der Mahnung zugleich die Unterbrechung der Energieversorgung androhen, sofern die Folgen einer Unterbrechung nicht außer Verhältnis zur Schwere der Zuwiderhandlung stehen oder der Haushaltskunde darlegt, dass hinreichende Aussicht besteht, dass er seinen Zahlungsverpflichtungen nachkommt. Im Falle einer Androhung nach Satz 1 hat der Energielieferant den Haushaltskunden einfach und verständlich zu informieren, wie er dem Energielieferanten das Vorliegen von Voraussetzungen nach Absatz 2 in Textform mitteilen kann. Der Energielieferant hat dem Haushaltskunden die Kontaktadresse anzugeben, an die der Haushaltskunde die Mitteilung zu übermitteln hat.

(2) Die Verhältnismäßigkeit einer Unterbrechung im Sinne des Absatzes 1 Satz 2 ist insbesondere dann nicht gewahrt, wenn infolge der Unterbrechung eine konkrete Gefahr für Leib oder Leben der dadurch Betroffenen zu besorgen ist. Der Energielieferant hat den Haushaltskunden mit der Androhung der Unterbrechung über die Möglichkeit zu informieren, Gründe für eine Unverhältnismäßigkeit der Unterbrechung, insbesondere eine Gefahr für Leib und Leben, in Textform mitzuteilen und auf Verlangen des Energielieferanten glaubhaft zu machen.

(3) Der Energielieferant darf eine Unterbrechung wegen Zahlungsverzugs nur durchführen lassen, wenn der Haushaltskunde nach Abzug etwaiger Anzahlungen in Verzug ist

1. mit Zahlungsverpflichtungen in Höhe des Doppelten der rechnerisch auf den laufenden Kalendermonat entfallenden Abschlags- oder Vorauszahlung oder
2. für den Fall, dass keine Abschlags- oder Vorauszahlungen zu entrichten sind, mit mindestens einem Sechstel des voraussichtlichen Betrages der Jahresrechnung.

Der Zahlungsverzug des Haushaltskunden muss mindestens 100 Euro betragen. Bei der Berechnung der Höhe des Betrages nach den Sätzen 1 und 2 bleiben diejenigen nicht titulierten Forderungen außer Betracht, die der Haushaltskunde form- und fristgerecht sowie schlüssig begründet beanstandet hat. Ferner bleiben diejenigen Rückstände außer Betracht, die wegen einer Vereinbarung zwischen Energielieferanten und Haushaltskunde noch nicht fällig sind oder die aus einer streitigen und noch nicht rechtskräftig entschiedenen Preiserhöhung des Energielieferanten resultieren.

(4) Der Energielieferant ist verpflichtet, den betroffenen Haushaltskunden mit der Androhung einer Unterbrechung der Energielieferung wegen Zahlungsverzuges nach Absatz 1 zugleich in Textform über Möglichkeiten zur Vermeidung der Unterbrechung zu informieren, die für den Haushaltskunden keine Mehrkosten verursachen. Dazu können beispielsweise gehören

1. örtliche Hilfsangebote zur Abwendung einer Versorgungsunterbrechung wegen Nichtzahlung,
2. Vorauszahlungssysteme,
3. Informationen zu Energieaudits und zu Energieberatungsdiensten und
4. Hinweise auf staatliche Unterstützungsmöglichkeiten der sozialen Mindestsicherung und bei welcher Behörde diese beantragt werden können oder auf eine anerkannte Schuldner- und Verbraucherberatung.

[Ergänzend ist auf die Pflicht des Energielieferanten nach Absatz 6 hinzuweisen, dem Haushaltskunden auf dessen Verlangen innerhalb einer Woche sowie unabhängig von einem solchen Verlangen spätestens mit der Ankündigung der Unterbrechung eine Abwendungsvereinbarung anzubieten und dem Haushaltskunden ein standardisiertes

Antwortformular zu übersenden, mit dem der Haushaltskunde die Übersendung einer Abwendungsvereinbarung anfordern kann.]

(5) Der Beginn der Unterbrechung der Energielieferung ist dem Haushaltskunden acht Werktage im Voraus durch briefliche Mitteilung anzukündigen. Zusätzlich soll die Ankündigung nach Möglichkeit auch auf elektronischem Wege in Textform erfolgen.

(6) [Der betroffene Haushaltskunde ist ab dem Erhalt einer Androhung der Unterbrechung nach Absatz 2 Satz 1 berechtigt, von dem Energielieferanten die Übermittlung des Angebots für eine Abwendungsvereinbarung zu verlangen. Der Energielieferant ist verpflichtet, dem betroffenen Haushaltskunden im Falle eines Verlangens nach Satz 2 innerhalb einer Woche und ansonsten spätestens mit der Ankündigung einer Unterbrechung der Energielieferung nach Absatz 5 zugleich in Textform den Abschluss einer Abwendungsvereinbarung anzubieten. Das Angebot für die Abwendungsvereinbarung hat zu beinhalten

1. eine Vereinbarung über zinsfreie monatliche Ratenzahlungen zur Tilgung der nach Absatz 3 ermittelten Zahlungsrückstände sowie
2. eine Verpflichtung des Energielieferanten zur Weiterversorgung nach Maßgabe der mit dem Haushaltskunden vereinbarten Vertragsbedingungen, solange der Kunde seine laufenden Zahlungsverpflichtungen erfüllt, und
3. allgemein verständliche Erläuterungen der Vorgaben für Abwendungsvereinbarungen.

Unabhängig vom gesetzlichen Widerrufsrecht des Haushaltskunden darf nicht ausgeschlossen werden, dass er innerhalb eines Monats nach Abschluss der Abwendungsvereinbarung Einwände gegen die der Ratenzahlung zugrunde liegenden Forderungen in Textform erheben kann. Die Ratenzahlungsvereinbarung nach Satz 3 Nummer 1 muss so gestaltet sein, dass der Haushaltskunde sich dazu verpflichtet, die Zahlungsrückstände in einem für den Energielieferanten sowie für den Haushaltskunden wirtschaftlich zumutbaren Zeitraum vollständig auszugleichen. Als in der Regel zumutbar ist je nach Höhe der Zahlungsrückstände ein Zeitraum von sechs bis 18 Monaten anzusehen. Überschreiten die Zahlungsrückstände die Summe von 300 Euro, beträgt dieser Zeitraum mindestens zwölf bis höchstens 24 Monate. In die Bemessung der Zeiträume nach den Sätzen 6 und 7 soll die Höhe der jeweiligen Zahlungsrückstände maßgeblich einfließen. Nimmt der Haushaltskunde das Angebot vor Durchführung der Unterbrechung in Textform an, darf die Energielieferung durch den Energielieferanten nicht unterbrochen werden. Kommt der Haushaltskunde seinen Verpflichtungen aus der Abwendungsvereinbarung nicht nach, ist der Energielieferant berechtigt, die Energielieferung unter Beachtung des Absatzes 5 zu unterbrechen.]

(7) In einer Unterbrechungsandrohung nach Absatz 1 Satz 2 und in einer Ankündigung des Unterbrechungsbeginns nach Absatz 5 ist klar und verständlich sowie in hervorgehobener Weise auf den Grund der Unterbrechung sowie darauf hinzuweisen, welche voraussichtlichen Kosten dem Haushaltskunden infolge der Unterbrechung nach Absatz 1 Satz 1 und einer nachfolgenden Wiederherstellung der Energielieferung nach Absatz 8 in Rechnung gestellt werden können.

(8) Der Energielieferant hat die Energielieferung unverzüglich wiederherstellen zu lassen, sobald die Gründe für ihre Unterbrechung entfallen sind und der Haushaltskunde die Kosten der Unterbrechung und Wiederherstellung der Belieferung ersetzt hat. Die Kosten können für strukturell vergleichbare Fälle pauschal berechnet werden. Dabei muss die pauschale Berechnung einfach nachvollziehbar sein. Die Pauschale darf die nach dem gewöhnlichen Lauf der Dinge zu erwartenden Kosten nicht übersteigen. Auf Verlangen des Haushaltskunden ist die Berechnungsgrundlage

nachzuweisen. Der Nachweis geringerer Kosten ist dem Haushaltskunden zu gestatten. Die in Rechnung gestellten Kosten dürfen, auch im Falle einer Pauschalierung, die tatsächlich entstehenden Kosten nicht überschreiten.“

46. Nach § 42b wird folgender § 42c eingefügt:

„§ 42c

Gemeinsame Nutzung elektrischer Energie aus Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien

(1) Letztverbraucher können eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zur gemeinsamen Nutzung oder eine Energiespeicheranlage, deren zwischengespeicherte Energie ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt, nach Maßgabe der Absätze 2 bis 7 betreiben oder an einer Vereinbarung darüber teilnehmen, wenn

1. sie eine vertragliche Vereinbarung über die Lieferung von in der Anlage erzeugtem Strom mit anderen Letztverbrauchern (mitnutzende Letztverbraucher) getroffen haben,
2. der Betrieb von Anlagen zur Erzeugung elektrischer Energie nicht Haupttätigkeit des die Anlage betreibenden oder mitnutzenden Letztverbrauchers ist,
3. sich die Anlage und die Verbrauchsstellen in demselben Gebiet befinden, in dem der Betreiber von Energieverteilernetzen nach Absatz 3 eine gemeinsame Nutzung zu ermöglichen hat, und
4. die Strombezugsmengen jedes mitnutzenden Letztverbrauchers sowie die Erzeugungsmenge der Anlage viertelstündlich gemessen werden können.

Abweichend von § 3 Nummer 25 sind Unternehmen nur dann Letztverbraucher im Sinne des Satzes 1, wenn es sich um Kleinunternehmen nach der Empfehlung 2003/361/EG der Kommission vom 6. Mai 2003 betreffend die Definition der Kleinunternehmen (ABl. L 124 von 20.5.2003, S. 36) oder um kleine oder mittlere Unternehmen handelt.

(2) Die vertragliche Vereinbarung zur gemeinsamen Nutzung nach Absatz 1 Nummer 1 hat mindestens Folgendes zu regeln:

1. das Recht des mitnutzenden Letztverbrauchers zur Nutzung der elektrischen Energie, die durch die Anlagen erzeugt wurde, im Umfang des aufgrund eines Aufteilungsschlüssels ermittelten Anteils.
2. den in Nummer 1 bezeichneten Aufteilungsschlüssel und
3. Angaben, ob eine entgeltliche Gegenleistung für die Nutzung der elektrischen Energie durch den mitnutzenden Letztverbraucher an den Betreiber zu leisten ist sowie dessen Höhe in Cent pro Kilowattstunde.

(3) Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen stellen sicher, dass die gemeinsame Nutzung von Energie nach Absatz 1

1. ab dem 1. Juni 2026 innerhalb des Bilanzierungsgebietes eines Elektrizitätsverteilernetzbetreibers und

2. ab dem 1. Juni 2028 innerhalb des Bilanzierungsgebietes eines Elektrizitätsverteilernetzbetreibers sowie in dem Bilanzierungsgebiet eines direkt angrenzenden Elektrizitätsverteilernetzbetreibers in derselben Regelzone

ermöglicht wird. Dies ist auch im Rahmen der Vorgaben für den Netzzugang zu berücksichtigen.

(4) Betreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zur gemeinsamen Nutzung nach Absatz 1 sind befugt, eine oder mehrere der folgenden Dienstleistungen an einen Dritten als Organisator zu übertragen, soweit sichergestellt ist, dass dieser die Dienstleistungen diskriminierungsfrei und transparent erbringt:

1. Dienstleistungen zur Erfüllung ihrer Pflichten nach § 20 und der auf der Grundlage des § 20 Absatz 2 erlassenen Festlegungen der Bundesnetzagentur insbesondere in Bezug auf die Zusammenarbeit mit Betreibern von Energieversorgungsnetzen, Bilanzkreisverantwortlichen, Netznutzern oder Lieferanten,
2. Dienstleistungen im Zusammenhang mit dem Angebot von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen oder Flexibilitätsdienstleistungen, einschließlich Energiespeicheranlagen, deren zwischengespeicherte Energie ausschließlich aus erneuerbaren Energien stammt und die Teil der Vereinbarung zur gemeinsamen Nutzung sind,
3. Dienstleistungen im Zusammenhang mit dem Abschluss von Verträgen zur gemeinsamen Nutzung von Strom nach Absatz 1 einschließlich der Abrechnung mit den mitnutzenden Letztverbrauchern oder
4. Dienstleistungen im Zusammenhang mit der Installation und dem Betrieb der Anlage nach Absatz 1, einschließlich der Messung und Wartung.

Als Organisator können auch Dritte tätig sein, die nicht Letztverbraucher im Sinne dieser Vorschrift sind und die nicht die Voraussetzungen des Absatzes 1 Nummer 2 erfüllen.

(5) Der Betreiber der gemeinsam genutzten Anlage ist nicht verpflichtet, die umfassende Versorgung der mitnutzenden Letztverbraucher mit Strom sicherzustellen. Der Betreiber informiert den mitnutzenden Letztverbraucher bei Vertragsbeginn darüber, dass die gemeinsam genutzte Anlage den Strombedarf der mitnutzenden Letztverbraucher nicht vollständig und nicht jederzeit decken kann, sodass ein ergänzender Strombezug durch den mitnutzenden Letztverbraucher notwendig ist und dass die Kosten für den ergänzenden Strombezug über den durchschnittlichen Kosten eines Vertrages zur umfassenden Versorgung liegen können. Das Recht des Letztverbrauchers, für den ergänzenden Strombezug einen Vertrag seiner Wahl mit einem Lieferanten seiner Wahl abzuschließen, darf in der Vereinbarung zur gemeinsamen Nutzung nicht eingeschränkt werden. Der Betreiber informiert den mitnutzenden Letztverbraucher rechtzeitig, wenn die gemeinsam genutzte Anlage aus anderen als witterungs- oder tageszeitbedingten Gründen über einen erheblichen Zeitraum keine elektrische Energie erzeugt, und setzt den mitnutzenden Letztverbraucher in Kenntnis, wenn die Anlage ihren Betrieb wieder aufnimmt.

(6) Ein mitnutzender Letztverbraucher kann von seinem Stromlieferanten verlangen, dass auch Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte, die auf verbrauchte Strommengen im Rahmen einer Vereinbarung nach Absatz 1 anfallen, über den bestehenden Stromliefervertrag abgerechnet werden.

- (7) Die Vorgaben der §§ 5 und 40 bis 42 sind nicht anzuwenden, wenn

1. ausschließlich Haushaltskunden mitnutzende Letztverbraucher nach Absatz 1 Nummer 1 sind und die Anlage nach Absatz 1 über eine installierte Leitung von nicht mehr als 30 Kilowatt verfügt oder
2. mehrere Haushaltskunden innerhalb eines Gebäudes mitnutzende Letztverbraucher nach Absatz 1 Nummer 1 sind und die Anlage nach Absatz 1 über eine installierte Leistung von höchstens 100 Kilowatt verfügt.

Satz 1 gilt nicht, soweit nach Absatz 3 Aufgaben an einen Dritten als Organisator übertragen wurden.“

47. § 43b Absatz 1 wird wie folgt geändert:

a) Nach Nummer 2 wird folgende Nummer 3 eingefügt:

„3. bei Vorhaben im Sinne des § 43 Absatz 1 Nummer 1 bis 4, Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 bis 6, 10 und Satz 2 sowie Infrastrukturvorhaben nach § 1 Absatz 1 des Bundesbedarfsplangesetzes und des § 1 Absatz 2 des Energieleitungsausbaugesetzes wird bei Sachverständigengutachten, Bestandserfassungen und Auswirkungsprognosen, die zur Prüfung der Vereinbarkeit der Errichtung oder des Betriebs eines Vorhabens mit den umweltrechtlichen Vorgaben erstellt wurden, sowie bei Daten über ökologische Verhältnisse am Standort oder in seiner Umgebung des Vorhabenträgers vermutet, dass sie zum Zeitpunkt der Zulassungsentscheidung hinreichend aktuell sind, es sei denn

- a) die Daten sind zum Zeitpunkt der Zulassungsentscheidung älter als 5 Jahre, oder
- b) der zuständigen Behörde liegen aufgrund von Stellungnahmen oder Einwendungen im Anhörungsverfahren oder eigener Erkenntnisse substantiierte Hinweise vor, dass sich der maßgebliche Sachverhalt verändert hat und davon auszugehen ist, dass sich dies auf die Entscheidung auswirken kann.

Die den Unterlagen nach Satz 1 zugrundeliegenden Daten, die zum Zeitpunkt der Zulassungsentscheidung älter als 5 Jahre sind, soll die zuständige Behörde ihrer Entscheidung zugrunde legen, soweit sie sich von deren fortbestehender Aussagekraft überzeugt hat, insbesondere wenn für diese Art der Daten keine Veränderung zu erwarten ist.“

b) Die bisherige Nummer 3 wird Nummer 4.

48. In § 49 Absatz 2 Satz 4 wird das Wort „angemessener“ durch das Wort „angemessenen“ ersetzt.

49. § 49a Absatz 3 wird wie folgt gefasst:

„(3) Werden durch den Ausbau oder die Ertüchtigung, durch Umbeseilungen oder Zubeseilungen oder durch Änderungen des Betriebskonzepts eines Übertragungsnetzes oder durch den Seiltausch technische Infrastrukturen erstmals oder stärker elektromagnetisch beeinflusst, so haben der Übertragungsnetzbetreiber und der betroffene Betreiber technischer Infrastrukturen

1. Maßnahmen zur Reduzierung und Sicherung der auftretenden Beeinflussung zu prüfen,

Gelöscht:

2. die technisch und wirtschaftlich vorzugswürdige Lösung gemeinsam zu bestimmen und
3. die gemeinsam bestimmte Lösung in ihrem jeweiligen Verantwortungsbereich unverzüglich umzusetzen.

Wenn neue oder weitergehende technische Schutzmaßnahmen an den beeinflussten technischen Infrastrukturen erforderlich sind oder die Maßnahmen an den beeinflussten technischen Infrastrukturen den Maßnahmen am Übertragungsnetz wegen der Dauer der Umsetzung oder wegen der Wirtschaftlichkeit vorzuziehen sind, hat der Übertragungsnetzbetreiber dem Betreiber technischer Infrastrukturen die notwendigen Mehrkosten für die betrieblichen, organisatorischen und technischen Schutzmaßnahmen einschließlich der notwendigen, nachgewiesenen Kosten für Unterhaltung und Betrieb, einschließlich Wartung und Instandhaltung, für eine Dauer, die der zu erwartenden tatsächlichen Nutzungsdauer der technischen Schutzmaßnahme entspricht, längstens aber bis zum Ablauf des Jahres 2065 zu erstatten. § 3 des Bundesklimaschutzgesetzes bleibt unberührt. Die Erstattung der nachgewiesenen Kosten erfolgt vorbehaltlich der Sätze 6 bis 8 im Wege einer einmaligen Ersatzzahlung. Auf die zu erstattenden Anschaffungs- und Herstellungskosten gemäß § 255 des Handelsgesetzbuches ist ein Aufschlag in Höhe von 5 Prozent zu gewähren, wenn der Betreiber technischer Infrastrukturen binnen sechs Monaten nach Anfrage durch den Übertragungsnetzbetreiber in Textform gegenüber diesem die unbedingte Freigabe zur Inbetriebnahme der Maßnahmen nach Satz 1 erklärt. Abweichend von Satz 4 kann ein Betreiber technischer Infrastrukturen, die auf einer Gesamtlänge von mindestens 35 Kilometern von einer elektromagnetischen Beeinflussung nach Absatz 1 betroffen sind, notwendige, nachgewiesene Mehrkosten für Unterhaltung und Betrieb, einschließlich Wartung und Instandhaltung, der technischen Schutzanlagen und der betroffenen Infrastrukturen nach Wahl auch durch jährlichen Nachweis gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber geltend machen. Alternativ können auf Verlangen des betroffenen Betreibers technischer Infrastrukturen auch angemessene Pauschalen vereinbart werden. Die notwendigen Wartungs- und Instandhaltungskosten von Infrastrukturen, die der Regulierung durch die Bundesnetzagentur oder die Landesregulierungsbehörden unterliegen, sind ab dem 1. Januar 2028 im Rahmen der betriebsnotwendigen Kosten des Betreibers der beeinflussten regulierten Infrastruktur zugeordnet. Ein weitergehender Ersatzanspruch gegen den Übertragungsnetzbetreiber ist ausgeschlossen. Wird erst nach der Durchführung einer Maßnahme zum Ausbau oder zur Ertüchtigung, zu Umbeseilungen oder Zubeseilungen oder zur Änderung des Betriebskonzepts eines Übertragungsnetzes bekannt, dass durch die Maßnahme die technischen Infrastrukturen elektromagnetisch beeinflusst werden, bleiben die Rechte und Pflichten des Betreibers technischer Infrastrukturen unberührt.“

50. In § 49c Absatz 1 Satz 2 werden die Wörter „in Verbindung mit § 50a Absatz 1 und § 1 Absatz 3 der Stromangebotsausweitungsverordnung vom 13. Juli 2022 (Banz AT 13.07.2022 V1), die durch Artikel 1 der Verordnung vom 29. September 2022 (Banz AT 30.09.2022 V1) geändert worden ist,“ gestrichen.
51. In § 50 werden die Wörter „Bundesministerium für Wirtschaft und Energie“ durch die Wörter „Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz“ ersetzt.
52. § 51 wird wie folgt geändert:
 - a) In Absatz 1 Satz 1 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
 - b) In Absatz 5 wird das Wort „Energie“ jeweils durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
53. In § 51a Absatz 1 Satz 3 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

54. In § 53 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

55. § 54 Absatz 2 Satz 1 wird wie folgt geändert:

Gelöscht: In

- a) In Nummer 5 wird die Angabe „§ 14 Absatz 1“ gestrichen.
- b) In Nummer 6 wird die Angabe „§§ 17 und 18“ durch die Angabe „§§ 17, 17a und 18“ ersetzt.

56. In § 57 Absatz 3 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

57. § 58a wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 1 werden nach den Wörtern „arbeitet die Bundesnetzagentur mit“ die Wörter „der Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energie-regulierungsbehörden“ und werden nach dem Wort „Bundeskartellamt,“ die Wörter „dem Bundeszentralamt für Steuern“ eingefügt.
- b) In Absatz 2 Satz 1 werden nach dem Wort „Börsenaufsichtsbehörden“ die Wörter „, dem Bundeszentralamt für Steuern“ eingefügt.

58. § 59 Absatz 1 Satz 2 wird wie folgt geändert:

Gelöscht: In

- a) In Nummer 7a werden nach der Angabe „§ 13k“ die Wörter „sowie § 13l Absatz 3“ eingefügt.
- b) In Nummer 27 wird das Wort „und“ gestrichen und ein Komma am Ende eingefügt.
- c) In Nummer 28 wird der Punkt am Ende durch das Wort „und“ ersetzt.
- d) Folgende Nummer 29 wird angefügt:
„29. Vorgaben nach § 12 Absatz 2d Satz 2.“

59. § 61 wird wie folgt geändert:

- a) In der Paragraphenbezeichnung wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klima-schutz“ ersetzt.
- b) Im Wortlaut wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

60. § 63 wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 1 Satz 2 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
- b) In Absatz 2 Sätze 2 und 6 wird das Wort „Energie“ jeweils durch das Wort „Klima-schutz“ ersetzt.
- c) In Absatz 2a Sätze 1 und 3 wird das Wort „Energie“ jeweils durch das Wort „Kli-maschutz“ ersetzt.
- d) In Absatz 3 Satz 3 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

61. In § 69 Absatz 11 Satz 1 werden nach den Wörtern „Einhaltung der“ die Wörter „Arti-kel 3 und 5“ durch die Wörter „in den Artikeln 3 und 5 festgelegten Verbote sowie die in den Artikeln 4, 7c, 8, 9 und 15 festgelegten Verpflichtungen“ ersetzt.

62. In § 75 Absatz 4 Satz 1 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

63. In § 91 wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 8 Satz 1 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
- b) In Absatz 9 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

64. § 95 wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 1b werden nach den Wörtern „Energiegroßhandelsmarkts (ABl. L 326 vom 8.12.2011, S. 1)“ die Wörter „verstößt, indem er vorsätzlich oder leichtfertig“ eingefügt.
- b) Absatz 1d wird wie folgt geändert:
 - aa) In Nummer 1 werden nach den Wörtern „sich nicht“ die Wörter „ordnungsge-
mäß oder vollständig“ und nach dem Wort „oder“ die Wörter „seine Daten bei
Änderungen nicht entsprechend aktualisiert,“ eingefügt.

bb) Nach Nummer 1 wird folgende Nummer 2 eingefügt:

„2. entgegen Artikel 9 Absatz 1 Unterabsatz 1 der Verordnung (EU) 1227/2011 als Marktteilnehmer, der in einem Drittland niedergelassen oder ansässig ist und Geschäfte tätigt, die der Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden gemäß Artikel 8 Absatz 1 der Verordnung (EU) 1227/2011 zu melden sind, keinen Vertreter benennt, der beauftragt ist, im Namen des Marktteilnehmers zu handeln oder diesen nicht entsprechend bevollmächtigt und mit den notwendigen Befugnissen und Mitteln ausstattet, um die Kooperation mit den nationalen Regulierungsbehörden gemäß Artikel 9 der Verordnung (EU) 1227/2011 sicherzustellen oder“.

cc) Die bisherige Nummer 2 wird neue Nummer 3.

- c) In Absatz 2 Satz 1 werden nach den Wörtern „Nummer 4 und 5 Buchstabe b“ die Wörter „der Absätze 1b und 1c Nummer 2 und 6 mit einer Geldbuße bis zu einer Million Euro, über diesen Betrag hinaus bis zur dreifachen Höhe des durch die Zuwiderhandlung erlangten Mehrerlöse,“ und nach den Wörtern „sowie des Absatzes 1a Nummer 2“ die Wörter „und des Absatzes 1c Nummer 7 und 8 mit einer Geldbuße bis zu zehntausend Euro“ jeweils gestrichen und nach den Wörtern „und in den übrigen Fällen“ die Wörter „, mit Ausnahme der Absätze 1b bis 1d“ eingefügt.

d) Nach Absatz 2 wird folgender Absatz 2a eingefügt:

„(2a) Die Ordnungswidrigkeit kann bei Verstößen gegen die Verordnung (EU) 1227/2011 wie folgt geahndet werden

- 1. in den Fällen der Absätze 1b und 1c Nummern 1 und 6 im Hinblick auf natürliche mit einer Geldbuße bis zu fünf Millionen Euro, im Hinblick auf juristische Personen mit einer Geldbuße in Höhe von bis zu 15 Prozent des jährlichen Gesamtumsatzes im vorangegangenen Geschäftsjahr,
- 2. in den Fällen des Absatzes 1c Nummern 2 bis 5 und Nummer 9 im Hinblick auf natürliche Personen mit einer Geldbuße bis zu einer Million Euro, im Hinblick auf juristische Personen mit einer Geldbuße in Höhe von bis zu zwei Prozent des jährlichen Gesamtumsatzes im vorangegangenen Geschäftsjahr und

3. in den Fällen des Absatzes 1c Nummern 7 und 8 sowie des Absatzes 1d im Hinblick auf natürliche Personen mit einer Geldbuße bis zu 500 000 Euro, im Hinblick auf juristische Personen mit einer Geldbuße in Höhe von bis zu einem Prozent des jährlichen Gesamtumsatzes im vorangegangenen Geschäftsjahr.

Der Betrag der Geldbuße darf im Hinblick auf natürliche Personen 20 % des Jahreseinkommens im vorangegangenen Kalenderjahr, im Hinblick auf juristische Personen 20 % des jährlichen Gesamtumsatzes im vorangegangenen Geschäftsjahr nicht überschreiten. Hat die natürliche oder die juristische Person direkt oder indirekt einen finanziellen Gewinn aus dem Verstoß gezogen, so entspricht die Geldbuße mindestens diesem Gewinn.“

65. § 111b Absatz 1 wird wie folgt geändert:

a) Satz 1 wird wie folgt geändert:

aa) Das Wort „Versorgungsnetz“ wird durch die Wörter „Strom- oder Gasversorgungsnetz“ ersetzt.

bb) Die Wörter „Energie sowie die Messung der Energie“ werden durch die Wörter „Elektrizität oder Gas sowie deren Messung“ ersetzt.

b) Satz 4 wird wie folgt geändert:

aa) Das Wort „Versorgungsnetz“ wird durch die Wörter „Strom- oder Gasversorgungsnetz“ ersetzt.

bb) Die Wörter „Energie sowie die Messung der Energie“ werden durch die Wörter „Elektrizität oder Gas sowie deren Messung“ ersetzt.

66. In § 111c Absatz 1 Satz 1 wird das Wort „Energieversorgungsnetzes“ durch die Wörter „Strom- oder Gasversorgungsnetzes“ ersetzt.

67. § 111e wird wie folgt geändert:

a) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) Im Satzteil vor Nummer 1 werden die Wörter „Elektrizitäts- und Gas- und Wärmewirtschaft“ durch die Wörter „Elektrizitäts-, Gas-, Wasserstoff- und Wärmewirtschaft“ ersetzt.

bb) Nummer 2 Buchstabe d wird der Punkt am Ende durch ein Komma ersetzt.

cc) In Nummer 3 wird der Punkt am Ende durch ein Komma ersetzt.

dd) Folgende Nummer 4 wird angefügt:

„4. In der Wasserstoffwirtschaft insbesondere die Daten über Wasserstoffherzeugungsanlagen, Wasserstoffnetze und Wasserstoffspeicheranlagen sowie über deren Betreiber.“

68. § 111f wird wie folgt geändert:

a) Im Satzteil vor Nummer 1 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.

b) In Nummer 2 Buchstabe b wird folgender Doppelbuchstabe ff angefügt:

„ff) energiewirtschaftlich relevante Wasserstoffverbrauchsanlagen.“

- c) In Nummer 6 werden im Satzteil vor Buchstabe a die Wörter „Wärmeerzeugungsanlagen, Wärmenetze, Wärmespeicher und deren Betreiber“ durch die Wörter „Wärmeerzeugungsanlagen, Wärmenetze, Wärmespeicher, Wasserstoffnetze, Wasserstoffherzeugungsanlagen, Wasserstoffspeicheranlagen, Wasserstoffverbrauchsanlagen und deren Betreiber“ ersetzt.

69. § 118 wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 52 Satz 2 wird die Angabe „2024“ durch die Angabe „2026“ ersetzt.
- b) Es werden folgende Absätze 54 und 55 angefügt:

„(54) Solange und soweit die Bundesregierung von der Verordnungsermächtigung in § 11 Absatz 3 Satz 1 und 2 bezüglich der Regelung von Haftungsfragen keinen Gebrauch gemacht hat, finden § 5 der Gasnetzzugangsverordnung in der bis zum Ablauf des 28. Dezember 2023 geltenden Fassung und § 25a der Stromnetzzugangsverordnung in der bis zum Ablauf des 28. Dezember 2023 geltenden Fassung bei Störungen der Netznutzung weiterhin Anwendung.

(55) Betreiber von Wasserstofftransportnetzen, die eine Zertifizierung nach den Vorgaben von Artikel 71 der Richtlinie 2024/1788 des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG (Neufassung) (ABl. L vom 15. 7.2024) erhalten wollen, können bereits vor der Umsetzung der unionsrechtlichen Vorgaben dieser Richtlinie bei der Bundesnetzagentur einen entsprechenden Antrag auf Einleitung eines Zertifizierungsverfahrens stellen.“

70. § 118b wird wie folgt gefasst:

„§ 118b

(weggefallen)“.

Artikel 2

Weitere Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes

§ 14 des Energiewirtschaftsgesetzes, das zuletzt durch Artikel 1 dieses Gesetzes geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In Absatz 1 Satz 1 werden die Wörter „mit Ausnahme von § 13a Absatz 1a Satz 1 und 2“ gestrichen.
2. Absatz 1c wird wie folgt geändert:
 - a) In Satz 1 zweiter Halbsatz werden die Wörter „mit Ausnahme von § 13a Absatz 1a Satz 1 und 2“ gestrichen.
 - b) In Satz 2 werden nach den Wörtern „Netzbetreiber auf“ die Wörter „bilanziellen und“ eingefügt.

Artikel 3

Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz

Das 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, wird wie folgt geändert:

1. In § 9 Absatz 4 Satz 2 wird die Angabe „Satz 3“ durch die Angabe „Satz 4“ ersetzt.
2. In § 22 Absatz 7 Satz 1 werden nach dem Wort „Umweltverträglichkeitsprüfung“ die Wörter „oder nach § 73 Absatz 8 des Verwaltungsverfahrensgesetzes“ eingefügt.
3. In § 35 Absatz 6 werden die Wörter „bei der Antragstellung“ gestrichen.

Artikel 4

Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes

Die Anlage (zu § 1 Absatz 1) des Bundesbedarfsplangesetzes vom 23. Juli 2013 (BGBl. I S. 2543; 2014 I S. 148, 271), das zuletzt durch Artikel 6 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. Nummer 32 wird wie folgt gefasst:

„32	Höchstspannungsleitung Altheim – Bundesgrenze (AT) – Pleinting mit Abzweigen Markt Tann/Gemeinde Zeilarn – Pirach und Matzenhof – Simbach – Simbach am Inn – Burghausen/Mehring/Markt/Haiming; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Altheim – Bundesgrenze (AT) – Maßnahme Bundesgrenze (AT) – Pleinting – Maßnahme Abzweig Markt Tann/Gemeinde Zeilarn – Pirach – Maßnahme Abzweig Matzenhof – Simbach – Maßnahme Simbach am Inn – Burghausen/Mehring/Markt/Haiming	F F“.
-----	--	--------------

2. Nummer 56 wird wie folgt gefasst:

„56	Höchstspannungsleitung Conneforde – Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Elsfleth West mit Anschluss Huntorf – Stadtbezirke West/Mitte (Bremen) – Samtgemeinde Sottrum; Drehstrom Nennspannung 380 kV	– –“.
-----	--	----------

3. Nummer 73 wird wie folgt gefasst:

„73	Höchstspannungsleitung Stadtteil Sengwarden (Wilhelmshaven) – Fedderwarden – Sande – Conneforde; Drehstrom Nennspannung 380 kV – mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Stadtteil Sengwarden (Wilhelmshaven) – Fedderwarden – Maßnahme Stadtteil Sengwarden (Wilhelmshaven) – Sande – Conneforde	-“.
-----	---	-----

4. Nummer 85 wird wie folgt gefasst:

„85	Höchstspannungsleitung Güstrow – Wessin – Görries – Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – Krümmel; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Güstrow – Wessin – Görries – Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – Krümmel – Güstrow – Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land	A1, G“.
-----	---	---------

5. Nummer 86 wird wie folgt gefasst:

„86	Höchstspannungsleitung Emden/Krummhörn – Bundesgrenze (NL); Drehstrom Nennspannung 380 kV	A2“.
-----	---	------

6. Nummer 87 wird wie folgt gefasst:

„87	Höchstspannungsleitungen Netzausbau und Verstärkung Berlin, Drehstrom, Nennspannung 380 kV mit den Bestandteilen – Höchstspannungsleitungen Punkt Biesdorf Süd – Wuhlheide – Thyrow – Großbeeren/Blankenfelde-Mahlow – Schönefeld mit Abzweig Großbeeren/Blankenfelde-Mahlow – Landesgrenze Berlin/Brandenburg – Landesgrenze Berlin/Brandenburg - Bezirk Steglitz-Zehlendorf (Berlin) - Bezirke Mitte/Friedrichshain-Kreuzberg (Berlin) – Malchow – Bezirke Mitte/Reinickendorf (Berlin) – Reuter	 A1, G A1, F, G A1, F, G
-----	---	---

	– Reuter, Teufelsbruch	F“.
--	------------------------	-----

7. Nummer 93 wird wie folgt gefasst:

„93	Höchstspannungsleitung Lauchstädt – Leuna/Merseburg/Weißenfels/Braunsbedra – Pulgar; Drehstrom Nennspannung 380 kV	A1“.
-----	--	------

8. Nummer 98 wird wie folgt gefasst:

„98	Höchstspannungsleitung Punkt Fraulautern – Saarwellingen/Saarlouis/Dillingen (Saar); Drehstrom Nennspannung 380 kV	-“.
-----	--	-----

9. Nach Nummer 99 werden die folgenden Nummern 100 bis 159 eingefügt:

„100	Höchstspannungsleitung Leer (Ostfriesland)/Moormerland/Nortmoor – Streumen; Gleichstrom	A1, B, E
101	Höchstspannungsleitung Dörpen West – Klostermansfeld; Gleichstrom	A1, B, E
102	Höchstspannungsleitung Alfstedt – Hüffenhardt; Gleichstrom	A1, B, E
103	Höchstspannungsleitung Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – Oberjettingen; Gleichstrom	A1, B, E
104	Höchstspannungsleitung Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – Tiefenstein/Marktheidenfeld/Kreuzwertheim; Gleichstrom	A1, B, E
105	Höchstspannungsleitung Wehrendorf – Ohlensehlen; Drehstrom, Nennspannung 380 kV	
106	Höchstspannungsleitung Herbertingen – Grünkraut – Punkt Neuravensburg – Obermooweler; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
107	Höchstspannungsleitung Audorf Süd – Kiel/Achterwehr/Flintbek/Honigsee/Quarnbek – Göhl; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Audorf Süd – Kiel/Achterwehr/Flintbek/Honigsee/Quarnbek – Maßnahme Kiel/Achterwehr/Flintbek/Honigsee/Quarnbek – Göhl	
108	Höchstspannungsleitung Vöhringen – Bundesgrenze (AT); Drehstrom Nennspannung 380 kV	A2
109	Höchstspannungsleitung Hanekenfähr – Merzen/Neuenkirchen; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
110	Höchstspannungsleitung Gnewitz – Lüdershagen – Brünzow/Kemnitz – Lubmin; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
111	Höchstspannungsleitung Dipperz – Großkrotzenburg; Drehstrom 380 kV	
112	Höchstspannungsleitung Großgartach – Hüffenhardt; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
113	Höchstspannungsleitung Kupferzell – Goldshöfe; Drehstrom Nennspannung 380 kV	

114	Höchstspannungsleitung Bürstadt/Biblis/Groß-Rohrheim/Gernsheim/Biebesheim am Rhein – Bürstadt – Rheinau – Hoheneck; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Bürstadt/Biblis/Groß-Rohrheim/Gernsheim/Biebesheim am Rhein – Bürstadt – Maßnahme Bürstadt – Rheinau – Hoheneck	A1
115	Höchstspannungsleitung Niederlangen – Vereinigtes Königreich (Tarchon); Gleichstrom	B
116	Höchstspannungsleitung Punkt Reicheneck – Punkt Rommelsbach; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
117	Höchstspannungsleitung Emden Ost – Leer (Ostfriesland)/Moormerland/Nortmoor – Dörpen West; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Emden Ost – Leer (Ostfriesland)/Moormerland/Nortmoor – Maßnahme Leer (Ostfriesland)/Moormerland/Nortmoor – Dörpen West	
118	Höchstspannungsleitung Großkrotzenburg/Hanau – Bezirk Bornheim/Ostend (Frankfurt am Main) – Bezirk West (Frankfurt am Main); Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen: – Maßnahme Großkrotzenburg/Hanau – Bezirk Bornheim/Ostend (Frankfurt am Main) – Maßnahme Bezirk Bornheim/Ostend (Frankfurt am Main) – Bezirk West (Frankfurt am Main)	F
119	Höchstspannungsleitung Schwandorf – Regensburg/Wenzenbach/Zeitlarn; Drehstrom Nennspannung 380 kV	

120	Höchstspannungsleitung Schwandorf – Rettenbach/Wörth an der Donau – Straubing/Kirchroth/Aiterhofen – Plattling/Otzing/Stephansposching – Pleinting; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Schwandorf – Rettenbach/Wörth an der Donau – Maßnahme Rettenbach/Wörth an der Donau – Straubing/Kirchroth/Aiterhofen – Plattling/Otzing/Stephansposching – Maßnahme Plattling/Otzing/Stephansposching – Pleinting	
121	Höchstspannungsleitung Bezirk West (Frankfurt am Main) – F Schwanheim (Frankfurt am Main); Drehstrom Nennspannung 380 kV	
122	Höchstspannungsleitung Wöhrden – Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
123	Höchstspannungsleitung Landesbergen – Ohlensehlen; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
124	Höchstspannungsleitung Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek – Alfstedt; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Bestandteilen – Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek – B 431 südlich Roßkopp (Wewelsfleth) – B 431 südlich Roßkopp (Wewelsfleth) – L 111 östlich Allwörden (Freiburg (Elbe)/Wischhafen) – L 111 östlich Allwörden (Freiburg (Elbe)/Wischhafen) – Alfstedt	A1, F
125	Höchstspannungsleitung Wahle – Klein Ilsede – Mehrum Nord – Algermissen – Grohnde; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
126	Höchstspannungsleitung Karben – Großkrotzenburg; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
127	Höchstspannungsleitung Großkrotzenburg/Hanau – Triefenstein/Marktheidenfeld/Kreuzwertheim – Raitersaich West; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Großkrotzenburg/Hanau – Triefenstein/Marktheidenfeld/Kreuzwertheim – Maßnahme Triefenstein/Marktheidenfeld/Kreuzwertheim – Raitersaich West	A1

128	Höchstspannungsleitung Altdorf bei Nürnberg/Winkelhaid – Schwandorf; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
129	Höchstspannungsleitung Eula – Weida – Herlasgrün – Markt- leuthen/Kirchenlamitz; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Eula – Weida – Herlasgrün – Maßnahme Herlasgrün – Markt-leuthen/Kirchenlamitz	A1 G
130	Höchstspannungsleitung Großkrotzenburg/Hanau – Frankfurt Nord – Oberursel (Taunus)/Bad Homburg vor der Höhe – Eschborn; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Großkrotzenburg/Hanau – Frankfurt Nord – Maßnahme Frankfurt Nord – Oberursel (Taunus)/Bad Homburg vor der Höhe – Maßnahme Oberursel (Taunus)/Bad Homburg vor der Höhe – Eschborn	
131	Höchstspannungsleitung Raitersaich West – Vohburg an der Donau/Oberdolling/Großmehring – Sittling; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Raitersaich West – Vohburg an der Donau/Oberdolling/Großmehring – Maßnahme Vohburg an der Donau/Oberdolling/Großmehring – Sittling	
132	Höchstspannungsleitung Neufinsing – Marienberg; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
133	Höchstspannungsleitung Stadtteil Voss-lapper Groden (Wilhelmshaven) – Stadtteil Sengwarden (Wilhelmshaven) – Stadtteile Rüst-ersiel-er Groden/Heppenser Groden (Wilhelmshaven); Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Stadtteil Voss-lapper Groden (Wilhelmshaven) – Stadtteil Sengwarden (Wilhelmshaven) – Maßnahme Stadtteil Sengwarden (Wilhelmshaven) – Stadtteile Rüst-ersiel-er Groden/Heppenser Groden (Wilhelmshaven)	

134	Höchstspannungsleitung Georgensgmünd/Röttenbach/Spalt am Nördlingen/Reimlingen/Ederheim/Riesbürg/Kirchheim am Ries/Wallerstein – Goldshöfe; Drehstrom Nennspannung 380 kV	A1
135	Höchstspannungsleitung Emden Ost – Emden/Krummhörn; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
136	Höchstspannungsleitung Audorf Süd – Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek – Wilster West; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Audorf Süd – Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek – Maßnahme Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek – Wilster West	
137	Höchstspannungsleitung Niederrhein – Bezirke Walsum/Hamborn (Duisburg)/Oberhausen – Walsum; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
138	Höchstspannungsleitung Limburg – Oberursel (Taunus)/Bad Homburg vor der Höhe – Eschborn – Kriftel; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
139	Höchstspannungsleitung Vieselbach – Altenfeld – Landesgrenze Thüringen/ Bayern (Mast 77) – Münnerstadt – Grafenrheinfeld; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Vieselbach – Altenfeld – Landesgrenze Thüringen/ Bayern (Mast 77) – Maßnahme Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) – Münnerstadt - Grafenrheinfeld	A1
140	Höchstspannungsleitung Niederstedem – Bundesgrenze (LU); Drehstrom Nennspannung 380 kV	A2
141	Höchstspannungsleitung Bollenacker – Punkt Brühl; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
142	Höchstspannungsleitung Oberottmarshausen – Buchloe/Waal; Drehstrom Nennspannung 380 kV	

143	Höchstspannungsleitung Polsum – Niederrhein – Zensenbusch – Walsum; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Polsum – Niederrhein – Maßnahme Niederrhein – Zensenbusch – Walsum	
144	Höchstspannungsleitung Weißenthurm – Punkt Metternich; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
145	Höchstspannungsleitung Streumen – Moritzburg/Radeburg/Ottendorf-Okrilla/Stadtbezirk Klotzsche (Dresden) – Schmölln; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
146	Höchstspannungsleitung Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Perleberg; Drehstrom Nennspannung 380 kV	A1
147	Höchstspannungsleitung Lubmin – Iven – Altentreptow Nord – Altentreptow Süd – Gransee – Malchow); Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Bestandteilen – Lubmin – Iven – Altentreptow Nord – Altentreptow Süd – Altentreptow Süd-Gransee Malchow	A1 G
148	Höchstspannungsleitung Wolmirstedt – Magdeburg – Förderstedt; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
149	Höchstspannungsleitung Marke – Landsberg/Wiedemar – Lauchstädt; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
150	Höchstspannungsleitung Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
151	Höchstspannungsleitung Grabowhöfe – Jerichow – Barby/Zerbst (Anhalt) – Marke; Drehstrom Nennspannung 380 kV	A1
152	Höchstspannungsleitung Delitzsch – Eula; Drehstrom Nennspannung 380 kV	
153	Höchstspannungsleitung Brünzow/Kemnitz – Königreich Dänemark (Bornholm Energy Island); Gleichstrom	B
154	Höchstspannungsleitung Wanzleben-Börde/Hohe Börde – Magdeburg; Drehstrom Nennspannung 380 kV	

155	Höchstspannungsleitung Triefenstein/Marktheidenfeld/Kreuzwertheim – Höpfingen – Hüffenhardt – Großgartach; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Triefenstein/Marktheidenfeld/Kreuzwertheim – Höpfingen – Maßnahme Höpfingen – Hüffenhardt – Großgartach	A1
156	Höchstspannungsleitung Großgartach – Hoheneck – Sindelfingen/Aidlingen/Böblingen/Ehningen/Gärtringen – Punkt Rommelsbach – Metzingen; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Großgartach – Hoheneck – Sindelfingen/Aidlingen/Böblingen/Ehningen/Gärtringen – Punkt Rommelsbach – Maßnahme Punkt Rommelsbach – Metzingen	
157	Höchstspannungsleitung Rheinau – Neurott – Hüffenhardt; Drehstrom Nennspannung 380 kV mit den Einzelmaßnahmen – Maßnahme Rheinau – Neurott – Maßnahme Neurott – Hüffenhardt	
158	Höchstspannungsleitung Oberjettingen – Bundesgrenze (CH); Gleichstrom	A2, B, E
159	Höchstspannungsleitung Großkrotzenburg – Großkrotzenburg/Hanau; Drehstrom Nennspannung 380 kV	–

Artikel 5

Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes

Das 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, wird wie folgt geändert:

1. Die Inhaltsübersicht wird wie folgt geändert:

a) Die Angabe zu § 29 wird wie folgt gefasst:

„§ 29 Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen, Steuerungseinrichtungen und modernen Mess-einrichtungen“.

b) Die Angabe zu § 30 wird wie folgt gefasst:

[1] verschoben (Einfügung)

Gelöscht: Erneuerbaren

„§ 30 Wirtschaftliche Vertretbarkeit der Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen: Preisobergrenzen“.

c) Die Angabe zu § 33 wird wie folgt gefasst:

„§ 33 Anpassungen, Aufhebungen oder Neufestlegungen bei Preisobergrenzen und Vermutungstatbeständen: Festlegungskompetenzen“.

d) Die Angabe zu § 35 wird wie folgt gefasst:

„§ 35 Angemessenes Entgelt für Zusatzleistungen des grundzuständigen Messstellenbetreibers“.

e) Die Angabe zu § 40 wird wie folgt gefasst:

„§ 40 Anbindungsverpflichtung Gas“.

f) Nach der Angabe zu § 67 wird folgende Angabe eingefügt:

„§ 67a Messwertverarbeitung zu Zwecken des Aggregationsverantwortlichen: Übermittlungspflicht; Löschung oder Anonymisierung“.

2. § 2 Satz 1 wird wie folgt geändert:

a) Die Nummer 1 wird durch die folgende Nummer 1 ersetzt:

„1. Aggregationsverantwortlicher: jeder Marktakteur, dem durch eine Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 20 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes die Aufgabe der Aggregation von viertelstündigen Werten oder von Profilwerten zu Summenzeitreihen zugewiesen worden ist.“.

b) Die bisherige Nummer 1 wird Nummer 1a.

c) Nummer 7 wird wie folgt gefasst:

„7. eine über ein Smart-Meter-Gateway in ein Kommunikationsnetz eingebundene moderne Messeinrichtung, Messeinrichtung zur registrierenden Leistungsmessung zur Erfassung elektrischer Energie oder eine Messeinrichtung für Gas oder Wasserstoff, die in tatsächlicher Hinsicht mindestens Verbrauch, Erzeugung und Nutzungszeit widerspiegelt und über den Smart-Meter-Gateway-Administrator im Zusammenwirken mit den informationstechnischen Systemen weiterer Berechtigter aus § 49 Absatz 2 den besonderen Anforderungen nach den §§ 21 und 22 in Verbindung mit § 31 Absatz 1 genügt, die zur Gewährleistung des Datenschutzes, der Datensicherheit und Interoperabilität in Schutzprofilen und Technischen Richtlinien festgelegt werden können.“

3. § 3 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 Satz 6 wird wie folgt gefasst:

„Der grundzuständige Messstellenbetreiber ist in keinem Fall berechtigt, für die Erbringung der Standardleistungen nach § 34 Absatz 1 mehr als die in § 30 jeweils genannten Höchstentgelte und für die Erbringung von Zusatzleistungen nach § 34 Absatz 2 mehr als die angemessenen Zusatzentgelte nach § 35 Absatz 1 vom jeweiligen Entgeltschuldner zu verlangen; für den nach den §§ 5 oder 6 beauftragten Dritten gelten gegenüber dem Anschlussnetzbetreiber die Vorgaben des § 36 Absatz 2.“

b) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Der Messstellenbetrieb umfasst folgende Aufgaben:

1. Einbau, Betrieb und Wartung der Messstelle und ihrer Messeinrichtungen und Messsysteme sowie in den gesetzlich vorgesehenen Fällen von Steuerungseinrichtungen, die Gewährleistung einer mess- und eichrechtskonformen Messung entnommener, verbrauchter und eingespeister Energie einschließlich der Messwertaufbereitung und form- und fristgerechten Datenübertragung nach Maßgabe dieses Gesetzes sowie Standard- und Zusatzleistungen nach § 34,
2. technischer Betrieb der Messstelle und ihrer Steuerungseinrichtungen nach den Maßgaben dieses Gesetzes einschließlich der form- und fristgerechten Datenübertragung auch zur Steuerung nach Maßgabe dieses Gesetzes,
3. Erfüllung weiterer Anforderungen, die sich aus diesem Gesetz, aus den auf Grund dieses Gesetzes erlassenen Rechtsverordnungen oder aus den Festlegungen der Bundesnetzagentur ergeben.“

c) In Absatz 3 werden nach dem Wort „oder“ die Wörter „beauftragten technischen Einrichtungen einschließlich“ gestrichen.

4. Dem § 5 Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:

„Beim Messstellenbetrieb mit intelligenten Messsystemen oder mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen kann das Auswahlrecht nach Satz 1 frühstens nach Ablauf von zwei Jahren ab Ausstattung der Messstelle ausgeübt werden.“

5. § 6 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt gefasst:

„(3) Statt des Anschlussnutzers kann der Anschlussnehmer einen Messstellenbetreiber auswählen, wenn dieser verbindlich anbietet,

1. dadurch mindestens alle Zählpunkte der Liegenschaft für Elektrizität mit intelligenten Messsystemen auszustatten,
2. auf Anforderung des Anschlussnehmers neben dem Messstellenbetrieb der Sparte Elektrizität mindestens einen zusätzlichen Messstellenbetrieb der Sparten Gas, Wasser, Fernwärme oder Heizwärme über das Smart-Meter-Gateway zu bündeln (Bündelangebot) und
3. für die Ausstattung an Zählpunkten der Sparte Elektrizität die maßgeblichen Preisobergrenzen nach § 30 einzuhalten sowie in den Fällen nach Nummer 2 den gebündelten Messstellenbetrieb für jeden betroffenen Anschlussnutzer der Liegenschaft ohne Mehrkosten im Vergleich zur Summe der Kosten für den bisherigen getrennten Messstellenbetrieb durchzuführen einschließlich der Abrechnungsdienstleistungen nach der Verordnung über Heizkostenabrechnung, soweit das Bündelangebot den Messstellenbetrieb für die Sparte Heizwärme erfasst.“

b) Absatz 6 wird aufgehoben.

6. § 7 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 Satz 3 wird wie folgt gefasst:

„Schuldner der nach § 7 Absatz 1 Satz 1 festzulegenden Entgelte sind nach Maßgabe der §§ 29, 30, 32 und 36 Absatz 2 und jeweils in Höhe ihrer dort festgelegten Anteile der Anschlussnetzbetreiber und der Anschlussnutzer sowie der Anschlussnehmer.“

b) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Nach diesem Gesetz zulässige Entgelte für den Messstellenbetrieb mit intelligenten Messsystemen und etwaigen Steuerungseinrichtungen sowie für Zusatzleistungen nach § 34 Absatz 2 und 3, deren Schuldner der Anschlussnetzbetreiber nach Maßgabe von § 3 Absatz 1 Satz 3 bis 6 ist, können unter Beachtung der §§ 30, 31, 33 und 35 bei den Entgelten für den Netzzugang des Betreibers von Energieversorgungsnetzen nach den §§ 21 und 21a des Energiewirtschaftsgesetzes und bei der Genehmigung der Entgelte des Betreibers von Energieversorgungsnetzen nach § 23a des Energiewirtschaftsgesetzes berücksichtigt werden. Die Abrechnung der Netznutzung verbleibt beim Netzbetreiber und ist Bestandteil der Netzentgelte; ein Abrechnungsentgelt wird nicht erhoben.“

7. Dem § 11 wird folgender Absatz angefügt:

„(6) Besondere finanzielle Belastungen im Zusammenhang mit dem Auffangmessstellenbetrieb kann die Bundesnetzagentur im Rahmen von Festlegungen nach § 33 Absatz 1 Nummer 2 sowie nach § 12 Absatz 3 Nummer 3 Buchstaben h und i des Energiewirtschaftsgesetzes berücksichtigen.“

8. § 19 Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Zur Datenverarbeitung energiewirtschaftlich relevanter Mess- und Steuerungsvorgänge dürfen ausschließlich solche technischen Systeme und Bestandteile eingesetzt werden, die den Anforderungen aus den §§ 21 und 22 genügen. Energiewirtschaftlich relevante Mess- und Steuerungsvorgänge sind abrechnungs-, bilanzierungs- oder netzrelevante Standardleistungen nach § 34 Absatz 1 Nummer 1, 2, 4a bis 6, 7 Buchstabe a und b und Nummer 8 sowie Zusatzleistungen nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 8, 9 und 11. Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates Regelungen zum Schutz der Verlässlichkeit von außerhalb der Messeinrichtung aufbereiteten Daten im Sinne von § 19 Absatz 3 Satz 2 mit Anforderungen für die Ausgestaltung von eigenen Weitverkehrsnetzanbindungen von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen, Anlagen zur Speicherung von Energie sowie Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz aufzustellen.“

9. § 20 wird folgender Absatz angefügt:

„(3) Ab dem 1. Januar 2028 gilt Absatz 1 entsprechend für neue Messeinrichtungen für Wasserstoff.“

10. § 29 wird wie folgt geändert:

a) Die Überschrift wird wie folgt gefasst:

„§ 29

Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen, Steuerungseinrichtungen und modernen Messeinrichtungen“.

b) Absatz 1 wird wie folgt gefasst:

„(1) Grundzuständige Messstellenbetreiber haben, soweit dies nach § 30 wirtschaftlich vertretbar ist, Messstellen an ortsfesten Zählpunkten zu den in § 45 genannten Zeitpunkten wie folgt auszustatten:

1. mit intelligenten Messsystemen bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch über 10 000 Kilowattstunden sowie
2. mit intelligenten Messsystemen und einer Steuerungseinrichtung am Netzananschlusspunkt
 - a) bei Letztverbrauchern, mit denen eine Vereinbarung nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes besteht,
 - b) bei Betreibern von Anlagen mit einer installierten Leistung über 2 Kilowatt.“

c) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Grundzuständige Messstellenbetreiber können, soweit dies nach § 30 wirtschaftlich vertretbar ist, Messstellen an ortsfesten Zählpunkten **der Sparte Elektrizität** in allen nicht von Absatz 1 genannten Fällen (optionale Einbaufälle) mit intelligenten Messsystemen ausstatten.“

d) Absatz 5 wird wie folgt gefasst:

„(5) Die Ausstattungspflicht nach Absatz 1 Nummer 2 gilt im Hinblick auf die Steuerungseinrichtung nicht für Anlagen, soweit der Anlagenbetreiber

1. am Verknüpfungspunkt seiner Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung dauerhaft auf 0 Prozent der installierten Leistung begrenzt und
2. der Anlagenbetreiber gegenüber dem grundzuständigen Messstellenbetreiber in Textform erklärt hat, sicherzustellen, dass seine Anlage dauerhaft keinen Strom in die Elektrizitätsversorgungsnetze einspeist.

Der Anlagenbetreiber kann die Begrenzung der Wirkleistungseinspeisung nach Satz 1 Nummer 1 frühestens zwei Jahre nach Zugang der Erklärung nach Satz 1 Nummer 2 und nur nach Zugang einer Mitteilung über die beabsichtigte Aufhebung an den grundzuständigen Messstellenbetreiber aufheben.“

11. § 30 wird wie folgt gefasst:

„§ 30

Wirtschaftliche Vertretbarkeit der Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen: Preisobergrenzen

(1) Die Ausstattung einer Messstelle mit einem intelligenten Messsystem nach § 29 Absatz 1 Nummer 1 ist ab dem 1. Januar 2025 wirtschaftlich vertretbar, wenn vom grundzuständigen Messstellenbetreiber

1. an Messstellen an Zählpunkten mit einem Jahresstromverbrauch von über 100 000 Kilowattstunden oder an Messstellen an Zählpunkten von Anlagen mit einer installierten Leistung über 100 Kilowatt für den Messstellenbetrieb für jeden Zählpunkt

ein angemessenes jährliches Entgelt erhoben wird, wovon in Rechnung gestellt werden:

- a) dem Anschlussnetzbetreiber nicht mehr als 80 Euro brutto jährlich sowie
 - b) dem Anschlussnutzer der verbleibende Teil.
2. an Messstellen an Zählpunkten mit einem Jahresstromverbrauch über 50 000 Kilowattstunden bis einschließlich 100 000 Kilowattstunden oder an Messstellen an Zählpunkten von Anlagen mit einer installierten Leistung über 25 Kilowatt bis einschließlich 100 Kilowatt für den Messstellenbetrieb für jeden Zählpunkt insgesamt brutto jährlich nicht mehr als 200 Euro in Rechnung gestellt werden, davon nicht mehr als
- a) 80 Euro brutto jährlich dem Anschlussnetzbetreiber sowie
 - b) 120 Euro brutto jährlich dem Anschlussnutzer.
3. an Messstellen an Zählpunkten mit einem Jahresstromverbrauch über 20 000 Kilowattstunden bis einschließlich 50 000 Kilowattstunden oder an Messstellen an Zählpunkten von Anlagen mit einer installierten Leistung über 15 Kilowatt bis einschließlich 25 Kilowatt für den Messstellenbetrieb für jeden Zählpunkt insgesamt brutto jährlich nicht mehr als 170 Euro in Rechnung gestellt werden, davon nicht mehr als
- a) 80 Euro brutto jährlich dem Anschlussnetzbetreiber sowie
 - b) 90 Euro brutto jährlich dem Anschlussnutzer.
4. an Messstellen an Zählpunkten mit einem Jahresstromverbrauch über 10 000 Kilowattstunden bis einschließlich 20 000 Kilowattstunden, an Messstellen an Zählpunkten mit einer steuerbaren Verbrauchseinrichtung, mit denen eine Vereinbarung nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes besteht oder an Messstellen an Zählpunkten von Anlagen mit einer installierten Leistung über 2 Kilowatt bis einschließlich 15 Kilowatt für den Messstellenbetrieb für jeden Zählpunkt insgesamt brutto jährlich nicht mehr als 130 Euro in Rechnung gestellt werden, davon nicht mehr als
- a) 80 Euro brutto jährlich dem Anschlussnetzbetreiber sowie
 - b) 50 Euro brutto jährlich dem Anschlussnutzer.
- (2) Die Ausstattung einer Messstelle mit intelligenten Messsystemen und einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 ist wirtschaftlich vertretbar, wenn vom grundzuständigen Messstellenbetreiber nicht mehr als die folgenden Beträge in Rechnung gestellt werden:
1. dem Anschlussnutzer und dem Anschlussnetzbetreiber für jeden mit intelligenten Messsystemen auszustattenden Zählpunkt nicht mehr als die nach Absatz 1 und 5 zulässigen Preisobergrenzen sowie
 2. zusätzlich dem Anschlussnehmer nicht mehr als 100 Euro brutto jährlich für Einbau und Betrieb einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt.
- (3) Die optionale Ausstattung einer Messstelle mit einem intelligenten Messsystem nach § 29 Absatz 2 ist ab dem 1. Januar 2025 wirtschaftlich vertretbar, wenn vom grundzuständigen Messstellenbetreiber

1. an Messstellen an Zählpunkten mit einem Jahresstromverbrauch von 6 000 Kilowattstunden bis einschließlich 10 000 Kilowattstunden für den Messstellenbetrieb für jeden Zählpunkt insgesamt brutto jährlich nicht mehr als 110 Euro in Rechnung gestellt werden, davon nicht mehr als

a) 80 Euro dem Anschlussnetzbetreiber sowie

b) 30 Euro dem Anschlussnutzer

2. in allen übrigen Fällen für den Messstellenbetrieb für jeden Zählpunkt insgesamt brutto jährlich nicht mehr als

a) 30 Euro dem Anschlussnetzbetreiber sowie

b) 30 Euro dem Anschlussnutzer.

(4) Zur Bemessung des Jahresstromverbrauchs an einem Zählpunkt nach den Absätzen 1 und 3 ist der Durchschnittswert der jeweils letzten drei erfassten Jahresverbrauchswerte maßgeblich. Solange noch keine drei Jahreswerte nach Satz 1 vorliegen, erfolgt eine Zuordnung zur Verbrauchsgruppe entsprechend der Jahresverbrauchsprognose des Netzbetreibers. Der grundzuständige Messstellenbetreiber hat den Durchschnittswert nach Satz 1 jährlich zu überprüfen und, soweit erforderlich, das für den Messstellenbetrieb nach den vorstehenden Absätzen in Rechnung zu stellende Entgelt anzupassen.

(5) Wird bei einem Anschlussnutzer ein Zählpunkt von mehr als einem Anwendungsfall der Absätze 1 oder 3 erfasst, gelten ab dem 1. Januar 2025 die Vorgaben aus den Absätzen 1 oder 3 mit der Maßgabe, dass dem Anschlussnutzer und dem Anschlussnetzbetreiber für den Messstellenbetrieb des mit einem intelligenten Messsystem ausgestatteten Zählpunkts maximal die höchste einschlägige fallbezogene Preisobergrenze und dem Anschlussnutzer und Anschlussnetzbetreiber nicht mehr als die individuelle Preisobergrenze in Rechnung gestellt werden darf; dabei ist zur Bestimmung der jeweiligen fallbezogenen Preisobergrenzen die Summe des dem Anschlussnetzbetreiber und dem Anschlussnutzer jeweils brutto jährlich höchstens in Rechnung zu stellenden Betrags maßgeblich.

(6) Sobald die Bundesnetzagentur eine Festlegung nach § 33 erlassen hat, gelten die dort festgesetzten Preisobergrenzen anstelle der in den Absätzen 1 bis 3 geregelten Preisobergrenzen."

12. § 31 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Satz 1 wird die Angabe „ab 2025“ durch die Wörter „bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025“ ersetzt.

b) In Absatz 2 werden nach den Wörtern „finden die“ die Wörter „Preisobergrenzen nach den“ gestrichen.

13. § 32 Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(7) Sobald die Bundesnetzagentur eine Festlegung nach § 33 erlassen hat, gelten die dort festgesetzten Preisobergrenzen anstelle der in Absatz 1 Satz 1 geregelten Preisobergrenze.“

14. § 33 wird wie folgt geändert:

a) Die Überschrift wird wie folgt gefasst:

„ § 33

Anpassungen, Aufhebungen oder Neufestlegungen bei Preisobergrenzen und Vermutungstatbeständen; Festlegungskompetenzen“.

b) Absatz 1 wird wie folgt gefasst:

„(1) Die Bundesnetzagentur wird ermächtigt, durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes

1. einzelne oder alle Preisobergrenzen nach den §§ 30 und 32 und einzelne oder alle Vermutungstatbestände nach § 35 anzupassen, aufzuheben oder neue Preisobergrenzen oder Vermutungstatbestände festzulegen;

2. zur Ermittlung besonderer Kostenbelastungen einzelner Auffangmessstellenbetreiber oder einer Gruppe von Auffangmessstellenbetreibern, insbesondere auch im Zusammenhang mit der sofortigen Einsetzung eines Auffangmessstellenbetreibers nach § 12 Absatz 2c des Energiewirtschaftsgesetzes sowie mit der Übernahme des Notbetriebs nach § 11 Absatz 2 oder des Übergangs der Grundzuständigkeit nach § 11 Absatz 4, und zur Methodik, wie diese besonderen Kostenbelastungen bundesweit im Rahmen der Entgelte für den Messstellenbetrieb und den besonderen Regelungen für Netzentgelte nach § 12 Absatz 3 Nummer 3 Buchstabe h und i des Energiewirtschaftsgesetzes verteilt werden können.“

c) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Soweit möglich, berücksichtigt die Bundesnetzagentur bei ihren Festlegungen nach Absatz 1 die Analysen und Berichte des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz nach § 48 Absatz 1.“

15. § 34 wird wie folgt gefasst:

„ § 34

§ 34 Standard- und Zusatzleistungen des Messstellenbetreibers; Verordnungsermächtigung

(1) Beim Messstellenbetrieb nach § 3 mit intelligenten Messsystemen und, soweit gesetzlich vorgesehen, mit intelligenten Messsystemen und einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt sind folgende Leistungen Standardleistungen:

1. die in § 60 benannten Prozesse und die standardmäßig erforderliche Datenkommunikation einschließlich

a) soweit nach § 60 Absatz 2 in Verbindung mit § 75 Nummer 4 festgelegt, der Plausibilisierung und Ersatzwertbildung,

b) der Umsetzung von Vorgaben zur datenschutzgerechten Ausgestaltung der Zählerstandgangmessung durch Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 47 Absatz 2 Nummer 13,

2. die Übermittlung der nach den §§ 61 und 62 erforderlichen Informationen über eine App, eine Anwendung in einem Online-Portal, welches einen geschützten individuellen Zugang ermöglicht, oder an eine lokale Anzeigeeinheit,

3. die Bereitstellung der Informationen über das Potenzial intelligenter Messsysteme im Hinblick auf die Handhabung der Ablesung und die Überwachung des Energieverbrauchs sowie eine Softwarelösung, die Anwendungsinformationen zum intelligenten Messsystem, zu Stromsparhinweisen und Stromsparanwendungen nach dem Stand von Wissenschaft und Technik enthält, Ausstattungsmerkmale und Beispielanwendungen beschreibt und Anleitungen zu deren Befolgung gibt,
4. nach Maßgabe der §§ 56 und 64 die Erhebung von viertelstundengenauen Netzzustandsdaten und deren tägliche Übermittlung an den Netzbetreiber über das Smart-Meter-Gateway,
- 4a. der Einbau und Betrieb einer Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt einschließlich ihrer informationstechnischen Anbindung an ein Smart-Meter-Gateway und an zum Ausstattungszeitpunkt vorhandene zu steuernde Einrichtungen, insbesondere Energiemanagementsysteme, Anlagen oder steuerbare Verbrauchseinrichtungen, sowie der Konfiguration und Parametrierung,
5. zur Steuerung von Verbrauchseinrichtungen und Netzanschlüssen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes
 - a) die für die Vorgabe eines minimalen oder maximalen Wirkleistungsbezugs am Netzanschluss oder an steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach Maßgabe von Festlegungen der Bundesnetzagentur zu § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes notwendige Datenkommunikation über das Smart-Meter-Gateway und eine daran angebundene Steuerungseinrichtung,
 - b) weitere erforderliche Maßnahmen zur netzorientierten Steuerung nach Maßgabe von Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes
6. die für die Anpassung der Wirkleistungs- oder Blindleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs nach § 13a des Energiewirtschaftsgesetzes notwendige Datenkommunikation über das Smart-Meter-Gateway und eine daran angebundene Steuerungseinrichtung,
7. die notwendige Datenkommunikation über das Smart-Meter-Gateway und eine daran angebundene Steuerungseinrichtung
 - a) für die Direktvermarktung von Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz oder dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz,
 - b) für die marktgestützte Beschaffung von Flexibilitätsdienstleistungen nach § 14c des Energiewirtschaftsgesetzes und
 - c) für die Vorgabe eines minimalen oder maximalen Wirkleistungsbezugs durch einen vom Anschlussnutzer oder Anschlussnehmer beauftragten Dritten sowie
8. die Erfüllung weiterer sich aus den Festlegungen der Bundesnetzagentur nach den §§ 47 und 75 ergebender Pflichten, insbesondere zu Geschäftsprozessen, Datenformaten, Abrechnungsprozessen, Verträgen oder zur Bilanzierung.

(2) Zum Messstellenbetrieb gehören auch die diskriminierungsfrei anzubietenden Leistungen des Messstellenbetreibers, die über die Standardleistungen nach Absatz 1 hinausgehen (Zusatzleistungen). Energieversorgungsunternehmen, Direktvermarktungsunternehmer, Letztverbraucher, Anschlussbegehrende nach dem Erneuerbare-

Energien-Gesetz, Anlagenbetreiber und Anschlussnehmer können für sich oder ihre Kunden folgende Zusatzleistungen vom Messstellenbetreiber verlangen:

1. ab 2025 die vorzeitige Ausstattung von Messstellen an Zählpunkten der Sparte Elektrizität mit einem intelligenten Messsystem innerhalb von vier Monaten ab Beauftragung, auch an nicht von § 29 Absatz 1 oder Absatz 2 erfassten Messstellen, insbesondere an nicht bilanzierungsrelevanten Unterzählpunkten innerhalb von Kundenanlagen im Sinne von § 3 Nummer 24a und 24b des Energiewirtschaftsgesetzes, ab dem 1. Juli 2026 auch an Zählpunkten der Sparte Gas innerhalb von vier Monaten ab Beauftragung;
2. (weggefallen)
3. (weggefallen)
4. (weggefallen)
5. die zusätzliche Ausstattung von Messstellen mit Steuerungseinrichtungen, ihre informationstechnische Anbindung an ein Smart-Meter-Gateway und an vorhandene zu steuernde Einrichtungen, insbesondere Energiemanagementsysteme, sowie die Konfiguration und Parametrierung,
6. die Übermittlung von abrechnungsrelevanten Messdaten aus dem Submetering-System der Liegenschaft nach der Heizkostenverordnung über das Smart-Meter-Gateway,
7. die notwendige informationstechnische Anbindung von Hauptmesseinrichtungen einer weiteren Sparte im Sinne des § 6 an ein Smart-Meter-Gateway einschließlich der täglichen Übermittlung von abrechnungsrelevanten Messdaten,
8. ab 2028 die für die Teilnahme am Regelle Energiemarkt notwendige Datenkommunikation über das Smart-Meter-Gateway einschließlich der notwendigen informationstechnischen Anbindung an das Smart-Meter-Gateway,
9. nach Maßgabe der §§ 56 und 64 die Erhebung und die minütliche Übermittlung von Netzzustandsdaten an den Netzbetreiber über das Smart-Meter-Gateway an bis zu 25 Prozent der vom Messstellenbetreiber in dem jeweiligen Netzgebiet mit intelligenten Messsystemen ausgestatteten Netzanschlüssen,
10. die Bereitstellung und den technischen Betrieb des Smart-Meter-Gateways, seiner Schnittstellen und Kanäle für Auftragsdienstleistungen des Anschlussnutzers oder des Anschlussnehmers und Mehrwertdienste,
11. nach Maßgabe einer Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 47 Absatz 3 Nummer 2 die schwarzfallrobuste Ausführung der Ausstattung von Messstellen mit Mess- und Steuerungseinrichtungen und in den Fällen der Nummer 8 und 9 sowie des Absatzes 1 Nummer 1, 4 bis 8 jeweils die Abwicklung der notwendigen Datenkommunikation über eine unterbrechungsfreie, schwarzfallfeste, dedizierte Weitverkehrskommunikationsverbindung,
12. bei nicht mit einem intelligenten Messsystem ausgestatteten Messstellen, die Ausstattung der Messstelle mit erforderlichen technischen Einrichtungen zur Ermöglichung einer Tarifierung bezogener elektrischer Energie in mindestens zwei Tarifstufen,
13. die tägliche Übermittlung aller nach § 55 Absatz 1, 3 und 4 an einer Messstelle erhobenen und nach § 60 aufbereiteten Messwerte an weitere vom

Anschlussnutzer oder Anlagenbetreiber beauftragte Dritte im Rahmen der elektromischen Marktkommunikation gemäß den Festlegungen der Bundesnetzagentur.

Messstellenbetreiber können dem Anspruchsteller die Bereitstellung von Zusatzleistungen nach Satz 2 nur so lange und insoweit verweigern, wie die Bereitstellung von Zusatzleistungen aus technischen Gründen nicht möglich ist oder die Messstellenbetreiber nach § 31 Absatz 1 von der Erbringung der Leistung befreit sind. Grundzuständige Messstellenbetreiber haben die vorzeitige Ausstattung mit intelligenten Messsystemen nach Satz 2 Nummer 1 innerhalb von vier Monaten ab Beauftragung umzusetzen, soweit hierdurch die Erfüllung der Ausstattungsverpflichtungen nach § 45 nicht gefährdet ist; Satz 3 bleibt unberührt. Die Gründe für die Verweigerung nach Satz 3 oder die Zurückstellung eines Auftrags nach Satz 4 sind nachvollziehbar in Textform zu begründen.

(3) Messstellenbetreiber können nach eigenem Ermessen weitere Zusatzleistungen anbieten, insbesondere

1. das über Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 und 3 hinausgehende Energiemanagement von regelbaren Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen,
2. die Erhebung von Zustandsdaten der Netze anderer Sparten und
3. die Ausstattung von Messstellen mit Strom- und Spannungswandlern und deren anschließenden Betrieb.“

16. § 35 wird wie folgt gefasst:

„§ 35

Angemessenes Entgelt für Zusatzleistungen des grundzuständigen Messstellenbetreibers

(1) Der grundzuständige Messstellenbetreiber darf für seine Zusatzleistungen nach § 34 Absatz 2 und 3 zuzüglich zu den in § 30 genannten Entgelten ein zusätzliches angemessenes Entgelt erheben. Die Angemessenheit des zusätzlichen Entgelts wird hinsichtlich der nachfolgend genannten Zusatzleistungen ab dem 1. Januar 2025 vermutet, wenn jeweils nicht mehr als die folgenden Höchstbeträge brutto in Rechnung gestellt werden:

1. für die vorzeitige Ausstattung von Messstellen an Zählpunkten der Sparte Elektrizität mit einem intelligenten Messsystem nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 nicht mehr als einmalig 100 Euro brutto sowie bei optionalen Einbaufällen nach § 30 Absatz 3 ein laufendes Zusatzentgelt von nicht mehr als 30 Euro brutto jährlich; bei nicht von § 29 Absatz 1 oder Absatz 2 erfassten Messstellen darf zusätzlich ein jährliches Entgelt erhoben werden, das die Preisobergrenzen einhält, welche in entsprechender Anwendung von § 30 für den jeweiligen Unterzählpunkt gelten würden,
2. für Leistungen nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 13 nicht mehr als jeweils 30 Euro jährlich.

(2) Das angemessene Entgelt nach Absatz 1 darf keine Kosten enthalten, die beim grundzuständigen Messstellenbetreiber in Erfüllung der Pflichten nach den §§ 29 bis 32 ohnehin anfallen würden.

(3) Die Ausstattung von Messstellen nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 steht einer Ausstattung nach § 29 Absatz 1 gleich.

(4) Sobald die Bundesnetzagentur eine Festlegung nach § 33 erlassen hat, gelten die dort festgesetzten Höchstbeträge anstelle der in Absatz 1 Satz 2 geregelten Vermutungsregelungen.

17. § 36 wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 2 wird das Wort „Preisobergrenzen“ durch das Wort „Vermutungstatbestände“ ersetzt.
- b) In Absatz 3 werden nach den Wörtern „einem intelligenten Messsystem“ die Wörter „einer Steuerungseinrichtung“ eingefügt und werden nach den Wörtern „nach § 19 Absatz 3 oder“ die Wörter „die Anbindung seiner Erzeugungsanlagen oder“ gestrichen.

18. § 37 wird wie folgt geändert:

- a) Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:

„Preisangaben für Zusatzleistungen nach § 34 Absatz 2 sind mindestens alle zwei Jahre zu überprüfen und erforderlichenfalls anzupassen.“

- b) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(5) Spätestens sechs Wochen vor der Ausstattung der Messstelle sind die betroffenen Anschlussnutzer, Anschlussnehmer, Anlagenbetreiber und Messstellenbetreiber zu informieren und auf die Möglichkeit zur freien Wahl eines Messstellenbetreibers nach den §§ 5 und 6 sowie auf die Mindestvertragslaufzeit von zwei Jahren bei Ausstattung der Messstelle mit einem intelligenten Messsystem nach § 5 Absatz 1 Satz 2 hinzuweisen.“

19. § 40 wird wie folgt gefasst:

„ § 40

Anbindungsverpflichtung Gas

Neue Messeinrichtungen für Gas im Sinne von § 20 sind bei registrierender Leistungsmessung spätestens ab dem Jahr 2028 an vorhandene Smart-Meter-Gateways anzubinden, im Übrigen ab dem Zeitpunkt, zu dem die Anbindung technisch möglich ist und durch die Anbindung dem jeweiligen Anschlussnutzer keine Mehrkosten entstehen.“

20. § 45 wird wie folgt gefasst:

„ § 45

Ausstattungsverpflichtungen des grundzuständigen Messstellenbetreibers

(1) Der grundzuständige Messstellenbetreiber erfüllt seine Ausstattungsverpflichtungen nach § 29 Absatz 1, wenn er

- 1. bei Anlagenbetreibern in den Fällen nach § 30 Absatz 1 Nummer 1 spätestens ab dem Jahr 2028 mit der erforderlichen Ausstattung beginnt und

- a) die bis zum 31. Dezember 2028 ausgestatteten Messstellen mindestens 90 Prozent der im Zeitraum vom 1. Oktober 2027 bis zum 30. September 2028 neu in Betrieb genommenen installierten Leistung erfassen,
 - b) die im Zeitraum bis zum 31. Dezember 2030 ausgestatteten Messstellen mindestens 90 Prozent der im Zeitraum vom 1. Oktober 2028 bis zum 30. September 2030 neu in Betrieb genommenen installierten Leistung erfassen und
 - c) die bis zum 31. Dezember 2032 ausgestatteten Messstellen mindestens 90 Prozent der insgesamt installierten Leistung erfassen,
2. bei Anlagenbetreibern in den übrigen Fällen nach § 30 Absatz 1 jeweils ab sofort, spätestens jedoch ab 2025 mit der erforderlichen Ausstattung beginnt und
- a) die bis zum 31. Dezember 2026 ausgestatteten Messstellen mindestens 90 Prozent der im Zeitraum vom [Einsetzen: Datum des Inkrafttretens] bis zum 30. September 2026 neu in Betrieb genommenen installierten Leistung erfassen,
 - b) die bis zum 31. Dezember 2028 ausgestatteten Messstellen mindestens 90 Prozent der im Zeitraum vom 1. Oktober 2026 bis zum 30. September 2028 sowie mindestens 50 Prozent der im Zeitraum vom 1. Januar 2018 bis zum [Einsetzen: Datum des Inkrafttretens] neu in Betrieb genommenen installierten Leistung erfassen,
 - c) die bis zum 31. Dezember 2030 ausgestatteten Messstellen mindestens 90 Prozent der im Zeitraum vom 1. Oktober 2028 bis zum 30. September 2030 neu in Betrieb genommenen installierten Leistung erfassen und
 - d) die bis zum 31. Dezember 2032 ausgestatteten Messstellen mindestens 90 Prozent der insgesamt installierten Leistung erfassen,
3. bei Letztverbrauchern in den Fällen nach § 30 Absatz 1 Nummer 1 spätestens ab dem Jahr 2028 mit der erforderlichen Ausstattung beginnt und diese
- a) im Zeitraum bis zum 31. Dezember 2028 für mindestens 90 Prozent der in diesem Zeitraum je Einbaufallgruppe neu auszustattenden Messstellen,
 - b) im Zeitraum bis zum 31. Dezember 2030 für mindestens 90 Prozent der in diesem Zeitraum je Einbaufallgruppe neu auszustattenden Messstellen und
 - c) bis zum 31. Dezember 2032 bei mindestens 90 Prozent aller insgesamt auszustattenden Messstellen abgeschlossen hat,
4. bei Letztverbrauchern in den übrigen Fällen nach § 30 Absatz 1 und 2 jeweils ab sofort, spätestens jedoch ab 2025 mit der erforderlichen Ausstattung beginnt und diese
- a) bis zum 31. Dezember 2025 bei mindestens 20 Prozent aller insgesamt auszustattenden Messstellen,
 - b) im Zeitraum vom [Datum des Inkrafttretens] bis zum 31. Dezember 2026 für mindestens 90 Prozent der in diesem Zeitraum neu auszustattenden Messstellen,
 - c) im Zeitraum vom 1. Januar 2027 bis zum 31. Dezember 2028 für mindestens 90 Prozent der in diesem Zeitraum neu auszustattenden Messstellen,

- d) im Zeitraum vom 1. Januar 2029 bis zum 31. Dezember 2030 für mindestens 90 Prozent der in diesem Zeitraum neu auszustattenden Messstellen und
- e) bis zum 31. Dezember 2032 bei mindestens 90 Prozent aller insgesamt auszustattenden Messstellen abgeschlossen hat.

Die Zahl der nach § 29 Absatz 1 in Verbindung mit Satz 1 Nummer 1 Buchstabe c. und Nummer 2 Buchstabe d und Nummer 3 auszustattenden Messstellen errechnet sich aus der Gesamtanzahl der von der Grundzuständigkeit im Netzgebiet erfassten Messstellen. Übernimmt ein Unternehmen nach § 41 Absatz 1 die Grundzuständigkeit für mehrere Netzgebiete, so ist ab diesem Zeitpunkt für die Erfüllung der Ausstattungsverpflichtungen nach Satz 1 die Gesamtzahl der Messstellen in allen von der Grundzuständigkeit erfassten Netzgebieten maßgeblich. In dem zahlenmäßigen Umfang, wie nach § 29 Absatz 3 oder nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 eine Ausstattung von Messstellen der Sparte Elektrizität mit intelligenten Messsystemen erfolgt, reduziert sich die Zahl der nach § 29 Absatz 1 auszustattenden Messstellen.

(2) Kommt der grundzuständige Messstellenbetreiber seinen Verpflichtungen nach § 29 Absatz 1 nicht nach, kann die Bundesnetzagentur Maßnahmen nach § 76 anordnen. § 12 Absatz 2 EnWG bleibt unberührt.

(3) Bei der Erfüllung ihrer Ausstattungsverpflichtungen nach § 29 Absatz 1 haben sich grundzuständige Messstellenbetreiber regelmäßig mit den für ihr Netzgebiet zuständigen Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen und Betreibern von Übertragungsnetzen abzustimmen und deren netzbetriebliche Anforderungen angemessen zu berücksichtigen. Grundzuständige Messstellenbetreiber können mit den in Satz 1 genannten Netzbetreibern verbindliche Vereinbarungen über die Umsetzung ihrer Ausstattungsverpflichtungen abschließen. Vereinbarungen nach Satz 2 können insbesondere Regelungen über die zeitliche oder örtliche Priorisierung von Einbaufällen sowie über Ausstattungspflichten des grundzuständigen Messstellenbetreibers treffen, welche über die Verpflichtungen nach § 29 Absatz 1 oder die in Absatz 1 genannten Vorgaben hinausgehen. Soweit Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 33 Absatz 1 dies vorsehen, können Vereinbarungen nach Satz 2 zudem von § 30 abweichende Messentgelte der Netzbetreiber und entsprechend höhere Gesamtpreisobergrenzen vorsehen.

(4) Die Bundesnetzagentur veröffentlicht auf ihrer Internetseite regelmäßig unternehmensindividuelle sowie aggregierte Kennzahlen zum Fortschritt der jeweiligen Verpflichteten in Bezug auf die zu erreichenden Ausstattungsziele nach Absatz 1, einschließlich etwaiger darin enthaltener Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse. Die Bundesnetzagentur darf die zur Veröffentlichung nach Satz 1 erhobenen Daten auch für den Bericht nach § 77 verwenden.“

21. § 47 wird wie folgt gefasst:

„§ 47

Festlegungen der Bundesnetzagentur

(1) Die Bundesnetzagentur kann unter Beachtung der mess-, eich- und datenschutzrechtlichen Vorgaben und der Schutzprofile und Technischen Richtlinien nach § 22 Absatz 2 Entscheidungen durch Festlegungen nach § 29 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes treffen

1. zur Gewährleistung der Fernsteuerbarkeit nach § 21 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe c und zur Gewährleistung der Abrufbarkeit nach § 21 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe d,
2. zur zeitnahen Übermittlung von Netzzustandsdaten nach § 21 Absatz 1 Nummer 1 Buchstabe e,
3. zur Konkretisierung der Anforderungen an die Zuverlässigkeit und Leistungsfähigkeit der Kommunikationstechnik nach § 21 Absatz 1 Nummer 3 insbesondere zur Anpassung an neue technologische und marktliche Entwicklungen,
4. zum maximalen Eigenstromverbrauch nach § 21 Absatz 1 Nummer 5,
5. zur Konkretisierung der Anforderungen an die Übermittlung von Stammdaten angeschlossener Anlagen in § 21 Absatz 1 Nummer 6,
6. zum Inhalt und zur Durchführung der Rahmenverträge nach § 25 Absatz 3 Satz 3.
(2) Zur bundesweiten Vereinheitlichung der Bedingungen für den Messstellenbetrieb kann die Bundesnetzagentur Entscheidungen durch Festlegungen nach § 29 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes treffen
1. zu allgemeinen Anforderungen an den Messstellenbetrieb nach § 3,
2. zu den näheren Anforderungen an die Erfüllung der Vorgaben zur buchhalterischen Entflechtung aus § 3 Absatz 4,
3. zu den Inhalten von Messstellenverträgen und Messstellenrahmenverträgen nach den §§ 9 und 10, insbesondere auch zu den bei einem Wechsel des Messstellenbetreibers einzuhaltenden Fristen,
4. zur Ausgestaltung der Verwaltungspflicht des grundzuständigen Messstellenbetreibers und zur besonderen Rolle des Auffangmessstellenbetreibers nach § 11,
5. zur Durchführung des Wechsels des Messstellenbetreibers auf Veranlassung des Anschlussnutzers oder des Anschlussnehmers nach den §§ 5, 6, 9, 10 und 39,
6. zur Durchführung und Ausgestaltung kombinierter Verträge nach § 9 Absatz 2 und von Rahmenverträgen nach § 9 Absatz 4,
7. zu Geschäftsprozessen, die bundesweit zur Förderung einer größtmöglichen und sicheren Automatisierung einzuhalten sind,
8. zur Bestimmung des Übergangszeitraumes und des angemessenen Entgelts im Zusammenhang mit der Regelung des § 17 zum Wechsel des Anschlussnutzers,
9. zu Regelungen im Zusammenhang mit dem Ausfall des Messstellenbetreibers nach § 18,
10. zu den Rechten des Netzbetreibers aus § 12 und seinen Pflichten aus § 13,
11. zur Sicherstellung der einheitlichen Anwendung der Regelungen in den §§ 29 bis 38 und zu Preisobergrenzen und Vermutungstatbeständen nach § 33,
12. zu den Voraussetzungen, unter denen Betreiber von Übertragungsnetzen nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 auch die Ausstattung von Netzübergaben zwischen

Netzbetreibern in ihrer jeweiligen Regelzone mit intelligenten Messsystemen verlangen können, einschließlich der Kostenverteilung.

13. im Benehmen mit der oder dem Bundesbeauftragten für den Datenschutz und die Informationsfreiheit zur datenschutzgerechten weiteren Ausgestaltung des Verfahrens der Zählerstandgangmessung, einschließlich Vorgaben zur Löschung, Pseudonymisierung und Depseudonymisierung oder Anonymisierung von Messwerten, und zur standardmäßigen Vorgabe der Zählerstandgangmessung als nicht auf einen Einzelpunkt bezogenes Bilanzierungsverfahren für Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch unterhalb von 10 000 Kilowattstunden und

14. zu bundesweit einheitlichen und abschließenden technischen Mindestanforderungen an den Messstellenbetrieb nach § 8 Absatz 2.

(3) Die Bundesnetzagentur kann zur Gewährleistung einer sicheren energiewirtschaftlichen Datenkommunikation als Grundlage für eine sichere Energieversorgung durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes:

1. im Benehmen mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik Regelungen zu energiewirtschaftlich relevanten Mess- und Steuerungsvorgängen treffen, einschließlich zur Erweiterung, näheren Bestimmung oder Beschränkung des Kataloges nach § 19 Absatz 2 Satz 2;

2. Regelungen zur schwarzfallrobusten Digitalisierung der Energiewende vorsehen, wobei bei der Festlegung der Netzwiederaufbauplan der Betreiber von Übertragungsnetzen nach der Verordnung (EU) 2017/2196 der Kommission vom 24. November 2017 zur Festlegung eines Netzkodex über den Notzustand und den Netzwiederaufbau des Übertragungsnetzes (ABl. L 312 vom 28.11.2017, S. 54) sowie der zugehörige Maßnahmenkatalog der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung zum Netzwiederaufbau gemäß Artikel 4 Absatz 2 Buchstabe c sowie Artikel 23 Absatz 4 Buchstabe c der Verordnung (EU) 2017/2196 in der jeweils gültigen Fassung zu berücksichtigen sind, und dabei insbesondere

a) festlegen, dass Netzbetreiber bei allen oder bestimmten Messstellen mit Smart-Meter-Gateways bei Messstellenbetreibern als Zusatzleistung nach § 34 Absatz 2 Nummer 11 die schwarzfallrobuste Ausführung der Ausstattung von Messstellen mit Mess- und Steuerungseinrichtungen nach diesem Gesetz beauftragen müssen,

b) bestimmen, dass schwarzfallrobuste Messstellen im Sinne des Buchstaben a mit Smart-Meter-Gateways auszustatten sind, die neben einer üblicherweise verwendeten über eine unterbrechungsfreie, schwarzfallfeste, dedizierte Weitverkehrskommunikationsverbindung dauerhaft betrieben werden können,

c) regeln, welche energiewirtschaftlich relevanten Mess- und Steuerungsvorgänge nach § 19 Absatz 2 in welchen Fällen die schwarzfallfeste Kommunikationsanbindung des Smart-Meter-Gateways nutzen müssen,

d) Voraussetzungen für die schwarzfallrobuste Ausgestaltung von Messstellen zu benennen und dabei insbesondere technische Bedingungen vorgeben, die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen bei der Festlegung technischer Vorschriften nach § 19 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes für Anlagen nach § 3 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, steuerbare Verbrauchseinrichtungen oder Netzanschlüsse mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes und deren

netzorientierte Steuerung nach einem Schwarzfall oder zur Beherrschung besonderer Netzsituationen, zu beachten haben,

- e) Vorgaben zu machen für die Schwarzfallfestigkeit von Messstellenbetreibern und Gateway-Administratoren und den von ihnen und Netzbetreibern betriebenen informationstechnischen Systemen, insbesondere solcher Systeme, die für die Datenkommunikation nach § 52 Absatz 2 erforderlich sind und
- f) besondere Kostenregelungen für den Ausbau, Betrieb und Wartung der Infrastruktur zur schwarzfallrobusten Anbindung von Messstellen nach Buchstabe a bis e zu treffen, insbesondere auch zur Methodik, wie hieraus resultierende besondere Kostenbelastungen bundesweit im Rahmen der Entgelte für den Messstellenbetrieb und den besonderen Regelungen für Netzentgelte nach § 12 Absatz 3 Nummer 3 Buchstabe h und i des Energiewirtschaftsgesetzes verteilt werden können.

3. anlässlich von Warnungen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik nach § 7 des Gesetzes über das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik [Aktualisierungsvorbehalt: § 13 Absatz 1 BSIg-E] Regelungen oder auf Grundlage von eigenen Erkenntnissen der Bundesnetzagentur zu den in § 7 Absatz 1 Nummer 1 des Gesetzes über das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik [Aktualisierungsvorbehalt: § 13 Absatz 1 BSIg-E] genannten Sachverhalten oder Bedrohungen treffen, die zum Schutz vor einem Datenabfluss an unbefugte Dritte, einer Fremdkontrolle durch unbefugte Dritte sowie vor einem Missbrauch der Datenkommunikation durch nicht vertrauenswürdige Hersteller erforderlich sind, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung zu gewährleisten und dabei insbesondere

- a) technische Bedingungen für informationstechnische Systeme vorgeben, die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen bei der Festlegung technischer Vorschriften nach § 19 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes zu Weitverkehrsnetzanbindungen von Anlagen einschließlich Steckersolargeräten nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes sowie von Anlagen zur Speicherung von Energie zu beachten haben,
- b) in bestimmten Fällen von Smart-Meter-Gateways unabhängige Weitverkehrsnetzanbindungen vollständig zu untersagen oder die Anbindung nur über ein Smart-Meter-Gateway zu erlauben.“

22. § 48 Absatz 1 wird wie folgt gefasst:

„(4) Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz legt mindestens alle vier Jahre vor:

1. einen Bericht zum Rechtsrahmen und zur Entwicklung der Digitalisierung der Energiewende, auch unter Berücksichtigung der Sparten Gas und Wasserstoff,
2. eine Nachhaltigkeitsanalyse und -bewertung des Einbaus und der Nutzung von intelligenten Messsystemen sowie der Standardisierungsstrategie unter besonderer Berücksichtigung von Möglichkeiten zur weiteren Steigerung der Verbraucherfreundlichkeit sowie des Nutzens intelligenter Messsysteme und der Verständlichkeit von Informationen für Verbraucherinnen und Verbraucher,
3. eine Analyse zur Höhe und Ausgestaltung der Preisobergrenzen nach den §§ 30, 32 und 35 unter Berücksichtigung aller langfristigen, gesamtwirtschaftlichen und individuellen Kosten und Vorteile, einschließlich des Systemnutzens, sowie einer

hierauf aufbauenden Bewertung zur Ausweitung des verpflichtenden Einbaus intelligenter Messsysteme auf weitere Einbaufallgruppen oder weitere Sparten, insbesondere Gas und Wasserstoff.

23. § 49 Absatz 2 wird wie folgt geändert:

a) Nach Nummer 6 wird folgende Nummer 7 eingefügt:

„7. Aggregationsverantwortliche sowie“.

b) Die bisherige Nummer 7 wird Nummer 8.

24. § 55 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(weggefallen)“

b) Absatz 6 wird folgt gefasst:

„(weggefallen)“.

Gelöscht: aufgehoben

Gelöscht: .

Gelöscht: aufgehoben

Gelöscht: .

25. In § 58 Absatz 1 Nummer 1 werden nach den Wörtern „der Gasnetzzugangsverordnung sind.“ die Wörter „sowie bei Letztverbrauchern mit intelligenten Messsystemen“ eingefügt.

26. § 60 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 3 wird wie folgt gefasst:

„(3) Zur Erfüllung seiner energiewirtschaftlichen Verpflichtungen nach Absatz 1 übermittelt der Messstellenbetreiber unter Beachtung der Anforderungen nach Absatz 2 und des § 52 Absatz 3 standardmäßig

1. dem Betreiber von Verteilernetzen

a) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 1 für die in § 66 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Betreibers von Verteilernetzen auch viertelstündlich, die Last- oder Zählerstandsgänge,

b) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 2 bei Zählpunkten mit registrierender Lastgangmessung für die in § 66 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Betreibers von Verteilernetzen auch viertelstündlich, die Lastgänge,

c) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 2 bei Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen für die in § 66 Absatz 1 Nummer 3 und 7 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Betreibers von Verteilernetzen auch viertelstündlich, die Last- oder Zählerstandsgänge,

d) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 3 bei Zählpunkten mit registrierender Lastgangmessung für die in § 66 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Betreibers von Verteilernetzen auch viertelstündlich, die Lastgänge,

e) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 3 bei Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen für die in § 66 Absatz 1 Nummer 3, 5 und 7 genannten

Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Betreibers von Verteilernetzen auch viertelstündlich, die Zählerstandsgänge,

- f) in den Fällen des § 55 Absatz 3 und 4 bei Zählpunkten mit registrierender Einspeisegangmessung oder mit intelligenten Messsystemen für die in § 66 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Betreibers von Verteilernetzen auch viertelstündlich, die Einspeise- oder Zählerstandsgänge,

im Übrigen und soweit möglich bei Messstellen mit intelligenten Messsystemen monatlich für den Vormonat in geeignet aggregierter Form die Zählerstandsgänge, andernfalls jährlich Jahresarbeitswerte;

2. dem Übertragungsnetzbetreiber und Bilanzkoordinator

- a) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 1 für die in § 66 Absatz 1 und § 67 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers oder des Bilanzkoordinators auch viertelstündlich, die Last- oder Zählerstandsgänge,
- b) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 2 bei Zählpunkten mit registrierender Lastgangmessung für die in § 66 Absatz 1 und § 67 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers oder des Bilanzkoordinators auch viertelstündlich, die Lastgänge,
- c) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 2 bei Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen für die in § 66 Absatz 1 Nummer 3 und 7 sowie § 67 Absatz 1 Nummer 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers oder des Bilanzkoordinators auch viertelstündlich, die Zählerstandsgänge,
- d) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 3 bei Zählpunkten mit registrierender Lastgangmessung für die in § 66 Absatz 1 und § 67 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers oder des Bilanzkoordinators auch viertelstündlich, die Lastgänge,
- e) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 3 bei Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen für die in § 66 Absatz 1 Nummer 3, 5 und 7 sowie § 67 Absatz 1 Nummer 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers oder des Bilanzkoordinators auch viertelstündlich, die Zählerstandsgänge,
- f) in den Fällen des § 55 Absatz 3 und 4 bei Zählpunkten mit registrierender Einspeisegangmessung oder mit intelligenten Messsystemen für die in § 66 Absatz 1 und § 67 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag, auf Anforderung des Übertragungsnetzbetreibers oder des Bilanzkoordinators auch viertelstündlich, die Einspeise- oder Zählerstandsgänge,

im Übrigen und soweit möglich bei Messstellen mit intelligenten Messsystemen monatlich für den Vormonat in geeignet aggregierter Form die Zählerstandsgänge, andernfalls jährlich Jahresarbeitswerte;

2a. dem Aggregationsverantwortlichen

a) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummern 1 bis 3 für die in § 67a Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag die Last- oder Zählerstandsgänge.

b) in den Fällen des § 55 Absatz 3 und 4 für die in § 67a Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag die Einspeise- oder Zählerstandsgänge.

im Übrigen jährlich Jahresarbeitswerte;

3. dem Energielieferanten

a) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 1 und 3 für die in § 69 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag die Last- oder Zählerstandsgänge.

b) in den Fällen des § 55 Absatz 1 Nummer 2 für die in § 69 Absatz 1 Nummer 1, 5 und 6 genannten Zwecke täglich für den Vortag die Last- oder Zählerstandsgänge.

c) in den Fällen des § 55 Absatz 3 und 4 bei Zählpunkten mit registrierender Einspeisegangmessung oder mit intelligenten Messsystemen für die in § 69 Absatz 1 genannten Zwecke täglich für den Vortag die Einspeise- oder Zählerstandsgänge.

im Übrigen und soweit möglich bei Messstellen mit registrierender Lastgangmessung oder mit intelligenten Messsystemen monatlich für den Vormonat in geeignet aggregierter Form die Last- oder Zählerstandsgänge, andernfalls jährlich Jahresarbeitswerte;

4. dem für die Aufbereitung abrechnungsrelevanter Messwerte einer Entnahme- oder Einspeisestelle zuständigen Messstellenbetreiber diejenigen Messwerte in derjenigen Auflösung und zu denjenigen Zeitpunkten, die dieser seinerseits benötigt, um seinen Verpflichtungen aus den Nummern 1 bis 3 unter Berücksichtigung der Festlegungen der Bundesnetzagentur aus § 20 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes sowie aus den §§ 47 und 75 nachkommen zu können.

Außerhalb der in Satz 1 genannten Fälle dürfen Messstellenbetreiber im Rahmen von Zusatzleistungen nach § 34 Absatz 2 und 3 Dritten anonymisierte und geeignet aggregierte Last-, Zählerstands- und Einspeisegänge zur Verfügung stellen; etwaige Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 47 Absatz 2 Nummer 13 und § 75 sind zu beachten.“

b) Absatz 4 wird wie folgt gefasst:

„(4) Bei intelligenten Messsystemen haben Messstellenbetreiber für eine entsprechende Standardkonfiguration im Sinne von Absatz 3 zu sorgen. Konkretisierungen und Einschränkungen zur Standardkonfiguration aus Absatz 3 kann die Bundesnetzagentur nach § 20 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes sowie nach § 75 festlegen.“

27. § 61 Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(5) Zur Einsichtnahme nach Absatz 1 sind die Informationen standardmäßig innerhalb von 15 Minuten über eine Anwendung in einem Online-Portal oder per App des Lieferanten oder des Messstellenbetreibers, welche einen geschützten individuellen Zugang ermöglichen, zur Verfügung zu stellen. Alternativ, insbesondere sofern der Anschlussnutzer der Bereitstellung nach Satz 1 widerspricht, können die Informationen

direkt vom Smart-Meter-Gateway an eine vom Messstellenbetreiber gegen ein angemessenes Einmalentgelt bereitgestellte lokale Anzeigeeinheit übermittelt und mindestens innerhalb des gleichen Zeitraums zur Verfügung gestellt werden."

28. § 66 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt gefasst:

„(6) Der Netzbetreiber darf erhaltene Messwerte ausschließlich verarbeiten, soweit dies für folgende Zwecke zwingend erforderlich ist:

1. Durchführung der Netznutzungsabrechnung,
2. Abwicklung der Abnahme- und Förderpflichten nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz,
3. sicherer, zuverlässiger und leistungsfähiger Betrieb und eine optimierte Planung des Energieversorgungsnetzes sowie Erstellung von Last- und Einspeiseprognosen zwecks datengestützter Optimierung, Verstärkung und Ausbaus des Energieversorgungsnetzes,
4. (weggefallen)
5. netzplanerische Berücksichtigung und netzbetriebliche Durchführung von Maßnahmen nach §§ 13a und 14a des Energiewirtschaftsgesetzes, insbesondere durch eine dynamische Steuerung anhand der tatsächlichen sowie der prognostizierten Netzauslastung,
6. Bestimmung der Konzessionsabgabe nach der Konzessionsabgabenverordnung,
7. effiziente Bewirtschaftung seines Differenzbilanz- und Netzverlustbilanzkreises, einschließlich Prognosen zur Vermeidung von Bilanzkreisabweichungen und zur Verbesserung von Standardlastprofilen,
8. (weggefallen)
9. Erhebung von Umlagen nach dem Energiefinanzierungsgesetz,
- 9a. Überprüfung der Verpflichtungen von Netzbetreibern zur Erstellung des Gesamtberichtes nach § 12 Absatz 2a bis 2c des Energiewirtschaftsgesetzes,
10. Erfüllung weiterer sich aus den Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 20 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes sowie § 75 ergebender Pflichten."

b) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(7) Standardmäßig übermittelt der Netzbetreiber monatlich für den Vormonat

1. dem Energielieferanten für den in § 69 Absatz 1 Nummer 5 genannten Zwecke Leistungswerte sowie Arbeitswerte von Einzelzählpunkten,
2. (weggefallen)

3. die zur Erfüllung weiterer, sich aus den Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 20 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes sowie § 75 ergebender Pflichten erforderlichen Daten.

29. § 67 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

- aa) Nummer 6 wird wie folgt gefasst:

„(weggefallen)“.

- bb) Nummer 7 wird wie folgt gefasst:

„(weggefallen)“.

- cc) In Nummer 10 werden nach den Wörtern „der Bundesnetzagentur nach“ die Wörter „§ 20 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes sowie“ eingefügt.

b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

- aa) Nummer 1 wird wie folgt gefasst:

„(weggefallen)“.

- bb) Nummer 2 wird wie folgt gefasst:

„(weggefallen)“.

- cc) In Nummer 3 werden nach den Wörtern „der Bundesnetzagentur nach“ die Wörter „§ 20 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes sowie“ eingefügt.

30. Nach § 67 wird folgender § 67a eingefügt:

„§ 67a

Messwertverarbeitung zu Zwecken des Aggregationsverantwortlichen: Übermittlungspflicht; Löschung oder Anonymisierung

(8) Der Aggregationsverantwortliche darf erhaltene Messwerte ausschließlich verarbeiten, soweit dies für folgende Zwecke zwingend erforderlich ist:

1. Aggregation von Last- und Einspeisegängen sowie von Profilwerten von Einzelpunkten zum Zweck der Bilanzierung, der Bilanzkoordination, der Überwachung der Bilanzkreistreue, der ordnungsgemäßen Bilanzkreisbewirtschaftung sowie für die Einbeziehung in die Bilanzkreisabrechnung.
2. Erfüllung weiterer sich aus den Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 20 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes sowie § 75 ergebender Pflichten.

(9) Der Aggregationsverantwortliche übermittelt Summenzeitreihen im erforderlichen Umfang nach näherer Maßgabe einer Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 20 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes.

(10) Der Aggregationsverantwortliche muss personenbezogene Messwerte löschen oder im Sinne von § 52 Absatz 3 Satz 2 anonymisieren, sobald für seine Aufgabenwahrnehmung eine Speicherung personenbezogener Messwerte nicht mehr

Gelöscht: aufgehoben

Gelöscht: aufgehoben

Gelöscht: aufgehoben

Gelöscht: aufgehoben

erforderlich ist. Soweit in einer Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 47 Absatz 2 Nummer 13 oder nach § 75 nicht etwas anderes bestimmt ist, gilt eine Speicherung im Sinne von Satz 1 fünf Jahre ab dem Schluss des Kalenderjahres, in dem der jeweilige Messwert vom Aggregationsverantwortlichen empfangen wurde, als nicht mehr erforderlich.“

31. § 68 wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 1 Nummer 3 werden nach den Wörtern „der Bundesnetzagentur nach“ die Wörter „§ 20 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes sowie“ eingefügt.
- b) Absatz 2 wird aufgehoben.
- c) In Absatz 3 wird das Wort „Energielieferant“ durch das Wort „Bilanzkreisverantwortliche“ ersetzt.

32. § 69 Absatz 1 wird wie folgt geändert:

- a) In Nummer 6 werden die Wörter „nach § 4 der Stromnetzzugangsverordnung“ gestrichen.
- b) In Nummer 8 werden nach den Wörtern „der Bundesnetzagentur nach“ die Wörter „§ 20 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes sowie“ eingefügt.

Artikel 6

Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In § 3 Nummer 42a wird das Wort „Stromstundenkontrakten“ durch die Wörter „Stromviertelstundenkontrakten am Day-Ahead-Markt“ ersetzt.

2. § 100 werden folgende Absätze angefügt:

(43) Für Strom aus Anlagen nach Absatz 1 gilt abweichend von Absatz 1, dass ab dem 1. Januar 2025 § 3 Nummer 42a und Anlage 1 dieses Gesetzes anstelle von § 3 Nummer 42a und Anlage 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung anzuwenden sind.

(44) Für den Zeitraum vom 1. Januar 2025 bis einschließlich des Tages, an dem die Strombörsen erstmalig in der vortägigen Auktion am Day-Ahead-Markt Stromviertelstundenkontrakte der Kopplung der Orderbücher zugrunde legen, sind § 3 Nummer 42a und Anlage 1 in der am 31. Dezember 2024 geltenden Fassung anzuwenden für:

- 1. die Berechnung der energieträgerspezifischen Monatsmarktwerte nach Anlage 1 Nummer 3, sofern nicht ein Fall des Satz 4 vorliegt,
- 2. die Veröffentlichungspflichten der Übertragungsnetzbetreiber nach Anlage 1 Nummer 5.1, 5.2 und 5.4, und
- 3. die Mitteilung der Informationen nach Anlage 1 Nummer 6 durch die Strombörsen an die Übertragungsnetzbetreiber.

[1] nach oben verschoben: <#>Die Inhaltsübersicht wird wie folgt geändert:¶

Für die Berechnung der energieträgerspezifischen Jahresmarktwerte nach Anlage 1 Nummer 4 für das Jahr 2025 ist Anlage 1 Nummer 4 für den Zeitraum bis einschließlich des Tages, an dem die Strombörsen erstmalig in der vortägigen Auktion am Day-Ahead-Markt Stromviertelstundenkontrakte der Kopplung der Orderbücher zugrunde legen, mit folgenden Maßgaben anzuwenden:

1. als Spotmarktpreis ist für jede Viertelstunde einer Kalenderstunde der für die betreffende Kalenderstunde ermittelte durchschnittliche Strompreis in Cent pro Kilowattstunde, der sich in der Preiszone für Deutschland aus der Kopplung der Orderbücher aller Strombörsen in der vortägigen Auktion von Stromstundenkontrakten am Day-Ahead-Markt ergibt, anzusetzen, und
2. die für jede einzelne Viertelstunde der Kalenderstunde maßgebliche Strommenge wird ermittelt, indem die Menge des nach der Online-Hochrechnung nach Anlage 1 Nummer 5.1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung gemäß Satz 1 Nummer 2 in dieser Kalenderstunde erzeugten Stroms der jeweiligen Technologie gleichmäßig auf die Viertelstunden verteilt wird.

Fällt der Tag, an dem die Strombörsen erstmalig in der vortägigen Auktion am Day-Ahead-Markt Stromviertelstundenkontrakte der Kopplung der Orderbücher zugrunde legen, in einem Monat auf einen anderen Tag als den Monatsersten, sind bei der Berechnung der energieträgerspezifischen Monatsmarktwerte nach Anlage 1 Nummer 3.2 und 3.3 für diesen Monat die Maßgaben nach Satz 2 Nummer 1 und 2 für alle Kalendertage des Monats bis einschließlich des Tages, an dem die Strombörsen erstmalig in der vortägigen Auktion am Day-Ahead-Markt Stromviertelstundenkontrakte der Kopplung der Orderbücher zugrunde legen, entsprechend anzuwenden.

(45) Um die Stunden zu ermitteln, in denen der Spotmarktpreis nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 dieses Gesetzes, nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am ... [einsetzen: Datum des Tages vor Inkrafttreten] gelten den Fassung und nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung negativ ist, ist für den Zeitraum vom 1. Januar 2025 bis einschließlich des Tages, an dem die Strombörsen erstmalig in der vortägigen Auktion am Day-Ahead-Markt Stromviertelstundenkontrakte der Kopplung der Orderbücher zugrunde legen, § 3 Nummer 42a in der am 31. Dezember 2024 geltenden Fassung anzuwenden. Ab dem Tag, an dem die Strombörsen erstmalig in der vortägigen Auktion am Day-Ahead-Markt Stromviertelstundenkontrakte der Kopplung der Orderbücher zugrunde legen, ist, sofern gemäß der jeweils geltenden Fassung des § 51 Absatz 1 als maßgebliche Zeiteinheit Stunden, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, zu ermitteln sind, eine Kalenderstunde dann zu berücksichtigen, wenn der Spotmarktpreis in jeder Viertelstunde dieser Kalenderstunde negativ ist.“

3. Anlage 1 (zu § 23a) Höhe der Marktpremie wird wie folgt geändert:
 - a) In den Nummern 3.3.2 und 4.3.2 wird das Wort „Stunde“ jeweils durch das Wort „Viertelstunde“ ersetzt.
 - b) In den Nummern 3.3.2, 4.3.2 und 6 Buchstabe b wird das Wort „Stunden“ jeweils durch das Wort „Viertelstunden“ ersetzt.
 - c) In den Nummern 5.1, 5.2 Buchstabe a und 6 Buchstabe a wird das Wort „stündlicher“ jeweils durch das Wort „viertelstündlicher“ ersetzt.
 - d) In Nummer 6 Buchstabe b wird das Wort „Stromstundenkontrakte“ durch das Wort „Stromviertelstundenkontrakte“ ersetzt.

Artikel 7

Weitere Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 5 dieses Gesetzes geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

Gelöscht: Artikel 5

1. Die Inhaltsübersicht wird wie folgt geändert:

a) Nach der Angabe zu § 8 werden folgende Angaben eingefügt:

Gelöscht: wird

„§ 8a Informationspflichten und Kommunikation bei Netzanschlussbegehren

§ 8b Besondere Regelungen zum Anschluss von Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 3

§ 8c Besondere Regelungen zum Anschluss von Solaranlagen

§ 8d Besondere Regelungen zum gemeinsamen Anschluss mit Stromspeicher

§ 8e Reservierung von Netzanschlusskapazität

§ 8f Flexible Netzanschlussvereinbarungen

§ 8g Mitteilung des Einspeiseortes“.

b) Die Angabe zu § 26 wird wie folgt gefasst:

Gelöscht: 8a eingefügt

„§ 26 Abschlüsse, Fälligkeit und Endabrechnung“.

Gelöscht: „§ 8a Kapazitätsreservierung; Festlegungskompetenz“.

c) Die Angabe zu § 94 wird wie folgt gefasst:

„§ 94 Verordnungsermächtigung zu systemdienlichem Anlagenbetrieb“.

d) Die Angabe zu § 99a wird wie folgt gefasst:

„§ 99a (weggefallen)“.

Gelöscht:)“.

2. § 3 wird wie folgt geändert:

a) In Nummer 22 wird das Wort „nicht“ durch die Wörter „weder nach den Anforderungen des § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1a errichtet worden ist noch“ ersetzt.

b) Nummer 29a wird wie folgt gefasst:

„29a. „hochaufgeständerte Solaranlage“ jede Solaranlage, die

- a) bei ausschließlich senkrecht ausgerichteten Solaranlagen insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 0,80 Metern aufgeständert ist,
- b) bei im regulären Betrieb beweglichen Solaranlagen mit einer lichten Höhe der Drehachse von mindestens 2,10 Metern aufgeständert ist und in jeder Ausrichtung eine lichte Höhe der Anlage von mindestens 0,80 Metern aufweist, oder
- c) sonst insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 2,10 Metern aufgeständert ist,“.

c) Die bisherige Nummer 29a wird Nummer 29b.

3. § 6 wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 2 Satz 1 wird das Wort „engespeiste“ durch das Wort „erzeugte“ ersetzt und werden die Wörter „und für die fiktive Strommenge nach Nummer 7.2 der Anlage 2“ gestrichen.
- b) In Absatz 3 Satz 1 wird das Wort „engespeiste“ durch das Wort „erzeugte“ ersetzt.
- c) In Absatz 5 werden die Wörter „und für die fiktive Strommenge nach Nummer 7.2 der Anlage 2“ gestrichen.

4. § 8 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

- aa) In Satz 1 wird das Semikolon und der nachfolgende Satzteil durch einen Punkt ersetzt.

bb) Nach 1 Satz wird folgender Satz eingefügt:

„Bei der Prüfung des wirtschaftlich günstigeren Verknüpfungspunkts sind die unmittelbar durch den Netzanschluss entstehenden Kosten zu berücksichtigen; Kosten für Kapazitätserweiterungen nach § 17 sind hierbei nur mit dem Anteil zu berücksichtigen, der der durch die Anlage in Anspruch genommenen Kapazität im Verhältnis zur Gesamtsteigerung der Kapazität des Netzes entspricht.“

b) In Absatz 2 werden die folgenden Sätze 2 und 3 angefügt:

„Dies kann auch ein Verknüpfungspunkt sein, der bereits von einer bestehenden Anlage genutzt wird, sofern der Betreiber der bestehenden Anlage der Mitnutzung zustimmt. Die Wahl nach Satz 1 und 2 kann mit dem Angebot einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung nach § 8f verbunden werden.“

c) Absatz 4 wird wie folgt neu gefasst:

„(4) Die Pflicht zum Netzanschluss besteht auch dann, wenn der Netzanschluss in dem angefragten Umfang erst durch die Optimierung, die Verstärkung oder den Ausbau des Netzes nach § 12 dieses Gesetzes oder nach § 11 des Energiewirtschaftsgesetzes möglich wird, ein Netzanschluss auf Basis einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung nach § 8f jedoch bereits möglich ist und der Anlagenbetreiber der Beschränkung der maximalen Wirkleistungseinspeisung in dem für die Gewährung des Netzanschlusses erforderlichen Umfang zustimmt.“

d) Die Absätze 5 bis 7 werden gestrichen.

5. Nach § 8 werden folgende §§ 8a bis 8g eingefügt:

§ 8a

Informationspflichten und Kommunikation bei Netzanschlussbegehren

(1) Der Netzbetreiber muss einem Netzanschlussbegehrenden nach Eingang eines Begehrens auf Anschluss einer Anlage, einschließlich eines Begehrens auf Änderung oder Erweiterung einer Anlage zur Erhöhung der installierten Leistung, (Netzanschlussbegehren) unverzüglich einen genauen Zeitplan für die Bearbeitung des Netzanschlussbegehrens übermitteln. In diesem Zeitplan ist anzugeben,

Gelöscht: In

Gelöscht: 5 wird folgender Satz angefügt: ¶
„Der Netzbetreiber hat die Möglichkeit zur Verfügung zu stellen, Netzanschlussbegehren und zugehörige Dokumente ausschließlich über seine Internetseite oder durch andere geeignete elektronische Medien zu übermitteln.“ ¶
Absatz 6 Satz

Gelöscht: Im Satzteil vor Nummer

Gelöscht: Wort „übermitteln“ durch das Wort „mitteilen“

Gelöscht: <#>In Nummer 1 werden nach dem Wort „Herstellung“ die Wörter „, Änderung oder Erweiterung“ und nach den Wörtern „erforderlichen Arbeitsschritte“ die Wörter „einschließlich des voraussichtlichen Zeitbedarfs für die Optimierungs-, Verstärkungs- oder Ausbaumaßnahmen des Netzes, sofern diese für den Zeitplan des Netzanschlusses relevant sind“ eingefügt. ¶
<#>Absatz 7 wird wie folgt geändert: ¶
<#>In Satz 1 werden nach den Wörtern „für Netzanschlussbegehren“ die Wörter „für Anlagen nach Absatz 1 Satz 2“ eingefügt und nach den Wörtern „bis zu dem in Absatz 1 Satz 2 genannten Schwellenwert“ werden die Wörter „nach Absatz 1 Satz 2“ gestrichen. ¶
<#>Satz

Gelöscht: geändert

Gelöscht: <#>Im Satzteil vor Nummer 1 wird das Wort „übermitteln“ durch das Wort „mitteilen“ ersetzt. ¶
<#>In Nummer 1 werden nach dem Wort „Herstellung“ die Wörter „, Änderung oder Erweiterung“ und nach den Wörtern „erforderlichen Arbeitsschritten“ die Wörter „einschließlich des voraussichtlichen Zeitbedarfs für die Optimierungs-, Verstärkungs- oder Ausbaumaßnahmen des Netzes, sofern diese für den Zeitplan des Netzanschlusses relevant sind“ eingefügt. ¶
<#>Folgende Absätze 8 bis 11 werden angefügt: ¶

Gelöscht: <#>„. Anstelle der Absätze 5 und 6 sind für Netzanschlussbegehren ab dem 1. Januar 2026 die Bestimmungen dieses Absatzes anzuwenden. Ein Netzbetreiber muss für ein Begehren auf

Gelöscht: auf seiner Internetseite die folgenden allgemeinen Informationen zur Verfügung stellen:

1. in welchen Arbeitsschritten das Netzanschlussbegehren bearbeitet wird und
2. welche weiteren Informationen die Netzanschlussbegehrenden aus ihrem Verantwortungsbereich den Netzbetreibern übermitteln müssen, damit die Netzbetreiber ihre Pflichten nach diesem Paragraphen erfüllen oder ihre Planungen nach § 12 durchführen können

(1) Der Netzbetreiber muss dem Netzanschlussbegehrenden nach Eingang der erforderlichen Informationen unverzüglich, spätestens aber innerhalb von acht Wochen, mit dem Ergebnis seiner Netzverträglichkeitsprüfung Folgendes mitteilen:

1. einen Zeitplan für die unverzügliche Herstellung, Änderung oder Erweiterung des Netzanschlusses mit allen erforderlichen Arbeitsschritten, einschließlich des voraussichtlichen Zeitbedarfs für etwaige, hierfür relevante, Optimierungs-, Verstärkungs- oder Ausbaumaßnahmen des Netzes,
2. alle Informationen, die Netzanschlussbegehrende für die Prüfung des Verknüpfungspunktes benötigen, sowie auf Antrag die für eine Netzverträglichkeitsprüfung erforderlichen Netzdaten,
3. die Information, ob bei der Herstellung des Netzanschlusses der Anlage die Anwesenheit des Netzbetreibers erforderlich ist,
4. einen nachvollziehbaren und detaillierten Voranschlag der Kosten, die den Anlagenbetreibern durch den Netzanschluss entstehen; dieser Kostenvoranschlag umfasst nur die Kosten, die durch die technische Herstellung des Netzanschlusses entstehen, und insbesondere nicht die Kosten für die Gestattung der Nutzung fremder Grundstücke für die Verlegung der Netzanschlussleitung,
5. die zur Erfüllung der Pflichten nach § 9 Absatz 1 bis 2 erforderlichen Informationen.

(1) Netzbetreiber haben die Möglichkeit zur Verfügung zu stellen, Netzanschlussbegehren und erforderliche Informationen auch über ihre jeweilige Internetseite oder durch andere geeignete elektronische Medien zu übermitteln.

(2) Anstelle der Absätze 1 und 2 sind für Netzanschlussbegehren, die ab dem 1. Januar 2026 bei einem Netzbetreiber eingehen, die Bestimmungen der nachfolgenden Absätze 5 bis 7 anzuwenden.

(3) Netzbetreiber müssen auf ihrer jeweiligen Internetseite die folgenden allgemeinen Informationen zur Verfügung stellen:

1. in welchen Arbeitsschritten ein Netzanschlussbegehren bearbeitet wird,
2. die Angabe, welche Informationen Netzanschlussbegehrende aus ihrem Verantwortungsbereich einem Netzanschlussbegehren der jeweiligen Anlagenart beifügen müssen, damit der Netzbetreiber seine Pflichten nach dieser Vorschrift erfüllen oder seine Planung nach § 12 durchführen kann, und
3. die Informationen über die zur Erfüllung der Pflichten nach § 9 Absatz 1 bis 2 notwendige Ausstattung.

Stellt der Netzbetreiber auf seiner Internetseite eine Plattform zur Verfügung über die Netzanschlussbegehren übermittelt werden können, kann der Netzbetreiber ab dem 1. Januar 2027, die Übermittlung des Netzanschlussbegehrens und der erforderlichen Informationen auf diesem Weg verlangen.

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Gelöscht: ein

Gelöscht: ,

Gelöscht: die Angabe,

Gelöscht: Anschlussbegehrende

Gelöscht: dem Netzbetreiber für ein Netzanschlussbegehren der jeweiligen Anlagenart

Gelöscht: der

Gelöscht: seine

Gelöscht: dieser Vorschrift

Gelöscht: seine Planung

Gelöscht:

Gelöscht: kann, und¶
die Informationen über die zur Erfüllung der Pflichten nach § 9 Absätzen 1 bis 2 notwendige Ausstattung.¶
Der Netzbetreiber hat die Möglichkeit zur Verfügung zu stellen, Netzanschlussbegehren und zugehörige Dokumente ausschließlich über seine Internetseite oder durch andere geeignete elektronische Medien zur Übermittlung. Stellt der Netzbetreiber auf seiner Internetseite eine Plattform zur Verfügung über die Netzanschlussbegehren übermittelt werden

Gelöscht: , ist der Netzbetreiber ab dem 1. Januar 2027 berechtigt, die Übermittlung des Anschlussbegehrens auf diesem Weg zu verlangen. Hierauf hat er im Rahmen der allgemeinen Informationen nach Satz 2 hinzuweisen. Der Netzbetreiber hat dem Anschlussbegehrenden den Eingang des Netzanschlussbegehrens unverzüglich in Textform zu bestätigen.

Gelöscht: Anschlussbegehrenden

Gelöscht: eines Netzanschlussbegehrens

Gelöscht: ihrer

Gelöscht: die unverzügliche

Gelöscht: die unverzügliche

Gelöscht: die

Gelöscht: sofern diese für den Zeitplan des Netzanschlusses relevant sind,

Gelöscht: ein Anschlussbegehrender

Gelöscht: benötigt

Gelöscht: und

Gelöscht:

Gelöscht:

[2] verschoben (Einfügung)

(4) Der Netzbetreiber muss dem Netzananschlussbegehrenden nach Eingang eines Netzananschlussbegehrens unverzüglich, spätestens aber innerhalb von acht Wochen, mit dem Ergebnis seiner Netzverträglichkeitsprüfung Folgendes mitteilen:

1. einen Zeitplan für die unverzügliche Herstellung, die unverzügliche Änderung oder die unverzügliche Erweiterung des Netzan Anschlusses mit allen erforderlichen Arbeitsschritten, einschließlich des voraussichtlichen Zeitbedarfs für etwaige, hierfür relevante, Optimierungs-, Verstärkungs- oder Ausbaumaßnahmen des Netzes,
2. alle Informationen, die der Netzananschlussbegehrende für die Prüfung des Verknüpfungspunktes benötigt, sowie auf Antrag die für eine Netzverträglichkeitsprüfung erforderlichen Netzdaten,
3. die Information, ob bei der Herstellung des Netzan Anschlusses der Anlage die Anwesenheit des Netzbetreibers erforderlich ist,
4. einen nachvollziehbaren und detaillierten Voranschlag der Kosten, die dem Anlagenbetreiber durch den Netzananschluss entstehen; dieser Kostenvoranschlag umfasst nur die Kosten, die durch die technische Herstellung des Netzan Anschlusses entstehen, und insbesondere nicht die Kosten für die Gestattung der Nutzung fremder Grundstücke für die Verlegung der Netzan Anschlussleitung, und
5. die zur Erfüllung der Pflichten nach § 9 Absatz 1 bis 2 erforderlichen Informationen.

Das Recht der Anlagenbetreiber nach § 10 Absatz 1 bleibt auch dann unberührt, wenn der Netzbetreiber den Kostenvoranschlag nach Satz 1 Nummer 4 übermittelt hat.

(5) Der Netzbetreiber hat dem Netzananschlussbegehrenden den Eingang des Netzan Anschlussbegehrens unverzüglich in Textform zu bestätigen. Soweit Informationen nach Absatz 5 Satz 1 Nummer 2, fehlen oder zusätzliche Informationen für die Prüfung des Netzan Anschlussbegehrens erforderlich sind, hat der Netzbetreiber diese vollständig innerhalb von zwei Wochen nach Eingang eines Netzan Anschlussbegehrens von dem Netzan Anschlussbegehrenden nachzufordern. Die Frist nach Absatz 6 Satz 1 von acht Wochen beginnt in diesem Fall erneut mit dem Eingang der nachgeforderten Informationen beim Netzbetreiber. Den Eingang der nachgeforderten Information hat der Netzbetreiber dem Netzan Anschlussbegehrenden unverzüglich in Textform zu bestätigen.

(6) Die Netzbetreiber stimmen bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025 untereinander einheitliche Formate und Anforderungen an Inhalte der nach Absatz 5 Satz 2 zur Verfügung zu stellenden Informationen sowie der Mitteilung nach Absatz 6 Satz 1 ab.

§ 8b

Besondere Regelungen zum Anschluss von Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 3

(1) Für Begehren auf Netzananschluss von Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 3, die nach dem ... [einsetzen: Tag vor dem Inkrafttreten nach Artikel ... dieses Gesetzes] beim Netzbetreiber eingehen, sind abweichend von § 8a Absatz 1 und 2 die Bestimmungen des § 8a Absatz 5 und 6 sowie hiervon abweichend oder ergänzend die Bestimmungen der nachfolgenden Absätze 2 und 3 anzuwenden.

(2) Netzbetreiber haben

1. auf Ihrer Internetseite allgemeine Informationen zu den Kosten, die einem Anlagenbetreiber durch einen Netzananschluss entstehen, zur Verfügung zu stellen.

Gelöscht: 2

Gelöscht: Nummer 2

Gelöscht: Anschlussbegehrenden

Gelöscht: Satz 7

Gelöscht: Auf den Eingang der nachgeforderten Informationen ist Satz 6 entsprechend anzuwenden. Sind die seitens des Anschlussbegehrenden nachgereichten Informationen nicht vollständig, hat der Netzbetreiber hierauf innerhalb von zwei Wochen hinzuweisen. Die Frist nach Satz 7 beginnt in diesem Fall jeweils erneut mit dem Eingang der nachgeforderten Informationen bei dem Netzbetreiber. Der Netzbetreiber hat den Eingang der nachgeforderten Information nach Satz 11 unverzüglich in Textform zu bestätigen. Das Recht der Anlagenbetreiber nach § 10 Absatz 1 bleibt auch dann unberührt, wenn der Netzbetreiber den Kostenvoranschlag nach Satz 7 Nummer 4 übermittelt hat. Die Netzbetreiber stimmen bis zum 1. Januar 2026 untereinander einheitliche Formate und Anforderungen an Inhalte der nach Satz 2 Nummer 2 bereitzustellenden Angaben sowie der Mitteilung nach Satz 7 ab

Gelöscht: Anstelle

Gelöscht: Absatzes 7 sind für ein Netzan Anschlussbegehren für

Gelöscht: Satz

Gelöscht:

Gelöscht: 2, einschließlich

Gelöscht: Änderung oder Erweiterung der

Gelöscht: zur Erhöhung der insgesamt installierten Leistung bis zu dem in Absatz 1 Satz

Gelöscht: genannten Schwellenwert, ab dem 1. Januar 2026 die

Gelöscht: dieses Absatzes

Gelöscht: Ein

Gelöscht: muss

Gelöscht: seiner

Gelöscht: insbesondere die folgenden allgemeinen Informationen zur Verfügung stellen:¶ die Information,

[2] nach oben verschoben: in welchen Arbeitsschritten ein Netzan Anschlussbegehren bearbeitet wird,¶

Gelöscht: die Angabe, welche

Gelöscht: ein Anschlussbegehrender aus seinem Verantwortungsbereich dem Netzbetreiber übermitteln muss, damit der Netzbetreiber den Verknüpfungspunkt ermitteln oder seine Planung nach § 12 durchführen kann,¶ die

Gelöscht: und

2. die Mitteilung nach § 8a Absatz 6 Satz 1 spätestens innerhalb eines Monats zu übermitteln, und
3. ihre im Fall von Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 3 nur ausnahmsweise erforderliche Anwesenheit bei der Herstellung des Netzanschlusses der Anlage im Rahmen der Mitteilung nach § 8a Absatz 6 Satz 1 einfach und verständlich anhand des Einzelfalls zu begründen.

(3) Anlagenbetreiber können den Anschluss von Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 3 unter Einhaltung der für die Ausführung eines Netzanschlusses maßgeblichen Regelungen an dem bestehenden Verknüpfungspunkt des Grundstücks vornehmen lassen, wenn der Netzbetreiber nicht innerhalb der Frist von einem Monat nach Absatz 2 Nummer 3 die Information übermittelt, dass der bereits bestehende Netzanschluss technisch noch nicht als Verknüpfungspunkt geeignet ist. Der Anschluss kann ohne die Anwesenheit des Netzbetreibers vorgenommen werden

1. in den Fällen nach Satz 1, oder

2. wenn der Netzbetreiber in seiner Mitteilung nach § 8a Absatz 6 Satz 1 nicht angibt, ob bei der Herstellung des Netzanschlusses der Anlage die Anwesenheit des Netzbetreibers erforderlich ist, oder dies nicht einfach und verständlich anhand des Einzelfalls begründet.

Zur Bestimmung der Größe der Anlagen und des günstigsten Netzverknüpfungspunktes ist § 8 Absatz 1 Satz 3 entsprechend anzuwenden.

(4) § 8a Absatz 5 Satz 2 bleibt unberührt. Netzbetreiber haben bis zum 1. Januar 2025 eine möglichst weitgehende Vereinheitlichung der Formate und Anforderungen an Inhalte der nach § 8a Absatz 5 Satz 1 zur Verfügung zu stellenden Informationen, einschließlich der Informationen nach Absatz 2 Nummer 1, sowie der Mitteilung nach § 8a Absatz 6 Satz 1 vorzunehmen. § 8a Absatz 7 gilt ab dem 1. Januar 2026 mit der Maßgabe, dass im Fall des § 8a Absatz 7 Satz 3 die nach Absatz 2 Nummer 3 abweichend geregelte Frist von einem Monat erneut zu laufen beginnt.

§ 8c

Besondere Regelungen zum Anschluss von Solaranlagen

(1) Ein Steckersolargerät oder mehrere Steckersolargeräte mit einer installierten Leistung von insgesamt bis zu 2 Kilowatt und einer Wechselrichterleistung von insgesamt bis zu 800 Voltampere, die hinter der Entnahmestelle eines Letztverbrauchers betrieben werden und der unentgeltlichen Abnahme zugeordnet werden, können unter Einhaltung der für die Ausführung eines Netzanschlusses maßgeblichen Regelungen angeschlossen werden. Registrierungsspflichten nach der Marktstammdatenregisterverordnung bleiben unberührt; zusätzliche gegenüber dem Netzbetreiber abzugebende Meldungen von Anlagen nach Satz 1 können nicht verlangt werden.

(2) Für eine Solaranlage oder mehrere Solaranlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt über 30 Kilowatt bis insgesamt höchstens 100 Kilowatt sind § 8b Absatz 3 Satz 1 sowie § 8b Absatz 3 Satz 2 Nummer 1 mit der Maßgabe anzuwenden, dass für die fristgerechte Übermittlung die in § 8a Absatz 2 Satz 1 oder, ab dem 1. Januar 2026, die in § 8a Absatz 6 Satz 1 geregelte Frist von acht Wochen maßgeblich ist, wenn sich die Solaranlagen auf einem Grundstück mit bereits bestehendem Netzanschluss befinden und die insgesamt installierte Leistung an diesem Verknüpfungspunkt die Kapazität des bestehenden Netzanschlusses nicht übersteigt. In diesem Fall gilt der Verknüpfungspunkt des Grundstücks mit dem Netz als günstigster Verknüpfungspunkt.

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Gelöscht: Informationen über die zur Erfüllung der Pflichten

Gelöscht: 9

Gelöscht:

Gelöscht: bis 2a notwendige Ausstattung.

Gelöscht: Der Netzbetreiber hat dem Anschlussbegehrenden den Eingang des Netzanschlussbegehrens unverzüglich in Textform zu bestätigen. Der

Gelöscht: muss ein Webportal zur Verfügung stellen, über das das Netzanschlussbegehren nach Satz 1 gestellt und die Informationen nach Satz 2 Nummer 2 übermittelt werden können. Der Netzbetreiber muss einem Anschlussbegehrenden nach Eingang des Anschlussbegehrens unverzüglich, spätestens innerhalb von einem Monat, mit dem Ergebnis seiner Netzverträglichkeitsprüfung die folgenden spezifischen Informationen mitteilen:¶ einen Zeitplan für die unverzügliche Herstellung, die unverzügliche Änderung oder die unverzügliche Erweiterung des Netzanschlusses mit allen erforderlichen Arbeitsschritten, einschließlich des voraussichtlichen Zeitbedarfs für die Optimierungs-, Verstärkungs- oder Ausbaumaßnahmen, sofern diese für den Zeitplan des Netzanschlusses relevant sind,¶ auf Verlangen alle Informationen, die der Anschlussbegehrende für die Prüfung nach den Absätzen 1 bis 3 benötigt, sowie die für die Netzverträglichkeitsprüfung erforderlichen Netzdaten,¶ die Information

Gelöscht: ; wenn der Netzbetreiber die Anwesenheit ausnahmsweise für erforderlich hält, ist

Gelöscht: zu begründen,

Gelöscht: <#>einen nachvollziehbaren und detaillierten Voranschlag der Kosten, die durch den Netzanschluss entstehen; dieser Kostenvoranschlag umfasst nur die Kosten, die durch die technische Herstellung des Netzanschlusses entstehen, und insbesondere nicht die Kosten für die Gestaltung der Nutzung fremder Grundstücke für die Verlegung der Netzanschlusssleitung,¶ <#>die Informationen über die zur Erfüllung der Pflichten nach § 9 Absatz 1 bis 2 notwendige Ausstattung.¶

<#>Das Format und die Inhalte der nach den Sätzen 2, 4 und 5 bereitzustellenden Informationen und Webportale sind von den Netzbetreibern möglichst weitgehend zu vereinheitlichen. Soweit Informationen nach Satz 2 Nummer 2 fehlen oder zusätzliche Informationen für die Prüfung des Netzanschlussbegehrens erforderlich sind, hat der Netzbetreiber diese vollständig innerhalb von zwei Wochen nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens von dem Anschlussbegehrenden nachzufordern. Die Frist nach Satz 5 beginnt in diesem Falle erneut mit dem Eingang der nachgeforderten Informationen beim Netzbetreiber. Auf den Eingang der nachgeforderten Informationen ist Satz 3 entsprechend anzuwenden. Sind die seitens des

[15]

Gelöscht: Leitung

Gelöscht: ist Absatz 9 Satz 11 entsprechend

Gelöscht: Absatz 8 Satz 5

§ 8d

Besondere Regelungen zum gemeinsamen Anschluss mit Stromspeicher

§ 8a und § 8b sind entsprechend auch auf Stromspeicher anzuwenden, sofern diese gemeinsam mit einer Anlage angeschlossen werden sollen und das Netzanschlussbegehren vom Netzanschlussbegehrenden gemeinsam gestellt wird.

§ 8e

Reservierung von Netzanschlusskapazität

(1) Geht bei einem Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes ein Netzanschlussbegehren für eine Anlage mit einer installierten Leistung von mindestens 135 Kilowatt im Elektrizitätsverteilernetz ein, so hat er die entsprechende Netzanschlusskapazität nach den nach Absatz 2 entwickelten und von der Bundesnetzagentur nach Absatz 3 bestätigten Vorgaben zu reservieren. Hierzu ist an dem nach § 8 ermittelten Netzverknüpfungspunkt bis zum Ablauf der Reservierungsdauer die im Rahmen der Mitteilung nach § 8a Absatz 6 Satz 1 zugesagte Netzanschlusskapazität verbindlich für die Anlage des Netzanschlussbegehrenden vorzuhalten (Reservierung von Netzanschlusskapazität). Die Reservierungsdauer ist auf einzelne, aufeinanderfolgende Zeiträume zu befristen (Reservierungsabschnitte). Die Reservierung von Netzanschlusskapazität ist an den Projektfortschritt in Bezug auf die Anlage, für die Netzanschlusskapazität reserviert werden soll, zu binden.

(2) Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben unter angemessener Berücksichtigung der Belange von Netzanschlussbegehrenden gemeinsame, objektive, transparente und diskriminierungsfreie Vorgaben für die Reservierung von Netzanschlusskapazität nach Absatz 1 zu entwickeln. Hierbei sind, differenziert nach Art der Anlage, insbesondere Vorgaben zu treffen zu

1. der Dauer der Reservierungsabschnitte, wobei ein Abschnitt jeweils auf eine Dauer zwischen sechs Monaten und zwei Jahren zu befristen ist,
2. geeigneten Nachweisen des Netzanschlussbegehrenden zum Projektfortschritt in Bezug auf seine Anlage, die beim Netzbetreiber einzureichen sind
 - a) für die Erlangung einer Reservierung sowie
 - b) für Verlängerungen der Reservierung in weiteren Reservierungsabschnitten,
3. Besonderheiten für Anlagen, die zur Ermittlung des anzulegenden Wertes an Ausschreibungen teilnehmen müssen, und
4. der Erneuerung von Reservierungen, die bereits nach individuellen Bedingungen der Netzbetreiber bestehen, wobei der jeweilige Projektfortschritt in Bezug auf die Anlage zu berücksichtigen ist.

Verbände, deren satzungsgemäßer Aufgabenbereich von den Vorgaben im Sinne von Satz 1 betroffen ist, sind angemessen zu beteiligen.

(3) Die von den Betreibern von Elektrizitätsverteilernetzen nach Absatz 2 erarbeiteten Vorgaben sind der Bundesnetzagentur bis spätestens zum Ablauf des ... [einsetzen: Datum desjenigen Tages des neunten auf den Monat des Inkrafttretens nach Artikel 8 Absatz 1 ... dieses Gesetzes, folgenden Kalendermonats, dessen Zahl mit der des Tages des Inkrafttretens übereinstimmt, oder, wenn es einen solchen Kalendertag nicht gibt, Datum des ersten Tages des darauffolgenden Kalendermonats] zur

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Gelöscht: Die Bestimmungen dieser Vorschrift

Gelöscht: einen

Gelöscht: in dem abweichend von § 3 Nummer 1 nicht ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas zwischengespeichert wird,

Gelöscht: kombiniert

Gelöscht: nach Absatz 1 Satz 2

Gelöscht: soll

Gelöscht: Anschlussbegehrenden gemeinsam nach Absatz 9

Gelöscht: .“

Gelöscht: <#>Nach § 8 wird folgender § 8a eingefügt:¶
<#>„§ 8a¶
<#>Kapazitätsreservierung¶
<#>Der

Gelöscht: hat für

Gelöscht: Anlagen

Gelöscht: verpflichtend

Gelöscht: Kriterien

Gelöscht: Absatz 8 Satz 7

Gelöscht: , jeweils

Gelöscht: zu binden, den der Anschlussbegehrende nachzuweisen hat

Gelöscht: Anschlussbegehrenden

Gelöscht: Kriterien

Gelöscht: Absatz 1

Gelöscht: Die Kriterien haben

Gelöscht: enthalten über

Gelöscht: die

Gelöscht: geeignete Nachweise

Gelöscht: durch Anschlussbegehrende

Gelöscht:

Gelöscht: beim Netzbetreiber einzureichen sind

Gelöscht: die

Gelöscht: bestehenden Reservierungen,

Gelöscht: Absatz 2

Gelöscht: Kriterien

Gelöscht: Artikel 8 Absatz 1

Bestätigung vorzulegen. Die Bundesnetzagentur bestätigt die Vorgaben oder verlangt Änderungen. Verlangt die Bundesnetzagentur Änderungen, so haben die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen diese innerhalb von bis zu zwei Monaten umzusetzen und die Vorgaben der Bundesnetzagentur erneut zur Bestätigung vorzulegen. Die Bundesnetzagentur kann Vorgaben zu Form und Frist für das Verfahren nach den Sätzen 1 bis 3 machen. Die Bestätigung der Vorgaben durch die Bundesnetzagentur hat jedoch bis spätestens zum ... [einsetzen: Datum desjenigen Tages des achtzehnten auf den Monat des Inkrafttretens nach Artikel 8 Absatz 1 ... dieses Gesetzes folgenden Kalendermonats, dessen Zahl mit der des Tages des Inkrafttretens übereinstimmt, oder, wenn es einen solchen Kalendertag nicht gibt, Datum des ersten Tages des darauffolgenden Kalendermonats] zu erfolgen.

(4) Der Netzanschlussbegehrende hat die Nachweise nach Absatz 2 Nummer 2 zum Projektfortschritt für die Reservierung des ersten Reservierungsabschnitts bereits dem Netzanschlussbegehren als Informationen nach § 8a Absatz 5 Satz 1 Nummer 2 beizufügen. Die Reservierung für den ersten Reservierungsabschnitt hat durch den Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes mit Mitteilung des ermittelten Verknüpfungspunkts nach § 8a Absatz 6 Satz 1 zu erfolgen. Soweit der Netzanschlussbegehrende die Errichtung und den Netzanschluss der Anlage für die eine Reservierung erfolgt ist, nicht weiterverfolgt, hat er dies dem Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes unverzüglich mitzuteilen.

(5) Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen sind verpflichtet, spätestens ab dem ... [einsetzen: Angabe des Tages und Monats des Inkrafttretens nach Artikel 8 Absatz 1 ... dieses Gesetzes sowie die Jahreszahl des zweiten auf das Inkrafttreten folgenden Jahres] eine Reservierung von Netzanschlusskapazität nach Absatz 1 Satz 1 für Netzanschlussbegehren, die ab diesem Zeitpunkt bei ihm eingehen, vorzunehmen. Für Netzanschlussbegehren, die vor dem in Satz 1 bestimmten Zeitpunkt eingegangen sind, gelten die bis dahin durch den Netzbetreiber individuell aufgestellten Bedingungen einer Reservierung von Netzanschlusskapazität für die Dauer von bis zu einem Jahr nach dem in Satz 2 bestimmten Zeitpunkt fort. Danach ist die Reservierung nach Maßgabe der in Absatz 2 Satz 2 Nummer 4 genannten Vorgaben zu erneuern.

§ 8f

Flexible Netzanschlussvereinbarungen

(1) Der Netzbetreiber und der Anlagenbetreiber können eine anschlussseitige Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung in das Netz vereinbaren (flexible Netzanschlussvereinbarung). Die Einhaltung der Wirkleistungsbegrenzung ist durch den Anlagenbetreiber jederzeit durch geeignete technische Maßnahmen sicherzustellen. Die Wirkleistungsbegrenzung kann auch auf einzelne Zeitfenster beschränkt sein und in ihrer Höhe je Zeitfenster variieren.

(2) In der flexiblen Netzanschlussvereinbarung sind insbesondere Regelungen zu treffen

1. zur Höhe der anschlussseitig begrenzten maximalen Wirkleistungseinspeisung,
2. sofern dies ermöglicht werden soll, zu Zeitfenstern mit unterschiedlich hoch begrenzten maximalen Wirkleistungseinspeisungen,
3. zur Dauer der anschlussseitigen Begrenzung sowie zu den anschließend geltenden Regelungen, sofern die Begrenzung nicht dauerhaft vorgesehen ist,

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Gelöscht: Kriterien

Gelöscht: sind diese von den Betreibern

Gelöscht: Kriterien sind

Gelöscht: Sätzen 1 und 2 2

Gelöscht:

Gelöscht: Kriterien

Gelöscht: Artikel 8 Absatz 1

Gelöscht: Absatz 1

Gelöscht: Anschlussbegehrende

Gelöscht: in den Kriterien

Gelöscht: Absatz 2

Gelöscht: eine

Gelöscht: im

Gelöscht: Reservierungsabschnitt als notwendig aufgeführten Nachweise für den Projektfortschritt

Gelöscht: mit Stellung des Netzanschlussbegehrens einzureichen. Dabei sind diese Nachweise

Gelöscht: Absatz 8 Satz 2 Nummer 2.

Gelöscht: Absatz 8 Satz 7

Gelöscht: Anschlussbegehrende

Gelöscht: Anschluss

Gelöscht: der Anschlussbegehrende

Gelöscht: Netzbetreiber

Gelöscht: Der

Gelöscht: eines Elektrizitätsverteilernetzes ist

Gelöscht: Artikel 8 Absatz 1

Gelöscht: Absatz 1 Satz 1

Gelöscht: Anschlussbegehren

Gelöscht: Satz 1

Gelöscht: gestellt worden

Gelöscht: Kapazitätsreservierung

Gelöscht: Satz 2

Gelöscht: Absatz 2 Satz 2 Nummer 4

Gelöscht: und von der Bundesnetzagentur nach Absatz 4 bestätigten Kriterien zu erneuern."

4. zur Sicherstellung der technischen Anforderungen an die Begrenzung der maximalen Wirkleistungseinspeisung,
5. zur Haftung des Anlagenbetreibers bei Überschreitung der maximalen Wirkleistungseinspeisung und
6. zum Einverständnis anderer Anlagenbetreiber oder Betreiber von Stromspeichern, sofern über denselben Netzverknüpfungspunkt Anlagen oder Stromspeicher anderer Betreiber bereits angeschlossen sind oder zeitgleich angeschlossen werden sollen.

Im Fall von Satz 1 Nummer 6 sind ergänzende Regelungen zu treffen zur gemeinsamen Verantwortung der Anlagenbetreiber und Betreiber von Stromspeichern für die Einhaltung der Regelungen sowie zu einer gesamtschuldnerischen Haftung nach Satz 1 Nummer 5.

(3) Liegt der technisch und wirtschaftlich günstigste Verknüpfungspunkt, der im Hinblick auf die Spannungsebene geeignet ist, nach § 8 Absatz 1 Satz 1 Alternative 2 nicht an der Stelle mit der in der Luftlinie kürzesten Entfernung zum Standort der Anlage nach § 8 Absatz 1 Satz 1 Alternative 1, so hat der Netzbetreiber für diesen Punkt die grundsätzliche Möglichkeit des Abschlusses einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung zu prüfen und dem Anlagenbetreiber das Ergebnis dieser Prüfung gemeinsam mit dem Ergebnis seiner Netzverträglichkeitsprüfung mitzuteilen.

§ 8g

Mitteilung des Einspeiseortes

Der Netzbetreiber teilt dem Anschlussbegehrenden innerhalb von vier Wochen, nachdem sich der Netzbetreiber und der Anschlussbegehrende auf einen Verknüpfungspunkt geeinigt haben, alphanumerische Bezeichnungen des vereinbarten Ortes der Messung, der Entnahme und der Einspeisung von Energie mit.“

6. § 9 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt gefasst:

„(1) Betreiber von Anlagen und KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 2 Kilowatt haben sicherzustellen, dass ihre Anlagen und KWK-Anlagen in einem technischen Zustand betrieben und erhalten werden, bei dem Netzbetreiber oder andere Berechtigte jederzeit

1. die Ist-Einspeisung abrufen können und
2. die Einspeiseleistung stufenweise oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenlos ferngesteuert regeln können.“

b) Absatz 1a wird wie folgt gefasst:

„(1a) Die Ausstattung von Anlagen und KWK-Anlagen mit intelligenten Messsystemen und technischen Einrichtungen, mit denen Netzbetreiber oder sonstige Berechtigte jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung stufenweise oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenlos über das Smart-Meter-Gateway und daran angebundene Steuerungseinrichtungen ferngesteuert regeln können, richtet sich nach Teil 2 des Messstellenbetriebsgesetzes. Im Rahmen der Ausstattung nach Satz 1 hat der Anlagenbetreiber den ordnungsgemäßen

technischen Zustand der elektrischen Anlage hinter der Hausanschlussicherung sicherzustellen. Die Pflicht des Anlagenbetreibers nach Satz 2 gilt auch gegenüber dem Messstellenbetreiber, damit dieser seine Verpflichtungen zum Einbau und Betrieb von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen nach den §§ 3 und 29 des Messstellenbetriebsgesetzes erfüllen kann; dabei sind vorbehaltlich sonstiger Rechtsvorschriften die allgemein anerkannten Regeln der Technik zu beachten.“

c) Absatz 1b wird aufgehoben.

d) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Bis zum Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes und der erstmalig erfolgreichen Testung der Anlage auf Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber über diese neu eingebaute Technik sowie unbeschadet weiterer Vorgaben im Zusammenhang mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes müssen Betreiber von

1. Anlagen und KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung ab 100 Kilowatt sicherstellen, dass ihre Anlagen mit technischen Einrichtungen ausgestattet sind, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung ganz oder teilweise ferngesteuert reduzieren kann,
2. Anlagen und KWK-Anlagen mit einer installierten Leistung ab 25 Kilowatt und weniger als 100 Kilowatt sicherstellen, dass ihre Anlagen mit technischen Einrichtungen ausgestattet sind, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen und die Einspeiseleistung ganz oder teilweise ferngesteuert reduzieren kann, oder
3. Anlagen, die der Einspeisevergütung oder dem Mieterstromzuschlag nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 oder 3 zugeordnet sind, und KWK-Anlagen jeweils mit einer installierten Leistung von mehr als 2 Kilowatt und weniger als 25 Kilowatt am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 50 Prozent der installierten Leistung begrenzen.

Die Pflicht nach Satz 1 kann bei mehreren Anlagen, die gleichartige erneuerbare Energien einsetzen und über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, auch mit einer gemeinsamen technischen Einrichtung erfüllt werden, wenn hiermit die jeweilige Pflicht nach Satz 1 für die Gesamtheit der Anlagen erfüllt werden kann. Der Netzbetreiber hat die Testung auf Ansteuerbarkeit nach Satz 1 spätestens im Rahmen der nächsten, auf den Einbau des intelligenten Messsystems und der technischen Einrichtungen im Sinne des Absatzes 1 folgenden, nach § 12 Absatz 2b Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes durchzuführenden testweisen Anpassungen sowie Abrufung der Ist-Einspeisung vorzunehmen.“

e) Nach Absatz 2 wird folgender Absatz eingefügt:

„(2a) Ab dem 1. Januar 2028 und nach dem Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes hat der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber bis zu einer nach Absatz 2 Satz 1 erfolgreich durchgeführten Testung zum Ausgleich der entstehenden Aufwendungen für den Weiterbetrieb von technischen Einrichtungen nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 und 2 für jedes angefangene Jahr einen Betrag von 100 Euro brutto zu zahlen. Dies gilt nicht, wenn der Netzbetreiber eine erfolglose Testung nach Satz 1 nicht zu vertreten hat.“

f) In Absatz 4 wird die Angabe „§ 95 Nummer 2a“ durch die Angabe „§ 19 Absatz 2 Satz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes“ ersetzt.

7. In § 10 Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:

„Soweit bei dem Anschluss nach Satz 1 eine elektrische Anlage hinter einer Hausanschluss-sicherung im Sinne des § 13 Absatz 1 Satz 1 der Niederspannungsanschluss-verordnung errichtet, erweitert, geändert oder instandgehalten wird, bleiben die dafür geltenden Anforderungen an eine Eintragung in das Installateurverzeichnis eines Netzbetreibers unberührt.“

8. § 10a wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 2 Satz 1 wird die Angabe „§ 8 Absatz 5a Satz 1“ durch die Angabe „§ 8c Absatz 1 Satz 1“ ersetzt.

b) In Absatz 3 Satz 1 wird die Angabe „§ 8 Absatz 5a Satz 1“ durch die Angabe „§ 8c Absatz 1 Satz 1“ ersetzt.

9. § 10b wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 Nummer 1 Buchstabe b werden nach dem Wort „Einspeiseleistung“ die Wörter „vollständig oder, sobald jeweils die technische Möglichkeit besteht,“ eingefügt und werden die Wörter „, sobald die technische Möglichkeit besteht,“ gestrichen.

bb) In Satz 4 wird das Wort „Inbetriebnahme“ durch die Wörter „erstmalige Einspeisung“ ersetzt und werden nach dem Wort „Kalendermonats“ die Wörter „und nicht vor dem Beginn des zweiten auf die Meldung des Direktvermarktungsunternehmens an den Netzbetreiber zur Übernahme der Vermarktung folgenden Kalendermonats“ eingefügt.

b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 werden nach dem Wort „muss“ die Wörter „ab dem 1. Januar 2028 und“ eingefügt.

bb) Die Sätze 2 und 3 werden gestrichen.

cc) Der neue Satz 2 wird wie folgt gefasst:

„Sofern die Pflicht nach Absatz 1 nicht über das Smart-Meter-Gateway erfüllt wird, müssen die Anlagenbetreiber Übertragungstechniken und Übertragungswege zur Abrufung der Ist-Einspeisung und zur ferngesteuerten Regelung der Einspeiseleistung verwenden, die dem Stand der Technik bei Inbetriebnahme der Anlage entsprechen und wirtschaftlich vertretbar sind; die Einhaltung des Stands der Technik wird vermutet, wenn die einschlägigen Standards und Empfehlungen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik berücksichtigt werden.“

dd) Satz 5 wird gestrichen.

c) Es werden folgende Absätze angefügt:

„(5) Die Netzbetreiber stimmen untereinander bis zum ... [einsetzen: Datum des ersten Tages des dreizehnten auf die Verkündung folgenden Kalendermonats]

einheitliche, für Anlagenbetreiber und Direktvermarkter einfach umsetzbare Nachweise ab, die sie zur Überprüfung der in diesem Paragraphen genannten Pflichten heranziehen. Sie stellen dabei die Massengeschäftstauglichkeit der Nachweisführung sicher. Soweit die Bundesnetzagentur eine Festlegung nach § 85 Absatz 2 Nummer 2 getroffen hat, müssen Netzbetreiber, Direktvermarkter und Anlagenbetreiber für die Nachweisführung das festgelegte Verfahren und Format nutzen.

(6) Der Direktvermarkter ist verpflichtet,

1. den Anlagenbetreiber bei Verstößen gegen die Pflichten nach diesem Paragraphen zur unverzüglichen Einhaltung aufzufordern und
2. dem Netzbetreiber mitzuteilen, wenn der Anlagenbetreiber der Aufforderung nach Nummer 1 nicht binnen vier Wochen nachkommt.“

10. § 10c wird folgender Satz 2 angefügt:

„Satz 1 ist auch auf Solaranlagen anwendbar, die vor dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen worden sind.“

11. § 11 Absatz 1 wird wie folgt geändert:

a) In Satz 1 wird die Angabe „des § 13“ durch die Wörter „abweichender Vorgaben in einer aufgrund des § 91 Nummer 2 erlassenen Verordnung oder in § 13“ ersetzt.

b) Es wird folgender Satz angefügt:

„Besteht eine flexible Netzanschlussvereinbarung nach § 8f, so beschränkt sich die Verpflichtung nach Satz 1 auf den Anteil des Stroms, der im Rahmen der vereinbarten maximalen Wirkleistungseinspeisung erzeugt wird.“

12. In § 11a Absatz 1 Satz 4 wird die Angabe „§ 8 Absatz 1 Satz 2“ durch die Angabe „§ 8 Absatz 1 Satz 3“ ersetzt.

13. § 12 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 3 wird Satz 2 gestrichen und es werden nach Satz 1 die folgenden Sätze angefügt:

„Maßnahmen nach Satz 1 gelten als wirtschaftlich zumutbar, wenn die dafür kalkulierten Kosten in Relation zu der über die Nutzungsdauer der anzuschließenden Anlage zu erwartenden Stromerzeugung den Betrag von 15 Euro pro Megawattstunde nicht überschreiten, es sei denn, die Kosten stellen für den Netzbetreiber eine unbillige Härte dar. Beruft sich der Netzbetreiber auf eine unbillige Härte, hat er dies in jedem Einzelfall auch gegenüber der zuständigen Regulierungsbehörde darzulegen. Kosten für Kapazitätserweiterungen nach § 17 sind bei der Berechnung nach Satz 2 nur mit dem Anteil zu berücksichtigen, der der durch die Anlage in Anspruch genommenen Kapazität im Verhältnis zur Gesamtsteigerung der Kapazität des Netzes entspricht. Zum Zeitpunkt des Netzanschlussbegehrens sind die Beträge nach Satz 2 um den Zuwachs des letzten für ein ganzes Jahr verfügbaren amtlich festgestellten Erzeugerpreisindex für Investitionsgüter gegenüber dem Jahr 2023 zu erhöhen. Sind Kapazitätserweiterungen erforderlich, deren Kosten die nach Satz 2 in Verbindung mit Satz 4 geltenden Schwellenwerte übersteigen, hat der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber die Möglichkeit zur Verfügung zu stellen, die über den Schwellenwert hinausgehenden Kosten der Kapazitätserweiterung selbst zu tragen. § 11 Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes ist zur Berechnung der erwarteten Stromerzeugung entsprechend anzuwenden.“

Gelöscht: 22b

Gelöscht: 6

Gelöscht: folgende

Gelöscht: „Soweit die Länder Regelungen treffen, die Anlagenbetreiber dazu verpflichten, Gemeinden oder Bürger, die von der Errichtung ihrer Anlage betroffen sind, finanziell oder in anderer Weise zu beteiligen, gilt einschränkend, dass diese Regelungen den Anlagenbetreibern verschiedene Formen der Beteiligung zur Auswahl stellen müssen. Dabei ist den Anlagenbetreibern stets die Möglichkeit zu geben, den Gemeinden oder Bürgern eine Beteiligung anzubieten, die einem Wert von nicht mehr als 0,3 Cent pro Kilowattstunde erzeugter Strommenge entspricht, wobei es dem Anlagenbetreiber möglich sein muss, eine Beteiligung von bis zu 0,2 Cent pro Kilowattstunde erzeugter Strommenge im Wege der finanziellen Beteiligung nach § 6 anzubieten, soweit § 6 anwendbar ist.“
In § 24

b) Nach Absatz 3 wird folgender Absatz 4 eingefügt:

„(4) Abweichend von Absatz 3 Satz 3 sind die Kosten für die Kapazitätserweiterung in voller Höhe zu berücksichtigen, wenn die prognostizierte Einspeiseleistung nach zehn Jahren ab voraussichtlicher Fertigstellung der Kapazitätserweiterung an diesem Verknüpfungspunkt 90 Prozent der neu hinzukommenden Kapazität voraussichtlich nicht erreicht. Die Prognose der Einspeiseleistung enthält die in einem Radius von 10 Kilometern um diesen Verknüpfungspunkt in Windenergiegebieten nach § 2 Nummer 1 des Windenergieflächenbedarfsgesetzes installierbare Leitung von Windenergieanlagen und die für den Zehnjahreszeitraum des jeweils aktuellen Netzausbauplans nach § 14d des Energiewirtschaftsgesetzes zugrunde gelegten Prognosen der Einspeiseleistung. Berücksichtigt der Netzbetreiber die Kosten der Kapazitätserweiterung in voller Höhe, hat er dem Anschlussbegehrenden auf Verlangen diese Prognosen der Einspeiseleistung zu übermitteln. Ein Netzbetreiber, der keinen Netzausbauplan nach § 14d des Energiewirtschaftsgesetzes erstellt, legt die von ihm nach § 14d Absatz 9 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes an den vorgelagerten Netzbetreiber übermittelten Daten sowie darüber hinaus ihm bekannte voraussichtliche Netzanschlussbegehren in einem Zeitraum von zehn Jahren ab Fertigstellung der Kapazitätserweiterung für die Abwägung nach Satz 5 zweiter Halbsatz zugrunde.“

c) Der bisherige Absatz 4 wird Absatz 5.

14. § 19 Absatz 3 bis 3b wird durch folgende Absätze 3 bis 3c ersetzt:

„(3) Wird der Strom vor der Einspeisung in ein Netz in einem Stromspeicher zwischengespeichert, kann der Betreiber des Stromspeichers den Anspruch nach Absatz 1 nach Maßgabe

1. der Ausschließlichkeitsoption nach Absatz 3a,
2. der Abgrenzungsoption nach Absatz 3b oder
3. der Pauschaloption nach Absatz 3c

geltend machen. In diesem Fall bestimmt sich die Höhe des Anspruchs pro eingespeister Kilowattstunde nach der Höhe des Anspruchs, die bei einer Einspeisung ohne Zwischenspeicherung bestanden hätte; § 24 Absatz 3 findet entsprechende Anwendung. Wird an einer Einspeisestelle aus mehreren Stromspeichern Strom in ein Netz eingespeist, kann der Anspruch nur einheitlich nach Maßgabe einer Option geltend gemacht werden. Die Option nach Satz 1 Nummer 1 ist für den Anspruch nach Absatz 1 Nummer 3 entsprechend anzuwenden. Die Optionen nach Satz 1 Nummer 2 und 3 sind entsprechend auf Ladepunkte für Elektromobile mit den Maßgaben anzuwenden, dass ausschließlich für die Zwecke dieses Absatzes sowie der Absätze 3b und 3c

1. Ladepunkte Stromspeichern gleichzusetzen sind,
2. der Verbrauch von über einen Ladepunkt bezogenem Strom in einem Elektromobil als in dem Ladepunkt verbraucht gilt und
3. der mit dem Elektromobil erzeugte und über den Ladepunkt in ein Netz eingespeiste Strom als in dem Ladepunkt erzeugt gilt.

(3a) Im Fall eines Stromspeichers, in dem innerhalb eines Kalenderjahres ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas zum Zweck der Zwischenspeicherung verbraucht wird, besteht der Anspruch nach Absatz 3 in Verbindung mit Absatz 1 Nummer 1 und 2 auch für den in diesem Stromspeicher erzeugten und in

das Netz eingespeisten Strom (Ausschließlichkeitsoption). Der Anspruch nach Satz 1 besteht auch bei einem gemischten Einsatz mit Speichergasen.

(3b) Im Fall eines Stromspeichers, in dem nicht ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas zur Zwischenspeicherung verbraucht wird, besteht der Anspruch nach Absatz 3 in Verbindung mit Absatz 1 Nummer 1 für einen Anteil an der in diesem Stromspeicher erzeugten und in das Netz eingespeisten Strommenge, der nach Maßgabe einer Festlegung nach § 85d als förderfähiger Anteil bestimmt und nachgewiesen wird (Abgrenzungsoption). Die Vorschriften dieses Gesetzes und des Energiefinanzierungsgesetzes sind entsprechend anwendbar, soweit der Anspruch nach Satz 1 geltend gemacht wird.

(3c) Im Fall einer Kombination aus Solaranlagen und einem oder mehreren Stromspeichern können der Anspruch nach Absatz 1 Nummer 1 sowie der Anspruch nach Absatz 3 in Verbindung mit Absatz 1 Nummer 1 auch für einen pauschalen Anteil an den in diesen Solaranlagen und diesen Stromspeichern erzeugten und in das Netz eingespeisten Strommengen geltend gemacht werden (Pauschaloption). Dies setzt voraus, dass hinter der Einspeisestelle

1. Strom ausschließlich in Solaranlagen und Stromspeichern erzeugt wird,
2. alle Solaranlagen und Stromspeicher von demselben Betreiber betrieben werden und
3. die Solaranlagen eine installierte Leistung von insgesamt höchstens 30 Kilowatt haben; Steckersolargeräte bleiben bei der Ermittlung der installierten Leistung in entsprechender Anwendung von § 24 Absatz 1 Satz 5 unberücksichtigt.

Der Anspruch nach Satz 1 besteht für die insgesamt in einem Kalenderjahr an der Einspeisestelle in das Netz eingespeiste Strommenge, höchstens jedoch für eine Strommenge von bis zu 300 kWh pro Kalenderjahr je Kilowatt installierter Leistung der Solaranlagen. Die förderfähige Strommenge ist nach Maßgabe einer Festlegung nach § 85d zu bestimmen und nachzuweisen.

Die Vorschriften dieses Gesetzes und des Energiefinanzierungsgesetzes sind entsprechend anwendbar, soweit der Anspruch nach Satz 1 geltend gemacht wird.“

15. § 20 werden folgende Sätze angefügt:

„Abweichend von Satz 1 Nummer 3 Buchstabe a setzt der Anspruch auf die Zahlung der Marktprämie nach § 19 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 oder 3 und Absatz 3b und 3c in Verbindung mit § 19 Absatz 1 Nummer 1 voraus, dass der gesamte an der betroffenen Einspeisestelle in ein Netz eingespeiste Strom in einem gesonderten Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert wird, in dem ausschließlich Strom bilanziert wird, bei dem der förderfähige Anteil aus dem Stromspeicher nach der Abgrenzungs- oder Pauschaloption bestimmt wird oder dessen Einstellung in den Bilanz- oder Unterbilanzkreis nicht von dem Anlagenbetreiber oder dem Direktvermarktungsunternehmen zu vertreten ist.“

16. § 21 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) Satz 1 wird wie folgt geändert:

aaa) In Nummer 1 wird die Angabe „100“ durch die Angabe „25“ ersetzt.

bbb) Nummer 2 wird wie folgt gefasst:

2. Strom aus Anlagen

a) mit einer installierte Leistung von bis zu 100 Kilowatt, die mit einem intelligenten Messsystem und einer Steuerungseinrichtung ausgestattet sind, oder

b) mit einer installierten Leistung von bis zu 2 Kilowatt,

wenn für den Strom keine Zahlung nach den Nummern 1, 3 oder 4 geltend gemacht wird, dabei verringert sich in diesem Fall der Anspruch auf null,“.

ccc) In Nummer 3 wird die Angabe „100“ durch die Angabe „25“ ersetzt, werden die Wörter „bis zu drei aufeinanderfolgenden Kalendermonaten und“ gestrichen und werden nach dem Wort „Kalenderjahr“ die Wörter „und jeweils nicht mehr als drei aufeinanderfolgenden Kalendermonaten“ eingefügt.

bb) Folgender Satz wird angefügt:

„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 ist,

2. Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 90 Kilowatt, die nach dem ... [einsetzen: Tag vor dem Inkrafttreten] und vor dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommen wurden, und

3. Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 75 Kilowatt, die nach dem ... [einsetzen: Tag vor dem Inkrafttreten] und vor dem 1. Januar 2027 in Betrieb genommen wurden.“

b) Absatz 4 wird gestrichen.

17. § 21b wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 werden nach dem Wort „Anlage“ die Wörter „, die Strom in das Netz einspeist,“ eingefügt.

bb) Folgender Satz wird angefügt:

„Eine Anlage kann nicht aufgrund von § 21 Absatz 1 Satz 3 Nummer 1 der Einspeisevergütung zugeordnet werden, wenn sie bereits mindestens einmal der Marktprämie oder der sonstigen Direktvermarktung zugeordnet war.“

b) Absatz 2 wird folgender Satz angefügt:

„Satz 1 Halbsatz 2 ist nicht anzuwenden, wenn der Strom 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

a) ohne durch ein Netz durchgeleitet zu werden von Dritten verbraucht wird, oder

b) im Wege der gemeinsamen Nutzung elektrischer Energie aus Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien nach § 42c des Energiewirtschaftsgesetzes an Dritte geliefert wird.“

18. In § 21c Absatz 1 Satz 3 werden die Wörter „weniger als 200“ durch die Wörter „bis zu 2“ ersetzt.

19. § 22b Absatz 5 wird folgender Satz angefügt:

„Abweichend von Satz 1 kann eine Förderung in Anspruch genommen werden für weitere Anlagen, die vom Erfordernis einer wettbewerblichen Ermittlung des anzulegenden Wertes nach § 22 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 oder 2 oder Absatz 3 Satz 2 Nummer 1 oder 1a ausgenommen sind.“

20. § 24 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Satz 3 werden nach dem Wort „Lärmschutzwänden“ die Wörter „und Solaranlagen, die nach den Anforderungen des § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1a errichtet worden sind,“ eingefügt.

b) In Absatz 2 Satz 1 werden die Wörter „§ 38a Absatz 1 Nummer 5“ durch die Wörter „§ 38a Absatz 1 Nummer 4“ ersetzt.

21. § 26 wird wie folgt geändert:

a) Die Paragraphenbezeichnung wird wie folgt gefasst:

„Abschläge, Fälligkeit und Endabrechnung“.

b) Folgender Absatz wird angefügt:

„(3) Die Endabrechnung nach Absatz 1 muss die Nummer nach § 8 Absatz 2 der Marktstammdatenregisterverordnung enthalten und ist dem Berechtigten auf Verlangen in digitaler und massengeschäftstauglicher Form auszustellen.“

22. In § 28b Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe a wird die Angabe „1 Megawatt“ durch die Angabe „750 Kilowatt“ ersetzt.

23. § 30 Absatz 1 Nummer 9 wird wie folgt gefasst:

„9. bei Geboten für besondere Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a bis c die Angabe des Bieters, ob die geplanten Anlagen als hochaufgeständerte Solaranlagen errichtet werden sollen, wobei auch die Art der Hochaufständerung nach § 3 Nummer 29a Buchstabe a bis c anzugeben ist, und“.

24. § 35 Absatz 1a Nummer 1 wird wie folgt gefasst:

„1. der bezuschlagten Gesamtmenge für besondere Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a bis c sowie nach den davon jeweils bezuschlagten Teilmengen für Anlagen, die als hochaufgeständerte Solaranlagen errichtet werden sollen, wobei die Mengen auch nach der Art der Hochaufständerung nach § 3 Nummer 29a Buchstabe a bis c jeweils getrennt auszuweisen sind,“.

25. In § 36i wird die Angabe „30 Monate“ durch die Angabe „36 Monate“ ersetzt.
26. In § 37 Absatz 1a wird die Angabe „Absatz 1 Nummer 1 und 2“ durch die Angabe „Absatz 1 Nummer 2“ ersetzt.

27. § 37d Absatz 1 Satz 2 wird wie folgt gefasst:

„Besondere Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a bis c berücksichtigt die Bundesnetzagentur bei der Zuschlagserteilung nach Satz 1 Nummer 1 nur unter der zusätzlichen Voraussetzung, dass diese als hochaufgeständerte Solaranlagen errichtet werden sollen.“

28. § 38 Absatz 2 wird wie folgt geändert:

- a) Nummer 6 wird wie folgt gefasst:

„6. sofern der Antrag für bezuschlagte Gebote für besondere Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a bis c, die als hoch aufgeständerte Solaranlagen errichtet werden sollen, gestellt wird, die Bestätigung des Bieters, dass die Anforderungen für eine der Arten der Hochaufständigung nach § 3 Nummer 29a erfüllt sind.“

- b) In Nummer 7 wird die Angabe „§ 37 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 2“ durch die Angabe „§ 37 Absatz 1 Nummer 2“ ersetzt.

29. § 38a Absatz 1 wird wie folgt geändert:

- a) Nummer 3 wird wie folgt geändert:

aa) In Buchstabe a werden nach der Angabe „Nummer 2“ die Wörter „Buchstabe a bis g“ eingefügt.

bb) Nach Buchstabe a wird folgender Buchstabe b eingefügt:

„b) die Gebotsmenge eines bezuschlagten Gebots, bei dem als Standort für die Solaranlagen eine Fläche nach § 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstaben h oder i angegeben worden ist, kann nur Solaranlagen zugeteilt werden, die sich auf einem dieser Standorte und in demselben Bundesland wie im bezuschlagten Gebot angegeben befinden.“.

cc) Die bisherigen Buchstaben b und c werden die Buchstaben c und d.

- b) In Nummer 4 werden nach den Wörtern „installierte Leistung der Solaranlagen“ die Wörter „und insgesamt eine installierte Leistung von 50 Megawatt“ eingefügt.

- c) Nummer 5 wird wie folgt geändert:

aa) Buchstabe a wird aufgehoben.

bb) Die Buchstabenbezeichnung „b“ wird gestrichen.

- d) Nummer 6 wird wie folgt gefasst:

„6. sofern der Antrag für bezuschlagte Gebote für besondere Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a bis c, die als hochaufgeständerte Solaranlagen errichtet werden soll, gestellt wird, die Bestätigung des Bieters, dass die Anforderungen für eine der Arten der Hochaufständigung nach § 3 Nummer 29a erfüllt sind.“

- e) In Nummer 7 wird die Angabe „§ 37 Absatz 1 Nummer 1 oder Nummer 2“ durch die Angabe „§ 37 Absatz 1 Nummer 2“ ersetzt.

30. § 38d Absatz 6 wird folgender Satz angefügt:

„Wenn die installierte Leistung der Anlage mindestens 95 Prozent der bezuschlagten Gebotsmenge beträgt, erfolgt die Erstattung nach Satz 1 in voller Höhe.“

31. § 48 wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 1a Satz 2, Absatz 2 und Absatz 2a wird jeweils die Angabe „1 Megawatt“ durch die Angabe „750 Kilowatt“ ersetzt.
- b) In Absatz 1b werden die Wörter „bei ausschließlich senkrecht ausgerichteten Solaranlagen insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 0,80 Metern und sonst insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 2,10 Metern aufgeständert sind“ durch die Wörter „als hochaufgeständerte Solaranlagen errichtet sind“ ersetzt.

c) In Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 werden die Wörter „nach dem 31. März 2012 errichteten“ gestrichen.

d) Absatz 6 wird wie folgt geändert:

- aa) In Satz 1 werden die Wörter „nach Absatz 1 Nummer 1 bis 3 und Nummer 6“ durch die Wörter „nach Absatz 1 Nummer 2, 3 und 6 mit einer installierten Leistung von mehr als 100 Kilowatt“ ersetzt.

- bb) Die Sätze 2 und 3 werden durch folgende Sätze ersetzt:

„Die Erfüllung der Anforderungen nach Satz 1 ist durch Anlagenbetreiber ohne Aufforderung gegenüber dem Netzbetreiber plausibel darzulegen, wobei die Anforderungen nach Satz 1 Nummer 1, 3 und 4 einmalig zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Anlage und die Anforderungen nach Satz 1 Nummer 2 und 5 zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme und danach zum Ablauf jedes fünften Jahres plausibel darzulegen sind. Hierzu können Anlagenbetreiber gegenüber dem Netzbetreiber Eigenerklärungen abgeben. Auf Verlangen des Netzbetreibers müssen Anlagenbetreiber dem Netzbetreiber geeignete Nachweise zur Überprüfung der abgegebenen Eigenerklärungen vorlegen.“

32. § 48a wird folgender Satz angehängt:

„Soweit die installierte Leistung einen Wert von 1 Megawatt überschreitet, wird der Mieterstromzuschlag in Höhe des anzulegenden Wertes nach Satz 1 für die Strommenge, die dem Anteil von 1 Megawatt an der gesamten installierten Leistung der Anlage entspricht, gewährt.“

33. ~~§ 51 Absatz 1 und 2~~ werden wie folgt gefasst:

„(1) Für Zeiträume, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, verringert sich der anzulegende Wert auf null.“

(2) Absatz 1 ist nicht anzuwenden auf

1. Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 400 Kilowatt für Zeiträume vor dem 1. Januar 2026.

[3] nach unten verschoben: § 52 wird wie folgt geändert:¶

Gelöscht: 1a

2. Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt für Zeiträume vor dem Ablauf des Kalenderjahres, in dem die Anlage mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet wird, und

3. Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 2 Kilowatt für Zeiträume vor dem Ablauf des Kalenderjahres, in dem die Bundesnetzagentur die Festlegung nach § 85 Absatz 2 Nummer 12 getroffen hat.

Zur Ermittlung der Anlagengröße nach Satz 1 ist § 24 entsprechend anzuwenden.“

34. § 51a wird wie folgt gefasst:

§ 51a

Gelöscht: „(

Verlängerung des Vergütungszeitraums bei negativen Preisen

(1) Für Strom aus Anlagen, für den sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 51 verringert, verlängert sich der Vergütungszeitraum um die Anzahl der Viertelstunden, in denen sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 im Jahr der Inbetriebnahme und in den darauffolgenden 19 Kalenderjahren auf null verringert hat. Die nach Satz 1 ermittelte Anzahl an Viertelstunden wird aufgerundet auf den nächsten vollen Kalendertag.

(1a) Für Strom aus Solaranlagen verlängert sich der Vergütungszeitraum abweichend von Absatz 1 nach Maßgabe der folgenden Sätze. Die Anzahl der Viertelstunden, um die sich der Vergütungszeitraum nach Absatz 1 Satz 1 verlängern würde, wird mit dem Faktor 0,5 multipliziert und das Ergebnis auf die nächste volle Viertelstunde aufgerundet, um die auszugleichenden Volllastviertelstunden zu ermitteln. Die ermittelte Anzahl an auszugleichenden Volllastviertelstunden entspricht einem Zeitkontingent, um das der Vergütungszeitraum verlängert wird. Dabei entsprechen die Monate des Jahres jeweils der folgenden Anzahl an Volllastviertelstunden:

a) 87 für den Monat Januar,

b) 189 für den Monat Februar,

c) 340 für den Monat März,

d) 442 für den Monat April,

e) 490 für den Monat Mai,

f) 508 für den Monat Juni,

g) 498 für den Monat Juli,

h) 453 für den Monat August,

i) 371 für den Monat September,

j) 231 für den Monat Oktober,

~~k) 118 für den Monat November und~~

~~l) 73 für den Monat Dezember.~~

Gelöscht: .

Gelöscht: .

Endet der ursprüngliche Vergütungszeitraum der Solaranlage untermonatlich, entsprechen die für die verbleibenden Tage dieses Monats anzulegenden Volllastviertelstunden dem Quotienten aus den nach Ende des Vergütungszeitraums verbleibenden Tagen des Monats und der Gesamtanzahl der Tage dieses Monats, multipliziert mit den Volllastviertelstunden dieses Monats nach Satz 4. Der Vergütungszeitraum verlängert sich um einen Zeitraum, der sich gegebenenfalls über mehrere aufeinanderfolgende Monate erstreckt, bis das nach Satz 2 errechnete Zeitkontingent an auszugleichenden Volllastviertelstunden aufgebraucht ist. Der Vergütungszeitraum verlängert sich bis zum Ende des Monats, auf den die letzte auszugleichende Volllastviertelstunde entfällt.

(2) Die Strombörsen müssen den Übertragungsnetzbetreibern jeweils bis zum 15. Januar eines Kalenderjahres die Anzahl der Viertelstunden und Stunden, in denen sich der anzulegende Wert jeweils im Vorjahr auf null verringert hat,

1. in Viertelstunden nach Maßgabe des § 51 Absatz 1,
2. in Stunden nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am ... [einsetzen: Datum des Tages vor Inkrafttreten nach Artikel 9 Absatz 1] geltenden Fassung und
3. in Stunden nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung
mitteilen.

(3) Die Übertragungsnetzbetreiber müssen jeweils bis zum 31. Januar eines Kalenderjahres auf einer gemeinsamen Internetseite folgende Informationen veröffentlichen:

1. die Anzahl der
 - a) Viertelstunden, in denen sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 51 Absatz 1,
 - b) Stunden, in denen sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am ... [einsetzen: Datum des Tages vor Inkrafttreten des Gesetzes nach Artikel 9 Absatz 1] geltenden Fassung, und
 - c) Stunden, in denen sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung

im Vorjahr auf null verringert hat, und

2. ab dem Jahr 2041 die Anzahl der
 - a) Viertelstunden, in denen sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 51 Absatz 1,
 - b) Stunden, in denen sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am ... [einsetzen: Datum des Tages vor Inkrafttreten des Gesetzes nach Artikel 9 Absatz 1] geltenden Fassung, und
 - c) Stunden, in denen sich der anzulegende Wert nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung

in den vorangegangenen 20 Jahren auf null verringert hat, und die auf den nächsten vollen Kalendertag aufgerundete Anzahl dieser Viertelstunden und Stunden.“

35. § 52 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Nummer 1 wird die Angabe „§ 9 Absatz 1, 1a oder 2“ durch die Angabe „§ 9 Absatz 1 oder 1a Satz 2“ ersetzt und werden nach dem Wort „verstoßen“ die Wörter „oder unter Anwendung des § 21 Absatz 1 Satz 3 Nummer 1 der Einspeisevergütung zugeordnet sind und die maximale Wirkleistungseinspeisung nicht auf höchstens 30 Prozent der installierten Leistung begrenzt ist“ eingefügt.

bb) Nummer 9 werden die Wörter „wenn die Anlage nicht bereits nach § 21c Absatz 1 Satz 3 oder 4 als einer Veräußerungsform zugeordnet gilt,“ angefügt.

cc) In Nummer 11 wird das Wort „oder“ durch ein Komma ersetzt.

dd) In Nummer 12 wird der Punkt am Ende durch das Wort „oder“ ersetzt.

ee) Folgende Nummer 13 wird angefügt:

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

b) Die Absätze 1a und 1b werden gestrichen.

c) Absatz 3 Satz 1 wird wie folgt geändert:

aa) In Nummer 1 werden die Angabe „1, 3, 4 oder 11“ durch die Angabe „1, 3 oder 4“ ersetzt und das Wort „und“ gestrichen.

bb) In Nummer 2 wird der Punkt am Satzende durch das Wort „und“ ersetzt.

cc) Es wird folgende Nummer 3 angefügt:

„3. bei einem Pflichtverstoß nach Absatz 1 Nummer 11, sobald eine der Pflichten erfüllt wird; diese Verringerung wirkt zurück bis zum Beginn des Pflichtverstoßes“.

36. Nach § 52 wird folgender § 52a eingefügt:

„§ 52a

Netztrennung bei schweren Pflichtverstößen

(1) Der Netzbetreiber, an dessen Netz eine Anlage angeschlossen ist, muss die Anlage vom Netz trennen oder deren Einspeisung durch andere Maßnahmen unterbinden, wenn der Anlagenbetreiber hinsichtlich dieser Anlage in insgesamt mindestens sechs Monaten in einem Zeitraum von zwölf Monaten gegen § 9 Absatz 1 oder 1a Satz 2 oder gegen § 10b Absatz 1 oder 2 verstößt und der Anlagenbetreiber die Anlage nicht bereits nachweislich außer Betrieb genommen hat.

(2) Bevor der Netzbetreiber eine Anlage nach Absatz 1 vom Netz trennt oder deren Einspeisung durch andere Maßnahmen unterbindet, hat er dem Anlagenbetreiber unter Benennung der konkreten Pflichtverletzung in Textform eine Frist von einem Monat zur Behebung zu setzen und auf die Rechtsfolgen nach Absatz 1 bei fehlender Behebung

hinzuweisen. Der Netzbetreiber kann die Frist nach Satz 1 einmalig um bis zu einen Monat verlängern.

(1) Bei Trennung einer Anlage vom Netz nach Absatz 1 ist eine Wiederschaltung durch den Anlagenbetreiber zu verhindern. Dies wird in der Regel dadurch bewirkt, dass bei ausschließlich manuell zu bedienenden Schalteinrichtungen die Anlage vom Netzanschluss in einem plombierten Bereich dauerhaft getrennt wird, oder durch Rückbau wesentlicher Teile der Anlage.

(2) Soweit dies für die Trennung der Anlage vom Netz erforderlich ist, darf der Netzbetreiber durch von ihm beschäftigte oder beauftragte Personen

1. die Räume und Grundstücke, in oder auf denen sich die Anlage befindet, während der üblichen Geschäftszeiten betreten, wobei der Anlagenbetreiber und, bei juristischen Personen, rechtsfähigen Personengesellschaften und nichtrechtsfähigen Vereinen, die nach Gesetz oder Satzung zur Vertretung berufenen Personen, verpflichtet sind, das Betreten von Geschäftsräumen und Geschäftsgrundstücken während der üblichen Geschäftszeiten zu dulden, und
2. die Anlage und, soweit erforderlich, die Kundenanlage oder die Kundenanlage zur betrieblichen Eigenversorgung hinter der Anschlusssicherung ändern, wobei
 - a) die berechtigten Interessen des Anlagenbetreibers und des Anschlussnehmers zu beachten sind,
 - b) durch die Änderung der Leitungs- und Messaufbau in der Kundenanlage nicht verändert werden darf und
 - c) der Anlagenbetreiber und, bei juristischen Personen, rechtsfähigen Personengesellschaften und nichtrechtsfähigen Vereinen, die nach Gesetz oder Satzung zur Vertretung berufenen Personen verpflichtet sind, die Änderung zu dulden.

Die vom Netzbetreiber beschäftigten oder beauftragten Personen müssen sich gegenüber dem Anlagenbetreiber durch Vorlage eines Auftrags des Netzbetreibers in Textform sowie eines gültigen Ausweisdokumentes legitimieren.

(3) Der Anlagenbetreiber hat dafür Sorge zu tragen, dass die Anlage für die Trennung der Anlage vom Netz nach Absatz 1 zugänglich ist und dem Netzbetreiber auf Anforderung alle für die Netztrennung erforderlichen Informationen zur Verfügung zu stellen.

(4) Eine Anlage, die nach Absatz 1 vom Netz getrennt wurde, kann wieder an das Netz angeschlossen werden, sobald der Anlagenbetreiber die Behebung der nach Absatz 2 benannten Pflichtverletzung vollständig nachgewiesen hat.

(5) Der Anlagenbetreiber hat dem Netzbetreiber die Kosten der Netztrennung, einschließlich der Kosten von Maßnahmen zur Verhinderung der Wiederschaltung nach Absatz 3, oder der Unterbindung der Einspeisung durch andere Maßnahmen und der etwaigen Wiederherstellung des Anschlusses zu erstatten.“

37. In § 83 wird die Angabe „§§ 8“ durch die Angabe „§§ 8 bis 8d“ ersetzt.

38. § 85 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 Nummer 3 wird wie folgt geändert:

- aa) In Buchstabe a wird die Angabe „§ 8“ durch die Angabe „§§ 8 bis 8e“ ersetzt und werden nach den Wörtern „an ihr Netz anschließen“ die Wörter „und Reservierungen von Netzanschlusskapazität vornehmen“ eingefügt.

Gelöscht: nach § 8a

bb) In Buchstabe c wird das Wort „den“ durch die Angabe „§ 6 Absatz 5 und“ ersetzt.

b) „Absatz 2 wird wie folgt geändert:

Gelöscht: In

aa) Nummer 2 wird wie folgt gefasst:

„2. zur Nachweisführung nach § 10b Absatz 5.“

bb) Nummer 5 wird wie folgt gefasst:

„5. zur standardisierten und massengeschäftstauglichen Abwicklung der Direktvermarktung.“

cc) Nummer 6a wird die Angabe „Satz 4“ durch die Angabe „Satz 5“ ersetzt.

dd) Die Nummern 12 und 13 werden wie folgt gefasst:

„12. zur Anwendbarkeit von § 51 Absatz 1 auf Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 2 Kilowatt, wenn die technische Ausstattung dieser Anlagen und die Abrechnungsprozesse der Netzbetreiber hinreichend massengeschäftstauglich und digitalisiert sind, um eine Anwendbarkeit des § 51 Absatz 1 bei diesen Anlagen mit angemessenem Aufwand abzubilden,

13. abweichend von § 51a Absatz 1a Satz 2 den Faktor anzupassen, um den sich die Anzahl der Viertelstunden reduziert, um die Anzahl der Viertelstunden zu ermitteln, in denen eine Solaranlage durchschnittlich den Ertrag einer Vollastviertelstunde hätte erzeugen können.“

ee) In Nummer 15 wird der Punkt am Ende durch das Wort „, und“ ersetzt.

ff) Folgende Nummer 16 wird angefügt:

„16. abweichend von einer Rechtsverordnung nach § 91 Nummer 1 Buchstabe c zur Preissetzung von preislimitierten Geboten, soweit sich Anhaltspunkte dafür ergeben haben, dass die Preissetzung anderer Marktteilnehmer zu deutlich höheren Preisen abgeschlossen wird als zu der in einer Rechtsverordnung nach § 91 Nummer 1 Buchstabe c geregelten Preissetzung durch den Übertragungsnetzbetreiber.“

39. § 85d wird wie folgt gefasst:

„Die Bundesnetzagentur kann unter Beachtung der Schutzprofile und Technischen Richtlinien des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik nach dem Messstellenbetriebsgesetz und im Benehmen mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik und der Physikalisch-Technischen Bundesanstalt Festlegungen nach § 29 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes treffen

1. zu den näheren Anforderungen an die Bestimmung und den Nachweis der Strommengen, auf die sich die Ansprüche nach § 19 Absatz 3b und 3c beziehen, einschließlich einer sicheren, automatisierten und massengeschäftstauglichen Erhebung, Ermittlung, Zuordnung, Abgrenzung, Verarbeitung und Übermittlung der erforderlichen Werte, wobei hinsichtlich erforderlicher Messwerte die geltenden mess- und eichrechtlichen Anforderungen zu beachten sind, und

1. zu den näheren Bedingungen für ein erstmaliges Geltendmachen oder einen Wechsel in die Ansprüche nach § 19 Absatz 3b und 3c, einschließlich der Bestimmung der maßgeblichen Strommenge für den Anspruch nach § 19 Absatz 3c bei einer unterjährigen Inanspruchnahme.

Festlegungen nach Satz 1 Nummer 1 und 2 trifft die Bundesnetzagentur erstmalig bis zum 30. Juni 2026.“

40. § 91 wird wie folgt geändert:

- a) In Nummer 1 Buchstabe c werden nach dem Wort „Vermarktung“ die Wörter „insbesondere an die Preissetzung von preislimitierten Geboten,“ eingefügt.
- b) Nummer 2 wird wie folgt geändert:
 - aa) In dem Satzteil vor Buchstabe a werden nach dem Wort „berechtigt“ die Wörter „oder verpflichtet“ eingefügt.
 - bb) In Buchstabe b wird das Wort „andauernden“ gestrichen.

41. § 94 wird wie folgt gefasst:

„§ 94

Verordnungsermächtigung zu systemdienlichem Anlagenbetrieb

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz wird ermächtigt, zur Sicherstellung eines netz- und systemdienlichen Betriebs von Anlagen, soweit sie der Einspeisevergütung zugeordnet sind, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates zu regeln,

1. dass in näher zu bestimmenden Zeitfenstern, insbesondere in Mittagsstunden an Wochenenden und Feiertagen, kein Strom in ein Netz eingespeist werden darf,
2. dass Übertragungsnetzbetreiber aufgrund von Gefahren für die Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems die Einspeisung von Strom in ein Netz für bestimmte Zeiträume auf einen Anteil der Wirkleistungseinspeisung zwischen null und 100 % begrenzen können,
3. welche weiteren Berechtigten aufgrund einer Begrenzung nach Nummer 2 die Ist-Einspeisung von Anlagen abrufen und die Einspeiseleistung ferngesteuert regeln können,
4. in welchen Verfahren, Fristen und Datenformaten Übertragungsnetzbetreiber Begrenzungen nach Nummer 2 kommunizieren,
5. welche Rechtsfolgen Anlagenbetreiber bei Zuwiderhandlung gegen eine Regelung Nummer 1 oder eine Begrenzung nach Nummer 2 treffen, und dabei insbesondere bestimmen, dass der Anlagenbetreiber Zahlungen entsprechend § 52 Absatz 1 zu leisten hat oder dass der Netzbetreiber Maßnahmen entsprechend § 52a vorzunehmen hat,
6. dass sich der anzulegende Wert für Strom, der in ein Netz eingespeist wird, in Zeiten, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, abweichend von § 51 auf einen Wert unterhalb von null verringert,

7. nach welcher Berechnungsmethode die Verringerung nach Nummer 5 erfolgt, insbesondere

- a) einen einheitlichen Wert unterhalb von null festzulegen,
- b) die Verringerung jeweils in Abhängigkeit des Spotmarktpreises zu bestimmen oder
- c) eine Untergrenze der Verringerung festzulegen,

8. die Verlängerung des Förderzeitraums abweichend von § 51a Absatz 1 und 2 auf solche Viertelstunden zu beschränken, in denen kein Strom aus der Anlage in das Netz eingespeist wurde, für den ein Anspruch nach § 19 Absatz 1 besteht, und in welcher Form und zu welchen Zeitpunkten Zeiträume nach Nummer 2 und Zeiten, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, öffentlich bekanntgemacht werden müssen.“

42. § 95 wird wie folgt geändert:

a) Nummer 2 wird wie folgt gefasst:

„2. (weggefallen)“.

b) Nummer 2a wird aufgehoben.

43. In § 96 Absatz 1 werden die Wörter „ 93 und 95 Nummer 2“ durch die Angabe „und 93“ ersetzt.

44. § 99a wird wie folgt gefasst:

„§ 99a

(weggefallen)“.

45. § 100 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 2 wird folgender Satz angefügt:

„Auf Vereinbarungen, die vor dem ...[einsetzen: Tag des Inkrafttretens dieses Gesetzes nach Artikel 8 Absatz 1] geschlossen und seitdem nicht angepasst wurden, sind § 6 Absatz 2 und 3 in der am ...[einsetzen: Tag vor Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 8 Absatz 1] geltenden Fassung vorbehaltlich der Maßgabe nach Satz 1 anzuwenden.“

b) Absatz 3 wird wie folgt gefasst:

„(3) § 9 Absatz 1 dieses Gesetzes ist anstelle der technischen Vorgaben nach der für eine Anlage oder eine KWK-Anlage maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes entsprechend anzuwenden bei

1. Anlagen nach Absatz 1 und

2. KWK-Anlagen, die vor dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen worden sind und eine installierte Leistung von mehr als 25 Kilowatt haben.

Bis zum Einbau des intelligenten Messsystems und der technischen Einrichtungen, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann, nach dem Messstellenbetriebsgesetz und deren erstmalig erfolgreicher Testung auf Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber gilt die Pflicht nach der maßgeblichen Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, die Anlage oder die KWK-Anlage mit technischen Einrichtungen auszustatten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann, auch als erfüllt, wenn

1. die technischen Einrichtungen nur dazu geeignet sind, die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung stufenweise ferngesteuert zu reduzieren, oder, wenn der Anlagenbetreiber nach § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung oder nach einer entsprechenden Bestimmung einer früheren Fassung die maximale Wirkleistungseinspeisung seiner Anlage am Verknüpfungspunkt mit dem Netz auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzt,
2. die technischen Einrichtungen nur dazu geeignet sind, die Anlage oder die KWK-Anlage vollständig ferngesteuert abzuschalten, oder
3. die technischen Einrichtungen nur dazu geeignet sind, die Anforderungen zu erfüllen, die der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber oder dem Betreiber der KWK-Anlage zur Erfüllung der Pflicht vor der Inbetriebnahme der Anlage übermittelt hat.

Der Netzbetreiber hat die Testung auf Ansteuerbarkeit nach Satz 2 spätestens im Rahmen der nächsten, auf den Einbau des intelligenten Messsystems und der technischen Einrichtungen im Sinne des Absatzes 1 folgenden, nach § 12 Absatz 2b Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes durchzuführenden testweisen Anpassungen sowie Abrufen der Ist-Einspeisung vorzunehmen. Satz 2 ist rückwirkend anzuwenden. Abweichend von Satz 4 sind die Bestimmungen in Satz 2 nicht anzuwenden auf Fälle, in denen vor dem 1. Januar 2021 ein Rechtsstreit zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber rechtskräftig entschieden wurde. Ab dem 1. Januar 2028 und nach dem Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes hat der Netzbetreiber dem Anlagenbetreiber bis zu einer nach Satz 2 erstmalig erfolgreich durchgeführten Testung zum Ausgleich der entstehenden Aufwendungen für den Weiterbetrieb von technischen Einrichtungen nach Satz 2 Nummer 1 und 2 für jedes angefangene Jahr einen Betrag von 100 Euro brutto zu zahlen. Dies gilt nicht, wenn der Netzbetreiber die erfolglose Testung nach Satz 6 nicht zu vertreten hat.“

c) Absatz 3a wird wie folgt geändert:

aa) Satz 1 wird wie folgt gefasst:

„Für Betreiber von Solaranlagen mit einer installierten Leistung von höchstens 7 Kilowatt entfällt ab dem 1. Januar 2023 die Pflicht nach § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 geltenden Fassung oder nach einer entsprechenden Bestimmung einer früheren Fassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, nach der

1. die Anlagen mit technischen Einrichtungen ausgestattet werden mussten, mit denen der Netzbetreiber jederzeit die Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ferngesteuert reduzieren kann, oder

2. die Betreiber am Verknüpfungspunkt ihrer Anlage mit dem Netz die maximale Wirkleistungseinspeisung auf 70 Prozent der installierten Leistung begrenzen mussten.

soweit die Aufhebung der Begrenzung vor dem [einfügen: Datum des Inkrafttretens des Gesetzes] technisch umgesetzt wurde.“

- bb) In Satz 3 werden die Wörter „ist § 8“ durch die Wörter „sind §§ 8, 8a und 8b“ ersetzt.

- d) Absatz 4 wird wie folgt gefasst:

„(4) (weggefallen)“.

- e) In Absatz 5 wird die Angabe „3 bis 4“ durch die Angabe „3 und 3a“ ersetzt.

- f) Nach Absatz 9 wird folgender Absatz 9a eingefügt:

„(9a) Auf Strom, der ab dem ... [einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes nach Artikel 8 Absatz 1] in das Netz eingespeist wird, ist § 33 Absatz 4 in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung nicht anzuwenden. Wird Strom aus einer Anlage, die der Begrenzung der vergütungsfähigen Menge nach § 33 Absatz 1 Satz 1 in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung unterliegt, mit Strom aus einer Anlage, die keiner solchen Begrenzung unterliegt, über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet, findet § 24 Absatz 3 Satz 2 Anwendung. § 33 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung bleibt im Übrigen für die Strommengen unberührt, die nach § 24 Absatz 3 Satz 2 der Anlage zuzuordnen sind, die einer Begrenzung der vergütungsfähigen Menge nach § 33 Absatz 1 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung unterliegt. Wenn für die Bestimmung des nach § 33 Absatz 1 Satz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Juli 2014 geltenden Fassung förderfähigen Anteils erzeugte Strommengen, die nicht ins Netz eingespeist werden, Anlagen zuzuordnen sind, ist § 24 Absatz 3 Satz 2 zweiter Halbsatz entsprechend anzuwenden; für diese Zuordnung wird unwiderleglich vermutet, dass die Anlagen nach Satz 2 im Verhältnis zu ihrer installierten Leistung die gleiche Strommenge erzeugt haben.“

- g) Absatz 14 wird wie folgt gefasst:

„(14) (weggefallen)“.

- h) Absatz 19 wird wie folgt geändert:

- aa) In Satz 1 werden nach den Wörtern „Zusatzgebote, die“ die Wörter „in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins“ eingefügt und wird nach den Wörtern „sind § 36e Absatz 1“ und nach den Wörtern „anstelle des § 36e Absatz 1“ jeweils die Angabe „§ 36i“ eingefügt.

- bb) In Satz 3 werden nach den Wörtern „Für Anlagen, die“ die Wörter „in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins“ eingefügt.

- i) In Absatz 20 werden die Wörter „1. Januar 2026“ durch die Wörter „... [einsetzen: Datum des Inkrafttretens]“ ersetzt.

- j) Absatz 22 wird wie folgt gefasst:

„(22) (weggefallen)“.

k) Absatz 28 wird wie folgt geändert

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

bb) Folgender Satz wird angefügt:

„Für Anlagen, deren anzulegender Wert gesetzlich bestimmt wird und die nach dem Ablauf des 15. Mai 2024 und vor dem ... [einsetzen: Tag des Inkrafttretens dieses Gesetzes nach Artikel 8 Absatz 1] in Betrieb genommen worden sind, und für Anlagen, deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren eines Gebots-termins nach dem Ablauf des 15. Mai 2024 und vor dem ... [einsetzen: Tag des Inkrafttretens dieses Gesetzes nach Artikel 8 Absatz 1] ermittelt worden ist, sind § 30 Absatz 1 Nummer 9, § 35 Absatz 1a Nummer 1, § 37d Absatz 1 Satz 2, § 38 Absatz 2 Nummer 6, § 38a Absatz 1 Nummer 6 und § 48 Absatz 1b in der am ... [einsetzen: Tag vor Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 8 Absatz 1] gelten- den Fassung anzuwenden.“

l) Absatz 31 wird wie folgt gefasst:

„(31) (weggefallen)“.

m) Absatz 32 wird wie folgt gefasst:

„(32) (weggefallen)“.

n) Absatz 34 wird wie folgt geändert:

aa) Die Wörter „Absatz 3a und 3b“ werden durch die Wörter „Absatz 3b und 3c“ ersetzt.

bb) Es wird folgender Satz 2 angefügt:

„Für Strom aus Anlagen nach Absatz 1 sind abweichend von Absatz 1 § 19 Absatz 3 bis 3c sowie § 20 Satz 2 dieses Gesetzes anstelle von § 19 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in der am 31. Dezember 2022 gelten- den Fassung anzuwenden; auch insoweit greift die Einschränkung nach Satz 1.“

o) Absatz 39 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 werden nach dem Wort „die“ die Wörter „nach dem Ablauf des 31. Dezember 2022 und“ eingefügt, wird das Wort „ist“ durch das Wort „sind“ er- setzt und wird nach der Angabe „Satz 2“ die Angabe „und § 48 Absatz 1a“ eingefügt.

bb) Folgende Sätze werden angefügt:

„Für Anlagen, die nach dem 15. Mai 2024 und vor dem 1. Mai 2025 in Betrieb genommen werden, ist § 48 Absatz 2 und 2a in der am ... [einsetzen: Tag vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 8 Absatz 1] geltenden Fas- sung anzuwenden. Vor dem 1. Januar 2026 ist § 28b Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe a in der am ... [einsetzen: Tag vor dem Inkrafttreten dieses Geset- zes nach Artikel 8 Absatz 1] geltenden Fassung anzuwenden.“

p) In Absatz 40 Satz 1 werden nach dem Wort „die“ die Wörter „nach dem Ablauf des 31. Dezember 2022 und“ eingefügt.

q) In Absatz 41 wird die Angabe „Nummer 5“ durch die Angabe „Nummer 6“ ersetzt.

r) Folgende Absätze werden angefügt:

Gelöscht: In

„(46) Für Anlagen, die nach dem ... [einsetzen: Tag vor dem Inkrafttreten] in Betrieb genommen werden, ist vor dem 1. Januar 2026 § 51 Absatz 1 in der am ... [einsetzen: Tag vor dem Inkrafttreten] geltenden Fassung anzuwenden.

(47) Für Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2022 und vor dem ... [einsetzen: Tag des Inkrafttretens] in Betrieb genommen wurden oder deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins nach dem 31. Dezember 2022 und vor dem ... [einsetzen: Datum des Inkrafttretens] ermittelt wurde, sind §§ 21, 51 und 51a Absatz 1 in der am ... [einsetzen: Tag vor dem Inkrafttreten] geltenden Fassung anzuwenden. § 51a Absatz 1a ist nicht anzuwenden auf Strom aus Solaranlagen, die vor dem ... [Datum des Inkrafttretens] in Betrieb genommen wurden.

(48) Für Anlagen, die nach dem 31. Dezember 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.

(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.

(50) Für Strom, der nach dem ... [einsetzen: Datum des ersten Tages des ersten Monats nach Inkrafttreten des Gesetzes] und vor dem 1. Januar 2028 eingespeist wird, erhöht sich der anzulegende Wert um [0,6] Cent pro Kilowattstunde, wenn die Anlage der Veräußerungsform der Einspeisevergütung nach § 21 Absatz 1 Nummer 1 zugeordnet werden könnte und nach dem ... [einsetzen: Tag vor dem Inkrafttreten] erstmalig der Veräußerungsform der Marktprämie nach § 20 zugeordnet wird.“

46. § 101 wird wie folgt geändert:

Gelöscht: Satz 1

a) In Satz 1 werden vor den Wörtern „§ 22 Absatz 3 Satz 2“ die Wörter „§ 19 Absatz 3c.“ eingefügt, vor den Wörtern „§ 85a Absatz 1 Satz 2“ die Wörter „§ 48a Satz 2, § 51, § 51a Absatz 1 und 1a.“ eingefügt und werden die Wörter „§ 100 Absatz 15, 16 und 36“ durch die Wörter „§ 100 Absatz 35, 45 und 46“ ersetzt.

Gelöscht: Angabe

b) In Satz 2 werden vor dem Wort „sowie“ die Wörter „, § 51, § 51a Absatz 1“ eingefügt.

47. Anlage 1 Nummer 2 wird folgender Satz angefügt:

„Für Strom aus Anlagen nach Satz 1 wird abweichend von Satz 1 die Höhe der Marktprämie nach § 23a („MP“) anhand des energieträgerspezifischen Jahresmarktwertes nach Nummer 4 berechnet, wenn der Anspruch nach § 19 Absatz 3b oder 3c geltend gemacht wird.“

Artikel 8

Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung

Die 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, wird wie folgt geändert:

1. § 2 wird wie folgt geändert:

- a) In Absatz 2 werden die Wörter „vortägigen Spotmarkt“ durch das Wort „Day-Ahead-Markt“ ersetzt, werden die Wörter „mit stündlichen Handelsprodukten“ gestrichen, wird das Wort „Stunde“ durch das Wort „Viertelstunde“ ersetzt, werden die Wörter „stündliche Einspeisung“ durch die Wörter „viertelstündliche Einspeisung“ ersetzt und werden vor den Wörtern „vollständig veräußern“ die Wörter „vorbehaltlich abweichender Vorgaben in § 5“ eingefügt.
- b) In Absatz 3 Satz 1 werden die Wörter „stündlichen Einspeisung“ durch die Wörter „viertelstündlichen Einspeisung“ ersetzt, wird das Wort „Spotmarkt“ durch das Wort „Intraday-Markt“ ersetzt und werden vor dem Wort „Folgetages“ die Wörter „laufenden Tages oder des“ eingefügt.
- c) Absatz 4 wird wie folgt geändert:
 - aa) In Satz 1 wird das Wort „Spotmarkt“ durch das Wort „Intraday-Markt“ ersetzt.
 - bb) Nach Satz 1 wird folgender Satz eingefügt:
„Gebote nach Satz 1 können preislimitiert eingestellt werden.“

2. § 3 wird wie folgt geändert:

- a) In Nummer 1 werden die Wörter „stündlicher Auflösung“ durch die Wörter „viertelstündlicher Auflösung“ und die Wörter „bis 18 Uhr desselben Tages“ durch die Wörter „am Tag vor dem Liefertag bis 18 Uhr“ ersetzt.
- b) In Nummer 3 werden die Wörter „bis 18 Uhr desselben Tages“ durch die Wörter „am Liefertag bis 18 Uhr“ ersetzt.
- c) In Nummer 4 und Nummer 5 wird jeweils das Wort „Folgetag“ durch die Wörter „Tag nach dem Liefertag“ ersetzt.
- d) In Nummer 7 werden die Wörter „§ 72 Absatz 1 Nummer 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ durch die Wörter „§ 50 Nummer 2 Buchstabe a des Energiefinanzierungsgesetzes“ ersetzt.

3. Nach § 4 wird folgender § 4a eingefügt:

„§ 4a

Ermittlung der voraussichtlichen Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen

(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 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

1. 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.“

4. § 5 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt gefasst:

„(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 an den Spotmärkten dieser Strombörsen anzubieten.“

b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) Satz 1 wird aufgehoben.

bb) In dem neuen Satz 1 werden vor den Wörtern „zu veräußernde Strommenge“ die Wörter „nach Absatz 1“ eingefügt.

cc) In dem neuen Satz 5 wird die Angabe „Satz 6“ durch die Angabe „Satz 7“ ersetzt.

dd) Der neue Satz 6 wird wie folgt geändert:

aaa) Nummer 1 wird aufgehoben.

bbb) Die bisherige Nummer 2 wird Nummer 1 und nach dem Wort „Tranche“ werden die Wörter „, für die er nach Absatz 1 preislimitierte Gebote am Day-Ahead-Markt abgegeben hat,“ eingefügt.

ccc) Die bisherige Nummer 3 wird Nummer 2 und wird wie folgt gefasst:

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

c) Absatz 3 wird wie folgt gefasst:

„(3) 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.“

d) Absatz 4 wird aufgehoben.

e) 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 5.2 des Energiefinanzierungsgesetzes“ ersetzt.

Artikel 9

Änderung der Verordnung zu den Innovationsausschreibungen (Innovationsausschreibungsverordnung – InnAusV)

Die Innovationsausschreibungsverordnung vom 20. Januar 202 (BGBl. I S. 106 (Nr. 4)), die zuletzt durch Artikel 8 des Gesetzes vom 20. Dezember 2022 (BGBl. I S. 2512) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. § 5 wird wie folgt gefasst:

„§ 5

Ausschluss von Geboten für Anlagenkombinationen

Die Bundesnetzagentur schließt Gebote für Anlagenkombinationen, die einen Speicher enthalten, von dem Zuschlagsverfahren aus, wenn der Anteil der auf den Speicher entfallenden Gebotsmenge nicht mindestens 25 Prozent der gesamten Gebotsmenge der Anlagenkombination entspricht.“

2. In § 9 werden die Wörter „Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone für Deutschland am Spotmarkt der Strombörse in der vortägigen Auktion“ durch die Wörter „Spotmarktpreis nach § 3 Nummer 42a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes“ ersetzt.

3. § 13 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 wird das Wort „und“ durch das Wort „oder“ ersetzt.

b) In Absatz 6 werden die Wörter „und eingespeiste“ gestrichen.

4. § 19 wird wie folgt geändert:

a) Der bisherige Inhalt wird zu Absatz 1.

b) Folgender Absatz 2 wird angefügt:

„(2) Für Anlagen, deren Zuschläge in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins nach dem 30. November 2022 und vor dem ... [einsetzen: Datum des Inkrafttretens] ermittelt worden sind, ist § 9 in der am ... [einsetzen: Datum des Tages vor dem Inkrafttreten] geltenden Fassung mit der Maßgabe nach Satz 2 anzuwenden. Ab dem Tag, an dem die Strombörsen erstmalig in der vortägigen Auktion am Day-Ahead-Markt Stromviertelstundenkontrakte der Kopplung der Orderbücher zugrunde legen, verringert sich der anzulegende Wert für eine Kalenderstunde auf null, wenn in dieser Kalenderstunde für jede Kalenderviertelstunde der Spotmarktpreis nach § 3 Nummer 42a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes negativ ist.“

Artikel 10

Änderung des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes

Das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz vom 8. August 2020 (BGBl. I S. 1818), das zuletzt durch Artikel 14 des Gesetzes vom 22. Dezember 2023 (BGBl. 2023 I Nr. 405) geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. In der Inhaltsübersicht wird nach der Angabe zu § 66 folgende Angabe zu § 67 eingefügt:

„§ 67 Übergangsbestimmung“.

2. § 12 Absatz 1 Satz 1 wird wie folgt geändert:

a) In Nummer 6 Buchstabe b wird der Punkt am Ende des Satzes durch das Wort „und“ ersetzt.

b) In Nummer 7 wird das Wort „und“ am Ende durch einen Punkt ersetzt.

- c) Nummer 8 wird aufgehoben.
3. In § 14 Absatz 3 Satz 1 wird die Angabe „bis 8“ durch die Angabe „bis 7“ ersetzt.
4. § 26 Absatz 4 wird aufgehoben.
5. In § 55 Absatz 4 Satz 1 wird das Wort „Energie“ durch das Wort „Klimaschutz“ ersetzt.
6. Nach § 66 wird folgender § 67 eingefügt:

„§ 67

Übergangsbestimmung

Für Anlagen, deren Umrüstung ein Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung vor dem ...[einsetzen: Datum des Inkrafttretens dieses Gesetzes nach Artikel 8] die Umrüstung nach § 26 Absatz 4 verlangt hat, sind § 12 Absatz 1 Satz 1 Nummer 8, § 14 Absatz 3 Satz 1 und § 26 Absatz 4 in der bis zum Ablauf des ... [einsetzen: Datum des Tags vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel 8] geltenden Fassung anzuwenden.“

Artikel 11

Änderung des Energiefinanzierungsgesetzes

Das 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, wird wie folgt geändert:

1. In der Inhaltsübersicht wird die Angabe zu § 27 wie folgt gefasst:

„§ 27 (weggefallen)“.

2. § 12 Absatz 2 wird wie folgt geändert:

a) In Nummer 1 und Nummer 2 werden jeweils die Wörter „Abschnitt 4 dieses Teils“ durch die Wörter „den §§ 30 bis 36“ ersetzt.

- b) Folgender Satz wird angefügt:

„Die Erhebung der Umlagen erfolgt in den Fällen des Satz 1 und Satz 2 Nummer 1 gegenüber dem nach den §§ 30 bis 36 begünstigten Unternehmen und im Fall von Satz 2 Nummer 2 gegenüber dem antragstellenden Unternehmen.“

3. § 19 wird wie folgt geändert:

- a) Absatz 1 Nummer 3 wird wie folgt gefasst:

„3. zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den Unternehmen, bei denen die Erhebung der Umlagen nach § 12 Absatz 2 oder 3 durch den Übertragungsnetzbetreiber erfolgt, zum 31. August eines Kalenderjahres und“.

- b) Folgender Absatz 3 wird angefügt:

Gelöscht: Dem § 19 wird folgender

Gelöscht: 3

„(3) Für die Differenz zwischen den nach § 56 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes von den Verteilernetzbetreibern an den jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber weitergegebenen Strommengen und den in der Endabrechnung nach § 50 Nummer 2 ausgewiesenen Strommengen sind zwischen den Verteilernetzbetreibern und dem jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber bis zum 15. September des auf die Einspeisung folgenden Kalenderjahres für jeden Energieträger Ausgleichszahlungen zu leisten. Die Höhe der Ausgleichszahlungen ist für jede der in Anlage 1 Nummer 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes unterschiedenen Energieträgergruppen separat als Produkt aus der für den jeweiligen Energieträger oder die Energieträgergruppe ermittelten Differenz nach Satz 1 und aus dem für diesen Energieträger oder diese Energieträgergruppe ermittelten, energieträgerspezifischen Jahresmarktwert des jeweiligen Leistungsjahres nach Maßgabe der Anlage 1 Nummer 4 des Erneuerbare-Energie-Gesetzes zu ermitteln.“

4. Dem § 20 Absatz 1 wird folgender Satz angefügt:

„Für die Differenz aus den Änderungen der zwischen den Verteilernetzbetreibern und dem jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber abzurechnenden Strommenge nach Satz 1 sind zwischen den Verteilernetzbetreibern und dem jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber bei der jeweils nächsten Abrechnung für jeden Energieträger Ausgleichszahlungen zu leisten. § 19 Absatz 3 Satz 2 gilt entsprechend.“

5. § 21 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Satz 1 und Absatz 3 Nummer 3 wird jeweils das Wort „mit“ durch das Wort „in“ ersetzt.

b) Absatz 4 Satz 3 und 4 werden wie folgt gefasst:

„Die Strommenge, die im Sinne des Absatz 1 Satz 1 zum Zweck der Zwischenspeicherung dem Netz entnommen wird, ist nach folgenden Maßgaben zu bestimmen:

1. Sie ist für jedes 15-Minuten-Intervall anhand der zeitgleich erfolgten tatsächlichen Netzentnahme und dem tatsächlichen Speicherverbrauch zu ermitteln,
2. Sie entspricht dem niedrigeren Wert aus der zeitgleichen tatsächlichen Netzentnahmemenge und dem tatsächlichen Speicherverbrauch in dem 15-Minuten-Intervall, und
3. Eine mess- und eichrechtskonforme Messung der Netzentnahme und des Speicherverbrauchs bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall, ist nur erforderlich, wenn nicht schon anderweitig sichergestellt ist, dass Strom höchstens bis zur Höhe des niedrigeren Wertes, bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall in Ansatz gebracht wird.

Die Strommenge, die im Sinne des Absatz 1 Satz 1 mit dem Stromspeicher erzeugt in ein Netz eingespeist wird, ist nach folgenden Maßgaben zu bestimmen:

1. Sie ist für jedes 15-Minuten-Intervall anhand der zeitgleich erfolgten tatsächlichen Netzeinspeisung und der tatsächlichen Speichererzeugung zu ermitteln,
2. Sie entspricht dem niedrigeren Wert aus der zeitgleichen tatsächlichen Netzeinspeisemenge und der tatsächlichen Speichererzeugung in dem 15-Minuten-Intervall, und

3. Eine mess- und eichrechtskonforme Messung der Netzeinspeisung und der Speichererzeugung bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall, ist nur erforderlich, wenn nicht schon anderweitig sichergestellt ist, dass Strom höchstens bis zur Höhe des niedrigeren Wertes, bezogen auf jedes 15-Minuten-Intervall in Ansatz gebracht wird.“

c) Nach Absatz 4 wird folgender Absatz 4a eingefügt:

„(4a) In Kalenderjahren, in denen für den ins Netz eingespeisten Strom ein Zahlungsanspruch nach der Pauschaloption gemäß § 19 Absatz 3 Satz 1 Nummer 3 und Absatz 3c in Verbindung mit § 19 Absatz 1 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes geltend gemacht wird, verringert sich der Anspruch auf Zahlung der Umlagen für die Netzentnahme auf Strom abweichend von Absatz 1 bis 4 in dem Umfang auf null, in dem für die an dieser Einspeisestelle eingespeiste Strommenge kein Anspruch gemäß § 19 Absatz 3 Satz 1 Nummer 3 und Absatz 3c in Verbindung mit § 19 Absatz 1 Nummer 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes besteht, höchstens jedoch für die in dem Kalenderjahr aus dem Netz entnommene Strommenge.“

6. § 27 wird wie folgt gefasst:

„§ 27

(weggefallen)“.

7. § 51 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 1 wird wie folgt geändert:

aa) Der Nummer 2 wird das Wort „und“ angefügt.

bb) Nummer 3 wird aufgehoben.

cc) Die bisherige Nummer 4 wird Nummer 3.

b) Absatz 2 wird wie folgt gefasst:

„(2) Bei der Veröffentlichung nach Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a sind die Datengrundlagen, Annahmen, Rechenwege, Berechnungen und Endwerte, die in die Ermittlung der jeweiligen Finanzierungsbedarfe nach Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a eingeflossen sind, anzugeben.“

8. § 52 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 2 Satz 2 wird gestrichen.

b) Folgender Absatz 2a wird eingefügt:

„(2a) Erfolgt die Erhebung der Umlagen auf die Netzentnahme für das jeweilige Kalenderjahr nach § 12 Absatz 2 oder 3 durch einen Übertragungsnetzbetreiber, ist das nach Teil 4 Abschnitt 4 dieses Gesetzes begünstigte oder antragstellende Unternehmen selbst zur Mitteilung der Angaben nach Absatz 1 und 2 an den Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet. Die Frist nach Absatz 2 fällt in den Fällen des Satzes 1 auf den 31. Mai des Kalenderjahres.“

9. § 53 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 Nummer 3 werden nach den Wörtern „Absatz 2“ die Angaben „ 2a“ eingefügt.

b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) In Satz 1 wird im Satzteil vor der Aufzählung die Angabe „28. Februar“ durch die Angabe „31. März“ ersetzt.

bb) Folgender Satz 2 wird angehängt:

„Der Fristablauf nach Satz 1 verschiebt sich, soweit für die Mitteilung nach § 52 Absatz 2 eine spätere Frist als der 31. März vorgesehen ist, auf das Datum der späteren Frist.“

10. § 62 Absatz 2 Nummer 1 wird wie folgt geändert:

a) In dem Halbsatz vor Buchstabe a werden die Wörter „Voraussetzungen der Befreiung von Stromspeichern von einer Doppelbelastung mit Umlagen nach § 21 Absatz 1, 2 und 4 und zu den insoweit nach § 21 Absatz 1“ durch die Wörter „Voraussetzungen der Verringerung der Umlagen nach § 21 und zu den insoweit“ ersetzt.

b) In Buchstabe c wird nach dem Komma am Ende das Wort „und“ eingefügt.

c) Es wird folgender Buchstabe d angefügt:

„d) zu den Bedingungen für eine Anwendung von § 21 Absatz 4a für den Fall, dass die Inbetriebnahme oder ein Wechsel in die Pauschaloption nach § 19 Absatz 3c des Erneuerbare-Energien-Gesetzes innerhalb eines Kalenderjahres erfolgt.“

Artikel 12

Inkrafttreten

(1) **Dieses Gesetz tritt vorbehaltlich der Absätze 2 und 3 am Tag nach seiner Verkündung in Kraft.**

(2) **Artikel 2 tritt am [1. Januar 2032] in Kraft.**

(3) **Artikel 6 tritt mit Wirkung vom 1. Januar 2025 in Kraft.**

Begründung

A. Allgemeiner Teil

I. Zielsetzung und Notwendigkeit der Regelungen

Um zur Erreichung der Klimaschutzziele aus dem Übereinkommen von Paris beizutragen, ist es wichtig, dass Deutschland spätestens im Jahr 2045 klimaneutral ist. Dabei ändert sich die Struktur der Stromerzeugung in Deutschland erheblich. Der zügige Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) und der im Zuge der Energiewende massiv steigende Strombedarf erfordern einen schnellen Ausbau und sicheren Betrieb des deutschen Stromübertragungsnetzes. Es ist erforderlich, Strom zunehmend über weite Strecken zu transportieren. Insbesondere der im Norden Deutschlands erzeugte Strom aus Windenergieanlagen muss zu den Verbrauchsschwerpunkten im Süden und Westen Deutschlands geleitet werden. Es gilt, Engpässe in der Stromversorgung innerhalb des deutschen Netzes zu beseitigen. Darüber hinaus sollen die Voraussetzungen für den zunehmenden grenzüberschreitenden Stromhandel geschaffen werden. Daraus resultiert ein Netzausbaubedarf insbesondere in der Höchstspannungsebene.

Die §§ 12a bis 12e EnWG enthalten Regelungen zur Netzausbaubedarfsplanung. Nach § 12e Absatz 1 Satz 2 EnWG ist der Bundesbedarfsplan mindestens alle vier Jahre dem Bundesgesetzgeber vorzulegen. Grundlage hierfür ist der Netzentwicklungsplan Strom. Die Bundesnetzagentur hat am 1. März 2024 den Netzentwicklungsplan Strom 2023-2037/2045 bestätigt und der Bundesregierung gemäß § 12e Absatz 1 Satz 1 EnWG als Entwurf für einen Bundesbedarfsplan vorgelegt. Die im NEP 2023-2037/2045 bestätigten zusätzlichen Leitungsmaßnahmen sind für den verstärkten und beschleunigten Klimaschutz unabdingbar. Der bisherige Bundesbedarfsplan muss aktualisiert werden. Nach § 12e Absatz 1 Satz 2 EnWG ist der Entwurf des Bundesbedarfsplans mindestens alle vier Jahre dem Bundesgesetzgeber vorzulegen. Mit den regelmäßigen Anpassungen des Bundesbedarfsplan-gesetzes soll eine Beschleunigung der erfassten Planungs- und Genehmigungsverfahren für Netzausbauvorhaben auf Höchstspannungsübertragungsnetzebene gewährleistet werden.

Eine sichere, zuverlässige und bezahlbare Stromversorgung, die zunehmend auf aus erneuerbaren Energiequellen erzeugter Elektrizität beruht, ist von großer Bedeutung für den Wirtschaftsstandort Deutschland. Unter einem systemischen Gesichtspunkt muss gewährleistet sein, dass insbesondere für Systemsicherheitsmaßnahmen der Netzbetreiber die tatsächliche Steuerbarkeit und Sichtbarkeit von Stromerzeugungsanlagen, einschließlich Stromspeicher, sichergestellt und überprüft werden und das Übertragungsnetz die erzeugte Energie auch in einem Umfang transportieren kann, die den Strombedarf Deutschlands deckt und gleichzeitig einen stabilen Betrieb des Übertragungsnetzes gewährleistet.

Der Entwurf dient zudem der Umsetzung von verbraucherschützenden und die Transparenz auf dem Strommarkt verbessernden Vorschriften aus der Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates (ABl. L vom 31. Oktober 2023) (RED III) und der Richtlinie (EU) 2024/1711 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 zur Änderung der Richtlinien (EU) 2018/2011 und (EU) 2019/944 in Bezug auf die Verbesserung des Elektrizitätsmarktdesigns in der Union (ABl. L vom 26.6.2024) („novellierte Strommarktrichtlinie“). Er soll zudem mehr Verbrauchern die Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen ermöglichen, indem Vorgaben zum sog. Energy Sharing umgesetzt

werden und auch die Vermarktung der Reststrommengen erleichtert wird. Hierzu wird insbesondere die sog. starre Proportionalität in bestimmten Fällen aufgehoben.

Die Bundesregierung hat sich am 5. Juli 2024 auf eine „Wachstumsinitiative“ geeinigt. Darin wird unter anderem eine Erhöhung der Flexibilität im Stromsystem durch Regelungen zu Steuerbarkeit und Direktvermarktung von erneuerbaren Energien sowie Umgang mit negativen Preisen angekündigt. Der hiesige Gesetzentwurf dient der Umsetzung dieser Punkte. Gleichzeitig wird durch diese und weitere Regelungen Vorsorge für Zeiten temporärer Erzeugungsüberschüsse getroffen, die zuletzt vermehrt aufgetreten sind. Dies sind Zeiten, in denen sehr viel Strom aus EE-Anlagen in das öffentliche Stromnetz eingespeist wird und der Stromverbrauch zeitgleich gering ist. Der Strom findet dann zu normalen Preisen keine Nachfrage mehr. Da Stromerzeugung und Stromverbrauch im Stromnetz stets ausgeglichen sein müssen, wird der Strom dann zu teilweise stark negativen Preisen verkauft. Diese negativen Preise erhöhen die Kosten der Förderung der erneuerbaren Energien und die Kosten des Stromsystems insgesamt. Darüber hinaus können temporäre Erzeugungsüberschüsse eine Herausforderung für die Systemsicherheit des Netzbetriebs sein. Der Entwurf sieht daher Regelungen vor, um den Herausforderungen aus den temporären Erzeugungsüberschüssen zu begegnen, indem die Flexibilität im Stromsystem erhöht wird und erneuerbare Energien zunehmend mehr Funktionen für die Systemsicherheit übernehmen.

Im Day-Ahead-Markt der Strombörsen werden Viertelstundenprodukte eingeführt, was eine Anpassung der bisherigen Vorgaben über die Marktprämienberechnung im EEG sowie über die Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in der EEV erforderlich macht.

Im Erneuerbare-Energien-Gesetz hat sich nach dem Inkrafttreten des Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vom 8. Mai 2024 („Solarpaket I“) zudem punktuell weiterer Anpassungsbedarf ergeben, um noch verbliebene bürokratische Hürden abzubauen sowie um Rahmenbedingungen zu setzen, die möglichst vergleichbare Wettbewerbsbedingungen beim Ausbau der erneuerbaren Energien ermöglichen.

II. Wesentlicher Inhalt des Entwurfs

Mit der Änderung des **Bundesbedarfsplangesetzes** wird der Bundesbedarfsplan aktualisiert. Es werden 60 zusätzliche Netzausbauvorhaben aufgenommen. Es werden fünf Netzausbauvorhaben geändert. Ein Vorhaben wird gestrichen. Die einzelnen Vorhaben werden im Bundesbedarfsplan mit Hilfe ihrer Netzverknüpfungspunkte als Anfangs-, Zwischen- und Endpunkt einer Höchstspannungsleitung benannt.

Für die neuen und geänderten Netzausbauvorhaben wird gemäß § 12e Absatz 4 EnWG die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt. Dies bindet die zuständigen Behörden in den Verfahren für die Planfeststellung und die Plangenehmigung. Zur Verfahrensbeschleunigung greift weiterhin eine Rechtswegverkürzung, wonach das Bundesverwaltungsgericht erste und letzte Instanz für Rechtsstreitigkeiten mit Bezug auf die Vorhaben des Bundesbedarfsplans ist.

Zudem werden die länderübergreifenden und grenzüberschreitenden neuen und geänderten Netzausbauvorhaben identifiziert, auf die die Regelungen des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz gemäß § 2 Absatz 1 NABEG anzuwenden sind. Für diese Vorhaben sehen das NABEG und die Planfeststellungszuweisungsverordnung (PlfZV) eine Bundesfachplanung und ein bundeseinheitliches Planfeststellungsverfahren vor, um so insbesondere Verzögerungen bei Projekten, die Ländergrenzen überschreiten, zu vermeiden. Die Bundesnetzagentur führt für diese Vorhaben die Bundesfachplanung nach den §§ 4 bis 17 NABEG und die Planfeststellung nach den §§ 18 bis 28 NABEG durch. Somit wird für diese länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Netzausbauvorhaben die Zuständigkeit für die Planungs- und Genehmigungsverfahren bei einer einzigen Behörde

gebündelt. Auf diese Weise werden einheitliche Verfahrensvorschriften für ein Vorhaben, eine einheitliche Rechtspraxis und ein einziger Ansprechpartner für die Vorhabenträger gewährleistet.

Der Entwurf enthält zudem Maßnahmen, die es den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) ermöglichen, auch systemisch eine weiterhin sichere und zuverlässige Versorgung der Letztverbraucher mit Elektrizität sicherzustellen. Mit dem neuen § 13l EnWG erhalten die ÜNB mit Regelzonenverantwortung ein weiteres Mittel zur Wahrung der Systemstabilität, indem sie von Betreibern von Erzeugungsanlagen verlangen können, dass eine Erzeugungsanlage zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie ggf. auch von Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve) umgerüstet wird. Diese Maßnahme setzt Empfehlungen des Systemstabilitätsberichts 2023 der ÜNB um. Der neue § 13l EnWG soll die Bereitstellung dieser Systemdienstleistungen erleichtern und die emissionsfreie Nachnutzung der von der Regelung umfassten stillzulegenden Kraftwerksgeneratoren im Interesse der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromnetzes ermöglichen. Zudem wird durch Anpassung des § 49a Absatz 3 EnWG die Abrechnung der Kosten von Schutz- und Sicherungsmaßnahmen im Zusammenhang mit der Höherauslastung des Übertragungsnetzes weiterentwickelt. Es werden Regelungen zur Verteilung dieser Kosten im Verhältnis zwischen Übertragungsnetzbetreibern und von der Höherauslastung betroffenen Betreibern technischer Infrastrukturen verteilt werden. Dadurch leistet die Regelung einen Beitrag zu einer erfolgreichen Fortsetzung der Höherauslastung des Übertragungsnetzes. Der Entwurf enthält zudem Regelungen zur Sicherstellung und Überprüfung der tatsächlichen Steuerbarkeit und Sichtbarkeit von Stromerzeugungsanlagen, einschließlich Stromspeicher, für Systemsicherheitsmaßnahmen der Netzbetreiber.

Daneben enthält der Gesetzentwurf Regelungen im Bereich des Netzan Anschlussverfahrens, insbesondere zur Erhöhung der Transparenz über verfügbare Netzan schlusskapazitäten, zur Schaffung eines einheitlichen Rahmens für Reservierungen von Netzan schlusskapazität, zu flexiblen Netzan schlussvereinbarungen sowie zur Standardisierung und Digitalisierung von Abläufen im Netzan schlussprozess. Die Vorschriften haben das Ziel, den Netzan schluss, insbesondere von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien sowie Ladesäulen für Elektromobile und Wärmepumpen zu beschleunigen.

Gelöscht: Kapazitätsreservierungen

Gelöscht: zeitlicher Abläufe

Gelöscht: Bearbeitungsprozess von Netzan schlussbegehren

Der Entwurf dient zudem der Umsetzung von verbraucherschützenden Vorschriften aus der novellierten Strommarktrichtlinie und der Gasrichtlinie. Mit den Regelungen des EnWG zu den Energieendkundenmärkten wurden bereits im Jahr 2021 Vorgaben der Strombinnenmarktrichtlinie (EU) 2019/944 umgesetzt. Zur Gewährleistung eines einheitlichen Verbraucherschutzstatus im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung wurde dabei die Einheitlichkeit des Rechtsrahmens für Strom- und Gaslieferungen im Grundsatz erhalten. Daher setzt bereits das geltende Energiewirtschaftsgesetz in seinem Teil 4 auf die Endkundenmärkte bezogene Vorgaben auch der neuen Gasrichtlinie bereits um. Ziel der novellierten Gasrichtlinie war unter anderem, die Vorgaben für den Gasbereich an die im Strombereich nach der Strombinnenmarktrichtlinie EU 2019/944 geltenden Regelungen anzugleichen, die bereits mit dem Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht (in Kraft getreten am 27. Juli 2021) in nationales Recht umgesetzt wurden. Neben der erforderlichen zusätzlichen Umsetzung von Änderungen der Strombinnenmarktrichtlinie (EU) 2019/944 durch die novellierte Strommarktrichtlinie werden mit dem vorliegenden Gesetzentwurf noch Ergänzungen und redaktionelle Klarstellungen vorgenommen, die ebenfalls einer Umsetzung der Gasrichtlinie dienen.

Der Entwurf enthält Regelungen, um den Herausforderungen aus temporären Erzeugungsüberschüssen zu begegnen, indem die Flexibilität im Stromsystem erhöht wird und erneuerbare Energien zunehmend mehr Funktionen für die Systemsicherheit übernehmen. Die wesentlichen Inhalte lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Entbürokratisierung der Direktvermarktung: Es werden diverse Klarstellungen und Vereinfachungen vorgenommen, um die Direktvermarktung niedrigschwellig nutzbar und massengeschäftstauglich zu machen und dadurch eine stärkere Marktintegration von EE-Anlagen zu erreichen. Unter anderen wird Betreibern von Anlagen mit älteren Wechselrichtern, bei denen keine Einrichtungen zur mehrstufigen oder stufenlosen Steuerung möglich sind, ermöglicht, ebenso an der Direktvermarktung teilzunehmen. Zudem wird die zeitliche Frist zum Nachweis der Fernsteuerbarkeit näher an den tatsächlichen Gegebenheiten des Anlagenbetriebs ausgerichtet. Weiter wird die Nutzung des Smart-Meter-Gateways für eine Übergangszeit bis zum 1. Januar 2027 ausgesetzt, wodurch Direktvermarktungsunternehmen Zeit verschafft wird, um ihrerseits eine Steuerung über Smart-Meter-Gateways vollumfänglich und massentauglich umzusetzen.
- Absenkung der Direktvermarktungsschwelle: Um eine bessere Markt- und Systemintegration zu erreichen, wird für Neuanlagen die sogenannte Direktvermarktungsschwelle auf 25 Kilowatt installierter Leistung herabgesenkt, wodurch mehr Anlagen der Veräußerungsform der Direktvermarktung zugeordnet werden. Diese Absenkung erfolgt schrittweise. Um unbillige Härten durch die schrittweise Absenkung der Direktvermarktungsschwelle zu vermeiden und gleichzeitig den Einfluss der einspeisevergüteten Anlagen auf temporäre Erzeugungsüberschüsse nicht zu verschärfen, können vor dem 1. Januar 2028 in Betrieb genommene Anlagen bis zum 31. Dezember 2028 die Veräußerungsform der Einspeisevergütung befristet nutzen, wenn sie ihre maximale Wirkleistungseinspeisung am Netzanschlusspunkt auf 30 Prozent reduzieren.
- Weitgehende Abschaffung der Vergütung bei negativen Preisen und Anpassung der Kompensationsregelungen für PV-Anlagen: Damit Neuanlagen unmittelbaren Preissignalen ausgesetzt werden und damit eine stärkere Marktintegration der erneuerbaren Energien erreicht wird, wird der ohnehin gesetzlich vorgesehene schrittweise Ausstieg aus der Förderung von Anlagen in Zeiten negativer Spotmarktpreise zur Eindämmung von temporären Erzeugungsüberschüssen vorgezogen und die Regelung umfassend auf nahezu alle Neuanlagen ausgedehnt. Dadurch wird für die Anlagen ein Anreiz geschaffen, in Zeiten negativer Preise nicht einzuspeisen, indem sie in diesen Zeiten Eigenverbrauch betreiben oder den Strom zur späteren Nutzung oder Einspeisung einspeichern. Darüber hinaus ist für PV-Anlagen eine veränderte Kompensationsregelung für die Ertragsausfälle zu Zeiten negativer Preise vorgesehen. Die bisherige Regelung hat durch die Verlängerung des Förderzeitraums auf sonnenarme Zeiträume wie z.B. im Winter nicht immer eine angemessene Kompensation für PV-Anlagen ermöglicht. PV-Anlagen erzeugen Strom tagsüber und weitgehend im Frühjahr, Sommer und Herbst. Der Grundansatz der neuen Kompensationsregel ist daher, dass die Zeiten negativer Preise unter Berücksichtigung des durchschnittlichen Ertragspotenzials der Anlagen an den Förderzeitraum angehängt werden sollen.
- Modernisierung der Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber: Um eine bessere Markt- und Systemintegration von einspeisevergüteten Anlagen, welche durch den Übertragungsnetzbetreiber vermarktet werden, zu erreichen, werden die Vorgaben der Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber angepasst. Um temporären Erzeugungsüberschüssen präventiv zu begegnen, ist der Übertragungsnetzbetreiber berechtigt und verpflichtet, die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung von fernsteuerbaren Anlagen in der Einspeisevergütung in Höhe der am Day-Ahead-Markt unverkauften Strommenge zu veranlassen. Der betroffene Anlagenbetreiber erhält nach Maßgabe der Neuregelungen einen finanziellen Ausgleich.
- Regelungen zur Digitalisierung der Energiewende: Mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende vom Mai 2023 wurde der Smart-Meter-Rollout erfolgreich reaktiviert. Gleichwohl hat der Digitalisierungsbericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz nach § 48 des Messstellenbetriebsgesetzes vom Juli 2024 anhand von vorbereitenden Gutachten und einem intensiven Branchenprozess kurzfristigen Nachsteuerungsbedarf ergeben, um die Digitalisierung systemorientierter und

robuster aufzustellen und den Rollout zu verstetigen. Der Entwurf enthält Regelungen zur Umsetzung des Digitalisierungsberichts sowie der Entscheidungen der Wachstumsinitiative der Bundesregierung. Zentral sind neu geschaffene Regelungen für den Rollout von Steuerungstechnik, zur Sicherstellung der Wirtschaftlichkeit des Messstellenbetriebs und zur Cybersicherheit und Absicherung der energiewirtschaftlichen Datenkommunikation für den Schwarzfall.

- Steuerungsfähigkeit der Netzbetreiber: Netzbetreiber müssen jederzeit in der Lage sein, bestimmte Anlagen zu steuern und die jeweilige Ist-Einspeisung abzurufen. Die Fähigkeit zur Steuerung (ferngesteuerten Regelung) von Anlagen durch Netzbetreiber und Sichtbarkeit der Anlagen für diese wird durch jährliche Tests sichergestellt.

Im Day-Ahead-Markt der Strombörsen werden Viertelstundenprodukte eingeführt, was eine Anpassung der bisherigen Vorgaben über die Marktprämienberechnung im EEG sowie über die Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber in der EEV erforderlich macht.

Im Erneuerbare-Energien-Gesetz werden weitere bürokratische Hürden beseitigt. So wird z.B. die Errichtung von Garten-PV-Anlagen weiter erleichtert, indem sie von den spezifischen Regelungen für Freiflächenanlagen ausgenommen werden. Zudem werden Hürden für bewegliche Agri-PV-Anlagen abgebaut, die als sog. „Trackeranlagen“ der Sonne nachgeführt werden können. Diese sollen in Zukunft einfacher an den Ausschreibungen für Agri-PV-Anlagen teilnehmen können. Der Grundsatz der sog. starren Proportionalität, welcher bei einer Vermarktung von Strom aus EE-Anlagen in verschiedenen Vermarktungsformen vorgibt, dass diese jederzeit nach einem starren prozentualen Verhältnis aufzuteilen sind, wird für die Konstellationen längerer Direktleitungen und die gemeinsame Nutzung von Strom aus EE-Anlagen aufgehoben und den Betreibern so eine flexiblere Bewirtschaftung ermöglicht.

Mit der Gesetzesänderung werden zudem redaktionelle Änderungen vorgenommen, um Unrichtigkeiten, die in Folge vorangegangener Gesetzgebungsverfahren entstanden sind und Folgeänderungen zu geänderten Ministeriumsbezeichnungen aus dem Organisationserlass des Bundeskanzlers aus dem Jahr 2021 umzusetzen.

III. Alternativen

Keine. In Bezug auf die Änderungen des **Bundesbedarfsplangesetzes** ist in § 12e Absatz 4 Satz 1 EnWG normiert, dass Änderungen des Bundesbedarfsplans durch den Bundesgesetzgeber zu erlassen sind und dadurch für die geänderten und neu in den Bundesbedarfsplan aufgenommen Vorhaben die energiewirtschaftliche Notwendigkeit und der vordringliche Bedarf festgestellt werden. Um temporären Erzeugungsüberschüssen schnellstmöglich begegnen zu können, ist die im Entwurf anvisierte Erhöhung der Flexibilität im Stromsystem und die zunehmende Übernahme von Funktionen für die Systemsicherheit durch die erneuerbaren Energien erforderlich. Die Regelungen zur Marktprämienberechnung und zur ÜNB-Vermarktung im Hinblick auf die Einführung der Viertelstundenprodukte im Day-Ahead-Markt sind erforderlich, da diese voraussichtlich bereits im März 2025 eingeführt werden. Die verbraucherschützenden Vorschriften sowie die Regelungen zum Energy Sharing dienen der Umsetzung von unionsrechtlichen Vorgaben, die zwingend in nationales Recht umzusetzen sind.

Gelöscht:

IV. Gesetzgebungskompetenz

Die Gesetzgebungskompetenz des Bundes ergibt sich aus Artikel 74 Absatz 1 Nummer 11 Grundgesetz (GG). Das vorliegende Gesetz fällt in den Bereich des Rechts der Wirtschaft, das die Energiewirtschaft einschließlich der Erzeugung und Verteilung von Energie umfasst.

Eine bundesgesetzliche Regelung ist im Sinne des Artikels 72 Absatz 2 GG zur Wahrung der Rechts- und Wirtschaftseinheit erforderlich. Die gesetzlichen Änderungen dienen der energiewirtschaftlichen Bedarfsplanung für den Ausbau des Stromübertragungsnetzes. Die Versorgungsaufgabe des Stromübertragungsnetzes geht regelmäßig über die Grenzen eines Bundeslandes hinaus. Ein einheitliches, verbindliches Konzept der zu realisierenden Maßnahmen, wie sie das Bundesbedarfsplangesetz enthält, dient daher der Wahrung der Wirtschaftseinheit. Die bundesgesetzliche Regelung ist darüber hinaus auch zur Wahrung der Rechtseinheit im gesamtstaatlichen Interesse, da die Nichtrealisierung einzelner notwendiger Projekte die Bedarfsberechnung auch für andere Projekte beeinflussen kann.

V. Vereinbarkeit mit dem Recht der Europäischen Union und völkerrechtlichen Verträgen

Der Gesetzentwurf dient der Umsetzung von Recht der Europäischen Union. Er ist diesbezüglich und auch im Übrigen mit dem Recht der Europäischen Union vereinbar.

Der Anwendungsbereich völkerrechtlicher Verträge wird durch diesen Entwurf nicht berührt.

VI. Gesetzesfolgen

1. Rechts- und Verwaltungsvereinfachung

Durch die Aufnahme von Vorhaben in das Bundesbedarfsplangesetz werden die Planungs- und Genehmigungsbehörden entlastet. Für die in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen Vorhaben entfallen Prüfungen und Abwägungen zu der energiewirtschaftlichen Notwendigkeit und ihrer Vereinbarkeit mit den Zielen des § 1 EnWG. Zudem werden die länderübergreifenden und grenzüberschreitenden neuen und geänderten Netzausbauvorhaben identifiziert, auf die die Regelungen des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz gemäß § 2 Absatz 1 NABEG anzuwenden sind. Für diese Vorhaben sehen das NABEG und die PlfZV ein bundeseinheitliches Planfeststellungsverfahren vor, um so insbesondere Verzögerungen bei Projekten, die Ländergrenzen überschreiten, zu vermeiden. Die Bundesnetzagentur führt für diese Vorhaben die Planfeststellung nach den §§ 18 bis 28 NABEG durch. Somit wird für diese länderübergreifenden und grenzüberschreitenden Netzausbauvorhaben die Zuständigkeit für die Planungs- und Genehmigungsverfahren bei einer einzigen Behörde gebündelt. Auf diese Weise werden einheitliche Verfahrensvorschriften für ein Vorhaben, eine einheitliche Rechtspraxis und ein einziger Ansprechpartner für die Vorhabenträger gewährleistet.

Durch die Aufhebung des § 99a EEG wird eine Berichtspflicht gestrichen, dies führt zu Bürokratieentlastung.

2. Nachhaltigkeitsaspekte

Der Gesetzesentwurf steht im Einklang mit der Deutschen Nachhaltigkeitsstrategie (DNS) und den darin enthaltenen Prinzipien einer nachhaltigen Entwicklung. Das Regelungsvorhaben betrifft die Ziele der DNS wie im Folgenden dargestellt und leistet insoweit einen Beitrag zur Erreichung der UN-Nachhaltigkeitsziele, den „Sustainable Development Goals“ (SDG):

Der Gesetzesentwurf enthält zahlreiche Regelungen, die der sicheren und zuverlässigen Versorgung mit Strom dienen. So sind beispielsweise Regelungen zur Sicherstellung der Stromnetzstabilität enthalten. Die Änderungen sind notwendig, um die zuverlässige Versorgung mit Strom auch bei steigendem Anteil Erneuerbarer Energien sicherzustellen und tragen daher unmittelbar zur Umsetzung von SDG 7 („Bezahlbare und saubere Energie“) und mittelbare auch zur Umsetzung von SDG 13 („Maßnahmen zum Klimaschutz“) bei.

So leisten § 13l EWG (neu) und der angepasste § 49a Absatz 3 EnWG beispielsweise einen unmittelbaren Beitrag zur Erreichung des UN-Nachhaltigkeitsziele (Sustainable Development Goal, „SDGs“) 7 „Bezahlbare und saubere Energie“ und 9 „Industrie, Innovation und Infrastruktur“. § 13l EnWG (neu) tut dies, indem er eine Grundlage für eine emissionsfreie Nachnutzung von stillzulegenden Kraftwerksgeneratoren im Interesse eines sicheren Netzbetriebs (v.a. zu Zwecken der Spannungshaltung) ermöglicht. Die Änderung des § 49a Absatz 3 EnWG sichert die Umsetzung der Höherauslastung des Übertragungsnetze, die die Integration erneuerbarer Energien erleichtert und den Bedarf nach Netzengpassmanagement-Maßnahmen senkt, auf der Kostenseite ab. Beide Maßnahmen kommen aus den genannten Gründen auch mittelbar SDG 13 („Maßnahmen zum Klimaschutz“) zugute.

Indem die Regelungen zur Netzausbaubedarfsplanung aktualisiert werden, wird ebenfalls ein großer Beitrag zur Erreichung des SDG 7 („Bezahlbare und saubere Energie“) sowie zur Umsetzung von SDG 13 („Maßnahmen zum Klimaschutz“) geleistet, indem eine bundesweite Stromverteilung ermöglicht wird und durch den Ausbau des Stromübertragungsnetzes insbesondere erneuerbare Energien in das Energiesystem integriert werden. Die in das Bundesbedarfsplangesetz aufzunehmenden Vorhaben wurden im Netzentwicklungsplan 2023-2037/2045 überprüft und von der Bundesnetzagentur als energiewirtschaftlich notwendig bestätigt. In diesem Netzentwicklungsplan wurden erstmals konsistente Szenarien bis zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2045 betrachtet. Die Vorhaben sind somit Teil eines für Erreichung der Klimaziele erforderlichen Netzausbaus und tragen zur Erreichung der Klimaziele bei.

Zielkonflikte mit dem Schutz der Landökosysteme (SDG 15) werden über die Strategische Umweltprüfung und die Umweltverträglichkeitsprüfung ermittelt und durch die Bundesnetzagentur veröffentlicht. Sie können so bei der Entscheidung über die Vorhaben berücksichtigt werden.

Gemeinsam mit den weiteren enthaltenen Regelungen zur Beschleunigung des Netzausbaus sowie der Beschleunigung bei der Herstellung von Netzanschlüssen, die aus den oben genannten Gründen ebenfalls Beiträge zur Erreichung von SDG 7 und 13 leisten, trägt der Gesetzesentwurf damit auch wesentlich zur Umsetzung von SDG 9 („Industrie, Innovation und Infrastruktur“) bei.

Indem im EEG weitere Hürden zum Ausbau der erneuerbaren Energien und insbesondere von Solaranlagen beseitigt werden und die Rahmenbedingungen für effizienten Wettbewerb weiter verbessert werden, steht das Gesetz auch insoweit insbesondere mit SDG 7 („Bezahlbare und saubere Energie“), SDG 9 („Industrie, Innovationen und Infrastruktur“) und SDG 13 („Maßnahmen zum Klimaschutz“) in Einklang. Das Gesetz dient damit auch der besseren Erreichung der Ausbauziele des EEG 2023 und leistet so einen Beitrag zur Erreichung der Indikatoren 7.2.a und 7.2.b. Die durch das Gesetz verbesserte Schaffung einer nachhaltigen Energieversorgung leistet einen Beitrag zum Unterziel 9.1. Als Beitrag zum EEG 2023 als maßgeblichem Instrument zur Erreichung der Klimaziele im Strombereich begünstigt das Gesetz die Erreichung des Indikators 13.1.a.

Mit diesem Gesetzesentwurf werden außerdem Regelungen der novellierten Strommarkttrichtlinie zur Stärkung des Verbraucherschutzes, insbesondere zum Schutz der Verbraucher vor Strompreisschwankungen, in nationales Recht umgesetzt. So werden unter anderem Regelungen für Verträge mit Festpreistarifen aufgenommen und Energielieferanten verpflichtet, angemessene Absicherungsstrategien zu entwickeln und einzuhalten. Diese Regelungen tragen zu einer nachhaltigen sowie nachhaltig bezahlbaren Energieversorgung bei und leisten damit ebenfalls einen Beitrag zur Erreichung von SDG 7 („Bezahlbare und saubere Energie“).

Auch die Erreichung von SDG 8 („Menschenwürdige Arbeit und Wirtschaftswachstum“) wird durch den Gesetzesentwurf begünstigt, da die Voraussetzungen für eine zuverlässige, nachhaltige Energieversorgung geschaffen werden, wodurch Planungssicherheit und

Investitionsanreize entstehen. Der Gesetzesentwurf trägt somit mittelbar auch zu einem nachhaltigen Wirtschaftswachstum bei.

Konflikte mit anderen Nachhaltigkeitszielen konnten nicht festgestellt werden.

3. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

a) Bund

Für den Bundeshaushalt entstehen durch dieses Gesetz Haushaltsausgaben in Höhe von jährlich ca. 8,96 Millionen Euro sowie einmalig ca. 0,3 Millionen Euro.

Gelöscht:

Temporäre Erzeugungsüberschüsse sind eine Entwicklung, die in der zuletzt aufgetretenen Frequenz und dem Ausmaß nicht zu erwarten war und die zu Kostensteigerungen gegenüber den bisherigen Schätzungen führen kann. Durch dieses Gesetz werden Maßnahmen vorgelegt, die sowohl dem Auftreten von Erzeugungsüberschüssen und negativen Strompreisen entgegenwirken als auch die Kosten begrenzen, die im Fall von negativen Preisen für den Haushalt entstehen. Daher führt dieses Gesetz zu einer Entlastung des Haushalts gegenüber den Mehrkosten, die aufgrund der unvorhergesehenen dynamischen Entwicklung temporärer Erzeugungsüberschüsse zu entstehen drohen.

Gelöscht: g

Die stellenmäßigen und finanziellen Mehrbedarfe, die dem Bund entstehen, werden noch berechnet.“

Übersicht über die Haushaltsausgaben im Einzelnen:

Nr.	hD-Stellen /Richter	gD-Stellen	mD-Stellen	Jährliche Personalkosten (inkl. Sacheinzel- und Gemeinkosten) in Euro	Jährliche Sachkosten in Euro	Einmalige Sachkosten in Euro	Sonstige jährliche Mehr- oder Minder- Ausgaben in Euro
15	+2,4	+1,0	+1,4	+638.664	-	-	
16	-	-	-	-	-	-	-
17	-	-	-	-	-	-	-
<u>18</u>							
<u>19</u>	=	=	=	=	=	=	=
<u>20</u>							

Gelöscht: Gemein-kosten

Gelöscht: 1a

... [16]

21							
22							
23							
24							
25							
Ge-samt	+31,84	+16,05	+7,01	+8.958.639	-	+300.000	-

Zu den Haushaltsausgaben, die nicht auch Erfüllungsaufwand darstellen und daher unten nicht aufgeführt sind, sowie zu sonstigen möglichen Auswirkungen auf den Bundeshaushalt finden sich hier noch ergänzende Erläuterungen (Nr. 15 – 25):

Gelöscht: ¶

Gelöscht: 17

15) Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes

Es wird geschätzt, dass die 60 neuen Vorhaben beim Bundesverwaltungsgericht zu geschätzt rund 121 zusätzlichen gerichtlichen Verfahren führen. Unter Berücksichtigung geschätzter, freiwerdender Personalkapazitäten im Zusammenhang mit früheren Novellen des Bundesbedarfsplangesetzes wird geschätzt, dass beim Bundesverwaltungsgericht durch die mit diesem Gesetz verbundene Aufgabenmehrung ein jährlicher Mehrbedarf an Personalkosten in Höhe von insgesamt 638 664 Euro entsteht. Dieser umfasst 2,4 Richterstellen (R6) in Höhe von gesamt 453 577 Euro, 1 Stelle des gehobenen Dienstes (A12) in Höhe von 89 481 Euro und 1,4 Stellen des mittleren Dienstes (A9) in Höhe von gesamt 95 607 Euro. Es wird davon ausgegangen, dass die Übertragung der erstinstanzlichen Zuständigkeit für weitere Verfahren im vierten Quartal 2024 wirksam wird und dass die zusätzlichen erstinstanzlichen Verfahren vor dem Bundesverwaltungsgericht im Wesentlichen frühestens ab dem Jahr 2029 eingeleitet werden.

17) §§ 3 Nummer 29a, 37d Absatz 1 Satz 2, 48 Absatz 1b EEG 2023

[18\)](#) Bei den Änderungen in §§ 3 Nummer 29a, 37d Absatz 1 Satz 2 EEG 2023 handelt es sich lediglich um gesetzliche Klarstellungen. Auswirkungen auf den Haushalt sind nicht zu erwarten. [§ 3 Nr. 42a EEG 2023, Anlage 1 zum EEG 2023 – Spotmarktpreisdefinition](#)

[Durch die Anpassung der Begriffsbestimmung des Spotmarktpreises auf die zukünftig am Day Ahead Markt als gekoppelte Produkte gehandelten Viertelstundenprodukte sowie der darauf basierenden Berechnung der für die Bestimmung der Höhe der Marktprämie maßgeblichen Monats- und Jahresmittelwerte nach der Anlage 1 des EEG ist keine Auswirkung auf den Haushalt zu erwarten. Zukünftig stehen mit den viertelstundenscharfen Werten lediglich granularere Werte für die Ermittlung der Mittelwerte zur Verfügung. Hierdurch wird im Monats- und Jahresmittel keine Veränderung der Höhe der Marktprämie und damit der EEG-Förderkosten gegenüber dem Status Quo der stundenscharfen Werte bewirkt.](#)

Gelöscht: <#>§ 22b Absatz 6 EEG 2023¶
<#>Durch die mit der Anpassung der Länderöffnungsklausel des § 22b Absatz 6 EEG 2023 eingeführte ökonomische Benchmark für mögliche Ländergesetze, die Anlagenbetreiber zu einer Beteiligung von Kommunen und/oder Bürgerinnen und Bürgern verpflichten, werden mittelbar Mehrkosten im EEG-Konto vermieden. Denn die Regelung begrenzt das Risiko, dass die Anlagenbetreiber die ihnen durch wirtschaftlich anspruchsvolle Beteiligungsanforderungen aus Ländergesetzen entstehenden Mehrkosten in ihre Gebote im Rahmen der EEG-Ausschreibungen einpreisen. Eine genaue Bezifferung der vermiedenen Mehrkosten ist nicht möglich, da sie abhängt von möglichen geplanten Länderregelungen und dem konkreten Gebotsverhalten der Anlagenbetreiber.¶

Gelöscht: .

19) § 21 EEG 2023

[Durch die schrittweise Absenkung der Direktvermarktungsschwelle werden bis 2028 ca. 3 GW neue PV-Anlagen keinen Anspruch mehr auf die Einspeisevergütung haben. Stattdessen haben diese Anlagen Anspruch auf die Marktprämie, die nach § 53](#)

Abs. 1 Nr. 2 EEG um 0,2 bzw. 0,4 ct/kWh höher ist als die Einspeisevergütung. Die höhere Marktprämie resultiert aus den Mehrkosten für das Direktvermarktungsunternehmen. Es kann jedoch unterstellt werden, dass die Anlagen in der Direktvermarktung auf die Marktpreise reagieren und bei negativen Preisen ihre Einspeisung reduzieren und in dieser Zeit keine Kosten durch negative Preise erzeugt werden. Aufgrund der erwarteten Entwicklung von häufigen und stark negativen Preisen werden die Einsparungen in Zeiten negativer Preise die Mehrkosten der Direktvermarktung übersteigen. In der Folge sind die Anlagen in der Direktvermarktung für das EEG-Konto günstiger als Anlagen in der Einspeisevergütung. Die Absenkung der Direktvermarktungsschwelle bewirkt somit eine Entlastung des EEG-Kontos. Zur Quantifizierung der Entlastung sind insbesondere Annahmen über die Entwicklung, Dauer und Zeiträume negativer Preise in den Jahren 2025 bis 2028 zu treffen. Dem BMWK liegen Marktwertszenarien vor, die regelmäßig zur Überprüfung der Förderhöhe herangezogen werden. In diesen Szenarien sind auch jahresbasierte Annahmen zu negativen Preisen enthalten. Eine Auflösung dieser Daten in Stunden oder zusammenhängende Stunden, wäre nötig, um die entsprechenden Kosten abschätzen zu können. Die Notwendigkeit der viertelstundenscharfen Auflösung ergibt sich beispielsweise für PV, da negative Preise hier nur zwischen Sonnenauf- und -untergang in die Betrachtung fließen können. Diese Datengenauigkeit liegt derzeit nicht vor. Eine Abschätzung dieser Zahlen ist außerdem mit sehr hohen Unsicherheiten verbunden, weil die mit dieser Gesetzesänderung geplanten Maßnahmen zur Steuerbarkeit und der Entfall von Zahlungen bei negativen Preisen dazu führen sollen, dass in Zukunft weniger Stunden negativer Preise auftreten. Eine Abschätzung ist aufgrund fehlender Prognosewerte daher nicht möglich.

20) § 21b Abs. 2 S. 3 EEG 2023

[4] verschoben (Einfügung)

Durch die Schaffung einer Ausnahme vom Grundsatz der starren Proportionalität für die Anwendungsfälle von längeren Direktleitungen und Energy Sharing werden keine Mehrkosten im EEG erwartet. Mehrkosten würden nur dann entstehen, wenn hierdurch mehr Strommengen als bisher im Rahmen der geförderten Direktvermarktung in das öffentliche Netz eingespeist würden. Ein entsprechender Effekt kann nicht sicher prognostiziert werden; der Effekt könnte ebenso gegenteiliger Natur sein. Eine Vorhersage der Nutzung von längeren Direktleitungen und des Energy Sharing ist mit großen Unsicherheiten behaftet und es liegen auch keine Erfahrungswerte mit der Verteilung von Strommengen zwischen den verschiedenen Veräußerungsformen vor. Es werden sowohl kostensenkende Effekte als auch kostensteigernde Effekte erwartet, die sich voraussichtlich ausgleichen werden.

21) § 22b Abs. 5 EEG 2023

Es entstehen keine Mehrkosten für die öffentliche Verwaltung. Mit der Regelung werden nur die berechtigten Einschränkungen in Bezug auf Investitionen im Bereich der Inanspruchnahme von Privilegien für Mitglieder von Bürgerenergiegesellschaften geringfügig verändert und geöffnet.

22) § 48 Abs. 3 EEG 2023

Es werden Gebäude im Außenbereich, die nach dem 1 März 2023 und im räumlich-funktionalen Zusammenhang mit einer Hofstelle eines land- oder forstwirtschaftlichen Betriebes, der vor dem 31. März 2012 errichtet wurde, für die PV-Dachanlagenvergütung zugelassen. Die Regelung umfasst vereinzelte Fälle. Die Ziele zum Ausbau der Solarenergie im EEG werden durch die Regelung nicht verändert. Durch diesen Anwendungsfall ergeben sich daher keine Mehrkosten, das Dachflächenpotenzial wird leicht vergrößert.

23) §§ 51, 51a EEG 2023 und § 9 InnAusV

Der schrittweise Wegfall des Vergütungsanspruchs für neue EE-Anlagen bei negativen Preisen bewirkt eine Entlastung des EEG-Kontos. Auch die Umstellung des Bezugspunkts zur Erfassung negativer Preise von Stunden auf Viertelstunden entlastet das EEG-Konto, da dadurch bereits schneller als bisher, d.h. ab der ersten Viertelstunde und nicht erst ab der ersten vollen Stunde negativer Preise, kein Vergütungsanspruch besteht. Um die Entlastung zu quantifizieren, sind abgesehen von sehr detaillierten EE-Zubauszenarien und den Annahmen zum Smart-Meter-Rollout auch insbesondere Annahmen über die Entwicklung, Dauer und Zeiträume negativer Preise in den Jahren 2025 bis 2028 zu treffen. Dem BMWK liegen Marktwertszenarien vor, die regelmäßig zur Überprüfung der Förderhöhe herangezogen werden. In diesen Szenarien sind auch jahresbasierte Annahmen zu negativen Preisen enthalten. Eine Auflösung dieser Daten in Stunden oder zusammenhängende Stunden, wäre nötig, um die entsprechenden Kosten abschätzen zu können. Die Notwendigkeit der viertelstundenscharfen Auflösung ergibt sich beispielsweise für PV, da negative Preise hier nur zwischen Sonnenauf- und -untergang in die Betrachtung fließen können. Diese Datengenauigkeit liegt derzeit nicht vor. Eine Abschätzung dieser Zahlen ist außerdem mit sehr hohen Unsicherheiten verbunden, weil die mit dieser Gesetzesänderung geplanten Maßnahmen zur Steuerbarkeit und der Entfall von Zahlungen bei negativen Preisen dazu führen sollen, dass in Zukunft weniger Stunden negativer Preise auftreten. Eine Abschätzung ist aufgrund fehlender Prognosewerte daher nicht möglich.

Durch die **Kompensationsregelung** verlängert sich für PV-Neuanlagen der Vergütungszeitraum wie bisher auch über 20 Jahre hinaus. Die Regelung wurde an das Ertragspotenzial der PV über das Jahr angepasst. Der Ausgleich sorgt jetzt dafür, dass die mit dem EEG ursprünglich angelegte Förderung über einen längeren Zeitraum ausgezahlt wird. Es entstehen also weder Mehr- noch Minderkosten, wenn der gesamte Förderzeitraum betrachtet wird. Die Auszahlung wird über einen längeren Zeitraum gestreckt. In den Jahren 2025 bis 2028 sinken die Kosten durch die Kompensationsregelung.

24) § 100 Abs. 46 EEG 2023

Durch die in § 100 Absatz 46 EEG 2023 vorgesehene Erhöhung des anzulegenden Wertes für Anlagen, deren Betreiber die neuen §§ 51, 51a EEG 2023 für anwendbar erklären, entstehen Mehrkosten im EEG-Konto. Gleichzeitig wird durch die Anwendung der strengerer §§ 51, 51a EEG 2023 eine Entlastung des EEG-Kontos bewirkt. Zur Quantifizierung der Be- und Entlastung sind insbesondere Annahmen über die Entwicklung, Dauer und Zeiträume negativer Preise in den Jahren 2025 bis 2028 zu treffen. Dem BMWK liegen Marktwertszenarien vor, die regelmäßig zur Überprüfung der Förderhöhe herangezogen werden. In diesen Szenarien sind auch jahresbasierte Annahmen zu negativen Preisen enthalten. Eine Auflösung dieser Daten in Stunden oder zusammenhängende Stunden wäre nötig, um die entsprechenden Kosten abschätzen zu können. Die Notwendigkeit der viertelstundenscharfen Auflösung ergibt sich beispielsweise für PV, da negative Preise hier nur zwischen Sonnenauf- und -untergang in die Betrachtung fließen können. Diese Datengenauigkeit liegt derzeit nicht vor. Eine Abschätzung dieser Zahlen ist außerdem mit sehr hohen Unsicherheiten verbunden, weil die mit dieser Gesetzesänderung geplanten Maßnahmen zur Steuerbarkeit und der Entfall von Zahlungen bei negativen Preisen dazu führen sollen, dass in Zukunft weniger Stunden negativer Preise auftreten. Eine Abschätzung ist aufgrund fehlender Prognosewerte daher nicht möglich.

25) § 100 Abs. 47 EEG 2023

Durch die in § 100 Absatz 47 EEG 2023 vorgesehene Erhöhung des anzulegenden Wertes für Anlagen, die ohne Rechtspflicht erstmalig der Direktvermarktung

zugeordnet werden, entstehen Mehrkosten im EEG-Konto. Im Gegenzug kann jedoch unterstellt werden, dass die Anlagen in der Direktvermarktung auf die Marktpreise reagieren und bei negativen Preisen ihre Einspeisung reduzieren. Aufgrund der erwarteten Entwicklung von häufigen und stark negativen Preisen werden die Einsparungen in Zeiten negativer Preise die Mehrkosten durch die Erhöhung des anzulegenden Wertes übersteigen. In der Folge sind die Anlagen in der Direktvermarktung für das EEG-Konto günstiger als Anlagen in der Einspeisevergütung. Die Absenkung der Direktvermarktungsschwelle bewirkt somit eine Entlastung des EEG-Kontos. Zur Quantifizierung der Entlastung sind insbesondere Annahmen über die Entwicklung, Dauer und Zeiträume negativer Preise in den Jahren 2025 bis 2028 zu treffen. Dem BMWK liegen Marktwertszenarien vor, die regelmäßig zur Überprüfung der Förderhöhe herangezogen werden. In diesen Szenarien sind auch jahresbasierte Annahmen zu negativen Preisen enthalten. Eine Auflösung dieser Daten in Stunden oder zusammenhängende Stunden wäre nötig, um die entsprechenden Kosten abschätzen zu können. Die Notwendigkeit der viertelstundenscharfen Auflösung ergibt sich beispielsweise für PV, da negative Preise hier nur zwischen Sonnenauf- und -untergang in die Betrachtung fließen können. Diese Datengenauigkeit liegt derzeit nicht vor. Eine Abschätzung dieser Zahlen ist außerdem mit sehr hohen Unsicherheiten verbunden, weil die mit dieser Gesetzesänderung geplanten Maßnahmen zur Steuerbarkeit und der Entfall von Zahlungen bei negativen Preisen dazu führen sollen, dass in Zukunft weniger Stunden negativer Preise auftreten. Eine Abschätzung ist aufgrund fehlender Prognosewerte daher nicht möglich.

26) § 5 EEG

Die Kosten im Fall der Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung von fernsteuerbaren Anlagen, hier insbesondere der finanzielle Ausgleich, sind nach § 5 Absatz 4 EEG Teil des EEG-Finanzierungsbedarfs im Sinn der Anlage 1 Nummer 5.3 des EnFG und werden damit vom Bundeshaushalt finanziert, wobei dies nur diejenigen für den Folgetag prognostizierten Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen betrifft, die im Day-Ahead-Markt anhand preislimitierter Gebote nicht erfolgreich vermarktet werden konnten. Demgegenüber senken erfolgreich am Day-Ahead-Markt preislimitiert vermarktete prognostizierte Strommengen wiederum den EEG-Finanzierungsbedarf, weil diese Strommengen abweichend von § 2 Absatz 2 EEG am Day-Ahead-Markt nicht preisunlimitiert vermarktet werden müssen. Eine weitergehende Quantifizierung ist nicht möglich, weil nicht sicher vorhergesagt werden, in welchem Umfang preislimitierte Gebote nach § 5 Absatz 1 und 2 EEG abgegeben werden und Abregelungen und Entschädigungen nach § 5 Absatz 3 EEG tatsächlich anfallen.

b) Länder und Kommunen

Durch das vorliegende Gesetz reduziert sich der jährliche Personalaufwand der Länder entsprechend der Ausführungen unter 4c schätzungsweise im Umfang von ca. 51,86 Planstellen (30,62 hD, 14,67 gD, 5,57 mD). Sonstige Auswirkungen auf die Haushalte der Länder und Kommunen sind nicht ersichtlich.

4. Erfüllungsaufwand

a) Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

1) Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes und der §§ 9, 10b Absatz 2, 100 Absatz 3 bis 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Gelöscht: Dieses Gesetz führt zu keinen Ent- oder Belastungen der Bürgerinnen und Bürger. ¶

Die geänderten Vorgaben zum Rollout von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen betreffen gleichermaßen Messstellen an Zählpunkten von privaten wie gewerblichen Anschlussnutzern und Anschlussnehmern. Eine Auftrennung anhand der hinter einem Netzanschluss vorhandenen privaten beziehungsweise gewerblichen Stromkunden ist nicht möglich und auch nicht zielführend. Die Gesetzesfolgen der entsprechenden Änderungen werden daher untenstehend bei dem Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft unter Buchstabe b) gebündelt dargestellt.

b) Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Durch dieses Gesetz entsteht für die Wirtschaft insgesamt eine jährliche Entlastung in Höhe von schätzungsweise ca. 46,8 Millionen Euro.

Hiervon entfällt ein zusätzlicher jährlicher Aufwands in Höhe von ca. 33.000 Euro auf die Erweiterung einer Informationspflicht.

Gelöscht: Die Wirtschaft wird von Erfüllungsaufwand entlastet, trotz gleichzeitig entstehenden zusätzlichen jährlichen

Gelöscht: durch

Aufgabe (Behörde)	Personalaufwand jährlich (in Euro)	Sachaufwand jährlich (in Euro)	Personalaufwand einmalig (in Euro)	Sachaufwand einmalig (in Euro)
<u>1</u>	<u>1.607.770</u>		<u>8.009.627</u>	
2				
3				
4				
5				
6				
<u>7</u>	<u>-5.131.520</u>		<u>2.942.850</u>	
8				
9				
<u>10</u>				
<u>11</u>				
<u>12</u>	-	<u>-22.270.000</u>	-	-
<u>13</u>	<u>+750.000</u>	-	-	-
<u>14</u>	-	-	-	-
<u>15a</u>	<u>-214.200*</u>	-	-	-
<u>15b</u>	<u>+32.725*</u>	-	-	-

Gelöscht: Aufgabe¶
(Behörde)

... [17]

Gelöscht: 7

... [18]

Gelöscht: 10

... [19]

<u>16</u>		<u>-1.330.784.595</u>		
<u>17</u>			<u>10.000</u>	
<u>18</u>	=	=	=	=
<u>19</u>	=	=	=	=
<u>20</u>	<u>-116.237,50</u>		<u>157.536</u>	
<u>21</u>	=	=	=	=
<u>22</u>	=	=	=	=
<u>23</u>	=	=	=	=
<u>24</u>	<u>-485.910,42</u>		<u>525.120</u>	
<u>25</u>				
<u>26</u>				
<u>27</u>				
<u>28</u>	=	<u>-25.052.000</u>	=	=
<u>29</u>	<u>55.104.204</u>	<u>13.450.000</u>	<u>4.140.164</u>	<u>10.060.000</u>
<u>30</u>	=	=	=	=
<u>31</u>	<u>-576.984</u>	=	=	=
<u>32</u>	<u>-1.980</u>	=	=	=
<u>33</u>	<u>-39.590</u>	=	=	=
	<u>+ 50.928.277,08</u>	<u>-1.301.556.595</u>	<u>+15.785.297</u>	<u>-10.060.000</u>
<u>Gesamt</u>	<u>-1.250.628.917,92</u>		=	

* Für einen Zeitraum von sieben bzw. fünf Jahren, s. unten.

Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft im Einzelnen (im Übrigen ist die Wirtschaft von den Änderungen nicht betroffen):

1) § 5 Abs. 4a (neu) EnWG – Absicherungsstrategien

...

2) § 12 Abs. 2a bis 2f EnWG

Durch die neuen Vorgaben ergibt sich ein einmaliger Erfüllungsaufwand in Höhe von ca. 8 Mio. Euro und ein jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von rund 1,6 Mio. Euro.

Die Vorschrift verpflichtet die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen (Betreiber von Verteiler- und Übertragungsnetzen) dazu, sicherzustellen, dass sie jederzeit zur Steuerung von steuerbaren Anlagen in ihrem Netzgebiet und zur Abrufung der Ist-Einspeisung in der Lage sind. Sie haben diese Fähigkeit durch jährliche Tests zu überprüfen. Zudem müssen die nachgelagerten Stromnetzbetreiber über ihre Steuerfähigkeit an die jeweils vorgelagerten Stromnetzbetreiber berichten.

[5] verschoben (Einfügung)

Der nachfolgenden Abschätzung liegen folgende Annahmen für den einmaligen Erfüllungsaufwand zugrunde:

- Die erste Fallzahl (87) ergibt sich aus der Annahme, dass für die Implementierung der gemäß der Vorschrift zu entwickelnden Testroutine die 4 Betreiber von Übertragungsnetzen (ÜNB) sowie diejenigen Betreiber von Verteilnetzen (VNB) mit mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden (Anzahl: 83) ihre eigenen IT-Abteilungen einsetzen werden. Der Zeitaufwand wird hierbei mit 40 Stunden (eine Woche Vollzeit) auf hohem Qualifikationsniveau für leitende / koordinierende Tätigkeiten sowie 80 Stunden (zwei Personen eine Woche Vollzeit) auf mittlerem Qualifikationsniveau für die fachliche Umsetzung angenommen.
- Die verbleibenden VNB werden für die Implementierung der Testroutine mutmaßlich auf externe IT-Dienstleister setzen. „Verbleibend“ sind hierbei von insgesamt 866 VNB alle diejenigen, die nicht über 100.000 angeschlossene Kunden haben (s. vorheriger Punkt), ergo 763 (zweite Fallzahl). Der Arbeitsaufwand externer IT-Dienstleister ist prinzipiell der gleiche wie für interne IT-Abteilungen, es kommt pro Mitarbeitenden jedoch ein Aufwand von 8 Stunden für Einarbeitung, Projektkommunikation und Abstimmung mit dem VNB hinzu.
- Für die bereits erwähnte Testroutine müssen durch die VNB Vorgaben zum Ablauf und Datenmanagement erarbeitet werden. Hierfür sind 15 Sitzungen à 5 Stunden anzusetzen, an denen von jedem der 4 ÜNB jeweils 3 Personen teilnehmen. Es ergibt sich somit die dritte Fallzahl von 180 „Sitzungspersonen“.
- Den vier (vierte Fallzahl) ÜNB obliegt die finale Plausibilisierung des Gesamt-Berichts über die Steuerfähigkeit aller unterlagerten VNB einschließlich deren Dokumentationen über erfolgte Steuerungstests. Aus diesem Grund ist anzunehmen, dass sie ein teilautomatisiertes Plausibilisierungssystem implementieren werden. Hierfür ist ein mutmaßlicher Aufwand in Höhe von 160 Stunden (20 Arbeitstage) eines Mitarbeitenden mit hohem Qualifikationsniveau für Konzeption, Leitung und Koordinierung sowie 320 Stunden (20 Arbeitstage) zweier Mitarbeitenden mit mittlerem Qualifikationsniveau für die Umsetzung anzusetzen.

Der nachfolgenden Abschätzung liegen folgende Annahmen für den jährlichen Erfüllungsaufwand zugrunde:

- Die jährlichen Tests der Steuerfähigkeit sind von allen 866 VNB und den vier ÜNB durchzuführen, in Summe 870 Netzbetreiber (erste Fallzahl). Der Arbeitsumfang wird mit 16 Stunden (2 Arbeitstage) für einen Mitarbeitenden

mit hohem Qualifikationsniveau und 8 Stunden (1 Arbeitstag) für einen Mitarbeitenden mit mittlerem Qualifikationsniveau angesetzt.

- Für die Koordination des Gesamtberichts (zweite Fallzahl: 1) durch die vier ÜNB gemeinsam wird pauschal ein Arbeitsaufwand von 100 Stunden durch Mitarbeitende mit hohem Qualifikationsniveau angesetzt.
- Die Pflicht zur Plausibilisierung der Testberichte vorgelagerter Netzbetreiber trifft die vier ÜNB sowie diejenigen VNB, die Hochspannungsnetze betreiben (Anzahl: 65), in Summe also 69 Netzbetreiber (dritte Fallzahl). Für die Plausibilisierung der Testberichte ist mutmaßlich ein Aufwand von 40 Stunden (5 Arbeitstage) eines Mitarbeitenden mit hohem Qualifikationsniveau für koordinierende Aufgaben und 80 Stunden (5 Arbeitstage) zweier Mitarbeitenden mit mittlerem Qualifikationsniveau für die Umsetzung anzusetzen.

Einmaliger Erfüllungsaufwand:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Aufwand für externe Dienstleistungen (in Euro)
87	40	85,30	-	296.844	-
87	80	54,70	-	380.712	-
763	48	85,30	-	3.124.027	-
763	96	54,70	-	4.006.666	-
180	5	85,30	-	76.770	-
4	160	85,30	-	54.592	-
4	320	54,70	-	70.016	-
Einmaliger Erfüllungsaufwand (in Euro)				8.009.627	-

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Aufwand für externe Dienstleistungen (in Euro)
870	16	85,30	-	1.187.376	-
870	8	54,70	-	380.712	-
1	100	85,30	-	8.530	-
4	40	85,30	-	13.648	-
4	80	54,70	-	17.504	-
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				1.607.770	-

3) § 13I (neu) EnWG - Umrüstung einer Erzeugungsanlage zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie von Trägheit der lokalen Netzstabilität

...

4) Änderung des § 14e EnWG – Pflicht zur Verlinkung

...

5) Änderung der §§ 17 Abs. 5 bis 7 EnWG und 8 Abs. 5 bis 10 EEG – Netzan-schlussbegehren

...

6) § 17a (neu) EnWG – Unverbindliche Netzan-schlussauskunft

...

7) §§ 17c, 18a EnWG Digitale Netzan-schlussportale

Die Einrichtung digitaler Netzan-schlussportale ist in der Niederspannungsebene bereits gesetzlich vorgeschrieben. Die damit zusammenhängenden Prozesse wurden bereits standardisiert. Die bestehenden bzw. in Umsetzung befindlichen Portallösungen sind auch für Netzan-schlussbegehren in höheren Spannungsebenen nutz-bar. Ein zusätzlicher Aufwand entsteht den Verteilernetzbetreiber durch den Standardisierungsprozess, der der Digitalisierung vorausgeht. Dazu müssen branchen-weite Standardisierungsgremien tagen. Hierfür ist ein initialer Personalkostenauf-wand von rund 3 Millionen Euro zu erwarten. Zur regelmäßigen Weiterentwicklung des Standards entsteht voraussichtlich ein jährlicher Personalaufwand in Höhe von rund 350.000 Euro. Demgegenüber steht eine jährliche Einsparung von rund 5,5 Mio. Euro, unter der Annahme, dass mit dem digitalen Verfahren pro durchgeführtem Netzan-schlussprozess etwa 10 Minuten eingespart werden.

Fallzahl (Einmalig)	Zeitauf- wand pro Fall (in Stun- den)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Aufwand für externe Dienstleistungen (in Euro)
25	600	85,3	0	1.279.500	-
25	600	85,3	0	1.279.500	-
25	120	85,3	0	255.900	-
25	60	85,3	0	127.950	-
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				2.942.850	-

Fallzahl (jährlich)	Zeitauf- wand pro Fall (in Stun- den)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Aufwand für externe Dienstleistungen (in Euro)
50	80	85,3	0	341.200	-
1015000	-0,16	35,8	0	-5.472.720	-
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				-5.131.520	-

8) § 20b (neu) EnWG – Gemeinsame Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs

...

9) § 23c Abs. 3a-3c (neu) EnWG – Umsetzung Artikel 20a Abs. 1 und 2 RED III

...

10) Änderung des § 41a EnWG – Festpreistarife, Informationspflichten

...

11) § 42c (neu) EnWG – Energy Sharing

...

12) § 43b Absatz 1 Nummer 3 (neu) EnWG - Vermutungsregel für die Aktualität der Antragsunterlagen im Planfeststellungsverfahren

Durch die Gesetzesänderung entfällt für die Wirtschaft ein Erfüllungsaufwand in Höhe von 22 Millionen Euro.

Die Gesetzesänderung enthält eine Vermutungsregel für die Aktualität der Antragsunterlagen im Planfeststellungsverfahren. Durch diese Vermutungsregel können auch ältere Daten für die Antragsunterlagen im Planfeststellungsverfahren verwendet werden und damit auf eine erneute Datenerhebung verzichtet werden. Die Daten ergeben sich aus Kartierungen und Bewertungen von Gutachtern, die von den Vorhabenträgern beauftragt werden.

Für die Arbeit der Gutachter fallen Sachkosten an. Die Zahl der in Auftrag gegebenen Gutachten sowie die Höhe der Kosten hängen stark von Art und Ausdehnung der Vorhaben ab.

Nach Abfrage geben die vier Übertragungsnetzbetreiber schätzungsweise 525 umweltplanerische Einzelgutachten und Kartierungen pro Jahr in Auftrag. Es ist aktuell nicht absehbar, in wie vielen Fällen auch ältere Daten genutzt werden könnten.

Aufgrund der Länge der Verfahren werden derzeit allerdings häufig aktuellere Daten nachgefordert, was nach der Gesetzesänderung in vielen Fällen entfallen dürfte. Zudem sollen auch bestehende Daten in neuen Planfeststellungsverfahren genutzt werden können. Aus diesem Grund ist davon auszugehen, dass schätzungsweise 50 Prozent der Gutachten und Kartierungen nicht neu in Auftrag gegeben werden, da auf bestehende Daten zurückgegriffen werden kann. Ebenfalls auf Angaben der vier Übertragungsnetzbetreiber beruht ein Kostenmittelwert von rund 85 000 Euro pro Einzelgutachten oder Kartierung.

Demnach entfällt für die Wirtschaft ein Erfüllungsaufwand in Höhe von rund 22 Millionen Euro pro Jahr.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
-262			85.000		-22.270.000
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)					-22.270.000

13) Änderung des § 49a Abs. 3 EnWG

In § 49a Absatz 3 EnWG wird nunmehr die zusätzliche Möglichkeit vorgesehen, notwendige Wartungs- und Instandhaltungskosten im Zusammenhang mit der Höherauslastung des Stromübertragungsnetzes jährlich auf Nachweis gegenüber den vier Übertragungsnetzbetreibern mit Regelzonenverantwortung abzurechnen. Dadurch wird diesen Übertragungsnetzbetreibern voraussichtlich ein zusätzlicher jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von 750.000 Euro entstehen.

Es ist damit zu rechnen, dass rund 150 Betreiber technischer Infrastrukturen im Sinne des § 3 Nummer 9a EnWG (Gas, Wasser, Öl, Telekommunikation, Eisenbahn), die bisher nur im Wege einer Einmalzahlung für die gesamte Dauer einer Schutzmaßnahme abrechnen konnten, die in dem angepassten § 49a Absatz 3 EnWG für die jährliche Abrechnung vorgesehene De minimis-Schwelle einer Betroffenheit auf eine Länge von mindestens 35 Kilometern überschreiten und somit künftig jährlich individuell bzw. aufwandsgerecht abrechnen werden. Die vier Übertragungsnetzbetreiber schätzen, dass sie zur Prüfung der eingereichten Nachweise Beschäftigte des Qualifikationsniveaus „hoch“ im Umfang von jeweils rund 58 Stunden pro Fall einsetzen und so zusätzliche jährliche Kosten von insgesamt ca. 750.000 Euro aufwenden müssen. Ein einmaliger Aufwand entsteht daneben nicht.

Es wird auch nicht mit einem zusätzlichen Aufwand für die von der Höherauslastung betroffenen Betreiber technischer Infrastrukturen im Sinne des § 3 Nummer 9a EnWG (Gas, Wasser, Öl, Telekommunikation, Eisenbahn) gerechnet, da diese über die erforderlichen Daten ohnehin verfügen und auch bereits eine Infrastruktur für den Austausch der Informationen mit den Übertragungsnetzbetreibern besteht.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
150	3517	85,30	-	750.000	-

(Änderung des) Erfüllungsaufwands (in Euro)	750.000	-
---	---------	---

14) Änderung der §§ 111e, 111f EnWG - Aufnahme von H2 in das Marktstammdatenregister

Durch die Aufnahme von Daten zur Wasserstoffwirtschaft und Wasserstoffnetzen in das Marktstammdatenregister wird zusätzlicher Erfüllungsaufwand für die Betreiber von Anlagen bzw. Netzen entstehen. Die Höhe des entstehenden Erfüllungsaufwands hängt allerdings von der Ausgestaltung der entsprechenden Rechtsverordnung ab, da erst darin festgelegt wird, welche Daten aufgenommen werden sollen. Zum jetzigen Zeitpunkt lässt sich der Erfüllungsaufwand daher noch nicht abschätzen.

15) Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes

a) Mit der Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes werden weitere länderübergreifende und grenzüberschreitende Netzausbauvorhaben benannt, auf die die Regelungen des NABEG gemäß § 2 Absatz 1 NABEG anzuwenden sind. Die Zuständigkeit für die Bestimmung der Trassenkorridore nach §§ 4 bis 17 NABEG und die Planfeststellung nach §§ 18 bis 28 NABEG für diese Vorhaben obliegt damit nach § 31 NABEG in Verbindung mit § 1 PlfZV der Bundesnetzagentur. Das entlastet die Übertragungsnetzbetreiber dahingehend, dass für diese Vorhaben Planfeststellungsverfahren nicht parallel in unterschiedlicher Zuständigkeit durchgeführt werden müssen und dass den Vorhabenträgern in dem Verfahren ein einheitlicher Ansprechpartner zur Verfügung steht. Der Bundesnetzagentur wird die Zuständigkeit für die Durchführung der Planfeststellung für 18 weitere Netzausbauvorhaben übertragen. Es wird angenommen, dass dadurch im Schnitt pro Vorhaben ein sonst aufgrund von verschiedenen Zuständigkeiten entstehender Koordinierungsaufwand von jährlich 200 Stunden über einen Zeitraum von sieben Jahren eingespart wird. Bei Zugrundelegung eines durchschnittlichen Stundenlohns von 59,50 Euro im Bereich der Energieversorgung werden damit Kosten in Höhe von jährlich rund 214 200 Euro über einen Zeitraum von sieben Jahren eingespart.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Aufwand für externe Dienstleistungen (in Euro)
18	-200	59,50	-	-214.200	-
Jährlicher Erfüllungsaufwand (in Euro)				-214.200	-

b) Für die Übertragungsnetzbetreiber wird die sich aus § 5 Absatz 1 BBPIG ergebende Informationspflicht erweitert. Sie müssen zusätzlich über die mit den neu in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen Vorhaben im Sinne des § 5 Absatz 1 BBPIG gewonnenen Erfahrungen berichten. Der Bericht kann mit dem gemeinsamen Netzentwicklungsplan nach § 12b Absatz 1 Satz 1 EnWG verbunden werden. Die Berichtspflicht entsteht im zweiten Jahr nach Inbetriebnahme des jeweils ersten Teils eines solchen Vorhabens und damit nicht unmittelbar mit Inkrafttreten des

Gesetzes. Es werden elf weitere Vorhaben von der Berichtspflicht nach § 5 Absatz 1 BBPIG erfasst. Es wird geschätzt, dass für ein Vorhaben durchschnittlich 50 Arbeitsstunden pro Jahr anfallen, um diese Berichtspflicht zu erfüllen. Es wird zudem geschätzt, dass die Berichtspflicht für jedes Vorhaben nicht für einen längeren Zeitraum als fünf Jahre aufrechterhalten werden wird. Bei Zugrundelegung eines durchschnittlichen Stundenlohns von 59,50 Euro im Bereich der Energieversorgung entstehen den Übertragungsnetzbetreibern damit Kosten in Höhe von jährlich rund 32 725 Euro über einen Zeitraum von fünf Jahren. Dabei ist der erste Bericht erst im zweiten Jahr nach Inbetriebnahme des jeweils ersten Teilabschnitts eines solchen Vorhabens vorzulegen.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Aufwand für externe Dienstleistungen (in Euro)
11	50	59,50	-	32.725	-
Jährlicher Erfüllungsaufwand (in Euro)				32.725	-

16) Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes und der §§ 9, 10b Absatz 2, 100 Absatz 3 bis 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Die Regelungen betreffen Anpassungen an Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG) sowie des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) zum Einbau und Betrieb von intelligenten Messsystemen und von dazu passenden Steuerungseinrichtungen. Veränderungen des Erfüllungsaufwands der bestehenden Vorschriften ergeben sich hierbei durch die angepassten Kostenregelungen. Im Ergebnis führen die Regelungen trotz teilweise zusätzlicher Kostenbelastungen für Anschlussnetzbetreiber und in bestimmten Fällen für Anschlussnutzer bzw. Anschlussnehmer zu erheblichen Einsparungen von mindestens 1,3 Milliarden Euro.

Diese positiven Effekte beruhen maßgeblich auf eingesparten Netzkosten sowie einem optimierten Einsatz der Erzeugungsanlagen, welche nach gutachterlichen Schätzungen im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz² Einsparungen zwischen 2 und 11 Milliarden Euro ergibt. Selbst bei konservativer Kalkulation am untersten Ende dieser Spanne werden die zusätzlichen Aufwände von insgesamt rund 742 Millionen Euro daher deutlich kompensiert. Die Gutachter gehen insgesamt von Einsparungen zwischen 2 und 11 Milliarden Euro aus. Dieser Betrag setzt sich zusammen aus marktseitigen Einsparungen durch eine Einsatzoptimierung der Erzeugung zwischen 1,5 und 8,1 Milliarden EUR jährlich sowie einem netzseitigen Einsparpotenzial zwischen 0,5 und 2,5 Milliarden EUR jährlich. Hinzu kommen erhebliche derzeit noch nicht präzise monetarisierbare Vorteile für die Systemstabilität. Diese Kosteneinsparungen beruhen im Wesentlichen auf der Steuerbarkeit von Energiewendeanlagen. Sie verteilen sich nachgelagert auf die einzelnen Marktakteure, z.B. Händler, Lieferanten, Endkunden und Netzbetreiber. Insbesondere Endkunden können von dynamischen Vertriebsstarifen und reduzierten Netzentgelten bei entsprechendem flexiblen Verbrauchsverhalten profitieren. Die genaue Aufteilung des volkswirtschaftlichen Nutzens auf verschiedene Marktakteure und Kundengruppen hängt stark von der Entwicklung des zukünftigen Energiemarkts ab, insbesondere wie sich der Vorteil des marktorientierten Einsatzes von Flexibilität auf Stromhändler, etwaige Aggregatoren, Lieferanten und Endkunden

² https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/digitalisierungsbericht-energiewende-a1-voruntersuchung.pdf?__blob=publicationFile&v=6

verteilt. In Summe ist jedoch allein durch den gutachterlich quantifizierbaren volkswirtschaftlichen Nutzen der Digitalisierung davon auszugehen, dass die Kosten für die Stromkunden und Netzbetreiber deutlich niedriger sind, als die durch den Smart-Meter-Rollout und insbesondere durch die verstärkte Ansteuerbarkeit ermöglichten volkswirtschaftlichen Einsparungen. Da diese Effekte maßgeblich auf der Steuerung über Smart-Meter-Gateways beruhen, welche durch das vorliegende Gesetz aufbauend auf dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende vom Mai 2023 massengeschäftstauglich und gängig ausgestaltet wird, ist es angemessen, diese vorliegend in Ansatz zu bringen.

Zu beachten ist darüber hinaus, dass der genannte zusätzliche Kostenaufwand für Stromkunden und Netzbetreiber bislang durch die gesetzlich zum Einbau und Betrieb von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen verpflichteten grundzuständigen Messstellenbetreiber getragen wurde, welche ihre Kosten aufgrund der teils zu niedrigen Preisobergrenzen nach den Ergebnissen des im Auftrag des BMWK erarbeiteten Gutachtens „Voruntersuchung zu den Analysen und Berichten des BMWK nach § 48 MsbG“ nicht refinanzieren konnten und somit in Anwendung des geltenden Rechts erhebliche Verluste in Kauf zu nehmen gehabt hätten. Da es sich bei den Mehrkosten für die Entgeltzahler somit im Ergebnis zum größten Teil um einen spiegelbildlichen Ausgleich von bisherigen Kosten der grundzuständigen Messstellenbetreiber handelt, liegt streng genommen nur eine Verlagerung des bereits bestehenden Erfüllungsaufwandes von den Messstellenbetreibern auf die Nutzer und Anwender der intelligenten Messsysteme anhand des individuellen Nutzens vor.

Isoliert betrachtet und ohne die genannten gegenläufigen Effekte würde der zusätzliche Erfüllungsaufwand zum Jahr 2032 für Anschlussnutzer rund 110 Millionen Euro, für Anschlussnehmer circa 100 Millionen Euro und für die Anschlussnetzbetreiber rund 530 Millionen Euro betragen. Weit überwiegend beruht dies auf der Aufhebung der bisherigen Bündelungsregelung in § 30 Absatz 5 Satz 1 MsbG unter welche im Jahr 2032 nach den gutachterlichen Modellierungen rund 5,8 Millionen Zählpunkte fielen. In diesen Fällen müssen die Anschlussnetzbetreiber künftig jeweils pro weiteren Zählpunkt ebenfalls ein Entgelt von 80 Euro brutto jährlich zahlen (bisher keine Kosten für zusätzliche Zähler). Bei den Anschlussnutzern kann es zu Mehrkosten kommen, wenn die anzulegende Preisobergrenze höher liegt als die reinen Zählerkosten gemäß § 32 MsbG. Da die Höhe des Anschlussnutzeranteils nach § 30 Absatz 1 je nach Stromverbrauch bzw. installierter Leistung variiert, wurde auf Basis der gutachterlichen Mengengerüste für die verschiedenen Einbaufallgruppen im Jahr 2032 ein Mittelwert von 16 Euro pro Zählpunkt ermittelt. Für die Ausweitung der Verpflichtung zum Einbau von Steuerungstechnik auf Anlagen von mehr als zwei Kilowatt installierter Leistung entstehen zusätzliche Aufwände in den Fällen, in denen die Anlage nicht zusammen mit einem Speicher oder einer anderen steuerbaren Verbrauchseinrichtung betrieben wird, da ansonsten bereits heute nach § 9 Absatz 1 Satz 1 EEG schwellenwertunabhängig eine Steuerung vorgeschrieben ist. Es wird unterstellt, dass dies bei rund 50 Prozent der Anlagen in diesem Segment der Fall ist, sodass sich eine Fallzahl in 2032 von rund 1,4 Millionen ergibt. Pro Einbaufall werden Zusatzkosten für den Anschlussnutzer in Höhe von 10 Euro brutto jährlich angesetzt (50 Euro als neue Preisobergrenze für Einbau und Betrieb von intelligenten Messsystemen statt bisher 30 Euro als optionaler Einbaufall, abzüglich 10 Euro für die nun im Rahmen der Standardleistungen inkludierte marktliche Steuerung zum Zwecke der Direktvermarktung). Für den Anschlussnehmer werden 70 Euro brutto jährlich angesetzt (100 Euro als neue Preisobergrenze für Einbau und Betrieb von Steuerungstechnik statt 30 Euro jährlich, vgl. die Vermutungsregelung in § 35 Absatz 1 Satz 2 Nummer 5 MsbG). Für den Anschlussnetzbetreiber werden 30 Euro brutto jährlich veranschlagt (80 Euro für das intelligente Messsystem, abzüglich 30 Euro bisheriger optionaler Basis-Preisobergrenze und 20 Euro jährlich für die Datenkommunikation für den Redispatch sowie

Anpassungen nach § 14a EnWG laut geltendem MsbG, vgl. § 35 Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 MsbG).

Entlastend berücksichtigt wird die Herausnahme von Stromkunden mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als 6 000 und bis zu 10 000 Kilowattstunden aus dem verpflichtenden Einbau von intelligenten Messsystemen (§ 29 Absatz 1 Nummer 1 MsbG). Künftig gelten diese als bloße optionale Einbaufälle für intelligente Messsysteme, d. h. sie werden standardmäßig gemäß § 29 Absatz 3 MsbG lediglich mit modernen Messeinrichtungen ausgestattet. Hierdurch reduzieren sich die jährlichen Entgelte um 80 Euro brutto jährlich, nämlich von derzeit maximal 100 Euro auf maximal 20 Euro brutto jährlich (§ 32 MsbG). In Bezug auf die bis 2032 in dieser Fallgruppe verbleibenden Einbaufälle ergibt sich hierdurch eine Entlastung von rund 44 Millionen Euro für die Netzbetreiber, welche bislang in diesen Einbaufällen jeweils 80 Euro brutto jährlich zu zahlen hatten. Ferner werden die Einsparungen seitens der Netzbetreiber und energiewirtschaftlichen Marktakteure mit 2 Milliarden Euro, d.h. am untersten Ende der gutachterlich ermittelten Spanne, gegenüber gestellt.

[6] verschoben (Einfügung)

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro, brutto)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro, brutto)
<u>5.786.37</u> <u>5</u>			+16		+92.582.000
<u>5.786.37</u> <u>5</u>			+80		+462.910.000
<u>554.349</u>			-80		-44.347 915
<u>1.437.01</u> <u>2</u>			+10		+14.370.120
<u>1.437.01</u> <u>2</u>			+70		+100.590.840
<u>1.437.01</u> <u>2</u>			+30		+43.110.360
<u>1</u>			- 2.000.000.00 0		-2.000.000.000
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro, brutto)					-1.330.784.595

17) § 3 Nr. 42a EEG 2023, Anlage 1 zum EEG 2023 – Spotmarktpreisdefinition

Durch die Anpassung der Begriffsbestimmung des Spotmarktpreises auf die zukünftig am Day Ahead Markt als gekoppelte Produkte gehandelten Viertelstundenprodukte sowie der darauf basierenden Berechnung der für die Bestimmung der Höhe der Marktprämie maßgeblichen Monats- und Jahresmittelwerte nach der Anlage 1 des EEG entsteht einmaliger Umstellungsaufwand bei den für die Ermittlung und Veröffentlichung der relevanten Werte zuständigen Übertragungsnetzbetreiber. Die erforderlichen Umstellungen der IT-System erzeugen einmalige Kosten bei den Übertragungsnetzbetreibern in Höhe von bis zu 10.000 Euro. – Soweit auch bei den

Strombörsen durch die Umstellung auf Viertelstundenprodukte Aufwand entsteht, ist dieser unionsrechtlich durch die dortige Vorgabe zur Umstellung begründet und folgt nicht aus den mit dem hiesigen Gesetzentwurf bewirkten Änderungen.

Einmaliger Erfüllungsaufwand:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
<u>1</u>					-
(Änderung des) Erfüllungsaufwands (in Euro)				<u>10.000</u>	

18) § 8a (neu) EEG – Kapazitätsreservierung

...

19) § 8b EEG 2023 (neu) – Mitteilung des Einspeiseortes

Mit den Vorgaben zur Mitteilung des Einspeiseortes gehen keine Mehrkosten einher, da lediglich bestehende Prozesse detaillierter geregelt werden.

20) § 10b Absatz 5 EEG 2023 – Vereinheitlichung von Nachweisen

Die Vereinheitlichung der Nachweise zur Fernsteuerbarkeit führt zu einmaligen Mehrkosten für die Harmonisierung der Nachweise sowie die Implementierung in die Marktkommunikation. Demgegenüber stehen jedoch Einsparungen für alle Anlagen oberhalb der Direktvermarktungsschwelle, d.h. perspektivisch alle Anlagen mit einer installierten Leistung ab 25 Kilowatt, welche von bundesweit einheitlichen und einfach umsetzbaren Nachweisen profitieren. In 2025 und 2026 entstehen einmalige Kosten für die Wirtschaft für die Harmonisierung und Implementierung in Höhe von rund. 150.000 €. Dabei wird angenommen, dass zehn Netzbetreiber inkl. Verbände mit einer Person je 6 Stunden die Woche für acht Wochen an der Vereinheitlichung arbeiten. Zudem sind ca. 800 Verteilnetzbetreiber jeweils drei Stunden mit der Umsetzung beschäftigt. Ab dem Jahr 2027 ergeben sich dauerhafte Einsparungen in Höhe von ca. 120.000 € jährlich. Diese resultieren aus ca. 8.500 neuen PV- und Windenergieanlagen ab 25 kW je Jahr, die durch die einheitlichen Vorgaben jeweils ca. 15 Minuten Zeit einsparen. In Summe führt die Änderung bis 2028 zu Einsparungen in Höhe von ca. 135.000 €.

Einmaliger Erfüllungsaufwand:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
<u>800</u>	<u>180</u>	<u>54,70</u>		<u>131.280</u>	-
<u>10</u>	<u>2880</u>	<u>54,70</u>		<u>26.256</u>	
(Änderung des) Erfüllungsaufwands (in Euro)				<u>157.536</u>	

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
8500	-15	54,70		-116.237,50	-
(Änderung des) Erfüllungsaufwands (in Euro)				-116.237,50	

21) § 21 EEG 2023 – Absenkung der Direktvermarktungsschwelle

Durch die Absenkung der Direktvermarktungsschwelle entstehen für die betroffenen Anlagenbetreiber Mehrkosten für die Direktvermarktung. Auf Grundlage der vorgesehenen schrittweisen Absenkung der Direktvermarktungsschwelle, der Zubauzahlen des Jahres 2023 sowie unterstellten Kosten für die Direktvermarktung in Höhe von 250 Euro je Jahr und Anlage belaufen sich die Mehrkosten für die Anlagenbetreiber bis Ende 2027 auf ca. 11,6 Mio. Euro. Im Gegenzug führt die Maßnahme zu Mehreinnahmen bei den Direktvermarktungsunternehmen in gleicher Höhe, sodass in Summe keine Mehrkosten für die Wirtschaft entstehen.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
603 (Anlagen in 2025)			250		150.750
4.219 (Anlagen in 2026)			250		1.054.750
41.739 (Anlagen ab 2027)			250		10.434.750
(Änderung des) Erfüllungsaufwands (in Euro)					11.640.250

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
603 (Anlagen in 2025)			250		-150.750
4.219 (Anlagen in 2026)			250		-1.054.750
41.739 (Anlagen ab 2027)			250		-10.434.750
(Änderung des) Erfüllungsaufwands (in Euro)					-11.640.250

22) § 21b Abs. 2 S. 3 EEG 2023 – Aufhebung der starren Proportionalität

Es können Mehrkosten bei den Netzbetreibern durch Prognoseunsicherheiten entstehen. Diese können aber nicht beziffert werden, weil keine Erfahrungswerte mit der Aufteilung zwischen den Vermarktungsformen existieren und auch die Varianz der Werte nicht abgeschätzt werden kann. Es ist eine entlastende Wirkung zu erwarten, weil die Regelung für Unternehmen, die Betreiber der Anlagen sind, weniger Aufwand bei der Einhaltung der starren Proportionalität bedeutet. Im Ergebnis werden keine Mehrkosten erwartet.

23) § 22b Abs. 5 EEG 2023 – Bürgerenergiegesellschaften

Für die Wirtschaft sind keine Mehrkosten zu erwarten, da hierdurch bisherige Einschränkungen geringfügig gelockert werden. Für Bürgerenergiegesellschaften und ihre Mitglieder, die juristische Personen sind, wird es in Zukunft möglich sein, eine Förderung für den Betrieb von EE-Anlagen unterhalb der Ausschreibungsschwellen zu erhalten.

24) § 26 EEG 2023 – Digitale Endabrechnung

Der Anspruch auf eine digitale Endabrechnung führt zu einmaligen Mehrkosten für die entsprechende Umstellung der IT. Die Kosten für die Wirtschaft werden auf einmalig ca. 500.000 € geschätzt. Dabei wird angenommen, dass ein Großteil der Verteilnetzbetreiber bereits in der Lage ist, digital abzurechnen, und 200 Verteilnetzbetreiber mit einer Person je 12 Stunden die Woche für vier Wochen an der Digitalisierung der Endabrechnung arbeiten. Demgegenüber stehen jedoch Einsparungen für die Wirtschaft durch die digitale und automatisierte Erstellung der Abrechnungen. Ab dem Jahr 2026 ergeben sich dauerhafte Einsparungen in Höhe von ca. 500.000 € jährlich. Diese resultieren aus ca. 162.875 neuen PV- und Windenergieanlagen je Jahr, die nun digital abgerechnet werden und jeweils ca. 5 Minuten Zeit einsparen. In Summe führt die Änderung bis 2028 zu Einsparungen in Höhe von ca. 1.000.000 €.

Einmaliger Erfüllungsaufwand:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
200	2880	54,70		525.120	
(Änderung des) Erfüllungsaufwands (in Euro)				525.120	

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
162.875	-5		35,80	-485.910,42	
(Änderung des) Erfüllungsaufwands (in Euro)				-485.910,42	

25) § 48 Abs. 3 EEG 2023 – Hofstellen im Außenbereich

Durch diese Vorgabe werden vereinzelt mehr Dachflächen für die PV-Dachanlagenvergütung zugelassen, was theoretisch zu mehr Förderansprüchen führen kann. Inwiefern es durch diese neue Regelung zu mehr Geboten bzw. Förderanträgen kommen wird, ist nicht abschätzbar. Es wird aber davon ausgegangen, dass die Änderung nicht zu einer Übererfüllung der im EEG 2023 angesetzten Ausbaupfade führt, sodass die Anzahl durch die Schätzung des „Entwurfs eines Gesetzes zu Sofortmaßnahmen für einen beschleunigten Ausbau der erneuerbaren Energien und weiteren Maßnahmen im Stromsektor“ vom 2. Mai 2022 mit abgedeckt wird.

26) § 51, 51a EEG 2023 und § 9 InnAusV – Vergütung bei negativen Preisen

Es wird nur ein geringer Mehraufwand für die Wirtschaft bei den Regelungen gesehen, da administrative Prozesse nicht wesentlich verändert werden. Es ist nach wie vor eine Erfassung der Zeiten negativer Preise vorgesehen. Dies erfolgt zukünftig sowohl stündlich (für Bestandsanlagen) als auch viertelstündlich (für Neuanlagen). Die bestehenden Systeme bei den Netzbetreibern müssen entsprechend angepasst werden und aufgrund der viertelstündlichen Werte größere Datenmengen verarbeitet werden. Die Kompensationsregel entspricht im Wesentlichen dem Prozess nach der bestehenden Regel zur Kompensation. Es werden wie bisher Zeiten negativer Preise an den Vergütungszeitraum nach 20 Jahren angehängt. Die angehangene Zeitdauer wird jetzt je nach Ertragspotenzial der PV-Anlage monatlich mit unterschiedlichen Faktoren berechnet. Hier wird kein Mehraufwand erwartet.

27) § 52a EEG 2023

Mit der Regelung zur Netztrennung bei schweren Pflichtverstößen geht Erfüllungsaufwand für die Netzbetreiber einher, die bei solchen Pflichtverstößen Anlagenbetreiber mahnen und nötigenfalls Maßnahmen zur Netztrennung oder sonstigen Unterbindung der Einspeisung unternehmen müssen. Da es sich um eine neuartige Maßnahme handelt und keine belastbaren Daten zur Abschätzung der Fallzahl vorliegen, kann der Erfüllungsaufwand nicht beziffert werden.

28) § 100 Abs. 9a (neu) EEG - Entbürokratisierung der Messung mehrerer PV-Anlagen

Die durchschnittliche Anlagengröße teileinspeisender PV-Anlagen im Marktintegrationsmodell liegt bei 34 kW. Es wird angenommen, dass 20 % der 62.630 teileinspeisenden PV-Anlagen im Marktintegrationsmodell auf Grund der Vereinfachung um einen weiteren Anlagenteil erweitert werden. Sofern von einer durchschnittlichen Verdoppelung der Leistung ausgegangen wird, würde demnach eine zusätzliche Leistung von 425 MW angereizt ($62.630 \cdot 20 \% \cdot 34 \text{ kW}$). Hinsichtlich vermiedener Messkosten dürften vor allem diejenigen Fälle ins Gewicht fallen, bei denen die Kaskadenmessung den Neubau eines Zählerschranks erfordert hätte. Angenommen, dass dies bei der Hälfte der Erweiterungen der Fall ist, und bei geschätzten 4.000 Euro pro Zählerschrank betragen die vermiedenen Kosten ca. 25 Mio. Euro ($62.630 \cdot 20 \% \cdot 50 \% \cdot 4.000 \text{ Euro}$). Zusätzlich werden beim Anlagenbetreiber Kosten für den laufenden Messstellenbetrieb und beim abrechnenden Netzbetreiber Bürokratiekosten eingespart.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall	Sachaufwand pro Fall	Zeitaufwand (in Stunden)	Sachaufwand (in Euro)
----------	----------------------	----------------------	--------------------------	-----------------------

	(in Minuten)	(in Euro)		
6.263		-4.000		-25.052.000
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				-25.052.000

29) §§ 11 EEG und §§ 2, 3, 4a, 5 EEV– Modernisierung der Regelungen zur Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber

Durch die Modernisierung der Regelungen zur Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber fällt für die Wirtschaft ein einmaliger Erfüllungsaufwand in Höhe von einmaliger Erfüllungsaufwand in Höhe von 14.200.164 Euro und ein jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von 68.554.204 Euro an.

Durch die Neuregelungen zur Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber müssen die Prozessabläufe der vier Übertragungsnetzbetreiber (Fallzahl von 4) für die durch sie vermarkteten Strommengen angepasst werden hinsichtlich der Gruppierung und Positionsbildung (Weiterentwicklung der Stammdaten und Portfoliostruktur zur Berücksichtigung von regelbaren Anlagen, Weiterentwicklung der Handelsstrategie, Aufbau der Stammdaten auf Basis von monatlichen VNB-Daten), Anpassung der Prognoseprozesse (Einspeiseprognose regelbare und nicht regelbare Anlage, Eigenverbrauch und dezentrale Steuerung bei negativen Preisen), Steuerung (Weiterentwicklung der Betriebsplanungsprozesse zur Berücksichtigung der preislimitierten Vermarktung und der Steuerungsstrategie, Übertragung des Steuersignals an den Verteilernetzbetreiber) und des angemessenen finanziellen Ausgleichs (branchenweite Abstimmung der Prozesse zur Entschädigung, Kontrolle der Abrechnung des Elektrizitätsverteilernetzes und Auszahlung an diesen). Der einmalige Zeitaufwand wird pro Fall auf 784.320 Minuten (13.072 Stunden) und der jährliche Zeitaufwand pro Fall auf 98.880 Minuten (1.648 Stunden) geschätzt, die sich zu 20 Prozent auf ein mittleres Qualifikationsniveau und zu 80 Prozent auf ein hohes Qualifikationsniveau jeweils im Bereich der Energieversorgung aufteilen. Unter Anwendung der Lohnsätze für ein mittleres Qualifikationsniveau und ein hohes Qualifikationsniveau ergibt sich ein durchschnittlicher Stundenlohn je Fall von 79,18 Euro pro Stunde (54,70 Euro pro Stunde mittleres Qualifikationsniveau, 85,30 Euro pro Stunde hohes Qualifikationsniveau). Bei Zugrundelegung eines durchschnittlichen Stundenlohns von 79,18 Euro im Bereich der Energieversorgung fallen damit einmalige Personalkosten in Höhe von 1.035.041 Euro pro Fall und jährliche Personalkosten in Höhe von 130.489 Euro pro Fall an. Der einmalige Sachaufwand (einmaliger IT-Aufwand) beläuft sich auf 350.000 Euro pro Fall und der jährliche Sachaufwand (jährlicher IT-Aufwand) auf 115.000 Euro pro Fall.

Bei einer Fallzahl von 4 fällt damit insgesamt ein einmaliger Erfüllungsaufwand von 5.540.164 Euro (bestehend aus 4.140.164 Euro einmaligem Personalaufwand und 1.400.000 Euro einmaligem Sachaufwand) und ein jährlicher Erfüllungsaufwand von 981.956 Euro (bestehend aus 521.956 Euro jährlichem Personalaufwand und 460.000 Euro jährlichem Sachaufwand).

Durch die Neuregelungen zur Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber müssen auch die Prozessabläufe der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes (Fallzahl von 866) angepasst werden hinsichtlich der Steuerung (Steuerung und Abregelung durch den Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes) und des angemessenen finanziellen Ausgleichs (finanzieller Ausgleich an den Anlagenbetreiber und Inrechnungstellung des Betrages gegenüber den vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber). Im Hinblick darauf, dass die Vorgaben über die Abregelung und der Entschädigung in § 5 Absatz 3 EEV an den Vorgaben des § 13a EnWG und des § 14 Absatz 1c EnWG angelehnt sind, können die Betreiber eines

Elektrizitätsverteilernetzes das dafür vorgesehene Personal und die IT-Infrastruktur auch für die Abregelung und Entschädigung im Zusammenhang mit der Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber nutzen. Der jährliche Zeitaufwand pro Fall wird auf 47.760 Minuten (796 Stunden) geschätzt, die sich zu 20 Prozent auf ein mittleres Qualifikationsniveau und zu 80 Prozent auf ein hohes Qualifikationsniveau jeweils im Bereich der Energieversorgung aufteilen. Unter Anwendung der Lohnsätze für ein mittleres Qualifikationsniveau und ein hohes Qualifikationsniveau ergibt sich ein durchschnittlicher Stundenlohn je Fall von 79,18 Euro pro Stunde (54,70 Euro pro Stunde mittleres Qualifikationsniveau, 85,30 Euro pro Stunde hohes Qualifikationsniveau). Bei Zugrundelegung eines durchschnittlichen Stundenlohns von 79,18 Euro im Bereich der Energieversorgung fallen damit jährliche Personalkosten in Höhe von 63.028 Euro pro Fall an. Der einmalige Sachaufwand (einmaliger IT-Aufwand) beläuft sich auf 10.000 Euro pro Fall und der jährliche Sachaufwand (jährlicher IT-Aufwand) auf 15.000 Euro pro Fall.

Bei einer Fallzahl von 866 fällt damit insgesamt ein einmaliger Erfüllungsaufwand von 4.330.000 Euro (zugleich einmaliger Sachaufwand) und ein jährlicher Erfüllungsaufwand von 67.572.248 Euro (bestehend aus 54.582.248 Euro jährlichen Personalaufwand und 12.990.000 Euro jährlichen Sachaufwand).

Einmaliger Erfüllungsaufwand:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
4	784.320	79,18	350.000	4.140.164	1.400.000
866	-	-	10.000	-	8.660.000
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				4.140.164	10.060.000-

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
4	98.880	79,18	115.000	521.956	460.000
866	47.760	79,18	15.000	54.582.248	12.990.000
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				55.104.204	13.450.000

30) §§ 12, 19, 52, 53 EnFG – Abwicklung der Besonderen Ausgleichsregelung zwischen begünstigten Unternehmen und Übertragungsnetzbetreibern

Durch die Regelung, dass die Umlagenerhebung und die damit zusammenhängenden Meldepflichten in den Fällen der Besonderen Ausgleichsregelung jeweils zwischen dem begünstigten Unternehmen und den zuständigen Übertragungsnetzbetreibern abzuwickeln ist, wird eine bereits etablierte Abwicklungspraxis in den gesetzlichen Vorschriften nachgezogen. Da bei den betroffenen Unternehmen keine Veränderungen bewirkt werden, entsteht durch die gesetzliche Änderung kein neuer Erfüllungsaufwand.

31) §§ 19 Absatz 3 (neu), 20 Absatz 1 Staz 2 (neu) EnFG – Finanzieller Ausgleich von Differenz-Strommengen

Durch die Einführung eines finanziellen Ausgleichs von Differenz-Strommengen entfällt für die Wirtschaft ein jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von insgesamt 576.984 Euro.

Durch den bisher praktizierten physikalischen Ausgleich von Differenzstrommengen waren für die vier Übertragungsnetzbetreiber (Fallzahl von 4) Handelsgeschäfte gegenüber den Verteilernetzbetreibern notwendig, bei der vor allem im Abrechnungsmonat September täglicher Arbeitsaufwand anfiel, hier Abrechnungsprozesse gegenüber Börse und das Datenclearing für die eingestellten Fahrpläne gegenüber den Verteilernetzbetreibern. Der jährliche Zeitaufwand wird auf 1.400 Minuten (rund 23 Stunden) pro Fall geschätzt, die sich zu 20 Prozent auf ein mittleres Qualifikationsniveau und zu 80 Prozent auf ein hohes Qualifikationsniveau jeweils im Bereich der Energieversorgung aufteilen und mit der Umstellung auf den finanziellen Ausgleich entfällt. Unter Anwendung der Lohnsätze für ein mittleres Qualifikationsniveau und ein hohes Qualifikationsniveau ergibt sich ein durchschnittlicher Stundenlohn je Fall von 79,18 Euro pro Stunde (54,70 Euro pro Stunde mittleres Qualifikationsniveau, 85,30 Euro pro Stunde hohes Qualifikationsniveau). Bei Zugrundelegung eines durchschnittlichen Stundenlohns von 79,18 Euro im Bereich der Energieversorgung werden damit Kosten in Höhe von jährlich rund 1.821 Euro pro Fall eingespart. Bei einer Fallzahl von 4 wird damit insgesamt ein jährlicher Erfüllungsaufwand von rund 7.284 Euro eingespart.

Durch den bisher praktizierten physikalischen Ausgleich von Differenzstrommengen fiel für die Verteilernetzbetreiber und Dienstleister (Fallzahl von 900) Arbeitsaufwand in Form der Vertragserstellung, der Einrichtung von Fahrplänen und der Rechnungsprüfung an, bei der vor allem im Abrechnungsmonat September täglicher Arbeitsaufwand anfiel, hier insbesondere die Vermarktung der Differenz-Strommengen inklusive dem Datenclearing. Der jährliche Zeitaufwand wird auf 495 Minuten (rund 8 Stunden) pro Fall geschätzt, die sich zu 20 Prozent auf ein mittleres Qualifikationsniveau und zu 80 Prozent auf ein hohes Qualifikationsniveau jeweils im Bereich der Energieversorgung aufteilen und mit der Umstellung auf den finanziellen Ausgleich entfällt. Unter Anwendung der Lohnsätze für ein mittleres Qualifikationsniveau und ein hohes Qualifikationsniveau ergibt sich ein durchschnittlicher Stundenlohn je Fall von 79,18 Euro pro Stunde (54,70 Euro pro Stunde mittleres Qualifikationsniveau, 85,30 Euro pro Stunde hohes Qualifikationsniveau). Bei Zugrundelegung eines durchschnittlichen Stundenlohns von 79,18 Euro im Bereich der Energieversorgung werden damit Kosten in Höhe von jährlich rund 633 Euro pro Fall eingespart. Bei einer Fallzahl von 900 wird damit insgesamt ein jährlicher Erfüllungsaufwand von rund 569.700 Euro eingespart.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
4	-1.400	79,18	-	-7.284	-
900	-495	79,18	-	-569.700	-
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				-576.984	-

32) 51 Absatz 1 EnFG - Streichung der Berichtspflicht der Übertragungsnetzbetreiber über die Ermittlung der ihnen nach den §§ 49, 50 und 52 EnFG mitgeteilten Daten

Durch die Streichung der in § 51 Absatz 1 Nummer 3 EnFG a. F. geregelten und an die Übertragungsnetzbetreiber adressierten Berichtspflicht über die Ermittlung der ihnen nach den §§ 49, 50 und 52 EnFG mitgeteilten Daten entfällt für die Übertragungsnetzbetreiber ein jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von rund 1.980 Euro.

Nach der bisherigen Regelung in § 51 Absatz 1 Nummer 3 EnFG haben die Übertragungsnetzbetreiber auf ihren gemeinsamen Internetseite jährlich (Fallzahl von 1) unverzüglich nach dem 30. September eines Kalenderjahres einen Bericht über die Ermittlung der ihnen nach den §§ 49, 50 und 52 EnFG mitgeteilten Daten zu veröffentlichen. In diesem Bericht wird im Wesentlichen auf die nach § 51 Absatz 1 Nummer 1 EnFG an die Übertragungsnetzbetreiber mitgeteilten Daten verwiesen, wobei die Richtigkeit der Verweise anhand des zu Prüfungszeitpunkt geltenden Rechtsrahmens hinsichtlich der Veröffentlichungspflicht nach § 51 EnFG geprüft werden müssen. Hierfür wird der jährliche Zeitaufwand auf rund 1.500 Minuten (25 Stunden) geschätzt, die sich zu 20 Prozent auf ein mittleres Qualifikationsniveau und zu 80 Prozent auf ein hohes Qualifikationsniveau jeweils im Bereich der Energieversorgung aufteilen und mit der Streichung der Berichtspflicht entfällt.

Unter Anwendung der Lohnsätze für ein mittleres Qualifikationsniveau und ein hohes Qualifikationsniveau ergibt sich ein durchschnittlicher Stundenlohn je Fall von 79,18 Euro pro Stunde (54,70 Euro pro Stunde mittleres Qualifikationsniveau, 85,30 Euro pro Stunde hohes Qualifikationsniveau). Bei Zugrundelegung eines durchschnittlichen Stundenlohns von 79,18 Euro im Bereich der Energieversorgung werden damit Kosten in Höhe von jährlich rund 1.980 Euro pro Fall eingespart.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
1	1.500	79,18	-	-1.980	-
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				-1.980	-

33) § 51 Absatz 2 EnFG - Streichung der von den Übertragungsnetzbetreibern anzugebenden Prognose, wie sich der Differenzbetrag nach Anlage 1 Nummer 1.2 auf die verschiedenen Gruppen von Netznutzern verteilt

Indem § 51 Absatz 2 Nummer 2 EnFG a.F. gestrichen wird und die Übertragungsnetzbetreiber nicht mehr verpflichtet sind, eine Prognose anzugeben, wie sich der Differenzbetrag nach Anlage 1 Nummer 1.2 auf verschiedene Gruppen von Netznutzern verteilt entfällt für die Übertragungsnetzbetreiber ein jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von 39.590 Euro.

Für die Aufschlüsselung des Differenzbetrages für den KWKG-Finanzierungsbedarfs nach Nummer 1.2 der Anlage 1 des EnFG ist die Erstellung eines jährlichen externen Gutachtens notwendig (Fallzahl von 1), bei der für die Ausschreibung, Bezuschlagung und Umsetzung ein jährlicher Arbeitsaufwand entsteht. Der jährliche Zeitaufwand wird auf rund 30.000 Minuten (25 Stunden) geschätzt, die sich zu 20 Prozent auf ein mittleres Qualifikationsniveau und zu 80 Prozent auf ein hohes Qualifikationsniveau jeweils im Bereich der Energieversorgung aufteilen und mit der Streichung der Angabepflicht entfällt.

Unter Anwendung der Lohnsätze für ein mittleres Qualifikationsniveau und ein hohes Qualifikationsniveau ergibt sich ein durchschnittlicher Stundenlohn je Fall von

79,18 Euro pro Stunde (54,70 Euro pro Stunde mittleres Qualifikationsniveau, 85,30 Euro pro Stunde hohes Qualifikationsniveau). Bei Zugrundelegung eines durchschnittlichen Stundenlohns von 79,18 Euro im Bereich der Energieversorgung werden damit Kosten in Höhe von jährlich rund 39.590 Euro pro Fall eingespart.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
1	-30.000	79,18	-	-39.590	-
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				-39.590	-

c) Erfüllungsaufwand für die Verwaltung

aa) Bund

Die stellenmäßigen und finanziellen Mehrbedarfe, die dem Bund entstehen, werden noch berechnet

[6] nach oben verschoben: .¶
¶

bb) Länder und Kommunen

Durch das vorliegende Gesetz reduziert sich der jährliche Erfüllungsaufwand der Landesverwaltungen um schätzungsweise ca. 4,72 Millionen Euro.

Aufgabe	Personal-aufwand jährlich (in Euro)	Sachaufwand jährlich (in Euro)	Personalaufwand einmalig (in Euro)	Sachaufwand einmalig (in Euro)
1	-27.666	-	-	-
2	-4.689.270	-	-	-
3	-	-	-	-
4	-	-	-	-
	-4.716.936	-	-	-
Gesamt	-4.716.936		-	

Erfüllungsaufwand für die Verwaltungen der Länder und Kommunen im Einzelnen
(im Übrigen sind die Verwaltung der Länder und Kommunen von den Änderungen nicht betroffen):

1) § 43b Absatz 1 Nummer 3 (neu) EnWG - Vermutungsregel für die Aktualität der Antragsunterlagen im Planfeststellungsverfahren

Die Gesetzesänderung enthält eine Vermutungsregel für die Aktualität der Antragsunterlagen im Planfeststellungsverfahren. Durch diese Vermutungsregel können auch ältere Daten für die Antragsunterlagen im Planfeststellungsverfahren verwendet werden. Die zuständige Behörde muss die Unterlagen hierdurch in vielen Fällen keiner Kontrolle auf Aktualität unterziehen. Die anschließende Bewertung der Unterlagen bleibt unverändert.

Schätzungsweise entfallen 20 %, 105, der von den Übertragungsnetzbetreibern beauftragten Gutachten auf Vorhaben in Landeszuständigkeit. Wenn schätzungsweise 50 % der Unterlagen der Regelung unterfallen, sind dies etwa 53 Fälle. Der Umfang der Kontrolle auf Aktualität der Unterlagen hängt wesentlich von Art und Umfang des Vorhabens ab. Aufgrund des Umfangs der Daten ist davon auszugehen, dass schätzungsweise 1 Personentag für diese Kontrolle im höheren Dienst anfällt. Bei Lohnkosten in Höhe von 65,20 pro Stunde entspricht dies rund 522 Euro pro Fall.

Für die Verwaltung auf Landesebene entfällt damit ein Erfüllungsaufwand in Höhe von 27.666 Euro pro Jahr.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwands:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Minuten)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
53	-480	65,20	-	-522	-
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				-27.666	-

2) Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes

Durch die Begründung der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur werden die Landesverwaltungen in entsprechender Höhe (80 804 Arbeitsstunden pro Jahr, s. Erfüllungsaufwand für die Bundesnetzagentur oben) entlastet.

Außerdem ist davon auszugehen, dass eine zusätzliche zeitliche Entlastung auf Seiten der Länder entsteht, da durch die Kompetenzbündelung bei der Bundesnetzagentur Aufwand für die sonst erforderliche Länderkoordination vermieden wird. Es wird angenommen, dass pro Vorhaben ein sonst für die Raumordnungsverfahren und Planfeststellungsverfahren in Länderzuständigkeit entstehender Koordinierungsaufwand bei den betroffenen Bundesländern von jeweils jährlich insgesamt 200 Stunden eingespart wird. Damit werden zusätzlich jährlich 3 600 Stunden eingespart. Es wird davon ausgegangen, dass der Anteil an Mitarbeiterinnen und Mitarbeitern aus dem höheren Dienst bei etwa 60 Prozent, aus dem gehobenen Dienst bei 29 Prozent und aus dem mittleren Dienst bei 11 Prozent liegt.

Unter Zugrundelegung der jeweiligen Stundensätze der Landesverwaltung ergibt sich damit in Summe eine Entlastung in Höhe von rund 4 689 000 Euro.

Veränderung des jährlichen Erfüllungsaufwand der Verwaltungen der Länder:

Fallzahl	Zeitaufwand pro Fall (in Stunden)	Lohnsatz pro Stunde (in Euro)	Sachaufwand pro Fall (in Euro)	Personalaufwand (in Euro)	Sachaufwand (in Euro)
1	-48.482	65,20	-	-3.161.026	-
1	-23.433	43,90	-	-1.028.709	-
1	-8.888	33,70	-	-299.526	-
1	-2160	65,20	-	-140.832	-
1	-1044	43,90	-	-45.832	-
1	-396	33,70	-	-13.345	-
Änderung des Erfüllungsaufwands (in Euro)				-4.689.270	-

3) Änderung des § 99a EEG - Streichung der Berichtspflicht (Fortschrittsbericht Windenergie an Land)

Die Streichung der Berichtspflicht (Fortschrittsbericht Windenergie an Land) hat keine Auswirkungen auf den Erfüllungsaufwand für die Verwaltung der Kommunen und Länder.

Gelöscht: <#>Änderung des § 22b Absatz 6 EEG - Anpassung der Länderöffnungsklausel¶¶<#>¶

<#>Die Anpassung der Länderöffnungsklausel kann Auswirkungen auf den Erfüllungsaufwand für die Verwaltung der Länder und Kommunen haben, soweit hierdurch Anpassungen im Landesrecht oder bestehenden Beteiligungsvereinbarungen erforderlich werden.¶

5. Weitere Kosten

Für die Realisierung der neu in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen Netzausbauvorhaben werden schätzungsweise Kosten in Höhe von circa 45,9 Milliarden Euro als einmalige Investitionsausgaben über einen mehrjährigen Zeitraum entstehen. Die Summe wurde anhand der von den Übertragungsnetzbetreibern verwendeten öffentlich verfügbaren Standardkostenparameter ermittelt. Die tatsächlich anfallenden Kosten können erst zu einem späteren Zeitpunkt ermittelt werden, da sie unter anderem von der zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht feststehenden baulichen beziehungsweise räumlichen Ausführung der einzelnen Vorhaben abhängen. Die Kosten für den Netzausbau werden sich auf die Netzentgelte auswirken. Die Entwicklung der Netzentgelte hängt allerdings von vielen Faktoren ab, sodass sich das zukünftige Netzentgeltniveau nicht verlässlich abschätzen lässt.

Gleichzeitig dient der Netzausbau der Minimierung der mit dem Engpassmanagement verbundenen Kosten. Die Gesamtkosten für Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen (Redispatch, Einspeisemanagement, Countertrading sowie Netzreserve) beliefen sich im Jahr 2023 nach vorläufigen Zahlen auf circa 3,1 Milliarden Euro. Damit trägt der Netzausbau mittel- und langfristig insoweit auch zur Entlastung der Stromverbraucher bei.

Es wird geschätzt, dass beim Bundesverwaltungsgericht durch die mit diesem Gesetz verbundene Aufgabenmehrung unter Berücksichtigung freiwerdender Personalkapazitäten ein jährlicher Mehrbedarf an Personalkosten in Höhe von insgesamt 638 664 Euro entsteht. Dieser umfasst 2,4 Richterstellen (R6) in Höhe von gesamt 453 577 Euro, eine Stelle des gehobenen Dienstes (A12) in Höhe von 89 481 Euro und 1,4 Stellen des mittleren Dienstes (A9) in Höhe von gesamt 95 607 Euro. Es wird davon ausgegangen, dass die Übertragung

der erstinstanzlichen Zuständigkeit für weitere Verfahren im vierten Quartal 2024 wirksam wird und dass die zusätzlichen erstinstanzlichen Verfahren vor dem Bundesverwaltungsgericht frühestens ab dem Jahr 2029 eingeleitet werden.

Darüber hinaus sind keine sonstigen direkten oder indirekten Kosten zu erwarten. Eventuelle Auswirkungen auf Einzelpreise oder das Preisniveau, insbesondere das Verbraucherpreisniveau, lassen sich derzeit nicht abschätzen.

6. Weitere Gesetzesfolgen

Verbraucherinnen und Verbraucher erhalten eine mit Blick auf Energielieferverträge mehr Wahlmöglichkeiten und werden umfassender informiert. Sie erhalten zudem verbesserte Möglichkeiten, durch Energy Sharing von einem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien im Stromsystem zu profitieren. Sie profitieren zudem von einer weiterhin sicheren Stromversorgung durch die Regelungen mit Bezug zur Höherauslastung der Übertragungsnetze sowie den Regelungen zur Beschleunigung des Netzausbaus und des Netzanschlusses.

Gleichstellungspolitische Belange werden nicht berührt.

VII. Befristung; Evaluierung

Eine Befristung ist nicht vorgesehen. Es handelt sich um Daueraufgaben der Regulierung, die auf ebenfalls unbefristeten unionsrechtlichen Vorgaben beruhen.

Der Ausbau des Stromübertragungsnetzes erfordert verlässliche und stabile Rahmenbedingungen. Im Rahmen des kontinuierlichen Netzausbau-Controllings des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz werden auch die mit diesem Gesetz neu in den Bundesbedarfsplan aufgenommenen oder geänderten Vorhaben betrachtet.

Eine Evaluierung der Regelungen zur Höherauslastung des Übertragungsnetzes und zur Umrüstung von Erzeugungsanlagen zu rotierenden Phasenschiebern ist ebenfalls nicht vorgesehen. Die Regelung des § 49a Absatz 3 EnWG ist mit einem fixen Enddatum versehen, um sog. Ewigkeitslasten zu vermeiden. Hinsichtlich der Umrüstung von Erzeugungsanlagen zur rotierenden Phasenschiebern stünde eine Evaluierung der Regelung aufgrund der stark divergierenden Individualität der Einzelfälle außer Verhältnis und wäre voraussichtlich auch wenig repräsentativ.

Auch hinsichtlich der übrigen Regelungen ist eine formelle Evaluierung der Regelungen nicht sachgerecht, da sie zu einem großen Teil auf unionsrechtlichen Vorgaben beruhen und daher nicht einseitig abgeändert werden können. Eine Überprüfung der Zielrichtung der Vorschriften erfolgt im Rahmen und anlässlich zukünftiger Gesetzesänderungen.

B. Besonderer Teil

Zu Artikel 1 (Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes)

Zu Nummer 1 (Inhaltsübersicht)

Zu Buchstabe a (Inhaltsangabe § 13I)

Die Inhaltsübersicht wird um die Angabe zum neuen § 13I ergänzt.

Zu **Buchstabe b** (Inhaltsangabe § 14)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu **Buchstabe c** (Inhaltsangabe § 17a)

Die Inhaltsübersicht wird um die Angabe zu § 17a EnWG (neu) ergänzt.

Zu **Buchstabe d** (Inhaltsangabe § 17b)

Die Inhaltsübersicht wird um die Angabe zu § 17b EnWG (neu) ergänzt.

Zu **Buchstabe e**(Inhaltsangabe § 17c)

Die Inhaltsübersicht wird um die Angabe zu § 17c EnWG (neu) ergänzt.

Zu **Buchstabe f**(Inhaltsangabe § 18a)

Die Inhaltsübersicht wird um die Angabe zu § 18a EnWG (neu) ergänzt.

Zu **Buchstabe g**(Inhaltsangabe § 20b)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Gelöscht: Buchstabe dg

Gelöscht: (

Zu **Buchstabe h** (Inhaltsangabe §§ 40, 40a, 40c)

Es handelt sich um redaktionelle Folgeänderungen.

Gelöscht: Buchstabe eh

Zu **Buchstabe i** (Inhaltsangabe § 41a)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Gelöscht: Buchstabe fi

Zu **Buchstabe j** (Inhaltsangabe § 42c)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Einfügung der Regelungen zum Energy Sharing in Artikel 1 Nummer 43.

Gelöscht: Buchstabe gj

Zu **Buchstabe k** (Inhaltsangabe § 61)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Umbenennung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie in Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz in Folge des Organisationserlasses des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Gelöscht: Buchstabe hk

Zu **Nummer 2** (§ 3)

Zu **Buchstabe a**

Die Definition des Energielieferanten wird zwecks Umsetzung der Gasrichtlinie, die auch Vorgaben für die Lieferung von Wasserstoff enthält, erweitert. Der Begriff des Energielieferanten soll neben Strom- und Gaslieferanten auch Wasserstofflieferanten umfassen.

Zu **Buchstabe b**

Es handelt sich um eine Folgeregelung zur Aufnahme von Regelungen bzgl. Festpreisverträgen in das EnWG.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Einfügung der neuen Definition für „Festpreisverträge“ in § 3 Nummer 19a.

Zu Buchstabe d

Die Definition des Wasserstofflieferanten wird neu eingefügt. Dies ist eine Folge der Änderung der Definition in § 3 Nummer 15c. Die Gasrichtlinie enthält auch Vorgaben für die Lieferung von Wasserstoff.

Zu Buchstabe e

Es handelt sich um redaktionelle Folgeänderungen.

Zu Nummer 3 (§ 4b)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Umbenennung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie in Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz in Folge des Organisationserlasses des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Umbenennung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie in Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz in Folge des Organisationserlasses des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Umbenennung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie in Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz in Folge des Organisationserlasses des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Buchstabe d

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Umbenennung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie in Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz in Folge des Organisationserlasses des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 4 (§ 4c)

Es handelt sich um Folgeänderungen zur Umbenennung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie in Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz in Folge des Organisationserlasses des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 5 (§ 5)

§ 5 Absatz 4a dient der Umsetzung des Artikel 18a der novellierten Strommarktrichtlinie. Ziel des Artikels ist ein stabiler und krisenfester Energiemarkt. Um zukünftig einen resilienteren Energiemarkt zu schaffen, die Gefahr von Versorgungsausfällen weiter zu minimieren und auf nicht vorhersehbare Ereignisse reagieren zu können, sind Maßnahmen durch die Energielieferanten zu ergreifen. Dabei wird der Fokus auf den Einfluss der Marktpreise und etwaiger Schwankungen auf die Verpflichtungen aus den Kundenverträgen gelegt. Energielieferanten müssen eigene angemessene Absicherungsstrategien entwickeln und einhalten, um das Risiko von Änderungen des Strom- bzw. Gasangebots auf der jeweiligen Großhandelsebene für die wirtschaftliche Tragfähigkeit ihrer Verträge mit Kunden zu

begrenzen und gleichzeitig die Liquidität an den Kurzfristmärkten und die von diesen Märkten ausgehenden Preissignale aufrechtzuerhalten. Zudem müssen sie angemessene Maßnahmen ergreifen, um das Risiko eines Ausfalls der Belieferung der eigenen Kunden zu begrenzen.

Es handelt sich bei diesen Vorgaben um eine Konkretisierung, der ohnehin bestehenden Anforderungen an einen leistungsfähigen Energielieferanten nach § 5 EnWG, der im Sinne der Ziele des § 1 EnWG seine energiewirtschaftlichen Aufgaben erfüllt.

Durch die Möglichkeit der Bundesnetzagentur sich die Absicherungsstrategien der Lieferanten jederzeit vorlegen zu lassen, diese zu überprüfen und jederzeit Maßnahmen zu verlangen, welche das Risiko eines Ausfalls der Belieferung der eigenen Kunden zu begrenzen geeignet sind, sollen die Interessen der Verbraucher an einer sicheren Versorgung mit dem Interesse an günstigen Preisen des freien Marktes in einen schonenden Ausgleich gebracht werden.

Um etwaige Synergien mit dem Monitoring nach § 35 EnWG zu nutzen, kann die Vorlage bzw. Abfrage jährlich und verpflichtend für alle Energielieferanten von Haushaltskunden im Rahmen dessen erfolgen.

Zu Nummer 6 (§ 7c Absatz 3)

Es handelt sich um Folgeänderungen zur Umbenennung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie in Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz sowie des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur in Bundesministerium für Digitales und Verkehr in Folge des Organisationserlasses des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 7 (§ 11 Absatz 3)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine redaktionelle Klarstellung, auf welche Rechtsverhältnisse sich die Verordnungsermächtigung für die Bundesregierung bezieht.

Zu Buchstabe b

Durch die Einfügung von § 11 Abs. 3 S. 2 EnWG wird für den Verordnungsgeber eine neue Verordnungsermächtigung eingeführt. Mit dem Wegfall des § 24 EnWG a. F. und dem Außerkrafttreten von § 5 GasNZV bzw. § 25a StromNZV, die die entsprechende Geltung von § 18 NDAV bzw. § 18 NAV für die Haftung bei Störungen der Netznutzung normieren, ist eine eigenständige Ermächtigungsgrundlage notwendig, damit der Gesetzgeber künftig weiterhin die Möglichkeit erhält, die Haftung der Betreiber von Energieversorgungsnetzen aus Vertrag und unerlaubter Handlung für Sach- und Vermögensschäden, die ein Netznutzer durch Störungen der Netznutzung erleidet, zu regeln. Solange der Gesetzgeber von seiner Ermächtigung keinen Gebrauch macht, ordnet § 118 Absatz 54 (neu) an, dass die bisherigen Regelungen in § 5 GasNZV bzw. § 25a StromNZV in der bis zum Ablauf des 28. Dezember 2023 geltenden Fassung weiter Anwendung finden, um eine Fortgeltung der bestehenden Praxis zu sichern.

Die Regelung ist insbesondere notwendig, da die Haftung eines Netzbetreibers so auch für den Bereich der Netznutzung weiterhin auf vorsätzliche oder grob fahrlässige Verursachung beschränkt und der Höhe nach begrenzt werden kann. Ohne die Einfügung einer entsprechenden Ermächtigungsgrundlage für den Verordnungsgeber bestünde lediglich die Möglichkeit, Haftungsregelungen bzgl. Netzanschlussstörungen zu treffen. Für den Verordnungsgeber sollte aber künftig auch nach Wegfall der Verordnungsermächtigung in § 24 EnWG a. F. weiterhin die Option bestehen, für den Bereich der Netznutzung entsprechende Regelungen zu treffen oder von der Möglichkeit weitergehender Regelungen im

Zusammenhang mit Verpflichtungen nach den in § 11 Absatz 3 Satz 3 EnWG genannten Vorschriften Gebrauch zu machen. Auch weiterhin bestehen besondere Haftungsrisiken, die eine gegenüber dem Leitbild des BGB erweiterte Haftungsbeschränkung der Netzbetreiber erforderlich machen.

Eine entsprechende Haftungsbeschränkung muss in Konformität mit dem AGB-Recht stehen. Ohne entsprechende gesetzliche Regelung bestünde die Gefahr, dass eine Haftungsbeschränkung einer Inhaltskontrolle nach § 307 Absatz 1 und Absatz 2 BGB nicht standhält. Verwender von AGB haben im unternehmerischen Verkehr für Haftungsbeschränkungsregelungen zwar grundsätzlich einen weitergehenden Spielraum. Dennoch findet im unternehmerischen Verkehr eine Inhaltskontrolle prinzipiell in gleicher Weise statt wie im Rechtsverkehr mit Verbrauchern. Eine gesetzlich normierte Haftungsbeschränkung würde auch für den Fall, dass die Haftungsbeschränkungen vertraglich vereinbart werden, der AGB-Inhaltskontrolle standhalten. Eine unangemessene Benachteiligung eines Vertragspartners würde so auch für den geschäftlichen Verkehr weiterhin vermieden.

Die Verordnungsermächtigung ist mit europäischen Vorgaben über die Unabhängigkeit und ausschließliche Zuständigkeit der Regulierungsbehörde vereinbar. Die Regelung von Haftungsfragen stellt keinen Bereich dar, der in die ausschließliche bzw. in die originäre (Regulierungs-)Zuständigkeit der Regulierungsbehörde fällt. Haftungsregelungen wie der § 5 GasNZV bzw. der § 25a StromNZV betreffen weder den Kernbereich der Regulierungstätigkeit noch unmittelbar die Unabhängigkeit der Regulierungsbehörde.

Zu Buchstabe c

Die Änderung des § 11 Absatz 3 Satz 3 EnWG stellt eine redaktionelle Anpassung im Hinblick auf die Änderungen der Sätze 1 und 2 des § 11 Absatz 3 EnWG dar.

Zu Nummer 8 (§ 12)

Zu Buchstabe a

Die neu eingefügten Absätze 2a bis 2g dienen der Sicherstellung und Überprüfung der tatsächlichen Steuerbarkeit und Sichtbarkeit von Stromerzeugungsanlagen, einschließlich Stromspeicher, für Systemsicherheitsmaßnahmen der Netzbetreiber.

Absatz 2a stellt klar, dass alle Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, also sowohl Verteiler- als auch Übertragungsnetzbetreiber, in geeigneter Weise sicherstellen müssen, dass sie ihrerseits in der Lage sind, die Steuerbarkeit und Sichtbarkeit von Erzeugungs- und Speicheranlagen zu nutzen. Diese Fähigkeiten müssen sie gegenüber allen an ihr Netz angeschlossenen Anlagen sicherstellen, die entweder mit alter Regelungstechnik ausgestattet sind und über eine bestimmte Nennleistung verfügen, oder fernsteuerbar oder fernsteuerbar über ein intelligentes Messsystem sind. Erfasst sind alle Anlagen mit einer Nennleistung ab 100 kW sowie alle Anlagen, die jederzeit fernsteuerbar sind. Welche EE- und KWK-Anlagen – auch unterhalb einer Leistung von 100 kW – jederzeit fernsteuerbar sein müssen, ergibt sich aus den Pflichten der Anlagenbetreiber zur Ertüchtigung ihrer Anlagen insbesondere nach § 9 EEG [Aktualisierungsvorbehalt]. Dort ist auch geregelt, welche fernsteuerbaren Anlagen zudem jederzeit sichtbar sein müssen durch einen Abruf ihrer Ist-Einspeisung. Die spiegelbildliche Pflicht der Netzbetreiber, diese anlagenseitigen Fähigkeiten ihrerseits jederzeit durch eine Anpassung nach § 13a Absatz 1 EnWG, auch in Verbindung mit § 14 Absatz 1, und einen Abruf der Ist-Einspeisung nutzen zu können, besteht unabhängig davon, inwieweit sie diese im Netzbetrieb tatsächlich einsetzen. Die Pflicht der Netzbetreiber schließt daher auch dann alle fernsteuerbaren Anlagen mit einer Leistung unter 100 kW mit ein, wenn der Netzbetreiber diese Anlagen nach § 13 Absatz 1 Satz 3 EnWG nur nachrangig bei der Auswahlentscheidung für strom- und spannungsbedingte Maßnahmen berücksichtigt. Rechtliche Vorgaben zur technischen Ausstattung sowie zur Art und Weise der Kommunikation, insbesondere die Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes (MsbG), bleiben unberührt.

Gelöscht: Zu Buchstabe a

Absatz 2b schafft Pflichten der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, d.h. Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber, und der grundzuständigen Messstellenbetreiber nach § 2 Nummer 4 MsbG zur Überprüfung ihrer Fähigkeiten nach Absatz 2a sowie bestimmter Ausstattungsverpflichtungen nach dem MsbG:

Nach **Satz 1** müssen die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen für die Sicherstellung ihrer Fähigkeiten jährlich in angemessenem Umfang Tests der Anpassungen nach § 13a Absatz 1, auch in Verbindung mit § 14 Absatz 1, und, soweit die entsprechenden Anlagen insbesondere nach § 9 EEG dazu in der Lage sein müssen, auch der Ist-Einspeisungs-Abrufe vornehmen. Bestandteil dieser Säule der Tests ist auch die tatsächliche Reaktion der angesteuerten Anlagen. Insbesondere ist zu prüfen und festzuhalten, ob eine Reaktion im Netz des Netzbetreibers auf ein Signal zur Abschaltung zu verzeichnen ist. Wenn (noch) eine Steuerungstechnik verwendet wird, die kein Rücksignal an den Netzbetreiber sendet, ist zu prüfen, ob eine der Leistung der angesteuerten Anlagen entsprechende Leistung im jeweiligen Netzgebiet tatsächlich weggefallen ist.

Wegen der zentralen Bedeutung der Erfüllung der Ausstattungsverpflichtungen nach dem Messstellenbetriebsgesetz, konkret des beschleunigten Smart-Meter-Rollouts sowie der sicheren und zuverlässigen Ansteuerbarkeit auch von Kleinanlagen und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen über Smart-Meter-Gateways, für die Systemsicherheit, wird auch dieser Aspekt gemäß **Satz 2** Bestandteil einer jährlichen Überprüfung. Insofern hat der grundzuständige Messstellenbetreiber im Sinne des § 2 Nummer 4, gegebenenfalls zugleich als Netzbetreiber nach § 2 Nummer 4 Fall 1 MsbG, einen Ist-/Soll-Abgleich zwischen der tatsächlich erfolgten Ausstattung mit intelligenten Messsystemen mit den Ausstattungsverpflichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 MsbG vorzunehmen und das Ergebnis an dem Netzbetreiber des jeweiligen Netzgebietes mitzuteilen. Bestehende Berichts-, Monitoring- oder sonstige Pflichten nach dem MsbG bleiben hiervon unberührt.

Die Weitergabe der Ergebnisse nach Satz 1 und Satz 2 erfolgt in Form einer sogenannten Kaskade: Nach **Satz 3** übermitteln die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen dem jeweils vorgelagerten Netzbetreiber die Ergebnisse der Tests nach Satz 1 und der Überprüfung der Ausstattungsverpflichtung nach Satz 2 in Textform. Der jeweils vorgelagerte Netzbetreiber ist entweder ein Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes oder eines Übertragungsnetzes. Dieser unterzieht nach **Satz 4** die Ergebnisse des nachgelagerten Netzbetreibers jeweils einer Plausibilitätsprüfung und teilt dem nachgelagerten Netzbetreiber sowie dem grundzuständigen Messstellenbetreiber das Ergebnis in Textform mit. Im Rahmen der Plausibilitätsprüfung soll der vorgelagerte Netzbetreiber die Ergebnisse der Tests nach Satz 1 anhand seiner bisherigen Erfahrungen überprüfen und sie beispielsweise mit den Erkenntnissen aus dem Redispatch vergleichen. Nach **Satz 5** hat der Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes, der einem Betreiber eines Übertragungsnetzes mit Regelzonenverantwortung unmittelbar nachgelagert ist, diesem zusätzlich zu seinen Ergebnissen nach Satz 1 und den Ergebnissen nach Satz 2, die in seinem Netzgebiet ermittelt wurden, auch die Ergebnisse und die Plausibilitätsprüfungen der ihm jeweils nachgelagerten Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen in Textform vorzulegen. Den Netzbetreiber trifft aufgrund der Vorlage der Ergebnisse eines nachgelagerten Netzbetreibers keine Haftung für die Richtigkeit dieser Ergebnisse. Näheres zum Verfahren (zum Beispiel zum Zeitpunkt, bis zu dem die Testergebnisse vorliegen und weitergeleitet werden müssen) regeln die Leitlinien nach Absatz 2d Satz 1.

Absatz 2c Satz 1 regelt die Pflicht der Übertragungsnetzbetreiber als zuletzt vorgelagerter Netzbetreiber, gemeinsam einen Gesamtbericht zu erstellen. Der Bericht wird der Bundesnetzagentur und dem Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz erstmalig mit Ablauf des 30. November 2025 und danach jährlich spätestens bis zum Ablauf des 30. November vorgelegt.

Nach **Satz 2** umfasst der Gesamtbericht die Ergebnisse der nach Absatz 2b Satz 1 durchgeführten Tests und die nach Absatz 2b Satz 2 durchgeführten Überprüfungen einschließlich einer vom vorgelagerten Netzbetreiber vorgenommenen Plausibilitätsprüfung (**Nummer 1**), eine Bewertung des Umfangs der Erfüllung der Verpflichtungen nach Absatz 2a und § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 MsbG (**Nummer 2**) sowie schließlich Handlungsempfehlungen der Übertragungsnetzbetreiber zur Verbesserung ihrer eigenen Steuerungsfähigkeit und derjenigen der ihnen nachgelagerten Netzbetreiber (**Nummer 3**).

In die Ergebnisse nach **Nummer 1** fließt nicht nur ein, ob und inwieweit Anlagen angesteuert werden konnten, sondern auch, ob eine Reaktion im Netz des Netzbetreibers auf ein Signal zur Abschaltung verzeichnet wurde. Soweit der Bericht zu dem Ergebnis gelangt, dass eine Steuerungsfähigkeit bis zur Anlage bzw. eine Sichtbarkeit der Anlage für den Netzbetreiber nicht besteht, ist in dem Bericht zudem jeweils auch darzulegen, warum dies der Fall ist. Dazu gehört auch die Angabe, wo innerhalb der Kaskade bzw. in wessen Verantwortungsbereich die Übertragung eines Steuerungssignals scheiterte. Die Angaben haben unter anderem auch Informationen zu den verschiedenen verwendeten technischen Systemen zum Abruf der Ist-Einspeisung und zur Steuerbarkeit, zur Zuordnung der angeschlossenen Anlagen zu den verwendeten technischen Systemen und zu möglichen Entwicklungen beim Netzbetreiber zu enthalten. Hierdurch soll Transparenz in Bezug auf die Steuerungsfähigkeit der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen hergestellt werden. Korrespondierend mit der Reichweite der materiellen Pflicht nach Absatz 2a, bezieht sich die Berichtspflicht zur eigenen Steuerungsfähigkeit der Übertragungsnetzbetreiber im Sinne der Nummer 1 und Nummer 3 jeweils nur auf an ihr Netz angeschlossenen Anlagen. Eine Plausibilitätsprüfung der Ergebnisse der Übertragungsnetzbetreiber erfolgt mangels vorgelagerten Netzbetreibers nicht.

Die in **Nummer 2** vorgesehene quantitative und qualitative Bewertung der Erfüllung der Verpflichtungen nach Absatz 2a durch den Übertragungsnetzbetreiber bezieht sich auf die eigenen Ergebnisse sowie die Ergebnisse der Netzbetreiber seiner Regelzone und soll die Anzahl der erreichten Anlagen sowie die sich daraus ergebende Steuerungsfähigkeit der Netzbetreiber in den Gesamtkontext einordnen. Die Handlungsempfehlungen nach **Nummer 3** sollen insbesondere in Bezug auf vorausschauende Handlungsbedarfe unter Berücksichtigung kommender Entwicklungen abgegeben werden. Den Übertragungsnetzbetreiber trifft keine Haftung für die Richtigkeit der Ergebnisse eines nachgelagerten Netzbetreibers.

Satz 3 bestimmt, dass Verteilnetzbetreiber und grundzuständige Messstellenbetreiber zur Mitwirkung bei der Erstellung des in die Verantwortung der Übertragungsnetzbetreiber fallenden Gesamtberichts verpflichtet sind. Damit wird deutlich gemacht, dass sich der Beitrag der Verteilnetzbetreiber und grundzuständigen Messstellenbetreiber in diesem Zusammenhang nicht in der Weiterleitung der Ergebnisse der in Absatz 2b genannten Tests und Überprüfungen erschöpft. Sie müssen vielmehr beispielsweise bei Rückfragen oder Ergänzungsbitten der Übertragungsnetzbetreiber diese bei der Ausarbeitung des Berichts im Rahmen ihres eigenen Wissens und ihrer eigenen Fähigkeiten unterstützen.

Nach **Satz 4** veröffentlicht die Bundesnetzagentur Teile des Gesamtberichtes im Interesse größtmöglicher Transparenz. Die Veröffentlichung des Berichts erfolgt, soweit die Öffentlichkeit ein berechtigtes Interesse an seinen Inhalten hat. Dies ist bei dem Abschnitt nach Satz 2 Nummer 1, der sich mit den Fähigkeiten einzelner Netzbetreiber befasst, nicht der Fall. Zudem ist zu erwarten, dass der Abschnitt nach Satz 2 Nummer 1 sowohl Betriebs- oder Geschäftsgeheimnisse der Netzbetreiber als auch sicherheitsrelevante und damit schützenswerte Informationen (etwa zur im Einzelnen verwendeten Steuerungstechnik) über kritische Infrastrukturen beinhalten könnten. Eine Prüfung und gegebenenfalls Schwärzung der Testergebnisse von mehr als 850 Verteilnetzbetreibern unter diesen Aspekten wäre unverhältnismäßig aufwändig und daher keine Alternative. Bei den Abschnitten nach Satz 2 Nummer 2 und Nummer 3, die eher gesamtsystemische Aspekte zum

Gegenstand haben und Handlungsempfehlungen beinhalten, überwiegt dagegen das Interesse der Öffentlichkeit an einer Möglichkeit zur Kenntnisnahme. Hier ist auch nicht in gleichem Maße damit zu rechnen, dass schützenswerte Informationen preisgegeben werden könnten. Soweit solche im Einzelfall doch erwähnt werden sollten, bleibt eine Schwärzung möglich. Die Veröffentlichung hat spätestens drei Monate, nachdem die Bundesnetzagentur den Bericht erhalten hat, zu erfolgen.

Um ein einheitliches und damit vergleichbares Prüfverfahren sicherzustellen und zum Zwecke der Erstellung des jährlichen Gesamtberichtes, sieht Absatz 2d Satz 1 vor, dass die Übertragungsnetzbetreiber spätestens zwei Monate nach Inkrafttreten dieser Regelung einheitliche Leitlinien, die sich an die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen und grundzuständige Messstellenbetreiber richten, auf ihrer jeweiligen Internetseite veröffentlichen. Die Leitlinien beziehen sich auf den Ablauf der Tests nach Absatz 2b (Nummer 1). Hierbei sollen die Übertragungsnetzbetreiber differenzierte Maßgaben in Abhängigkeit der Anlagengröße und der unterschiedlichen technischen Kommunikations- und Steuerungseinrichtungen, die zum Abruf der Ist-Einspeisung sowie zur Steuerung der Wirkleistungs- und Blindleistungserzeugung oder des Wirkleistungsbezugs genutzt werden, machen. Daneben umfassen die Leitlinien Maßgaben zum Ablauf der Überprüfungen nach Absatz 2b Satz 2 (Nummer 2). Schließlich enthalten die Leitlinie Vorgaben zu der Erfassung, Aufbereitung und Weiterleitung der Daten (Nummer 3), insbesondere zum Datenformat und zum zeitlichen Ablauf, damit den Übertragungsnetzbetreibern die entsprechenden Inhalte für den Gesamtbericht rechtzeitig vorliegen. Hierzu können die Übertragungsnetzbetreiber auch Stichtage für die Weiterleitung der Testergebnisse vorsehen. Infolgedessen können nur Bestandsanlagen, die bereits zu diesem Zeitpunkt in Betrieb genommen wurden, Teil des Gesamtberichtes werden. Dies kann bedeuten, dass die Ergebnisse für Neuanlagen, die erst nach einem bestimmten Zeitpunkt in Betrieb genommen werden, nicht in dem kommenden Gesamtbericht enthalten sind, sondern erst im darauffolgenden Jahr. Davon unberührt bleiben die jährlichen Test- bzw. Überprüfungspflichten nach Absatz 2b Satz 1 und Satz 2. Diese Pflichten sind auch dann innerhalb des Kalenderjahrs zu erfüllen, wenn Anlagen nach dem nach diesem Absatz 2d Satz 1 festgesetzten Datum oder nach dem in Abs. 2c Satz 1 für den Gesamtbericht vorgesehenen 30. November eines Jahres an Netz gehen.

Satz 2 sieht vor, dass die Bundesnetzagentur den Betreibern von Energieversorgungsnetzen und den grundzuständigen Messstellenbetreibern ebenfalls Vorgaben zu dem Ablauf der Tests und Überprüfungen nach Absatz 2b und der Erfassung, Aufbereitung und Weiterleitung der Daten (Nummer 1) sowie zu Form und Inhalts des Gesamtberichts (Nummer 2) machen kann. Die Vorgaben erfolgen im Wege einer Festlegung nach § 29 Absatz 1.

Satz 3 Halbsatz 1 bestimmt, dass eine Einholung von Stellungnahmen von Vertretern der von dem Verfahren berührten Wirtschaftskreise, wie sie § 67 Absatz 2 EnWG vorsieht, im Regelfall unterbleiben soll. Eine solche Konsultation würde einen erheblichen zeitlichen Aufwand bedeuten. Mit der Festlegung von Vorgaben zu dem Gesamtbericht, den Prüfabläufen und den Daten soll die Regulierungsbehörde aber schnell auf Entwicklungen reagieren können. Deshalb findet nach Halbsatz 2 auch keine mündliche Verhandlung statt.

Satz 4 stellt klar, dass die Vorgaben der Bundesnetzagentur nach Satz 2 den von den Betreibern von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung erstellten Leitlinien vorgehen, soweit die Bundesnetzagentur von ihrer Festlegungskompetenz Gebrauch gemacht hat.

Absatz 2e dient der Durchsetzung der Pflichten nach Absatz 2a und der Erreichung des Ziels einer möglichst flächendeckenden Steuerungsfähigkeit der Netzbetreiber.

Zu diesem Zweck räumt Satz 1 der Bundesnetzagentur die Befugnis ein, in entsprechender Anwendung des § 65 Absatz 2 einem Verteilnetzbetreiber die sich aus Absatz 2a ergebende Pflicht (und die damit korrespondierende Befugnis) zur Fernsteuerung der an sein

Netz angeschlossenen Erzeugungs- oder Speicheranlagen zu entziehen und sie auf einen vorgelagerten Verteilnetzbetreiber zu übertragen, wenn der nachgelagerte Netzbetreiber dauerhaft oder wiederholt gegen seine Pflichten nach Absatz 2a verstößt. Dabei ist die Reichweite der Übertragung auf den vorgelagerten Verteilnetzbetreiber auf die Fernsteuerung selbst sowie (bei Bedarf) auf mit der Fernsteuerung unmittelbar zusammenhängende und für diese erforderliche Bestandteile der Betriebsführung beschränkt.

Die Rechtsfolge spiegelt die zentrale Bedeutung der Steuerungsfähigkeit für die Systemsicherheit wider. Eine umfassende Einsetzung eines „Auffangverteilnetzbetreibers“ erfolgt aufgrund dieser Bestimmung also (anders als bei der Einsetzung eines Auffangmessstellenbetreibers nach Absatz 2f) nicht. Gegenüber einem vorgelagerten Verteilnetzbetreiber, dem seinerseits nur noch ein Übertragungsnetzbetreiber vorgelagert ist, findet diese Bestimmung keine Anwendung. Es werden also keinem Übertragungsnetzbetreiber Pflichten oder Befugnisse eines Verteilnetzbetreibers übertragen.

Satz 2 bestimmt, dass in den Fällen, in denen eine Übertragung auf den vorgelagerten Netzbetreiber nach Satz 1 stattfindet, die sich aus dem EnWG oder anderen Gesetzen ergebende Pflicht eines Anlagenbetreibers, die Ansteuerbarkeit und Sichtbarkeit der von ihm betriebenen Anlage sicherzustellen, auch im Verhältnis zu dem vorgelagerten Netzbetreiber besteht. Damit wird sichergestellt, dass auch auf der Ebene der spiegelbildlichen Pflichten des Anlagenbetreibers die Übertragung nachvollzogen wird.

Absatz 2f unterstreicht noch einmal die zentrale Bedeutung eines beschleunigten Smart-Meter-Rollouts für die sichere und zuverlässige Ansteuerbarkeit auch von Kleinanlagen und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen über Smart-Meter-Gateways. Der Aufbau und Betrieb der notwendigen digitalen Infrastruktur obliegt nach den Vorschriften des MsbG vor allem den Verteilernetzbetreibern in ihrer Rolle als grundzuständige Messstellenbetreiber (vgl. § 2 Satz 1 Nummer 4, Fall 1 MsbG). Vor diesem Hintergrund sollen diese neben dem in Absatz 2b Satz 1 vorgesehenen Test ihrer Steuerungsfähigkeit zusätzlich auch gemäß Absatz 2b Satz 2 die Umsetzung der Ausstattungsverpflichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 MsbG Absatz 1 überprüfen. Der erfolgte Grad der Umsetzung der Ausstattungsverpflichtung ist darüber hinaus auch Gegenstand des Gesamtberichts der Übertragungsnetzbetreiber nach Absatz 2c.

Absatz 2f ergänzt sowohl die Test-, Überprüfungs-, Vorlage- und Mitwirkungspflichten der Verteilernetzbetreiber 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:

Nach Satz 1 Nummer 1 kann die Bundesnetzagentur die Einsetzung eines Auffangmessstellenbetreibers in entsprechender Anwendung von § 44 MsbG anordnen, wenn nach den Ergebnissen des Gesamtberichts nach Absatz 2c die Ausstattungsverpflichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 MsbG in dem Netzgebiet eines grundzuständigen Messstellenbetreibers um mindestens 25 Prozent unterschritten wurden und dies zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in mindestens einer Regelzone wesentlich beitragen könnte, etwa aufgrund fehlender steuerbarer Kapazität. Dabei ist stets die Sachlage im Zeitpunkt der Anordnung maßgeblich. Da regelmäßig ein nicht unerheblicher zeitlicher Abstand zwischen dem Untersuchungszeitraum des Gesamtberichts nach Absatz 2c und der behördlichen Entscheidung liegen wird, wird vor einer entsprechenden Anordnung regelmäßig noch einmal in einem separaten Schritt in geeigneter Form zu überprüfen sein, ob der in dem Gesamtbericht festgestellte Verstoß weiter anhält.

Satz 1 Nummer 2 legt fest, dass die Bundesnetzagentur die Einsetzung eines Auffangmessstellenbetreibers auch in Fällen anordnen kann, in denen sie auf anderem Wege als

aus dem Gesamtbericht nach Absatz 2c, also etwa durch Mitteilungen Dritter oder aus sonstigen Prüfungen, Analysen oder Berichten von der Nichterfüllung der Pflichten nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 MsbG erfährt. Damit wird sichergestellt, dass immer dann, wenn eine Nichterfüllung der Pflichten nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 MsbG zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems in mindestens einer Regelzone wesentlich beitragen könnte, die gleichen Rechtsfolgen greifen. Dadurch wird eine ungerechtfertigte Ungleichbehandlung von aus Sicht der Systemsicherheit gleich gefährlichen Fällen vermieden, die sonst drohen würde, wenn allein die in dem Gesamtbericht nach Absatz 2c erfassten Fälle eine entsprechende Anordnung seitens der Bundesnetzagentur zuließen.

Satz 1 Nummer 3 soll schließlich verhindern, dass eine Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems infolge einer fehlenden oder unzureichenden Erfüllung der Pflichten nach Absatz 2b oder der Mitwirkungspflicht nach Absatz 2c Satz 3 eines grundzuständigen Messstellenbetreibers bei der Durchführung der Tests und der Erstellung des Gesamtberichts nach Absatz 2c nicht entdeckt werden kann. Ein grundzuständiger Messstellenbetreiber soll die aus seiner Sicht gewichtige Rechtsfolge der Einsetzung eines Auffangmessstellenbetreibers auch nicht durch eine bewusste fehlende oder unzureichende Mitwirkung umgehen können. Durch die Regelung wird im Gegenteil ein Anreiz zu einer möglichst vollständigen und wahrheitsgemäßen Informationsweitergabe seitens der grundzuständigen Messstellenbetreiber im Rahmen der Testabrufe nach Absatz 2b geschaffen.

Wegen der Schwere der Rechtsfolge ist dem grundzuständigen Messstellenbetreiber nach **Satz 2** in den drei Fällen des Satzes 1 jeweils zunächst eine Gelegenheit zur Stellungnahme innerhalb einer angemessenen Frist zu gewähren.

Die Möglichkeit der Bundesnetzagentur, Aufsichtsmaßnahmen nach § 45 Absatz 2 in Verbindung mit § 76 MsbG gegenüber den grundzuständigen Messstellenbetreibern anzuordnen, wenn die Verpflichtungen nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 in Verbindung mit § 45 Absatz 1 MsbG nicht erfüllt werden, bleibt unberührt. Diese Maßnahmen knüpfen anders als § 12 Absatz 2e nicht an einen wesentlichen Beitrag zu einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems an.

Absatz 2g vervollständigt neben den Absätzen 2e und 2f den Kanon der Rechtsfolgen, die im Zusammenhang mit der im Interesse der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems stattfindenden ferngesteuerten Regelung von Energieanlagen greifen. Gegenstand und Ziel ist die Gewährleistung der Ansteuerbarkeit von Energieanlagen als notwendiges Gegenstück zu der in Absätzen 2a geregelten Steuerungsfähigkeit der Netzbetreiber.

Satz 1 statuiert zu diesem Zweck eine Pflicht der Netzbetreiber zur Netztrennung oder anderweitigen Unterbindung der Einspeisung von Anlagen in ein Elektrizitätsversorgungsnetz, die dem ebenfalls in diesem Gesetz neu geschaffenen § 52a Absatz 1 EEG vergleichbar ist. Während § 52a Absatz 1 EEG aber bei eigenen Verstößen von Anlagenbetreibern gegen § 9 Absatz 1 oder 2 oder gegen § 10b EEG greift, findet diese Bestimmung nach ihrer **Satz 1 Nummer 1** Anwendung, wenn der Messstellenbetreiber seine Pflichten nach § 3 Absatz 2 MsbG (also beispielsweise Einbau, Betrieb und Wartung der Messstelle und Messsysteme) verletzt und dadurch die Möglichkeit des Netzbetreibers, die Einspeiseleistung ferngesteuert zu regeln, nicht unerheblich beeinträchtigt wird. Die Regelung spiegelt, wie bereits Absatz 2f, die zentrale Rolle des Messstellenbetreibers und der Messstelle zur Gewährleistung der Steuerungsfähigkeit wider. Es ist auch sachgerecht, dass diese Rechtsfolgen an ein Fehlverhalten des Messstellenbetreibers, eines Dritten, anknüpfen. Denn es handelt sich insoweit nicht um eine Sanktion des Anlagenbetreibers, sondern um eine Maßnahme zur Abwehr der von einer nicht oder nur eingeschränkt fernsteuerbaren Anlage ausgehenden Gefahren für die Systemsicherheit, die den Anlagenbetreiber als

Inhaber der tatsächlichen Sachherrschaft über die Anlage trifft. Diese Gefahr kann durch das Ergreifen von Maßnahmen gegen die Anlage am effizientesten abgewehrt werden. Wirtschaftlich wird der Nachteil, den der Anlagenbetreiber dadurch erleidet, durch die Schadensersatzregelung nach Satz 3 ausgeglichen. Wie § 52a Absatz 1 EEG ist Satz 1 auf Rechtsfolgeneseite als gebundene Entscheidung ausgestaltet. Ein Ermessensspielraum steht den Netzbetreibern wegen der erheblichen Bedeutung der Systemsicherheit nicht zur Verfügung.

Satz 1 Nummer 2 stellt klar, dass die Rechtsfolgen nicht greifen, wenn die Anlage durch den Anlagenbetreiber bereits nachweislich außer Betrieb genommen wurde.

Satz 2 bestimmt die entsprechende Anwendbarkeit der die Netztrennung oder anderweitige Unterbindung der Einspeisung flankierenden Bestimmungen des § 52a Absatz 2 bis 7 EEG. Damit gilt hier zugunsten des Anlagenbetreibers und im Interesse der Verhältnismäßigkeit insbesondere auch das Erfordernis einer vorherigen Fristsetzung (§ 52a Absatz 2 EEG entsprechend). Erforderliche Befugnisse des Netzbetreibers zur Durchführung der Maßnahmen nach Satz 1, etwa zum Betreten des Grundstücks, auf dem sich die Anlage befindet (§ 52 Absatz 4 EEG entsprechend), bestehen auch hier. Auch die Kostentragung für die Netztrennung wird im Verhältnis zwischen Anlagenbetreiber und Netzbetreiber geregelt (§ 52a Absatz 7 EEG entsprechend).

Satz 3 räumt dem Anlagenbetreiber einen gesetzlichen Schadensersatzanspruch gegen den Messstellenbetreiber als Verursacher der durch die Maßnahmen nach Satz 1 abgewehrten Gefahr ein. Durch diesen Schadensersatzanspruch soll der Anlagenbetreiber einen wirtschaftlichen Ausgleich dafür erlangen, dass die Einspeisung seiner Anlage aufgrund des Fehlverhaltens eines Dritten unterbunden wird. Da die Pflichten nach § 3 Absatz 2 MsbG in die Sphäre des Messstellenbetreibers fallen und ihre Erfüllung durch den Anlagenbetreiber nur schwer überprüft werden kann, wird dabei nach Satz 4 widerleglich vermutet, dass der Anlagenbetreiber eine Pflichtverletzung nach Satz 1 Nummer 1 zu vertreten hat. Der Messstellenbetreiber kann sich exkulpieren. Satz 5 stellt klar, dass weitergehende Ersatzansprüche im Verhältnis zwischen dem Anlagenbetreiber und dem Messstellenbetreiber unberührt bleiben.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Umbenennung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie in Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz in Folge des Organisationserlasses des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Buchstabe c

Gelöscht: Buchstabe bc

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Umbenennung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie in Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz in Folge des Organisationserlasses des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 9 (§ 12f)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Umbenennung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie in Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz in Folge des Organisationserlasses des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 10 (§ 13e)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. September 2021.

Zu Nummer 12 (§ 13I)

Durch die Regelung wird den Übertragungsnetzbetreibern mit Regelzonenverantwortung ein weiteres Mittel zur Gewährleistung der Systemstabilität gegeben. Bereits nach dem Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) wird durch die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur geprüft, ob bestimmte Anlagen zur Energieerzeugung, die endgültig stillgelegt werden sollen, als systemrelevant auszuweisen sind. Dies ist nach § 13b EnWG der Fall, wenn eine Stilllegung der Anlagen mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde. Im Fall der Systemrelevanz im Sinne des § 13b EnWG sind die Anlagen in der Netzreserve vorzuhalten.

Aus dem auf Grundlage des bisherigen § 12 Absatz 3b EnWG (inzwischen insoweit durch § 12i EnWG ersetzt) vorgelegten Systemstabilitätsbericht 2023 der vier Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung geht hervor, dass Umrüstungen von stillzulegenden Kraftwerken zu rotierenden Phasenschieberanlagen (rPSA) eine positive Auswirkung auf die Systemstabilität aufweisen und die Notwendigkeit zur Umrüstung nach aktueller Einschätzung in einigen Regionen bereits absehbar ist (S. 95 des Berichts). Zudem wurde die Priorität für solche Umrüstungen in den Handlungsempfehlungen des Systemstabilitätsberichts (S. 99) als „hoch“ bezeichnet. Umrüstungen von Bestandsanlagen können zwar die Errichtung von Netzbetriebsmitteln der Netzbetreiber wie sog. Static Synchronous Compensator (STATCOM)-Anlagen, Mechanically Switched Capacitor with Damping Network (MSCDN)-Anlagen und von den Übertragungsnetzbetreibern selbst errichteten rPSA langfristig nicht ersetzen. Sie sind jedoch vor allem als Übergangs- und Ergänzungslösung von großer Relevanz, wenn geplante Netzbetriebsmittel nicht rechtzeitig realisiert werden können oder die Bedarfe an den Märkten für Systemdienstleistungen nicht gedeckt werden können.

Ziel der Neuregelung ist es, eine klimafreundlichere Alternative zur Vorhaltung in der Netzreserve zu schaffen, wenn an dem Standort der Erzeugungsanlage keine Wirkleistungseinspeisung benötigt wird, sondern (nur) ein Bedarf zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung bzw. zusätzlich auch von Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve) besteht. Für den Standort der Anlage ist entscheidend, dass die Anlage einen entscheidenden Beitrag zur Deckung eines regionalen Defizits leisten kann. Aufgrund der geringeren netztechnischen Wirkung sind Anlagen zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie Momentanreserve stets in örtlicher Nähe zum entsprechenden Bedarf zu errichten. Als – im Vergleich zur Vorhaltung der Gesamtanlage in der Netzreserve effizientere – Lösung kommt insbesondere die Umrüstung von Bestandskraftwerken zu rPSA in Betracht. Für einzelne Kraftwerke gibt es bereits die Möglichkeit der Umrüstung und Vorhaltung der Anlage für die Zwecke der Versorgungssicherheit (der bisherige § 26 Absatz 4 KVBG, der durch diese Gesetzesänderung entfällt, und § 42 Absatz 3 KVBG). Durch eine teilweise Vereinheitlichung der Regelungen wird damit zusätzliche Rechtssicherheit geschaffen. Mit der Neuregelung wird die Möglichkeit auf weitere Anlagen, insbesondere auf Anlagen zur Kohleverbrennung, erstreckt. Dies entspricht den Zielen des § 1. Die Nutzung einer Anlage ohne Verfeuerung fossiler Brennstoffe, insbesondere Steinkohle, führt zu Einsparungen von Emissionen und Kosten. Dabei ist die Umrüstung zu rPSA der praktisch relevanteste Anwendungsfall. Die Regelung ist aber bewusst technologieoffen ausgestaltet, lässt also auch andere technische Lösungen zu.

Diese Alternative zur Vorhaltung der Kraftwerke in der Netzreserve besteht in der Umrüstung zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve). Die Alternative greift vor allem, wenn es lediglich um die Spannungssicherheit geht. Sie kann aber auch greifen, wenn eine Anlage aus genehmigungsrechtlichen Gründen oder aufgrund gesetzlicher Vorgaben nicht weiter in der bisherigen Form zur Verfeuerung fossiler Brennstoffe genutzt werden kann und deshalb stillzulegen wäre. Die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit ist während der Umrüstung weiterhin zu gewährleisten.

Voraussetzung für die Umrüstung von Kraftwerken zu Betriebsmitteln zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung, deren derzeit bestehendes technisches Anwendungsbeispiel rotierende Phasenschieber sind, ist der Nachweis des temporären technischen Bedarfs. Die technische Notwendigkeit der Umrüstung einer Anlage zum rotierenden Phasenschieber ist von dem regelzonenverantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber darzulegen und von der Bundesnetzagentur zu bestätigen.

Das Eigentum oder sonstige dingliche Rechte an dem Phasenschieber gehen aufgrund des Umrüstungsverlangens nicht auf die Übertragungsnetzbetreiber über. Die Anlagenbetreiber erhalten eine angemessene Vergütung entsprechend den Regelungen zur Netzreserve. Für die Kosten der Umbaumaßnahmen an der Anlage wird in Absatz 5 ein gesonderter Kostenerstattungsanspruch der Anlagenbetreiber gegen die Übertragungsnetzbetreiber geschaffen.

Der Umbau von Kraftwerken zu rotierenden Phasenschiebern ergänzt die Bereitstellung von Blindleistung aus Netzbetriebsmitteln, die Erbringung im Rahmen der Technischen Anschlussregeln (TAR) des Forum Netztechnik/Netzbetrieb im Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (VDE FNN) und die marktgestützte Beschaffung von Systemdienstleistungen nach § 12h. Beabsichtigt der Anlagenbetreiber den Umbau und den Betrieb des Phasenschiebers oder einer anderen geeigneten Anlage zur Erbringung des geforderten Systembedarfs in Eigenverantwortung, kann dies den Bedarf zur Umrüstung aufheben.

Zu Absatz 1

Absatz 1 legt den Anwendungsbereich und die Voraussetzungen des (einfachen) Umrüstungsverlangens fest. Es sind alle Erzeugungsanlagen mit einer Nennleistung von mindestens 50 Megawatt erfasst, die wegen einer Anzeige des Anlagenbetreibers oder aufgrund einer gesetzlichen Regelung endgültig stillgelegt werden sollen. Voraussetzung ist zudem, dass die Anlagen wegen des Bedarfs an Spannungshaltung oder wegen anderweitiger Systemstabilitätsaspekte systemseitig erforderlich sind. Dies sind zum einen nach Absatz 1 Nummer 1 Anlagen der Netzreserve bzw. solche, die als systemrelevant auszuweisen wären, aber nicht anderweitig zur Wirkleistungseinspeisung, etwa für Redispatchzwecke, benötigt werden. Zum anderen handelt es sich um Anlagen, die gar nicht in der Netzreserve gebunden werden könnten, da keine Wirkleistungsbereitstellung möglich wäre (z.B. Anlagen, für die eine immissionsschutzrechtliche Genehmigung ausläuft und auch nicht wiedererlangt werden kann). Zur Vereinheitlichung der rechtlichen Voraussetzungen gehen diese bisher spezialgesetzlich geregelten Vorschriften über in den neuen § 13f Absatz 1 Nummer 2. Steinkohleanlagen, die einen Zuschlag nach dem KVBG erhalten haben oder die aufgrund der gesetzlichen Reduzierung stillzulegen wären, sind bereits teilweise über die Vorschriften des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes erfasst. Der Schwellenwert von 50 Megawatt (analog § 13b Absatz 5 Satz 1) dient dazu, kleine Anlagen, deren Umrüstung volkswirtschaftlich nicht effizient wäre, vom Anwendungsbereich des Umrüstungsverlangens auszunehmen.

Auch die zu rotierenden Phasenschiebern umrüstungsfähigen Anlagen der Kapazitätsreserve im Sinne des § 13e Absatz 1 sind erfasst. Für die Betreiber von Anlagen, die in der Kapazitätsreserve gebunden sind, gilt nach § 13e Absatz 4 Satz 1 Nummer 2 Halbsatz 1, dass sie „diese Anlagen endgültig stilllegen [müssen], sobald die Anlagen nicht mehr in der Kapazitätsreserve gebunden sind (Rückkehrverbot), wobei § 13e Absatz 2 Satz 4 sowie die Regelungen zur Stilllegung von Erzeugungsanlagen nach den §§ 13b und 13c sowie zur Netzreserve nach § 13d unberührt bleiben“. In der Begründung zum Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) wird dazu klargestellt: „Durch die Bezugnahme auf die Regelungen zur Netzreserve wird sichergestellt, dass Anlagen der Kapazitätsreserve weiterhin in der Netzreserve zum Einsatz kommen können, wenn diese als systemrelevante Anlagen ausgewiesen worden sind“ (BT-Drucksache 18/7317, S. 100).

Weitere Voraussetzung für die Umrüstung einer Erzeugungsanlage zu einem Betriebsmittel im Sinne dieses Absatzes ist nach Absatz 1 Nummer 1, dass die Stilllegung wegen des Bedarfs zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung mit hinreichender Wahrscheinlichkeit zu einer nicht unerheblichen Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems führen würde. Blind- und Kurzschlussleistung umfasst sowohl die Spannungshaltung, als auch die Bereitstellung von dynamischer Blindleistung für Aspekte der Spannungsstabilität. Sie werden für Regelungshandlungen mit dem Ziel benötigt, einen vom Netzbetreiber vorgegeben Spannungs- oder Blindleistungssollwert einzuhalten. Die Bereitstellung von Blindleistung durch einen Anbieter (z. B. Erzeugungsanlage oder Verbraucher) ist dabei zum Zwecke der Spannungshaltung im Netz des relevanten Netzbetreibers zu verstehen, um schnelle (dynamische) und langsame (quasistationäre) Spannungsänderungen im Netz des Netzbetreibers in vertraglichen Grenzen zu halten. Abzugrenzen davon ist die Einspeisung eines Blindstromes oder Kurzschlussstromes im Fehlerfall. Unter Kurzschlussstrom ist ein insbesondere von einer Synchronmaschine oder durch einen netzbildenden Umrichter eingespeister Strom aufgrund einer durch einen Fehler verursachten Spannungsabweichung zu verstehen. Relevant ist dabei der Anfangskurzschlusswechselstrom (= Effektivwert des Wechselstromanteils eines zu erwartenden Kurzschlussstroms im Augenblick des Kurzschlusseintritts). Dieser trägt u.a. dazu bei, das selektive Abschalten von Betriebsmitteln zu ermöglichen. Dynamische Blindstromstützung ist die Einspeisung eines Stroms aus nichtsynchrone Stromerzeugungsanlagen (darunter fallen auch nichtsynchrone Speicher) oder einem HGÜ-System während einer durch einen elektrischen Fehler verursachten Spannungsabweichung, die u.a. dazu dient, einen Fehler von Netzschutzsystemen im Anfangsstadium zu erkennen und die Aufrechterhaltung der Netzspannung zu unterstützen.

Soweit für Anlagen eine Verpflichtung zur Anzeige der Stilllegung nach § 13b Absatz 1 besteht, handelt es sich bei dem Umrüstungsverlangen nach Absatz 1 um ein milderes Mittel im Vergleich zu einer Ausweisung der Systemrelevanz für die gesamte Erzeugungsanlage. Dies ergibt sich bereits aus der Definition der Systemrelevanz in § 13b Absatz 2 Satz 2, da diese nicht für die gesamte Erzeugungsanlage vorliegt, wenn die Gefährdung oder Störung durch andere angemessene Maßnahmen beseitigt werden kann. Im Verhältnis zur Vorhaltung der Betriebsbereitschaft einer gesamten Anlage spart eine Umrüstung zu einem rotierenden Phasenschieber Netzkosten und ermöglicht dem Anlagenbetreiber, insbesondere bei Kohleanlagen, große Teile des bisher für den Betrieb des Kraftwerks benötigten Grundstücks anderweitig zu nutzen.

Die Umrüstung muss nach Absatz 1 Nummer 3 den Zielen des EnWG entsprechen, d.h. sie muss u.a. preisgünstig, effizient und umweltverträglich sein (§ 1 Absatz 1). Zudem muss sie den Zielen der Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität und der Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen (§ 1 Absatz 2) dienen.

Die Umrüstung muss ferner auch volkswirtschaftlich sinnvoll sein. Es ist darzulegen, dass die Umrüstung und der Betrieb der rotierenden Phasenschieberanlage im Vergleich zum Weiterbetrieb des Kraftwerks in der Netzreserve kostengünstiger sind.

Zu Absatz 2

Absatz 2 sieht ein im Vergleich zu Absatz 1 erweitertes Umrüstungsverlangen vor. Nach dieser Bestimmung kann der Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung bei Gelegenheit und zusätzlich zu der Umrüstung nach Absatz 1 verlangen, dass die Erzeugungsanlage auch so umgerüstet wird, dass sie neben den in Absatz 1 genannten System-sicherheitsmaßnahmen (Blind- und Kurzschlussleistung) auch Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve) bereitstellen kann. Soweit die Voraussetzungen von Absatz 1 Nummer 1 bis 3 erfüllt sind und zudem auch ein entsprechender Bedarf an Momentanreserve besteht, richtet sich der Anspruch des Übertragungsnetzbetreibers nach diesem Absatz auch darauf, dass für die Bereitstellung von ausreichend Momentanreserve

erforderlichen Maßnahmen getroffen werden, sofern dies verhältnismäßig ist. Dies umfasst die Installation zusätzlicher Schwungmassen im erforderlichen Umfang sowie die Installation weiterer Komponenten, die für den späteren Betrieb notwendig sind. Die Umrüstung nach Absatz 2 findet nur bei Gelegenheit einer Umrüstung nach Absatz 1 statt. Ein selbstständiges Umrüstungsverlangen nur zum Zwecke der Bereitstellung von Trägheit der lokalen Netzstabilität begründet Absatz 2 nicht.

Bei der Trägheit der lokalen Netzstabilität (Momentanreserve) handelt es sich um eine inhärente oder regelungstechnisch umgesetzte Reaktion auf ein Wirkleistungsungleichgewicht, um eine, gegebenenfalls auch nur lokale, Überschreitung von Grenzwerten der Frequenzhaltung, die für die Netzstabilität kritisch sein kann, zu verhindern. Unter einer inhärenten Reaktion ist insbesondere die Momentanreserve aus Synchronmaschinen (Schwungmasse) wie bei einer rPSA oder netzbildenden Umrichtern (synthetische Schwungmasse) zu verstehen, die das Ziel hat, Frequenzgradienten zu begrenzen. Die Momentanreserve reagiert dabei unverzüglich auf kurzzeitige Änderungen des Spannungswinkels, wirkt dem Wirkleistungsungleichgewicht entgegen und begrenzt den Frequenzgradienten im Ursprung. Unter die regelungstechnisch umgesetzte Reaktion fallen regelungsbasierte Wirkleistungsänderungen, welche verzögert zur Stützung der Frequenz beitragen.

Davon abzugrenzen ist Regelleistung. Obschon die Momentanreserve einem Wirkleistungsungleichgewicht entgegenwirkt, handelt es sich dabei um keine klassische Form der Energieerzeugung wie etwa in fossilen oder erneuerbaren Erzeugungsanlagen. Zwar wird durch rotierende Phasenschieber auch inhärent Momentanreserve netzstabilisierend bereitgestellt, aber in bestimmten Bauausführungen kann ein Phasenschieber auch mit geringer rotierender Masse zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung eingesetzt werden und verfügt damit nur über eine geringe Anlaufzeitkonstante (wichtige Kenngröße für die Bereitstellung von Momentanreserve).

Absatz 2 Satz 2 regelt daher, dass, soweit an einem Standort ein größerer Bedarf für die Bereitstellung von Momentanreserve besteht, der Übertragungsnetzbetreiber als Bestandteil des Umrüstungsverlangens verlangen kann, dass für die Umrüstung in angemessenem Umfang Schwungmassen installiert werden. Damit wird die Anlaufzeitkonstante erhöht. Hiermit bietet sich den Übertragungsnetzbetreibern eine kostengünstige und emissionsfreie Möglichkeit, im Rahmen eines ohnehin stattfindenden Umbaus die Netzstabilität zu erhöhen, da die Bereitstellung von Momentanreserve durch eine rPSA keine Verfeuerung von fossilen Brennstoffen in der Anlage erfordert. Die Kosten der Umrüstung für die Erhöhung der Anlaufzeitkonstante des rotierenden Phasenschiebers sind in diesem Fall Bestandteil der Kosten für die Umrüstung und daher auch refinanzierungsfähig.

Absatz 6 Satz 1 nimmt die Braunkohleanlagen, die in der Anlage 2 zum Kohleverstromungsbeendigungsgesetz genannt werden, von dem Anwendungsbereich des § 13l aus.

Zu Absatz 3

Absatz 3 regelt den Verfahrensablauf. Eine Anlage, die endgültig stillgelegt werden soll, unterfällt der Vorschrift des § 13b. Für die Umrüstung zu einem Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung stellt der Übertragungsnetzbetreiber nach Satz 1 einen Antrag spätestens sechs Monate vor dem Zeitpunkt der Stilllegung der Erzeugungsanlage nach Absatz 3 Satz 1 in Textform einen mit einer Begründung versehenen Antrag auf Genehmigung des Umrüstungsverlangens an die Bundesnetzagentur. Zudem übermittelt er dem Anlagenbetreiber unverzüglich eine Kopie dieses Antrags in Textform. Die erforderlichen Inhalte des Antrags werden ebenfalls in Absatz 3 genannt. Es bedarf nach Absatz 3 Satz 2 eines Nachweises der Notwendigkeit der Umrüstung der Anlage zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung sowie ggf. auch von Trägheit der Netzstabilität. Dieser Nachweis soll auf die in Satz 3 genannten Analysen und Berichte gestützt werden. Im Einzelfall kann die Notwendigkeit jedoch auch anderweitig nachgewiesen werden. Die Aufzählung in Satz 2 ist also nicht abschließend.

Die Bundesnetzagentur prüft den Antrag und genehmigt ihn nach Absatz 3 Satz 4, wenn die in Absatz 1 genannten Voraussetzungen vorliegen. Die Genehmigung ist für den Zeitraum zu erteilen, der für die Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems erforderlich ist. Dabei darf der in Absatz 3 Satz 2 genannte Maximalzeitraum nicht überschritten werden. Zuständig für die Beurteilung der technischen und rechtlichen Betriebsmöglichkeit sind hingegen die nach Landesrecht zuständigen Behörden. Noch einzuholende Genehmigungen und dergleichen beeinträchtigen die rechtliche Betriebsmöglichkeit nicht. Entscheidend ist, dass entsprechende Genehmigungen bzw. technische Nachweise überhaupt einholbar sind. Die Genehmigung kann nach Absatz 3 Satz 5 unter Bedingungen erteilt und mit Auflagen verbunden werden. Satz 6 regelt die entsprechende Anwendung der Sätze 1 bis 5 auch auf das erweiterte Umrüstungsverlangen nach Absatz 2.

Zu Absatz 4

Die Umrüstung der Erzeugungsanlage und der Betrieb des durch die Umrüstung hergestellten Betriebsmittels erfolgen in dem Umfang und für den Zeitraum, die zur Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems erforderlich sind. Der Zeitraum darf nach Absatz 4 Satz 2 acht Jahre nicht überschreiten, was den Charakter der Umrüstung nach § 13l als Übergangslösung widerspiegelt und den mit der Regelung verbundenen Eingriff in das Eigentum des Betreibers der Erzeugungsanlage zeitlich begrenzt. Eine Folgegenehmigung ist innerhalb dieses Zeitraums grundsätzlich möglich. Der Verpflichtungszeitraum von acht Jahren beginnt mit der Inbetriebnahme des Betriebsmittels zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung. Als Inbetriebnahme gilt entsprechend § 118 Absatz 6 Satz 6 der erstmalige Bezug von elektrischer Energie für den Probebetrieb des rPSA.

Absatz 4 Satz 3 Halbsatz 1 bestimmt, dass das Betriebsmittel zur Bereitstellung von Blind- und Kurzschlussleistung ausschließlich nach Maßgabe der von den Betreibern von Übertragungsnetzen angeforderten Systemsicherheitsmaßnahmen betrieben werden darf, um eine Gefährdung oder Störung des Elektrizitätsversorgungssystems abzuwenden. Dies bedeutet auch, dass weder der Anlagenbetreiber noch der Übertragungsnetzbetreiber die Leistung oder Arbeit dieser Anlagen ganz oder teilweise veräußern darf (Vermarktungsverbot). Negative Einflüsse auf den marktlichen Wettbewerb sollen minimiert werden. Nach dem Ablauf der angeforderten Verpflichtung des Anlagenbetreibers besteht kein Markt- und Rückkehrverbot, sondern der Anlagenbetreiber kann den Phasenschieber etwa zur Blindleistungsbereitstellung marktlich einsetzen. Für die Umrüstung erlangte und noch vorhandene investive Vorteile werden durch den Verweis in Absatz 5 Satz 5 auf die Regelungen des § 13c Absatz 4 Satz 2 und 3 abgeschöpft, um Marktverzerrungen zu vermeiden.

Nach Absatz 4 Satz 3 Halbsatz 2 gilt in dem nach Absatz 4 Satz 2 bestimmten Zeitraum ferner ein Stilllegungsverbot für die betroffene Anlage in dem Umfang, in dem sie zur Erreichung der Zwecke nach Absatz 1 benötigt wird.

Ab dem Zeitpunkt der Genehmigung der Umrüstung ist § 13b nach Absatz 4 Satz 4 nicht anzuwenden. Dies stellt klar, dass die Verpflichtung zur Vorhaltung und Ermöglichung der Betriebsbereitschaft nach § 13b Absatz 5 Satz 11 in der Umrüstungsphase und der Betriebsphase nicht gilt.

Zu Absatz 5

Der Anlagenbetreiber erhält nach Absatz 5 Satz 1 die nachgewiesenen Kosten für die Umrüstung seiner Erzeugungsanlage und eine angemessene Vergütung für den Betrieb und die Vorhaltung entsprechend der Regelungen in der Netzreserve. Zu den Kosten der Umrüstung zählen auch Planungs- und Genehmigungskosten. Unbeschadet der gesetzlichen Verpflichtungen erfolgt auf Grundlage der anlagenspezifischen Kostenstruktur die Kosten-erstattung sowie Vergütung der Anlagen und deren Einsatz auf Grundlage des Abschlusses

von Verträgen zwischen Betreibern von Übertragungsnetzen und Anlagenbetreibern in Abstimmung mit der Bundesnetzagentur. Vor Fertigstellung und Übergabe der umgerüsteten Anlage kann der Anlagenbetreiber in der Umrüstungsphase vertraglich geregelte Abschlagszahlungen für die Umrüstung geltend machen. Die Refinanzierung der dem Übertragungsnetzbetreiber entstehenden Kosten erfolgt entsprechend den Regelungen in der Netzreserve nach § 13c Absatz 5. Die Kosten der Umrüstung von Anlagen zu rotierenden Phasenschiebern und die Kosten der Vorhaltung und des Betriebs sind für die Übertragungsnetzbetreiber nicht beeinflussbar. Sie sind vergleichbar mit den Kosten der Netzreserve und daher regulatorisch ebenso zu behandeln. Im Gegensatz zur Netzreserve ist es dem Anlagenbetreiber nach Rückerstattung der investiven Vorteile möglich, die umgerüstete Anlage eigenständig weiter zu nutzen; er muss das Betriebsmittel nicht nach Ende des Verpflichtungszeitraums stilllegen.

Absatz 6

Satz 1 nimmt die Braunkohleanlagen, die in der Anlage 2 zum Kohleverstromungsbeendigungsgesetz genannt werden, von dem Anwendungsbereich des § 13l aus.

Satz 2 stellt in diesem Zusammenhang klar, dass das bestehende Umrüstungsverlangen nach § 42 Absatz 3 KVBG von der Regelung unberührt bleibt. Bei diesem handelt es sich um eine *lex specialis*, die für die von § 42 KVBG umfassten Kraftwerke dem § 13l vorgeht.

Zu Nummer 13 (§ 14)

Zu Buchstabe a

Die Änderung der Überschrift spiegelt die Ergänzung des § 14 um eine Festlegungskompetenz für die Bundesnetzagentur wider.

Zu Buchstabe b

Der Einschub in Absatz 1 nimmt § 13a Absatz 1a Satz 1 und 2 von der entsprechenden Anwendung auf Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen aus. Im Übrigen bleiben die §§ 13 bis 13c einschließlich der dazugehörigen Festlegungskompetenzen nach § 13j entsprechend anwendbar.

Zu Buchstabe c

Absatz 1a ermächtigt die Regulierungsbehörde, den gezielten bilanziellen Ausgleich auf die Verteilernetzebene auszuweiten. Sie kann insbesondere den gezielten bilanziellen Ausgleich auf bestimmte Netzebenen oder auf bestimmte Netzbetreiber – beispielsweise in Abhängigkeit von der Relevanz der Netze für Redispatch – beschränken. Die Festlegung erfolgt nach § 67 unter Beteiligung der betroffenen Unternehmen.

Macht die Regulierungsbehörde von der Festlegungskompetenz Gebrauch und werden infolgedessen auch Maßnahmen von Verteilernetzbetreibern durch die Netzbetreiber bilanziell ausgeglichen, entfällt insoweit der Anspruch auf finanziellen Aufwendersatz nach Absatz 1b. Das schließt nicht aus, dass – wie bereits heute auf Übertragungsnetzebene üblich – Abweichungen zwischen bilanziellem Ausgleich und der tatsächlichen Ausfallarbeit im Rahmen des finanziellen Ausgleichs nach § 14 Absatz 1 Satz 1 in Verbindung mit § 13a Absatz 2 finanziell mit ausgeglichen werden.

Die Regelung des Absatz 1b in Satz 1 führt statt des bilanziellen Ausgleichs durch den Verteilernetzbetreiber bei Redispatch-Maßnahmen von Verteilernetzbetreibern einen finanziellen Aufwendersatz ein. Anspruchsberechtigt ist der Betreiber der Anlage. Zwar wird der bilanzielle Ausgleich vom Bilanzkreisverantwortlichen des betroffenen Bilanzkreises durchgeführt. Um die Abrechnung zu vereinheitlichen und im Einklang mit § 13a Absatz 2 erfolgt der finanzielle Aufwendersatz aber direkt mit dem Anlagenbetreiber.

Anlagenbetreiber und Lieferant bzw. Vermarktungsunternehmen steht es frei, vertragliche Abreden über den Ausgleich in ihrem zivilrechtlichen Innenverhältnis zu treffen.

Der Aufwendungsersatz ist Bestandteil des finanziellen Ausgleichs nach § 14 Absatz 1 Satz 1 in Verbindung mit § 13a Absatz 2. Im Fall des negativen Redispatch tritt der bilanzielle Ausgleich an die Stelle der Erzeugung der Strommengen durch den Anlagenbetreiber. Ein weiterer finanzieller Ausgleich ist damit eben so wenig geboten wie im Falle des bilanziellen Ausgleichs durch den Netzbetreiber.

Nach Satz 2 erstattet der Anlagenbetreiber wirtschaftliche Vorteile, die im Zusammenhang mit dem bilanziellen Ausgleich entstehen, dem Verteilernetzbetreiber. Dabei ist unerheblich, ob die wirtschaftlichen Vorteile beim Bilanzkreisverantwortlichen, beim Anlagenbetreiber oder bei einem anderen Vertragspartner dieser Parteien entstehen. Entscheidend ist, dass diese durch die Redispatch-Maßnahme und den dadurch notwendigen Bilanzkreisausgleich begründet sind. Wirtschaftliche Vorteile können beispielsweise in Zeiten von negativen Preisen oder beim positiven Redispatch entstehen.

Satz 3 ermächtigt die Bundesnetzagentur dazu, durch Festlegung nähere Regelungen zur Bestimmung der Höhe des angemessenen Aufwendungsersatzes und der Bestimmung wirtschaftlicher Vorteile zu treffen. Sie gibt diesbezüglich nach Satz 4 insbesondere pauschale Bestimmungsmethoden vor. Damit wird dem Umstand Rechnung getragen, dass der Nachweis des tatsächlichen Aufwandes und der wirtschaftlichen Vorteile (finanzielle Kompensation) im Einzelfall schwierig und aufwendig sein können. Pauschale Bestimmungsmethoden vereinfachen die Geltendmachung des Aufwendungsersatzes durch den Anlagenbetreiber und die Prüfung der geltend gemachten wirtschaftlichen Vorteile durch den Verteilernetzbetreiber. Die Bundesnetzagentur entwickelt dabei auch Anreize, die durch die Bestimmungsmethode erzielt werden sollen. Dies gilt sowohl für Anreize gegenüber den Verteilernetzbetreibern, als auch gegenüber den Anlagenbetreibern und deren Direktvermarktern und Bilanzkreisverantwortlichen. Insbesondere darf die finanzielle Kompensation nicht zu einer vermehrten Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie führen. Ein geeignetes Anreizsystem muss daher insbesondere sicherstellen, dass eine vorherige und rechtzeitige Unterrichtung über die geplante Maßnahme gemäß § 14 Abs. 1 oder Abs. 1c Satz 1 in Verbindung mit § 13 Abs. 1a Satz 4 durch den Netzbetreiber erfolgt und dass diese vom Bilanzkreisverantwortlichen im Sinne einer Anpassung seines marktlichen Verhaltens verwertet wird.

Satz 5 regelt, dass kein Aufwendungsersatz erfolgt, wenn der Strom nach § 57 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes durch den Übertragungsnetzbetreiber vermarktet wird. Dies korrespondiert mit § 13a Absatz 2 Satz 5, wonach der bilanzielle Ausgleich durch den Netzbetreiber in diesen Fällen nicht auf den finanziellen Ausgleich anzurechnen ist. Zwar ist auch der Übertragungsnetzbetreiber in seiner Rolle als Vermarkter der EEG-Mengen verpflichtet, seinen Bilanzkreis möglichst gut auszugleichen und dabei auch Redispatch-Maßnahmen zu berücksichtigen. Da Redispatch-Maßnahmen gegenüber Anlagen, deren Strom nach § 57 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vermarktet wird, derzeit aber relativ selten sind und diese Anlagen eher klein sind, würde der Transaktionsaufwand für die Abwicklung eines finanziellen Aufwendungsersatzes in keinem vernünftigen Verhältnis zum wirtschaftlichen Interesse stehen.

Satz 6 verpflichtet das Bundeswirtschaftsministerium dazu, zum 1. Juli 2027 zu evaluieren, inwiefern die erzielten Fortschritte hinreichend im Hinblick auf die notwendigen Funktionalitäten sind, damit die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber nach Ablauf des Ausnahmezeitraums den bilanziellen Ausgleich von Redispatch-Maßnahmen selbstständig durchführen können.

Zu Buchstabe d

Zu Doppelbuchstabe aa

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Beschränkung des bilanziellen Ausgleichs auf die Übertragungsnetzbetreiber. Auch wenn ein Verteilernetzbetreiber auf Aufforderung eines Übertragungsnetzbetreibers Maßnahmen durchführt, werden diese nicht vom Verteilernetzbetreiber gezielt bilanziell ausgeglichen. Der neue Absatz 1a gilt auch in diesem Fall: Statt des bilanziellen Ausgleichs greift der Anspruch auf Aufwendungersatz des Anlagenbetreibers. Der bilanzielle Ausgleich der Netzbetreiber untereinander kann damit ebenfalls entfallen.

Zu Doppelbuchstabe bb

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Beschränkung des bilanziellen Ausgleichs auf die Übertragungsnetzbetreiber. Auch wenn ein Verteilernetzbetreiber auf Aufforderung eines Übertragungsnetzbetreibers Maßnahmen durchführt, werden diese nicht vom Verteilernetzbetreiber gezielt bilanziell ausgeglichen. Der neue Absatz 1a gilt auch in diesem Fall: Statt des bilanziellen Ausgleichs greift der Anspruch auf Aufwendungersatz des Anlagenbetreibers. Der bilanzielle Ausgleich der Netzbetreiber untereinander kann damit ebenfalls entfallen.

Zu Doppelbuchstabe cc

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Beschränkung des bilanziellen Ausgleichs auf die Übertragungsnetzbetreiber. Auch wenn ein Verteilernetzbetreiber auf Aufforderung eines Übertragungsnetzbetreibers Maßnahmen durchführt, werden diese nicht vom Verteilernetzbetreiber gezielt bilanziell ausgeglichen. Der neue Absatz 1a gilt auch in diesem Fall: Statt des bilanziellen Ausgleichs greift der Anspruch auf Aufwendungersatz des Anlagenbetreibers. Der bilanzielle Ausgleich der Netzbetreiber untereinander kann damit ebenfalls entfallen.

Zu Nummer 14 (§ 14e)

Zu Buchstabe a

Die Änderungen in § 14e Absatz 2 vervollständigen die bisherige Regelung. Sie stehen im Zusammenhang mit der Vorgabe für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen in § 17c EnWG (neu) und § 18a EnWG (neu), künftig für alle Arten von Netzanlassbegehren digitale Netzanlassportale zur Verfügung zu stellen. Entsprechend wird die bestehende Funktion, den zuständigen Netzbetreiber für ein Netzanlassbegehren zu ermitteln, auf alle Anlagentypen (Erzeugungsanlagen, Verbrauchseinrichtungen und Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie) und über die Niederspannung hinaus auf alle Spannungsebenen des Elektrizitätsverteilernetzes ausgeweitet. So können alle Netzanlassbegehrenden über die gemeinsame Internetplattform auf die Seite des zuständigen Verteilernetzbetreibers gelangen, um dort den Netzanlassprozess durchführen zu können.

Diese Funktion ist nach dem neuen Satz 2 künftig auch über eine Programmierschnittstelle zu ermöglichen. Hierdurch sollen manuelle Zwischenschritte reduziert werden. Insbesondere das Massengeschäft mit PV-Dachanlagen, privaten Ladepunkten für E-Mobile und Heimspeichern dürfte hiervon profitieren. In Kombination mit den in § 17c Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 (neu) und § 18a Satz 2 Nummer 3 vorgesehenen Programmierschnittstellen kann das Netzanlassverfahren vollautomatisiert durchgeführt werden.

Zu Buchstabe b

§ 14e Absatz 2a EnWG (neu) sieht die Veröffentlichung relevanter Informationen zum digitalen Netzanlassverfahren an zentraler Stelle auf der gemeinsamen Internetplattform

vor. Zu veröffentlichen sind dort die Beschreibungen und die jeweils eindeutige Angabe des genauen elektronischen Speicherorts (sog. Uniform Resource Locator, „URL“) der Programmierschnittstellen, die im Rahmen von §§ 17c, 18a EnWG von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern zur Verfügung zu stellen sind.

Der neu eingefügte § 14e Absatz 2b EnWG sieht vor, dass ein Netzanschlusssuchender spätestens zwei Jahre nach Inkrafttreten dieses Gesetzes über die gemeinsame Internetplattform der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber auf die Internetseite des zuständigen Netzbetreibers gelangen kann, um dort eine unverbindliche Netzanschlussauskunft nach dem neuen § 17a EnWG zu erhalten. Hierdurch wird der zentrale Einstieg in das digitale Anschlussverfahren nach § 14e Absatz 2 um die Möglichkeit der unverbindlichen Vorabauskunft ergänzt.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Nummer 15 (§ 15c Absatz 2)

Es handelt sich um eine redaktionelle Korrektur, da versehentlich ein Pflichtinhalt des Netzentwicklungsplans gelöscht wurde.

Zu Nummer 16 (§ 17)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine sprachliche Klarstellung.

Zu Buchstabe b

Der neue § 17 Absatz 2a EnWG sieht vor, dass der mit diesem Gesetz in § 8e Erneuerbare-Energien-Gesetz für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien geschaffene Mechanismus zur Reservierung von Netzanschlusskapazität entsprechend auf Energiespeicheranlagen anzuwenden ist. Um der Regelung in § 17 Absatz 2a Satz 1, die EE-Anlagen und Energiespeicheranlagen in Netzanschlussverfahren auf eine Stufe stellt, in der Reservierungspraxis Rechnung zu tragen, ist auch für Energiespeicheranlagen ein entsprechender, einheitlicher Reservierungsmechanismus zu entwickeln.

Zu Buchstabe c

Der neue § 17 Absatz 2b regelt in Umsetzung von Artikel 6a der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711 (novellierte Strommarkttrichtlinie), die Möglichkeit des Abschlusses flexibler Netzanschlussvereinbarungen für sämtliche Anschlussnehmer (zu EE-Anlagen und am selben Netzverknüpfungspunkt angeschlossenen Stromspeichern siehe die korrespondierende Sonderregelung im neuen § 8f EEG).

Anders als bei standardmäßigen Netzanschlüssen wird bei einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung die installierte Leistung der Erzeugungs-, Verbrauchs- oder Speicheranlage anschlussseitig nicht unbeschränkt zur Verfügung gestellt. Die Anschlussleistung liegt konstant oder zeitweise unterhalb der installierten Leistung der Anlage bzw. der Verbrauchseinrichtung.

Satz 1 und 2 erweitert dementsprechend den Handlungsspielraum von Netzbetreiber und Anschlussnehmer in Fällen, in denen die vorhandene Netzanschlusskapazität nicht oder vorerst nicht für den gewünschten Netzanschluss ausreicht.

Es liegt dabei in der Verantwortung des Anschlussnehmers, zuverlässig sicherzustellen, dass sich die Einspeisung bzw. Entnahme stets innerhalb der zulässigen

Gelöscht: Zu Nummer 16

Gelöscht:

Gelöscht: 5

Netzanschlussleistung bewegt und die technischen Vorgaben eingehalten werden. Die Konditionen einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung werden auf bilateraler Basis zwischen Netzanschlussbegehrendem und Netzbetreiber im Rahmen des Anschlussprozesses vor endgültiger Zusage des Netzanschlusses vereinbart, damit die lokale Netzsituation bestmöglich abgebildet werden kann. Grundsätzlich ist der Abschluss von flexiblen Netzanschlussvereinbarung für alle Anlagenarten und alle Netzebenen denkbar und wird bereits in verschiedenen Konstellationen praktiziert.

Satz 3 regelt die Mindestinhalte einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung. Dabei können sich die Rahmenbedingungen zur Beschränkung der Netzanschlussleistung unterscheiden:

Bei einer statischen Leistungsbegrenzung steht für die Dauer der flexiblen Netzanschlussvereinbarung die Netzanschlussleistung in Höhe eines konstant vorgegebenen Maximalwertes unterhalb der installierten Leistung der Anlage oder Verbrauchseinrichtung zur Verfügung.

Bei einer dynamischen Leistungsbegrenzung ist die Netzanschlussleistung in vom Netzbetreiber vorab definierten und planbaren Zeitfenstern in unterschiedlicher Höhe nutzbar.

Bei einer volldynamischen Leistungsbegrenzung kann der Netzanschluss grundsätzlich im Umfang der maximalen Anschlussleistung genutzt werden – dem Verteilernetzbetreiber wird aber das Recht gegeben, ereignisorientiert je nach Auslastung die Höhe der Anschlussleistung, ggf. bis auf eine vereinbarte Untergrenze, zu beschränken, um so eine höhere Auslastung in Zeiten, in denen es keine Engpässe gibt, zu ermöglichen.

Satz 4 stellt klar, dass lastseitig die Vorgaben einer Festlegung der Bundesnetzagentur auf Basis von § 14a vorrangig anzuwenden sind (gilt aktuell nur in der Niederspannung); erzeugungsseitig richtet sich für Erneuerbare-Energien-Anlagen und am gleichen Netzverknüpfungspunkt angeschlossene Stromspeicher der Abschluss flexibler Netzanschlussvereinbarungen nach § 8f des Erneuerbare-Energien-Gesetzes.

Zu Buchstabe d

Es handelt sich um eine Folgeänderung aus der Neufassung des Absatzes 2b. Die Abweichungskompetenz der Bundesnetzagentur erstreckt sich konsequenterweise auch auf die neuen Vorgaben zu flexiblen Netzanschlussvereinbarungen.

Zu Nummer 17 (§ 17a)

Der neu eingefügte § 17a EnWG dient der Erhöhung der Transparenz im Netzanschlussverfahren von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen.

Absatz 1 dient der fristgerechten Umsetzung von Artikel 31 Absatz 3, Unterabsatz 2, der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711 und spiegelt zudem die Bestimmungen des unmittelbar geltenden Artikel 50 Absatz 4a, Unterabsatz 2, der Verordnung (EU) 2019/943, geändert durch die Verordnung (EU) 2024/1747, wider. **Satz 1** sieht für alle Arten von Netzanschlussbegehren vor, dass Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens dem Anschlussbegehrenden innerhalb von drei Monaten klare und transparente Informationen zum Status und zur weiteren Bearbeitung des Begehrens zukommen lassen muss. Sofern innerhalb dieses Zeitraums kein abschließendes Ergebnis mitgeteilt werden kann, sieht **Satz 2** vor, dass die Informationen durch den Betreiber des Elektrizitätsversorgungsnetzes alle drei Monate zu aktualisieren sind. **Satz 3** stellt klar, dass die Vorgabe aus Satz 1 und 2 für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nur übergangsweise gilt und durch die weiterreichenden Anforderungen nach Absatz 3 bis 5 abgelöst wird. Die neu eingefügten Bestimmungen in § 17a Absatz 3 bis 5 sehen einen klar umrissenen, detaillierten Verlauf des Netzanschlussverfahrens vor, der inhaltlich über die Anforderungen aus dem europäischen Rechtsrahmen

Gelöscht: 7)

Gelöscht: Die

Gelöscht: eingefügten § 17 Absätze 5 bis 7

Gelöscht: dienen

Gelöscht: 5

Gelöscht: XXX

Gelöscht: XXX

Gelöscht: zu diesem Zeitpunkt

Gelöscht: dient der Umsetzung von Artikel 31 Absatz 3a der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711 (novellierte Strommarktrichtlinie). Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes müssen Anschlussbegehrenden die Möglichkeit zur Verfügung stellen, das Begehren und zugehörige Dokumente digital einzureichen.

[7] nach unten verschoben: Dafür kann eine Einreichung über die Internetseite oder eine andere Art der digitalen Einreichung, beispielsweise über E-Mail, ermöglicht werden.

Gelöscht: Satz 4

Gelöscht: weiterreichenden

Gelöscht: 6

Gelöscht: 17

Gelöscht: 6

hinausgeht. Diese Bestimmungen greifen jedoch erst zum 1. Januar 2026, um eine erforderliche Übergangszeit und Umstellung der Prozesse zu ermöglichen.

Absatz 2 dient der Umsetzung von Artikel 31 Absatz 3a der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711 (novellierte Strommarktrichtlinie). Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes müssen Anschlussbegehrenden die Möglichkeit zur Verfügung stellen, das Begehren und zugehörige Dokumente digital einzureichen. Dafür kann eine Einreichung über die Internetseite oder eine andere Art der digitalen Einreichung, beispielsweise über E-Mail, ermöglicht werden.

Absatz 3 bis 5 (neu) setzen Artikel 31 Absatz 3, Unterabsatz 2, der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711 dauerhaft in nationales Recht um, geht inhaltlich jedoch über die Anforderungen nach dem europäischen Rechtsrahmen hinaus. Hier wird ein klar umrissenes, detaillierteres, einheitliches Verfahren zu Stellung von Netzanschlussbegehren von Erzeugungs-, Verbrauchs- und Speichereinrichtungen im Elektrizitätsverteilernetz eingeführt. Ziel ist es, den Prozess des Netzanschlussverfahrens durch zeitliche Vorgaben für Verteilernetzbetreiber zu beschleunigen, ihm einen verlässlichen Rahmen zu geben und ihn für die verschiedenen Anlagenarten möglichst einheitlich auszugestalten. Die bereits bestehenden speziellen Regelungen für Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbarer Energie im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) werden parallel dazu ausgestaltet. So soll für alle Netzanschlussbegehren ein möglichst kurzer und planbarer zeitlicher Ablauf erzielt werden.

Absatz 3 Satz 1 präzisiert den zeitlichen Anwendungsbereich der Vorschriften. Die neuen Vorschriften gelten für Netzanschlussbegehren, die ab dem 1. Januar 2026 gestellt werden, also dem Netzbetreiber ab diesem Datum zugehen. Erfasst sind über den Begriff des Netzanschlussbegehrens grundsätzlich alle Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen, einschließlich Energiespeichereinrichtungen, die an das Elektrizitätsverteilernetz angeschlossen werden sollen. Darunter fallen auch (Groß-)Wärmepumpen oder Ladepunkte für E-Mobile. Ebenso sind sowohl Neuanschlüsse erfasst, als auch Begehren auf Änderung oder Erweiterungen bestehender Anschlüsse.

Um Netzanschlussbegehrenden bereits vor der eigentlichen Stellung eines Anschlussbegehrens eine hohe Transparenz zu ermöglichen, sieht Satz 2 vor, dass Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen auf ihrer jeweiligen Internetseite allgemeine Informationen zum Ablauf der Prüfung des Begehrens (Nummer 1) sowie zu den durch die Netzanschlussbegehrenden einzureichenden Informationen (Nummer 2) zur Verfügung stellt. Nummer 2 sieht hierbei vor, dass anzugeben ist, welche Informationen seitens des Anschlussbegehrenden für eine jeweilige Anlagenart einem Anschlussbegehren beizufügen sind. Hierbei sind alle benötigten Daten aufzulisten.

Satz 3 gibt Netzbetreibern, die die Stellung eines Netzanschlussbegehrens über eine Plattform auf ihrer Internetseite ermöglichen, ab 1. Januar 2027 die Möglichkeit, Anschlussbegehrende auf diesen Weg zu verweisen. Hierdurch soll es Netzbetreibern ermöglicht werden, interne Abläufe möglichst effizient auf die schnelle digitalisierte und standardisierte Bearbeitung von Anschlussbegehren auszurichten. Zugleich wird durch die Übergangsfrist bis 1. Januar 2027 sichergestellt, dass Netzbetreiber die Prozesse mit ausreichend Vorlauf auch für die Kundenseite umstellen. Es muss dabei weiterhin möglich bleiben, dass Netzanschlussbegehrende selbst oder durch sie beauftragte Dritte das Netzanschlussbegehren an den Netzbetreiber übermitteln.

Nach Absatz 4 Satz 1 hat der Netzbetreiber das Ergebnis der Prüfung des Netzanschlussbegehrens, einschließlich des Ergebnisses der Netzverträglichkeitsprüfung, für alle Anlagen in allen Spannungsebenen des Elektrizitätsverteilernetzes dem Netzanschlussbegehrenden innerhalb von acht Wochen mitzuteilen. Die Frist beginnt mit Eingang des Begehrens beim Netzbetreiber. Auch eine eventuelle Entscheidung nach § 17 Absatz 2 Satz 1 ist als Ergebnis der Prüfung über das Anschlussbegehren innerhalb von acht Wochen

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Gelöscht: Satz 5 stellt darüber hinaus klar, dass detailliertere Vorgaben, wie sie in der Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (KraftNAV), im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2023 und im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vorgesehen sind, unberührt bleiben. Hier existieren bereits detaillierte Vorgaben zur Struktur zum Prozess der Bearbeitung von Netzanschlussbegehren, wie beispielsweise § 8 EEG 2023, die über die Frist von 3 Monaten und die allgemeine Bestimmung zu klaren und transparenten Informationen hinausgehen.

[7] verschoben (Einfügung)

Gelöscht: Absatz 6 (neu) setzt

Gelöscht: ¶
In Absatz 6 (neu) wird – mit etwas mehr Vorlaufzeit als in Absatz 5 –

[8] nach unten verschoben: Darunter fallen auch (Groß-)Wärmepumpen oder Ladepunkte für E-Mobile.

Gelöscht: Vorschrift

[8] verschoben (Einfügung)

Gelöscht: Um Anschlussbegehrenden

Gelöscht: der

Gelöscht: eines Elektrizitätsverteilernetzes

Gelöscht: seiner

Gelöscht: Anschlussbegehrenden

Gelöscht: zu übermitteln

Gelöscht: Macht ein Netzbetreiber von der Möglichkeit Gebrauch, hat er nach **Satz 4** in geeigneter Weise darauf hinzuweisen, dass die Stellung des Anschlussbegehrens nur über die Plattform auf seiner Internetseite möglich ist.

Gelöscht: 5 sieht sodann vor, dass der Netzbetreiber nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens unverzüglich eine Eingangsbestätigung in Textform zu übermitteln hat.

[9] nach unten verschoben: Dadurch soll der Fristbeginn für den Anschlussbegehrenden leichter nachweisbar und überprüfbar werden.

Gelöscht: ¶
Nach **Satz 6**

Gelöscht: Begehrens

Gelöscht: Anschlussbegehrenden

mitzuteilen. Die Frist von acht Wochen entspricht dabei dem Zeitraum, der für die Rückmeldung auf ein Anschlussbegehren hin bereits in den indikativen Zeitplänen der Technischen Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittel- bzw. Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR) vorgesehen ist. Hinsichtlich Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien enthält § 8 Absatz 6 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2023 bereits eine Spezialregelung, die ebenfalls eine Frist von acht Wochen vorsieht. Bei Mitteilung des Ergebnisses der Prüfung ist darüber hinaus nach **Satz 2**, erster Halbsatz, ein Zeitplan zur Herstellung, Änderung oder Erweiterung des Netzanschlusses zu übermitteln. Satz 2, zweiter Halbsatz, nimmt Bezug auf den Fall, in dem ein Kapazitätsmangel der Grund für eine ablehnende Entscheidung nach § 17 Absatz 2 Satz 1 ist. In diesem Fall sieht § 17 Absatz 2 Satz 3 bereits die Möglichkeit vor, Auskunft über die notwendigen Netzausbaumaßnahmen und etwaige Kosten zu verlangen. Satz 2, zweiter Halbsatz stellt insofern klar, dass über § 17 Absatz 2 Satz 3 dabei auch eine Auskunft über den Zeitbedarf notwendiger Netzausbaumaßnahmen verlangt werden kann.

Absatz 5 regelt den Umgang mit Netzanschlussbegehren unmittelbar nach Eingang beim Netzbetreiber. **Satz 1** sieht sodann vor, dass der Netzbetreiber nach Eingang eines Netzanschlussbegehrens unverzüglich eine Eingangsbestätigung in Textform zu übermitteln hat. Dadurch soll der Fristbeginn für den Anschlussbegehrenden leichter nachweisbar und überprüfbar werden. Unmittelbar nach Eingang des Netzanschlussbegehrens, d.h. zu Beginn der Frist von acht Wochen nach Absatz 4 Satz 1, sieht Absatz 5 Satz 2 vor, dass der Netzbetreiber innerhalb von zwei Wochen prüfen muss, ob noch Angaben oder Unterlagen zur Bearbeitung des Begehrens fehlen, und diese innerhalb der zweiwöchigen Frist (ebenfalls ab Eingang des Begehrens) ggf. nachzufordern sind. Die Nachforderung durch den Netzbetreiber muss vollständig sein. Es soll nicht dazu kommen können, dass Netzbetreiber absehbar notwendige Informationen erst zu einem späteren Zeitpunkt fordern und so die Beantwortung des Anschlussbegehrens hinauszögern. Nach Satz 3 beginnt die Acht-Wochen-Frist aus Absatz 4 Satz 1 im Fall einer Nachforderung von Informationen ab Vorliegen der nachgeforderten Unterlagen erneut. Hierbei ist nach Satz 4 erneut eine Eingangsbestätigung zu erteilen, sobald die nachgeforderten Informationen beim Netzbetreiber eingehen. Nachforderungen nach Ablauf der Zwei-Wochen-Frist aus Absatz 5 Satz 2 sind zwar zulässig, berühren den Lauf der ursprünglichen Frist von acht Wochen nach Absatz 4 Satz 1 hingegen nicht. Auch ergibt sich aus Absatz 5 Satz 2 und Satz 3, dass nur Nachforderungen von Informationen, die zur Bearbeitung des Begehrens erforderlich sind, ohne die also die Mitteilung des Prüfergebnisses nach acht Wochen nicht möglich ist, den Fristlauf berühren.

Um sowohl eine Standardisierung der für ein Netzanschlussbegehren benötigten Informationen als auch der Rückmeldungen seitens der Netzbetreiber zu erreichen, erteilt Absatz 6 den entsprechenden Auftrag an die Netzbetreiber zur Standardisierung. Zudem soll die Rückmeldung, die Netzbetreiber den Netzanschlussbegehrenden erteilen, deutschlandweit im Format und hinsichtlich der mitgeteilten Inhalte standardisiert werden. Die Standardisierung soll gerade auch bundesweit tätigen Projektierern oder Installateuren eine leichtere Handhabung der Prozesse ermöglichen.

Absatz 7 trifft schließlich Regelungen zum Anwendungsbereich. Zum einen bleiben die Regelungen der Verordnung zur Regelung des Netzanschlusses von Anlagen zur Erzeugung von elektrischer Energie (KraftNAV) unberührt. Für Anlagen, die unter diese Verordnung fallen, richtet sich das Anschlussverfahren allein nach den dort vorgesehenen Vorschriften. Zudem wird der Vorrang der spezielleren Regelungen für den Netzanschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbarer Energien und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen im EEG und im Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz klarstellend erwähnt, insbesondere im Hinblick auf die Regelungen in den §§ 8 bis 8d EEG 2023 (neu). Das Anschlussverfahren von Anlagen, die von diesen Gesetzen erfasst werden, wird durch § 17a EnWG nicht erfasst.

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Gelöscht: ¶

Gelöscht: 7

Gelöscht: 7

Gelöscht: 6

[9] verschoben (Einfügung)

Gelöscht: 8

Gelöscht: nachfordern

Gelöscht: 9

Gelöscht: 6

Gelöscht: 10 in entsprechender Anwendung von Satz 5

Gelöscht: .

Gelöscht: 8

Gelöscht: 6

Gelöscht: 8

Gelöscht: 9

Gelöscht: Satz 11 schreibt sodann den Mechanismus der Zwei-Wochen-Rückmeldefrist für den Netzbetreiber im Hinblick auf die nachgeforderten Informationen fort. Nach Eingang der nachgeforderten Informationen muss der Netzbetreiber erneut innerhalb von zwei Wochen prüfen, ob diese vollständig sind. Fehlen weiterhin bereits ursprünglich angeforderte Informationen, hat der Netzbetreiber hierauf innerhalb von zwei Wochen hinzuweisen. In diesen Fällen beginnt nach Satz 12 die Acht-Wochen-Frist erneut mit Eingang der benannten fehlenden Informationen. Ebenfalls erneut ist nach Satz 13 der Eingang von Informationen in Textform zu bestätigen. Die Nachforderung neuer Informationen, die ursprünglich nicht nachgefordert wurden, hat keine Auswirkungen auf den Fristlauf. ¶

Gelöscht: Satz 14

Gelöscht: Anschlussbegehrenden

Gelöscht: Satz 15

Gelöscht: die

Gelöscht: unberührt bleibenden §

Gelöscht: .

Gelöscht: 17 Absatz 5

Zu Nummer 18 (§ 17b)

Der neu eingefügte § 17b EnWG dient der Erhöhung der Transparenz beim Netzanschluss und sieht hierzu eine unverbindliche Netzanschlusssauskunft vor.

Absatz 1 dient der fristgerechten Umsetzung von Artikel 31 Absatz 3, Unterabsatz 1, der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711 und spiegelt zudem die Bestimmungen des unmittelbar geltenden Artikel 50 Absatz 4a, Unterabsatz 1, der Verordnung (EU) 2019/943, geändert durch die Verordnung (EU) 2024/1747, wider.

Dabei verpflichtet Absatz 1 Satz 1 die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen dazu, verfügbare Netzanschlusskapazitäten auf ihrer jeweiligen Internetseite zu veröffentlichen und monatlich zu aktualisieren. „Verfügbar“ ist die Netzanschlusskapazität, wenn sie weder belegt, noch für laufende Netzanschlussbegehren reserviert ist. Satz 2 präzisiert, dass von Netzanschlusskapazitäten in der Umspannebene von Höchstspannung zu Hochspannung (Netzebene 2) und in der Umspannebene von Hochspannung zu Mittelspannung (Netzebene 4) erfasst sind. Satz 3 stellt klar, dass auf die tatsächliche Verfügbarkeit der veröffentlichten Kapazitätswerte kein Rechtsanspruch besteht. Die für die Berechnung der Kapazität verwendeten Kriterien sind nach Satz 4 transparent darzustellen. Für die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen wird die Verpflichtung nach den Sätzen 1 bis 4 durch die in Absatz 2 und 3 näher ausgestalteten und weiterreichenden Anforderungen an eine unverbindliche Netzanschlusssauskunft abgelöst. Dies regelt Satz 5.

Absatz 2 setzt Artikel 31 Absatz 3, Unterabsatz 1, der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711, dauerhaft in nationales Recht um, geht inhaltlich jedoch darüber hinaus. Ein Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes ist hiernach dazu verpflichtet, bis zum 1. Januar 2028 ein Online-Tool bereitzustellen, das schnelle und unverbindliche Auskünfte zu Netzverknüpfungspunkten ermöglicht. Bisher ist in der Regel ein vollständiges Netzanschlussbegehren zu stellen, um mögliche Netzverknüpfungspunkte zu ermitteln. Bei vielen Vorhaben steht zu Beginn aber noch nicht fest, welcher Standort am wirtschaftlichsten ist oder welche installierte Leistung eine Anlage für eine optimale Wirtschaftlichkeit haben muss. Um schrittweise die wirtschaftlichste Lösung zu ermitteln, werden teils Mehrfachanfragen gestellt. Das betrifft insbesondere Anlagen, die im Elektrizitätsverteilernetz auf Ebene der Mittelspannung beziehungsweise den diese umgebenden Umspannebenen angeschlossen werden können. Diese Vorhaben sind hinsichtlich ihres Standorts in der Regel flexibler als Vorhaben, deren Anschluss auf Nieder- oder Hochspannungsebene erfolgt. Netzbetreiber sind verpflichtet, jedes Begehren vollumfänglich zu prüfen, obwohl häufig nur eines der angefragten Projekte realisiert wird. Durch diese Praxis werden unnötigerweise personelle Ressourcen sowohl auf Seiten der Netzanschlussbegehrenden als auch auf Seiten der Netzbetreiber gebunden. Zudem ist es in der Praxis üblich, die begehrte Netzanschlusskapazität für die Dauer der Netzverträglichkeitsprüfung zu reservieren, sodass Mehrfachanfragen neben personellen Ressourcen auch Netzanschlusskapazität blockieren.

Die Antwort auf diese Herausforderung ist eine unverbindliche Auskunftsmöglichkeit, die dem eigentlichen Netzanschlussbegehren vorausgeht und die Transparenz beim Netzanschluss deutlich erhöht. Online-Tools ermöglichen Netzanschlusssuchenden eine unverbindliche und schnelle Lokalisierung geeigneter Verknüpfungspunkte. Auf dieser Grundlage kann anschließend das passende Netzanschlussbegehren beim Netzbetreiber gestellt werden. Aufgrund der höheren Anforderungen als nach Absatz 1 wird die Umsetzung dieser Auskunftsmöglichkeit jedoch erst für einen späteren Zeitpunkt gesetzlich vorgeschrieben.

Absatz 2 Satz 1 verpflichtet Verteilernetzbetreiber, ein Online-Tool bereitzustellen, über das eine unverbindliche Netzanschlusssauskunft ermöglicht wird. Das Online-Tool soll über die Internetseite des jeweiligen Netzbetreibers erreichbar sein. Netzbetreibern steht es dabei grundsätzlich offen, sich zusammen zu schließen und eine gemeinsame Auskunft auf einer Drittseite anzubieten. Die Verpflichtung umfasst Auskünfte für Erzeugungsanlagen,

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Gelöscht: § 17 Absatz 7 EnWG (neu) bestimmt, dass kürzere Fristen als die in § 17 Absatz 6 EnWG (neu) vorgesehenen Fristen von acht bzw. zwei Wochen unberührt bleiben. Sind in Technischen Anschlussbedingungen (TAB) der Netzbetreiber nach § 19 Absatz 1 EnWG oder in technischen Mindestanforderungen nach § 19 Absatz 4 EnWG kürzere Fristen vorgesehen, ersetzen diese die in § 17 Absatz 6 EnWG (neu) genannten Fristen. ¶

Gelöscht: Nummer 1718

Gelöscht: 17a

Gelöscht: 17a

Gelöscht: XXX

Gelöscht:

Gelöscht: und reservierte

Gelöscht: Auf diese Weise kann die erforderliche Information zu verfügbaren Netzanschlusskapazitäten erreicht werden.

Gelöscht: Satz 5 präzisiert für

Gelöscht: , dass

Gelöscht: wird

Gelöscht: über die Anforderungen nach dem europäischen Rechtsrahmen

Gelöscht: zwei Jahre nach Inkrafttreten des Gesetzes

Gelöscht: sowie die mit dem Anschluss einhergehenden Kosten

Gelöscht: einschließlich der

Gelöscht: Anschlussbegehrenden

Gelöscht: im Elektrizitätsverteilernetz

Gelöscht: . Durch solche Online-Tools soll

Gelöscht: werden. Sie

Gelöscht: Abfrage der für den Netzanschluss relevanten Informationen, die über die im Rahmen der Auskunft nach Absatz 1 zur Verfügung gestellten Informationen hinausgeht. Dies umfasst die

Gelöscht: und die Schätzung der voraussichtlichen Kosten für die Anbindungsleitung zwischen der Anlage und den ermittelten Netzverknüpfungspunkten

Gelöscht: zu Netzverknüpfungspunkten auf Mittelspannungsebene sowie auf den Umspannebenen von Hoch- auf Mittelspannung und von Mittel- auf Niederspannung. Die genauere Ausgestaltung wird in den nachfolgenden Sätzen präzisiert. Satz 2 präzisiert den Anwendungsbereich weiter: Die Auskunft ist

Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie und Verbrauchseinrichtungen (z.B. Schnellladepunkte für Elektromobile) ab einer Nennleistung von 135 Kilowatt. Unter Nennleistung ist diejenige Leistung zu verstehen, die eine Anlage bei bestimmungsgemäßem Betrieb dauerhaft technisch erbringen oder aufnehmen kann. Bei Erzeugungsanlagen kann dabei der Begriff der installierten Leistung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz zu Grunde gelegt werden. **Satz 2 präzisiert den Anwendungsbereich weiter: Die Auskunft umfasst Netzverknüpfungspunkte auf Mittelspannungsebene sowie auf den Umspannebenen von Hoch- auf Mittelspannung und von Mittel- auf Niederspannung.**

Netzbetreibern steht es frei, entsprechende Auskünfte auch für Anschlüsse auf anderen Spannungsebenen oder für andere Agententypen, insbesondere auf Anlagen mit einer geringeren Nennleistung, anzubieten. Unterhalb einer Nennleistung von 135 Kilowatt handelt es sich überwiegend um Anlagen, die hinter einem bestehenden Netzanschluss errichtet werden und in Verbindung mit bereits bestehenden Anlagen oder Einrichtungen errichtet werden (Haushalt, Gewerbe). Diese weisen eine geringe Flexibilität hinsichtlich ihres Standorts auf, **sodass kein vergleichbares Informationsbedürfnis besteht.**

Über das Online-Tool erfolgt nach Angabe der Art, der gewünschten Nennleistung und des Standorts des Vorhabens **durch die Person, die über das Online-Tool eine Auskunft einholt, eine unverbindliche Netzanschlussauskunft** mit den in **Satz 4** Nummer 1 und 2 aufgeführten Inhalten. Diese umfasst nach **Nummer 1** die Angabe des – bezogen auf die Luftlinie – nächstgelegenen Netzverknüpfungspunkts, **der im Hinblick auf die Spannungsebene für den Anschluss der Anlage geeignet ist. Dieser ist unabhängig von der dort verfügbaren Netzanschlusskapazität anzugeben.** Nach **Nummer 2** ist außerdem **mindestens ein weiter entfernt liegender Netzverknüpfungspunkt zu ermitteln, der ebenfalls hinsichtlich der Spannungsebene für den Anschluss der Anlage geeignet ist und über ausreichend Netzanschlusskapazität für die angegebene Nennleistung verfügt. Dies ist der Fall, wenn Netzanschlusskapazität im Umfang der angegebenen Nennleistung weder bereits belegt, noch für laufende Netzanschlussbegehren reserviert ist.**

Sofern der nach **Satz 4** Nummer 1 **anzugebende, nächstgelegene Netzverknüpfungspunkt** nicht über ausreichend Netzanschlusskapazität verfügt, **so hat der Betreiber des Elektrizitätsverteilernetzes nach Satz 5 hierauf hinzuweisen und anzuzeigen, ob die Möglichkeit zum Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung besteht. Das Online-Tool soll somit die Nutzung von flexiblen Netzanschlussvereinbarungen unterstützen, um zu einer verbesserten Auslastung bestehender Netzanschlusskapazitäten zu gelangen. Dies wird von Artikel 31 Absatz 3 der novellierten Strommarkt-Richtlinie explizit gefordert.**

Satz 6 stellt klar, dass **kein Rechtsanspruch auf die tatsächliche Verfügbarkeit der nach Satz 4 ermittelten Netzverknüpfungspunkte besteht.** Es besteht also kein Anspruch darauf, dass der nach Stellen eines Netzanschlussbegehrens im Rahmen der Netzverträglichkeitsprüfung ermittelte Netzverknüpfungspunkt mit der unverbindlich erteilten Auskunft des Online-Tools übereinstimmt.

Satz 7 verpflichtet den Netzbetreiber, auf seiner Internetseite die zur Berechnung der verfügbaren Netzanschlusskapazität verwendeten Kriterien transparent darzustellen.

Absatz 3 macht weiterführende Angaben zur technischen Ausgestaltung der **Auskunft** nach Absatz 2. In den **Sätzen 1 und 2** wird die Darstellungs- und Übermittlungsform der Dateneingabe und -ausgabe bestimmt. So soll der Anlagenstandort **durch die Person, die die Auskunft einholt**, sowohl über eine geografische Karte ausgewählt werden können, als auch als Datensatz über eine Programmierschnittstelle (englisch: API = Application Programming Interface) in das Online-Tool einlesbar sein. Auch die Übermittlung der ermittelten Prognosen **vom Netzbetreiber** soll über eine automatisierte Schnittstelle erfolgen, wenn die Daten zuvor über eine Schnittstelle eingegeben wurden. Über diese Programmierschnittstellen soll es **Projektentwicklungsgesellschaften** ermöglicht werden, Anfragen an das Online-Tool direkt aus Planungs- und Projektmanagementprogrammen heraus zu stellen und die

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Gelöscht: anzubieten

Gelöscht: erfolgt ein Netzanschluss aber üblicherweise auf der Niederspannungsebene. Hierbei

Gelöscht: und es besteht somit kein vergleichbarer Bedarf nach einer unverbindlichen Netzanschlussauskunft

Gelöscht: Prognose

Gelöscht: 3

Gelöscht: bis 4

Gelöscht: Prognose

Gelöscht: an dem die angefragte Nennleistung bereits jetzt, also ohne weitere Optimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- oder Ausbaumaßnahmen, ans Netz angeschlossen werden kann.

Gelöscht: zu ermitteln, ob es einen

Gelöscht: näher als

Gelöscht:

Gelöscht: geeigneten Verknüpfungspunkt gibt, für den Kapazitätsreservierungen vorliegen und der nur deshalb

Gelöscht: . In diesem Fall ist der Umfang und die korrespondierende, verbleibende Reservierungsdauer anzugeben. Im Fall von Erneuerbarer Energien Anlagen sind die Vorgaben nach § 8a EEG (neu) zu beachten. Die anzugebende Dauer ist in diesem Fall die verbleibende Dauer

Gelöscht: aktuellen Reservierungsabschnitts

Gelöscht: § 8a

Gelöscht: 1 Satz

[4] nach oben verschoben: 3 EEG 2023

Gelöscht: (neu). **Nummer 3** sieht sodann vor, dass Netzverknüpfungspunkte ausgewiesen werden, die weiter als der in Nummer 1 bestimmte Netzverknüpfungspunkt entfernt liegen und ebenfalls für einen Anschluss geeignet sind. Schließlich sieht **Nummer 4** vor, dass auch unter Berücksichtigung künftiger Kapazitätserweiterungen zur Verfügung stehende Netzverknüpfungspunkte auszuweisen sind. Hierbei geht es um geplante Optimierungs-, Verstärkungs-, Erneuerungs- und Ausbaumaßnahmen, insbesondere solche, die in den Netzausbauplänen nach § 14d EnWG enthalten sind

Gelöscht: Nach **Satz 4** haben Netzbetreiber für die nach

Gelöscht: 3 Nummer 1 bis 4 ausgewiesenen Netzverknüpfungspunkte eine Schätzung der voraussichtlichen Kosten für die jeweilige Anbindungsleitung zu erstellen. Hierfür können pauschalisierte Werte genutzt werden, die die Distanz des jeweiligen Netzverknüpfungspunkts zum Standort des Vorhabens berücksichtigen. ¶ **Satz 5**

Gelöscht: auch im Rahmen der Auskunft nach Absatz 2

Gelöscht: im Rahmen der Prognose

Gelöscht: oder auf die Höhe der Kostenschätzung

Gelöscht:

Gelöscht: Prognose

Gelöscht: Projektierenden

Rückmeldungen des Online-Tools dort automatisch zu übernehmen. **Satz 3** verpflichtet den Netzbetreiber, die dem Online-Tool zugrunde liegenden Daten mindestens monatlich zu aktualisieren. Schon heute kommen vereinzelt tagesaktuelle Daten zum Einsatz. Nach **Satz 4** hat jeder Netzbetreiber technische Vorkehrungen zu treffen, die Rückschlüsse auf und die Rekonstruktion von sensiblen Informationen, wie beispielsweise die Auslastung kritischer Infrastrukturen, erschweren. Hierbei hat die Implementierung so zu erfolgen, dass missbräuchliche Anfragen, insbesondere das massenhafte Abfragen mit leicht abweichenden Parametern, möglichst verhindert werden. Dies kann beispielsweise durch den Einsatz von CAPTCHAs auf der Benutzeroberfläche der Internetseite, mittels Detektionsalgorithmen an der Programmierschnittstelle oder einer Registrierungspflicht für die Nutzung der Programmierschnittstelle erfolgen. Bei den technischen Vorkehrungen ist der Stand der Technik zu beachten.

Um die ordnungs- und fristgemäße Inbetriebnahme der Online-Tools zu überwachen, sieht Absatz 4 eine Meldepflicht der Netzbetreiber gegenüber der Bundesnetzagentur vor.

Absatz 5 verpflichtet die Verteilernetzbetreiber, die Inhalte und Formate der Netzan-schlussauskunft sowie die Programmierschnittstellen für den automatisierten Datenimport untereinander zu vereinheitlichen. Bei der Spezifikation der Schnittstellen bietet es sich an, auch die Anwenderseite, etwa Branchenverbände der Erneuerbaren Energien, einzubinden.

Zu Nummer 19 (§ 17c)

Mit § 17c (neu) werden Elektrizitätsverteilernetzbetreiber verpflichtet, digitale Netzan-schlussportale für den Anschluss von Erzeugungsanlagen, Verbrauchseinrichtungen und Speicher einzurichten. Bisher sind solche Portale nur zur Einreichung von Netzan-schluss-begehren in der Niederspannung vorgeschrieben (für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energie nach § 8 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 (neu) und von Letztverbrauchern nach §§ 6 Absatz 1 Satz 2 und 3, 19 Abs. 4 Niederspannungsanschlussverordnung). Diese Portale sollen nun erweitert werden. Zum einen sollen weitere Prozessschritte abgebildet werden. Zum anderen sollen die Portale für alle Arten von Anschlussbegehren und prinzipiell auf allen Spannungsebenen zur Verfügung gestellt werden. Auch der Funktionsumfang der Portale wird erweitert. Ein wesentlicher Schritt, welcher der Digitalisierung der Prozesse vorauszugehen hat, ist und bleibt jedoch die Standardisierung zwischen den Elektrizitäts-verteilernetzbetreibern. Daher regelt diese Norm auch die Standardisierung von Prozessen, Formaten und Inhalten des Netzan-schlussverfahrens. Der mit der bisherigen Regelung ein-geschlagene Weg (Beschleunigung durch Standardisierung und Digitalisierung) wird somit fortgeführt.

Absatz 1 Satz 1 legt den Umfang der Netzan-schlussportale fest. Jeder Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes ist hiernach verpflichtet, auf seiner Internetseite ein Portal anzu-bieten, über das der gesamte Netzan-schlussprozess vollzogen werden kann.

Durch die Bezugnahme auf Netzan-schlussbegehren nach § 17a sowie §§ 8a bis 8d EEG wird klargestellt, dass über das Portal sowohl die Anmeldung von EE-Anlagen, Stromspei-chern als auch Verbrauchseinrichtungen erfolgen soll. Der Begriff des Netzan-schluss-be-glehrens umfasst neben Neuanschlüssen auch Begehren zur Änderung eines bestehenden Netzan-schlusses. Die Nutzung der Portale ist auch nicht auf eine bestimmte Anlagengrö-ßen oder Spannungsebenen eingeschränkt. Die neuen Netzan-schlussportale sollen im Zielmodell vielmehr universell für Netzan-schlussprozesse im Elektrizitätsverteilernetz kon-zipiert werden.

Über das Portal soll den am Netzan-schlussprozess beteiligten Akteuren eine wechselsei-tige Kommunikation, einschließlich dem Austausch von Daten, ermöglicht werden. Abzubil-den sind dabei alle Prozessschritte von der Stellung eines Netzan-schlussbegehrens bis hin

Gelöscht: Absatz 4 regelt Informationspflichten im Zu-sammenhang mit der der für Elektrizitätsverteilernetzbe-treiber nach Absatz 2 vorgesehenen elektronischen An-schlussauskunft. **Satz 1** verpflichtet den Netzbetreiber, auf seiner Internetseite die zur Berechnung der verfügbaren Netzan-schlusskapazität verwendeten Kriterien transparent darzustellen.

Gelöscht: firstgemäß

Gelöscht: sehen die **Sätze 2 und 3** zudem

Gelöscht: Prognose, der Kostenschätzung

Gelöscht: der Schnittstellen

Gelöscht: Nutzenden

Gelöscht: Nummer 18 (§ 18)

Gelöscht:

Gelöscht: und

zur Inbetriebnahme des Netzanschlusses. Hierunter fällt auch die Reservierung von Netzanschlusskapazität nach § 8e EEG und die Übermittlung der hierfür geforderten Unterlagen.

Nach Satz 2 ist der Netzbetreiber ab dem ...[einsetzen: Datum des Tags drei Jahre nach Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel ...] berechtigt, von Anschlussbegehrenden die ausschließliche Nutzung des Netzanschlussportals zu verlangen. Hierdurch soll es dem Netzbetreiber ermöglicht werden, seine internen Abläufe möglichst effizient auf die digitalisierte und standardisierte Bearbeitung von Anschlussbegehren auszurichten. Durch die Übergangsfrist wird sichergestellt, dass Anschlussbegehrende ihre Prozesse mit ausreichend Vorlauf umstellen können. Es muss dabei weiterhin möglich bleiben, dass Netzanschlussbegehrende selbst oder durch sie beauftragte Dritte das Netzanschlussbegehren an den Netzbetreiber übermitteln.

Absatz 2 sieht die Schaffung von Schnittstellen zu anderen digitalen Systemen vor. Hierdurch soll es ermöglicht werden, Informationen von verschiedenen digitalen Systemen, die für einen Netzanschlussprozess relevante Informationen enthalten, interoperabel auszutauschen. Zu diesen Systemen zählen die unverbindliche Netzanschlussauskunft nach § 17b (neu) sowie das zentrale Register für Einheiten- und Komponentenzertifikate nach § 49d (ZEREZ). Über die Schnittstelle zur unverbindlichen Netzanschlussauskunft soll es ermöglicht werden, einen vorab ermittelten Verknüpfungspunkt über das Netzanschlussportal im Rahmen eines förmlichen Netzanschlussbegehrens anzufragen. Mit der Verknüpfung zu ZEREZ soll es ermöglicht werden, Zertifikate direkt aus ZEREZ in das jeweilige Netzanschlussportal zu laden. Durch die nicht abschließende Aufzählung in Satz 2 ist die Schaffung weiterer Schnittstellen nicht ausgeschlossen.

In **Absatz 3** sind weitere Funktionalitäten der Netzanschlussportale angelegt. **Nummer 1** sieht die Bereitstellung einer Programmierschnittstelle vor, über die der Kommunikationsprozess für einen Netzanschluss nach § 8 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 (neu) (EE-Anlagen mit einer installierten Leistung von insgesamt höchstens 30 Kilowatt, die sich auf einem Grundstück mit bereits bestehendem Netzanschluss befinden) erfolgen kann. § 18a Satz 1, Satz 2 Nummer 3 (neu) sieht Entsprechendes für den Anschluss von Letztverbrauchern in der Niederspannung vor. Angesichts der exponentiellen Zunahme der Anschlussbegehren in diesem Anlagensegment und der geringen Individualität der Projekte, soll für Installateure und Projektierer die Möglichkeit geschaffen werden, über eigene Software zu arbeiten. Damit wird die Voraussetzung geschaffen, dass die Netzanschlussverfahren in diesem Segment effizienter abgewickelt werden können. So werden personelle Kapazitäten sowohl auf Seiten von Installateuren, Projektierern, als auch auf Seiten von Netzbetreibern frei.

Nach **Nummer 2** hat der Verteilernetzbetreiber über das Netzanschlussportal jederzeit transparente Informationen zum Status der Bearbeitung eines Netzanschlussbegehrens zur Verfügung zu stellen. Abzubilden ist auch hier der gesamte Prozess von der Antragstellung bis zur Inbetriebnahme des Netzanschlusses. Die Statusmeldung umfasst die Angabe der voraussichtlich verbleibenden Bearbeitungszeit des aktuellen Prozessschrittes bzw. der aktuell laufenden Prozessschritte. Der Abruf dieser Informationen muss zusätzlich über eine Programmierschnittstelle automatisiert erfolgen können. Hierdurch wird es Anlagenprojektierern ermöglicht, schnell und einfach den Prozessfortschritt abzufragen. Dies erleichtert das Management von gleichzeitigen Anschlussprozessen verschiedener Anlagen. Zugleich erhöht sich die Transparenz spürbar: Für Anschlussbegehrende ist die Information zum Status des Begehrens zur weiteren Planung eines Projekts von hoher Bedeutung.

Satz 2 sieht vor, dass Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen angemessene Sicherheitsmaßnahmen ergreifen, um eine missbräuchliche Nutzung, insbesondere der Programmierschnittstellen, zu verhindern. Wie auch im Rahmen des §17a (neu) hat die Implementierung so zu erfolgen, dass massenhafte Abfragen möglichst verhindert werden. Dies kann beispielsweise durch den Einsatz von CAPTCHAs, mittels Detektionsalgorithmen an der

Programmierschnittstelle oder einer Registrierungspflicht für das Netzanschlussportal erfolgen. Bei den technischen Vorkehrungen ist der Stand der Technik zu beachten.

Absatz 4 enthält zentrale Standardisierungsvorgaben. Um die Netzanschlussprozesse bundesweit zu digitalisieren, haben die Elektrizitätsverteilernetzbetreiber zunächst gemeinsame Standards zu definieren. **Nummer 1** sieht vor, die in den Portalen abzuwickelnden Prozessschritte zu standardisieren. Hierdurch wird bundesweit tätigen Akteuren die Bedienung merklich erleichtert, da der grundsätzliche Aufbau der Portale gleich sein wird. In **Nummer 2** ist darüber hinaus vorgesehen, dass die Netzbetreiber einheitliche Inhalte und Formate für den Anschlussprozess zu entwickeln haben. Hierbei ist der Prozess bis zur Inbetriebnahme abzubilden. In der Niederspannung gibt es bereits entsprechend vereinheitlichte Inhalte und Formate in Form von Datensets. Sofern dort noch Inhalte und Formate bis hin zur Inbetriebnahme fehlen, sind solche ebenfalls zu erstellen. Die Netzbetreiber können somit auf den Erfahrungen der Niederspannungsebene aufbauen. Bei größeren und individuelleren Anschlussvorhaben lassen sich Formate und Inhalte der im Netzanschlussprozess auszutauschenden Daten nicht durchgehend in Standarddatensets fassen. Die Standardisierung in der Mittelspannung wird sich also zwangsläufig von dem Grad der Standardisierung in der Niederspannung unterscheiden.

In der Hochspannung wird aufgrund der Individualität der Projekte keine Standardisierung von Inhalten und Formaten für alle Prozessschritte der im Netzanschlussprozess auszutauschenden Daten gefordert. Deshalb nimmt Satz 2 die Hochspannungsebene von dieser Nummer 2 explizit aus. Unberührt bleiben für die Hochspannungsebene, wie auch für alle anderen Spannungsebenen, die Vereinheitlichungsvorgaben im Rahmen des Verfahrens des Netzanschlussbegehrens aus § 17a Absatz 6 sowie §§ 8a Absatz 8 und 8b Absatz 4 Satz 2 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. **Nummer 3** schreibt vor, dass einheitliche Rechte- und Rollenkonzepte für die am Netzanschlussprozess Beteiligten entwickelt werden. Um die vollständige Kommunikation bis zur Inbetriebnahme einer Anlage über das Portal abzuwickeln, ist es erforderlich, dass eine Reihe verschiedener Akteure Zugang zu dem Portal des Netzbetreibers haben. In der Regel sind die Rollen Anschlussnutzer, Anschlussnehmer, Installateur und Messstellenbetreiber am Prozess beteiligt. Für die spezifischen Rollen sollen standardisierte Vorgaben gefunden werden, damit auch bei Großprojekten eine mehrseitige Kommunikation transparent und reibungslos ablaufen kann. Nach **Nummer 4** sind außerdem die Programmierschnittstellen zur Durchführung des Netzanschlussprozesses in der Niederspannung sowie die Programmierschnittstellen zur Abfrage des Bearbeitungsstatus zu vereinheitlichen. Somit soll es Projektierern ermöglicht werden, über professionelle Planungsprogramme die Schnittstellen verschiedener Netzbetreiber anzusprechen. Massenprozesse werden hierdurch deutschlandweit erheblich vereinfacht.

In **Absatz 5** sind schließlich Vorgaben zur zeitlichen Umsetzung enthalten. Um den Netzbetreibern eine Priorisierung und möglichst zielgerichteten Einsatz personeller Ressourcen zu ermöglichen, wird eine gestaffelte Umsetzung vorgesehen. Nach Nummer 1 sind die Netzanschlussportale für Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 (neu) unmittelbar nach Inkrafttreten bereitzustellen. Es handelt sich hierbei schlicht um die bisher bereits in § 8 Absatz 7 EEG 2023 (alt) enthaltene Pflicht, nach der solche Portale zum 1. Januar 2025 anzubieten sind. Es handelt sich somit nur um eine Klarstellung infolge der Zusammenführung der Vorgaben zu digitalen Anschlussportalen im EnWG und der korrespondierenden Streichung in § 8 EEG. Eine Änderung der Rechtslage ergibt sich daraus nicht.

Aufbauend auf diesen bereits existierenden Portalen für die Niederspannung schreibt Nummer 2 vor, dass spätestens bis zum ... [einsetzen: Datum des Tags ein Jahr nach Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel ...] nicht mehr nur das Anschlussbegehren, sondern alle Schritte bis zur Inbetriebnahme des Netzanschlusses über das Portal abzubilden sind. Dabei muss das Verfahren allen Vorgaben des § 17c entsprechen. Hiermit geht auch eine Standardisierung aller in Absatz 4 genannten Elemente sowie der in Absatz 2 und Absatz 3 genannten Funktionen einher.

Ausnahme bildet die Programmierschnittstelle nach Absatz 3 Satz 1 Nummer 1, die erst zum ... [einsetzen: Datum des Tags zwei Jahre nach Inkrafttreten dieses Gesetzes nach] zur Verfügung zu stellen ist.

Nachdem die Massenprozesse in der Niederspannung vollständig standardisiert und digitalisiert sind, hat der Netzbetreiber sein Anschlussportal spätestens bis zum ... [einsetzen: Datum des Tags drei Jahre nach Inkrafttreten dieses Gesetzes nach Artikel ...] auf alle weiteren Netzanschlussverfahren auszuweiten – erneut unter Beachtung aller Vorgaben des § 17c. Hierbei wird dann der Fokus auf der Einführung der Portale für Mittel- und Hochspannung liegen, wobei für die Mittelspannung vorab der nach Absatz 4 Nummer 2 vorgesehene Standardisierungsprozess abzuschließen ist.

Zu Nummer 20 (§ 18 Absatz 4)

§ 18 Absatz 4 EnWG (neu) dient, wie § 17a Absatz 1 und Absatz 2 EnWG (neu), der Umsetzung von Artikel 31 Absatz 3, Unterabsatz 2, und Absatz 3a der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711, im Anwendungsbereich des § 18 EnWG. Hierfür sind § 17a Absatz 1 und 2 EnWG (neu) entsprechend anzuwenden. Daneben ist aber auch eine entsprechende Anwendung von § 17a Absatz 3 bis 5 vorgesehen. Da die Vorgaben aus § 18 EnWG nur Elektrizitätsverteilernetzbetreiber adressieren, ist die Verpflichtung aus § 17a Absatz 1 EnWG (neu) auch hier nur solange anzuwenden, bis die Verpflichtung aus § 17a Absatz 3 bis 5 EnWG (neu) greifen. Ab dem 1. Januar 2026 werden somit auch im Anwendungsbereich des § 18 EnWG die neuen, konkreter ausgestalteten Regelungen zur Kommunikation im Netzanschlussverfahren zur Anwendung kommen. Auf die Begründung zu § 17a EnWG (neu) wird verwiesen.

Dabei ist vorgesehen, dass die Verpflichtungen nur greifen, sofern für den Anschluss oder die Änderung des Anschlusses einer Anlage die Zustimmung des Netzbetreibers erforderlich ist. So soll sichergestellt sein, dass die Anwendung von § 17a Absatz 1 bis 6 EnWG (neu) keine neuen Pflichten zur Stellung eines Begehrens und korrespondierender Prüfung aufstellt, sondern nur an bereits bestehende anknüpft. Das Erfordernis der Zustimmung des Netzbetreibers kann sich dabei direkt aus der Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) ergeben, wie in § 19 Absatz 2 Satz 3 NAV, oder auf Grundlage dieser in Verbindung mit den Technischen Anschlussbedingungen der Netzbetreiber, wie es in § 20 Satz 3 NAV vorgesehen ist.

Die entsprechende Anwendbarkeit von § 17a Absatz 6 EnWG (neu) ist dabei ebenfalls vorgesehen. Auch für Zustimmungen bei Anschlüssen, Änderungen von Anschlüssen oder der Verwendung zusätzlicher Gebrauchsgüter haben Netzbetreiber somit einen Auftrag zur Vereinheitlichung von Formaten und Inhalten. Die Vorschrift ist als Ergänzung zu der bereits bestehenden Pflicht in § 19 Absatz 4 Satz 2 NAV zu verstehen. Dort ist bereits die Vereinheitlichung der Formate und Inhalte für Informationen die seitens der Anschlussnehmer oder -nutzer übermittelt werden bis 1. Januar 2024 vorgesehen. Diese Pflicht bleibt unberührt. Die entsprechend anwendbare Pflicht aus § 17a Absatz 6 EnWG (neu) geht insoweit darüber hinaus, als dass auch die Rückmeldung seitens der Netzbetreiber zu standardisieren sind. Für letztes gilt die in § 17a Absatz 6 EnWG (neu) vorgesehene Frist zum Ablauf des 31. Dezember 2025.

Satz 2 sieht vor, dass sofern in der NAV kürzere Fristen vorgesehen sind, diese die Acht-Wochen-Frist aus § 17a Absatz a Satz 1 EnWG (neu) ersetzen.

Zu Nummer 21 (§ 18a)

§ 18a EnWG (neu) sieht die entsprechende Anwendbarkeit der Vorgaben aus § 17c (neu) auch für den Netzanschluss von Letztverbrauchern in der Niederspannung nach § 18 vor. In Satz 2 Nummer 1 wird, parallel zu § 17c Absatz 5 Nummer 1 (neu), lediglich die zeitlich unmittelbare Geltung der bisher in § 6 Absatz 1 Satz 2 und 3, § 19 Absatz 4 Niederspannungsanschlussverordnung vorgesehenen Pflicht zu Portalen für die Übermittlung von

Gelöscht: 17

Gelöscht: 5 EnWG

Gelöscht: fristgerechten

Gelöscht: 1,

Gelöscht: ist § 17

Gelöscht: 5

Gelöscht: Verpflichtung

Gelöscht: greift

Gelöscht: 17

Gelöscht: Da die Vorgaben aus § 18 EnWG nur Elektrizitätsverteilernetzbetreiber adressieren, ist die Verpflichtung aus § 17 Absatz 5 Satz 1 EnWG (neu) auch hier nur solange anzuwenden, bis die Verpflichtung aus § 18 Absatz 5 EnWG (neu) in Verbindung mit § 17 Absatz 6 EnWG (neu) greift. ¶ Der neue § 18 Absatz 5 EnWG (neu) sieht die Anwendung des neuen Fristenregimes aus § 17 Absatz 6 auch für die Niederspannung vor. Satz 1 sieht, parallel zu der Formulierung in Absatz 4 (neu), die Anwendung von § 17 Absatz 6 EnWG (neu) vor, sofern für den Anschluss oder die Änderung des Anschlusses einer Anlage die Zustimmung des Netzbetreibers erforderlich ist.

Gelöscht: 17

Gelöscht: Satz 14

Gelöscht: 17

Gelöscht: Satz 14

Gelöscht: 17

Gelöscht: 5 Satz 14

Gelöscht: 1. Januar 2026

Gelöscht: Fristen

Gelöscht: 17

Gelöscht: 6

Gelöscht: Nach Satz 3 gilt das über den Verweis auf § 17 Absatz 7

Gelöscht: auch, wenn in Technischen Anschlussbedingungen

Gelöscht: Netzbetreiber, beispielsweise in Fällen des § 20 Satz 3 NAV, oder in Technischen Mindestanforderungen

Gelöscht:

Informationen zu Anschlussbegehren von Letztverbrauchern in der Niederspannung aufgenommen. Es handelt sich somit um eine Klarstellung infolge der Zusammenführung der Vorgaben zu digitalen Anschlussportalen im EnWG. Eine Änderung der Rechtslage geht hiermit nicht einher. Nummern 2 und 3 sehen parallel zu § 17c Absatz 5 Nummer 2 und 3 die schrittweise Fortführung der Digitalisierung der Prozesse in der Niederspannung auf Seiten der Letztverbraucher vor.

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Gelöscht: kürzere Fristen vorgesehen sind

Zu **Nummer 22** (§ 19a)

Gelöscht: Nummer 1922

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine Verweiskorrektur, die aufgrund der am 29. Dezember 2023 in Kraft getretenen Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes zur Umsetzung des Urteils des Europäischen Gerichtshofs zur Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörde vom 2. September 2021 (C718/18) erforderlich geworden ist. Es musste ein statischer Verweis in das EnWG eingefügt werden, weil eine Änderung der Verordnung im Verordnungswege nicht mehr möglich ist. Zukünftige Anpassungen am Regelungsrahmen für den Zugang zu Gasversorgungsnetzen erfolgen nunmehr durch die Bundesnetzagentur per Festlegung.

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Umsetzung der aufgrund des Organisationserlasses des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021 geänderten Ministeriumsbezeichnung.

Zu Doppelbuchstabe bb

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Umsetzung der aufgrund des Organisationserlasses des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021 geänderten Ministeriumsbezeichnung.

Zu **Nummer 23** (§ 20)

Gelöscht: Nummer 2023

Zu Buchstabe a

Die Änderung in Absatz 1a Satz 4 stellt klar, dass sich die inhaltliche Reichweite des Netzzugangsanspruchs auch auf die Anordnung von Zählpunkten – in der Praxis umgangssprachlich als Messkonzepte bezeichnet – sowie auf die Bereitstellung von Be- und Verrechnungskonzepten bezieht.

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Einfügung ergänzt die Aufzählung in Absatz 3 Satz 2 Nummer 2 zum Zweck der redaktionellen Vervollständigung und ist rein klarstellend. Auch wenn es sich bei dem in Bezug genommenen Fall des Absatzes 1d, wie auch bei demjenigen des § 42b Absatz 5, um nicht abschließende und rein exemplarisch beschriebenen Fälle einer Netzzugangsabwicklung in Kundenanlagen handelt, die sich nur als mögliche Ausprägung im Rahmen des allgemeinen Netzzugangsanspruchs nach Absatz 1 darstellen, wurde der Verweis aufgenommen, um klarzustellen, dass auch zur Umsetzung derartiger Konstellationen standardisierte und massengeschäftstaugliche Vorgaben per Festlegung getroffen werden können.

Zu Doppelbuchstabe bb

Mit der Ergänzung eines weiteren Beispiels, welche Inhalte von der BNetzA im Wege der Festlegung geregelt werden können, wird klargestellt, dass sich die inhaltliche Reichweite des Netzzugangsanspruchs auch auf die Anordnung von Zählpunkten – in der Praxis

umgangssprachlich als Messkonzepte bezeichnet – sowie auf die Bereitstellung von Be- und Verrechnungsverfahren bezieht. Die vorgenannten Methoden haben maßgeblichen Einfluss auf die mögliche Separierung, Bündelung oder Weiterverarbeitung erfasster Messwerte im Rahmen der weiteren energiewirtschaftlich relevanten Verarbeitungsstufen. Oftmals erfolgt die Anmeldung erforderlicher Mess- oder Verrechnungskonzepte bereits im Vorfeld der Anbahnung eines Netznutzungsverhältnisses (Lieferantenanmeldung). Insbesondere bei erstmaliger Einrichtung derartiger Mess- oder Verrechnungskonzepte erfolgt dies in einem engen zeitlichen und fachlichen Kontext zur Einrichtung eines Netzanschlusses. Da die in diesem Stadium zuständigen Akteure auf der Seite der Letztverbraucher bzw. Einspeiser in einigen Fällen nicht in der Lage sind, die technischen Kommunikationsanforderungen der kaufmännischen Marktkommunikation zu beherrschen, wird eine Abwicklung durch niederschwellige Lösungen (etwa Portallösungen) erforderlich sein.

Zu Buchstabe c

Die Bundesnetzagentur hat mit der am 29. Dezember 2023 in Kraft getretenen Novelle des EnWG die Kompetenz übertragen bekommen, Regelungen zur massengeschäftstauglichen Abwicklung (inklusive Standardlastprofile) im Elektrizitätsbereich festlegen zu können. Eine entsprechende Regelung für den Gasbereich wurde versehentlich nicht aufgenommen. Da bisher sowohl die Gasnetzzugangs- als auch die Stromnetzzugangsverordnung entsprechende Regelungen zur massengeschäftstauglichen Abwicklung des Netzzugangs, inklusive Standardlastprofilen, enthielten und die Verantwortung zur Weiterentwicklung der Regelungen vom Ordnungsgeber auf die Regulierungsbehörde übertragen wurde, war auch für den Gasnetzzugang eine entsprechende Regelung zu treffen. Diese wurde versehentlich nicht geschaffen. Dieses Versehen wird mit der vorgenommenen Ergänzung in § 20 Absatz 4 Satz 2 Nummer 2 bereinigt.

Zu Nummer 24 (§ 20a)

Gelöscht: Nummer 2124

Zu Buchstabe a

Die Änderung in § 20a Absatz 2 Satz 4 setzt Artikel 12 Abs. 1 Satz 3 der Gasrichtlinie um. Die Regelung war bisher allein auf den Stromlieferantenwechsel bezogen. Der Anwendungsbereich der Regelung wird aufgrund der unionsrechtlichen Vorgabe auf den Wechsel eines Gas- oder Wasserstofflieferanten ausgedehnt.

Zu Buchstabe b

Die neuen Regelungen in § 20a Absatz 3 Satz 2 und 3 setzen die Vorgaben des Artikels 12 Absatz 3 der Gasrichtlinie um, soweit sie noch nicht im Gesetz enthalten sind. Bei einem Lieferantenwechsel dürfen Letztverbraucher keine Wechselgebühren in Rechnung gestellt werden. Dies gilt auch dann, wenn die Energielieferung mit anderen Dienstleistungen, Geräten oder Produkten gebündelt ist oder im Paket damit angeboten oder erbracht wird. Es wird zudem klargestellt, dass bei gebündelten Angeboten Kunden auch die Möglichkeit haben müssen, einzelne Vertragsleistungen zu kündigen.

Zu Nummer 25 (§ 20b)

Gelöscht: Nummer 2225

Der neu einzufügende § 20b spricht gegenüber der Gesamtheit der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen in Absatz 1 zunächst die fristgebundene Grundverpflichtung aus, eine gemeinsame und bundesweit einheitliche, zentrale Internetplattform für den Datenaustausch im Zusammenhang mit der Abwicklung des Netzzugangs zu etablieren. Eine solche Plattform kann grundsätzlich auf gemeinsamer technischer Basis mit der gemeinsamen Internetplattform von Elektrizitätsverteilernetzbetreibern nach § 14e EnWG oder mit Plattformen der Netzbetreiber zur Übermittlung von Netzanschlussbegehren erfolgen, dies ist jedoch nicht zwingend. Ziel ist es, eine stabile, einheitliche und direkte Kommunikationsmöglichkeit im Bereich Netzzugang hin zu allen in Deutschland tätigen Netzbetreibern zu eröffnen. Diese soll insbesondere solchen Akteuren eine einfache Zugangsmöglichkeit eröffnen,

die keine in der Marktkommunikation standardisierte Marktrolle innehaben und für die die Einhaltung aller technischen Marktkommunikationsvorgaben heutiger Konzeption nach den Festlegungen der Bundesnetzagentur eine zu hohe Zugangshürde darstellen würde. Aus diesem Grund muss die Plattform zu Gewährleistung der gesetzlich geforderten Benutzerfreundlichkeit mindestens eine Zugangsmöglichkeit über ein Webportal (Mensch-Maschine-Schnittstelle) bieten; eine zusätzliche automatisierbare Zugangsmöglichkeit, etwa über eine standardisierte Programmierschnittstelle (Application Programming Interface, sog. API-Schnittstelle), soll ebenfalls Berücksichtigung finden. Ebenso könnte eine Schnittstelle vorzuhalten sein, die eine gemeinsame Nutzung der hier vorgesehen Internetplattform mit den Plattformen der Netzbetreiber zur Übermittlung von Netzanschlussbegehren (Netzanschlussportalen) ermöglicht. Die Plattform ist so einzurichten, dass unmittelbar eine Rückmeldung an die Anfragenden in Echtzeit erfolgt.

Die Plattform soll bereits zum Juli 2025 errichtet werden, damit ein funktionierender Betrieb zum 1. Juli 2026 sichergestellt ist. Eine solche Plattform kann zur Umsetzung der im Rahmen der Energiewende neu entwickelten Modell der Teilhabe, wie Mieterstrommodelle, gemeinschaftliche Gebäudeversorgung und die gemeinsame Nutzung elektrischer Energie aus Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien dienen und insgesamt zu einer Verringerung des Aufwands bei den einzelnen Netzbetreibern führen.

Absatz 2 greift exemplarisch und nicht abschließend drei erste Anwendungsfälle für die Plattform auf, die spätestens ab dem 1. Juli 2026 bundesweit bereitzustellen sind. Hierbei handelt es sich um die Möglichkeit zur Bestellung, Änderung oder Abbestellung von Zählpunktanordnungen, umgangssprachlich als Messkonzepte bezeichnet, sowie von Verrechnungskonzepten, auch als Rechenformeln zur Verrechnung von Messwerten, bekannt. Beiden Methodiken ist gemeinsam, dass diese maßgeblichen Einfluss auf die mögliche Separierung, Bündelung oder Weiterverarbeitung erfasster Messwerte im Rahmen der weiteren energiewirtschaftlich relevanten Verarbeitungsstufen haben und ihre Einrichtung regelmäßig der eigentlichen Anbahnung eines Netznutzungsverhältnisses zwischen einem Lieferanten und dem Netzbetreiber vorgelagert ist. Dies erfolgt in der Praxis zumeist in einem engen zeitlichen Kontext zur Herstellung, Änderung oder Erweiterung eines Netzanschlusses, weshalb hier namentlich insbesondere Anschlussnehmer bzw. Anschlussnutzer als Zugangsberechtigte benannt sind. Diese verfügen in der Regel nicht über einen standardisierten Zugang zur Marktkommunikation sodass ihnen eine niederschwellige Kommunikationsmöglichkeit zur eröffnen ist. Die Plattform soll außerdem dazu dienen, bislang nur von professionellen Marktteilnehmern zu bewältigende Verfahren für Letztverbraucher, ggf. unter Einbindung von Dienstleistern, zu angemessenen Bedingungen einschließlich angemessener Kosten nutzbar zu machen, wie zum Beispiel im Rahmen der gemeinsamen Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien nach § 42c. Mit Nummer 3 wird zudem in diesem Zusammenhang die Vorgabe des Artikel 15a Absatz 6 Buchstabe b i) der novellierten Strombinnenmarktrichtlinie umgesetzt.

Mit Absatz 3 werden der BNetzA Festlegungskompetenzen in Bezug auf die konkrete Ausgestaltung der Internetplattform übertragen, um einen Gleichlauf und optimale Nutzung für die Abwicklung der Netzzugangsbedingungen nach § 20 zu gewährleisten, für die die Bundesnetzagentur nach § 20 Absatz 3 umfassend zuständig ist.

Zu Nummer 26 (§ 21)

Gelöscht: Nummer 2326

Es handelt sich um eine Verweiskorrektur, die aufgrund der am 29. Dezember 2023 in Kraft getretenen Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes zur Umsetzung des Urteils des Europäischen Gerichtshofs zur Unabhängigkeit der nationalen Regulierungsbehörde vom 2. September 2021 (C718/18) erforderlich geworden ist. Es musste ein statischer Verweis in das EnWG eingefügt werden, weil die Ermächtigungsgrundlage in § 24, auf die in § 21 Absatz 2 Satz 1 EnWG verwiesen wird, mit Ablauf des 28. Dezember 2023 außer Kraft getreten ist. Zudem wurde § 24 EnWG durch die Novelle neu gefasst, so dass bereits aus Klarstellungsgründen die Einfügung eines statischen Verweises in die Vorschrift erforderlich ist.

Zu **Nummer 27** (§ 21a Absatz 3 Satz 3 Nummer 5)

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Gelöscht: Nummer 2427

Die Ergänzung in **§ 21a Absatz 3 Satz 3 Nummer 5** EnWG steht im Zusammenhang mit der Einführung eines einheitlichen Verfahrens zur Bearbeitung von Netzanschlussbegehren in § 17 Absatz 5 EnWG (neu) und § 18 Absatz 4 EnWG (neu). Es wird ausdrücklich klargestellt, dass die Bundesnetzagentur die Möglichkeit hat, im Rahmen der Ausgestaltung der Anreizregulierung Abschlüsse vorzusehen, um auf die Nichteinhaltung von Vorgaben zu Bearbeitungsfristen von Netzanschlussbegehren zu reagieren.

Zu **Nummer 28** (§ 23b)

Gelöscht: Nummer 2528

Die Vorschrift ist eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu **Nummer 29** (§ 23c)

Gelöscht: Nummer 2629

Mit der Einführung der zusätzlichen Absätze 3a bis 3c werden die Vorgaben des Artikel 20a Absätze 1 und 2 der RED III umgesetzt.

Die Richtlinienvorschriften sehen vor, dass zur Unterstützung der Systemintegration von Elektrizität aus erneuerbaren Quellen pro Gebotszone Informationen dazu veröffentlicht werden müssen, wie hoch der Anteil aus erneuerbaren Energiequellen erzeugter Elektrizität und der Gehalt an Treibhausgasemissionen der in der Gebotszone gelieferten Elektrizität ist. Die Häufigkeit der Bereitstellung muss den Handelsintervallen des deutschen Marktes entsprechen, so dass die Vorschrift eine mindestens stündliche Aktualisierung der bereitgestellten Daten und Informationen sowie eine 24- Stunden-Prognose zur Entwicklung der bereitgestellten Daten vorsieht.

Da die Artikel 20a Abs. 1 der Richtlinie als Maßstab die Gebotszone heranzieht, werden die Übertragungsnetzbetreiber durch den neuen Absatz 3a gemeinsam verpflichtet, entsprechende Informationen und Daten auf einer gemeinsamen Internetseite zu veröffentlichen bzw. bereitzustellen.

Absatz 3b dient ebenfalls der Umsetzung von Artikel 20a Absatz 1 und 2 der RED III. Es wird geregelt, dass die Daten und Informationen über eine einheitliche Programmierschnittstelle von näher bezeichneten Adressaten automatisch ausgelesen werden können müssen. Dabei werden Satz 3 Nummer 1 bis 4 in Form von Fallbeispielen solche Verbrauchs- und Messeinrichtungen genannt, denen bei der Integration von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen eine besondere Bedeutung zukommt bzw. zukommen kann. Um einen ausreichenden Schutz personenbezogener Daten zu gewährleisten, ist geregelt, dass bei einer Übermittlung der Daten bzw. einem Auslesen der Daten durch intelligente Messsysteme die Vorgaben in Schutzprofilen und Technischen Richtlinien nach dem Messstellenbetriebsgesetz berücksichtigt werden müssen.

Absatz 3c setzt Artikel 20a Absatz 1 Unterabsatz 2 der RED III um und bezieht die Betreiber von Verteilernetzen in die Verpflichtungen nach Absatz 3a und 3b ein, soweit sie über die Daten verfügen. Die konditionierte Verpflichtung ist unabhängig von der Verpflichtung zu sehen, dass die Daten den Elektrizitätsverteilernetzbetreibern diskriminierungsfrei zur Verfügung stehen müssen, die in Absatz 3b an die Übertragungsnetzbetreiber formuliert ist.

Zu **Nummer 30** (§ 23d)

Gelöscht: Nummer 2730

Die Regelung ist eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu **Nummer 31** (§ 25)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Gelöscht: Nummer 2831

Zu **Nummer 32** (§ 27)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Gelöscht: Nummer 2932

Zu **Nummer 33** (§ 28)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Gelöscht: Nummer 3033

Zu **Nummer 34** (§ 35)

Zu **Buchstabe a**

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Gelöscht: Nummer 3134

Zu **Buchstabe b**

Mit der novellierten Strombinnenmarktrichtlinie werden neue Verbraucherpflichten für dynamische Stromtarife und Festpreisverträge eingeführt. Die Vorgaben sind in § 41a umgesetzt. Der Verweis in § 35 Absatz 1 Nummer 1 ist entsprechend anzupassen.

Zu **Nummer 35** (§ 37)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Gelöscht: Nummer 3235

Zu **Nummer 36** (§ 39)

Zu **Buchstabe a**

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Gelöscht: Nummer 3336

Zu **Buchstabe b**

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu **Nummer 37** (§ 40a)

Zu **Buchstabe a**

Die Gasrichtlinie enthält Vorgaben für den Inhalt von Gas- und Wasserstoffrechnungen für Endkunden. Zur Umsetzung der Richtlinie wird die Vorschrift des § 40 erweitert, so dass sie auch für Wasserstoffrechnungen gilt. Energierechnungen umfassen Strom-, Gas- und Wasserstoffrechnungen.

Gelöscht: Nummer 3437

Zu **Buchstabe b**

In den Fällen des § 40a Absatz 2 Satz 1 dürfen die Abrechnung oder die Abrechnungsinformation auf einer Verbrauchsschätzung beruhen. Diese muss unter angemessener

Berücksichtigung der tatsächlichen Verhältnisse erfolgen. Mit dem neuen Satz 2 wird präzisiert, dass dabei insbesondere auf den Verbrauch eines Letztverbrauchers im vorangegangenen Abrechnungszeitraum oder den Verbrauch eines vergleichbaren Letztverbrauchers abzustellen ist. Diese Ergänzung dient der Umsetzung der Vorgaben in Annex I Absatz 2 der Gasrichtlinie in nationales Recht.

Zu Buchstabe c

Die Gasrichtlinie enthält Vorgaben für Gas- und Wasserstoffrechnungen für Endkunden. Zur Umsetzung der Richtlinie wird die Vorschrift des § 40 erweitert, so dass die Vorgaben grundsätzlich auch für den Inhalt von Wasserstoffrechnungen gelten. Absatz 3 gilt davon abweichend weiterhin nur für den Inhalt von Strom- und Gasrechnungen. Die Verpflichtungen aus Absatz 3 richten sich daher nur an Strom- und Gaslieferanten. Dies wird durch die Änderung in Absatz 3 klargestellt.

Zu Nummer 38

Gelöscht: Nummer 3538

Die Gasrichtlinie enthält Vorgaben für die Abrechnung von Gas- und Wasserstoff bei Endkunden. Zur Umsetzung der Richtlinie wird die Vorschrift des § 40a erweitert, so dass sie auch für Wasserstoffabrechnungen gilt. Energierechnungen umfassen Strom-, Gas- und Wasserstoffrechnungen.

Zu Nummer 39

Gelöscht: Nummer 3639

Die Gasrichtlinie enthält Vorgaben für Gas- und Wasserstoffabrechnungen für Endkunden und die entsprechenden Rechnungs- und Informationszeiträume. Zur Umsetzung der Richtlinie soll die Vorschrift des § 40b grundsätzlich auch für Wasserstoffabrechnungen gelten. Abweichend davon sollen die Vorgaben des § 40b Absatz 5 Satz 2 weiterhin nur für Strom- und Gasabrechnungen gelten.

Zu Nummer 40

Gelöscht: Nummer 3740

Zu Buchstabe a

Die novellierte Gasrichtlinie enthält Vorgaben für den Inhalt von Gas- und Wasserstoffrechnungen für Endkunden. Zur Umsetzung der Richtlinie wird die Vorschrift des § 40c erweitert, so dass sie auch für Wasserstoffrechnungen gilt. Energierechnungen umfassen Strom-, Gas- und Wasserstoffrechnungen.

Zu Buchstabe b

Aus den vorgenannten Gründen soll die Abrechnung nach § 40c Absatz 2 Satz 2 Strom-, Gas- und Wasserstoffabrechnungen umfassen. Daher wird die Begrenzung auf Stromabrechnungen aufgehoben und der Begriff der Stromabrechnung wird durch den Begriff der Abrechnung ersetzt.

Zu Nummer 41 (§ 41)

Gelöscht: Nummer 3841

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Gasrichtlinie sieht vor, dass Verträge zwischen Letztverbrauchern und Energielieferanten Informationen wie Name und Kontaktdaten des Versorgers, einschließlich Anschrift, E-Mail-Adresse und einer Kunden-Hotline enthalten müssen. Dies wird mit der Anpassung des § 41 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 EnWG umgesetzt. Die Vorgaben dienen dem Zweck, dass die Letztverbraucher den jeweiligen Energielieferanten ab Vertragsschluss gut erreichen können. Die Formulierung entspricht § 40 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 EnWG.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die ergänzenden Vorgaben in § 41 Absatz 1 Satz 1 Nummer 5 dienen der Transparenz im Hinblick auf die Preise in Energielieferverträgen mit Letztverbrauchern. Diese Verträge müssen insbesondere Informationen dazu enthalten, ob der Preis fest oder variabel ist und, soweit zutreffend, über bestehende Sonderangebote und Preisnachlässe, dies umfasst auch Preise von gebündelten Angeboten. Dies dient der Umsetzung der Vorgaben des Artikel 11 Absatz 5 der Gasrichtlinie in nationales Recht.

Zu Doppelbuchstabe cc

Diese Vorgaben dienen der Umsetzung von Artikel 11 Absatz 3 Satz 1 sowie Satz 5 der Gasrichtlinie. Diese Vorgaben bestimmen, welche Informationen im Vertrag mit dem Letztverbraucher enthalten sein müssen. Dazu zählen Informationen über den Versorger und den Preis von Produkten oder Dienstleistungen, die an die Energieversorgung gebunden sind oder im Paket damit angeboten oder erbracht werden. Artikel 11 Absatz 3 Satz 5 der Gasrichtlinie spezifiziert, welche Informationen bereits vor Vertragsabschluss für Letztverbraucher zur Verfügung zu stellen sein müssen. Dabei handelt es sich um Informationen über den Energielieferanten und über den Anbieter von Dienstleistungen sowie um den Preis der Produkte und Dienstleistungen, die mit dem Energieliefervertrag im Paket angeboten oder erbracht werden oder die an den Energieliefervertrag gebunden sind. Diese Vorgaben dienen der Information der Letztverbraucher bereits vor Vertragsschluss.

Zu Buchstabe b

Die Regelung gewährleistet, dass auch Senkungen anderer Preisbestandteile, wie bspw. Messstellenbetriebsentgelte unbürokratisch und schnell an die Letztverbraucher weitergegeben werden können.

Zu Nummer 42 (§ 41a)

Gelöscht: Nummer 3942

Zu Buchstabe a

Mit den Festpreisverträgen wird eine weitere besondere Vertragsart in der Vorschrift ergänzt. Dies sollte sich bereits aus der Überschrift ergeben. Es handelt sich insoweit um eine Folgeänderung.

Zu Buchstabe b

Die in Artikel 11 Absatz 2 der novellierten Strommarktrichtlinie enthaltene Verpflichtung der Versorger, Endkunden vollständig über die Chancen, Kosten und Risiken zu informieren, soll sich zukünftig auf beide in § 41a erfassten Vertragsarten beziehen. Die Vorgabe wird deshalb in Absatz 2 Satz 2 gestrichen und in einen für beide Vertragsarten geltenden neuen Absatz 7 überführt.

Zu Buchstabe c

Zur Umsetzung des Artikel 11 der novellierten Strommarktrichtlinie wird die Regelung zu dynamischen Stromtarifen um den Vertrag mit Festpreistarif ergänzt. Artikel 11 der novellierten Strommarktrichtlinie führt eine Verpflichtung für Stromlieferanten mit mehr als 200 000 Letztverbrauchern ein, Stromlieferverträge mit fester Laufzeit und festen Tarifen anzubieten.

Die Laufzeit dieser Verträge beträgt mindestens zwölf Monate. Die Richtlinie sieht vor, dass die Stromlieferanten die entsprechenden Verträge während der vereinbarten Laufzeit nicht einseitig ändern oder kündigen können.

Zudem werden Vorgaben aus der Strombinnenmarktrichtlinie für weitergehende Verbraucherinformationen für Verträge mit dynamischen Stromtarifen sowie für Verträge mit Festpreistarifen erweitert bzw. eingeführt. Diese werden mit Absatz 5 ins nationale Recht übernommen. Bereits vor dem Abschluss oder der Verlängerung eines Vertrages mit fester Laufzeit und einem festen Tarif sowie eines Vertrages mit dynamischem Stromtarif hat der Stromlieferant dem Letztverbraucher eine Zusammenfassung der wichtigsten Vertragsbedingungen zur Verfügung zu stellen.

Die Stromlieferanten haben die Letztverbraucher über die Kosten sowie die Vor- und Nachteile der Verträge nach Absatz 2 und Absatz 4 Satz 1 umfassend zu unterrichten. Stromlieferanten, die verpflichtet sind, die Verträge nach den Absätzen 2 und 4 anzubieten, haben den Letztverbraucher zudem vollständig über die Chancen, Kosten und Risiken der jeweiligen Art des Stromlieferungsvertrags zu informieren.

Der Umsetzung dieser Vorgaben aus der Strombinnenmarktrichtlinie dienen die neuen Vorgaben in § 41a EnWG. Durch sie soll sichergestellt werden, dass Letztverbraucher sich jederzeit sowohl für einen Stromlieferungsvertrag mit fester Laufzeit und festem Tarif als auch mit einem dynamischen Tarif entscheiden können. Dabei wird die Vorgabe der Richtlinie, dass die Verpflichtung nur für Stromlieferanten mit mehr als 200 000 Kunden gilt, übernommen. Dies ist sachgerecht. Denn eine flächendeckende Versorgung kann durch die entsprechenden Energieversorgungsunternehmen sichergestellt werden. Zudem kann es in einem dynamischen Wettbewerb auch kleinere Anbieter geben, die nur eine bestimmte Angebotssparte bedienen. Dies soll nicht durch regulatorische Vorgaben erschwert werden.

Der Abschluss eines Festpreisvertrages darf nicht dazu führen, dass Letztverbraucher von der Beteiligung an netzorientierter Steuerung im Sinne des § 14a, an sonstiger Laststeuerung oder an der Beteiligung gemeinsamer Nutzung elektrischer Energie aus Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien nach § 42c ausgeschlossen werden.

Mit Absatz 5 wird von der in Artikel 11 Absatz 1 Satz 3 der Richtlinie (EU) 2019/944 zugelassenen Ausnahmemöglichkeiten Gebrauch gemacht. Versorger, die nur Verträge mit dynamischen Stromtarifen anbieten, können dann von der Verpflichtung zum Angebot von Festpreisverträgen befreit werden, sofern sich die Ausnahme nicht negativ auf den Wettbewerb auswirkt und für Letztverbraucher eine ausreichende Auswahl an Festpreisverträgen zur Verfügung steht. Nach Einschätzung der aktuellen Marktsituation liegen diese Voraussetzungen vor.

Artikel 11 Absatz 1a der novellierten Strommarktrichtlinie verpflichtet zu einer weiteren Informationspflicht bereits vor dem Abschluss des Vertrages, die mit Absatz 6 umgesetzt wird und für beide Vertragsarten, dynamische Stromtarife und Festpreisverträge, gelten soll.

Zu **Nummer 43** (§ 41b Absatz 6 Satz 1)

Gelöscht: Nummer 4043

Zu **Buchstabe a**

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu **Buchstabe b**

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Wegfall des § 118b EnWG.

Zu **Nummer 44**

Gelöscht: Nummer 4144

Die novellierte Gasrichtlinie enthält Vorgaben für den Inhalt von Gas- und Wasserstoffrechnungen für Endkunden. Zur Umsetzung der Richtlinie wird die Vorschrift des § 40c erweitert, so dass sie auch für Wasserstoffrechnungen gilt. Energierechnungen umfassen Strom-, Gas- und Wasserstoffrechnungen.

Zu **Nummer 45** (§ 41f -neu)

Die Übergangsregelung in § 118b EnWG sah Regelungen für Versorgungsunterbrechungen außerhalb der Grundversorgung vor. Diese Regelungen sollen dauerhaft beibehalten werden. Sie dienen der Einheitlichkeit und der besseren Übersichtlichkeit der Vorgaben für Energielieferverträge außerhalb der Grundversorgung und stärken dadurch den Verbraucherschutz. Darüber hinaus dienen sie der Umsetzung von Artikel 28a der Strombinnenmarktrichtlinie.

Als beanstandet bzw. streitig im Sinne von Absatz 3 gelten auch Forderungen, gegen die der Kunde eine Verbraucherbeschwerde im Sinne von § 111a EnWG eingereicht hat oder Forderungen, die Gegenstand eines Verfahrens zur außergerichtlichen Streitbeilegung nach § 111b EnWG sind. Dies bedeutet, dass der Energielieferant aus Gründen, die Gegenstand einer Beschwerde nach § 111a EnWG oder einer außergerichtlichen Streitbeilegung nach § 111b EnWG sind, die Energielieferung nicht unterbrechen lassen darf.

Zu **Nummer 46** (§ 42c – neu)

Mit dem neuen § 42c wird Artikel 15a der novellierten Strombinnenmarktrichtlinie in nationales Recht umgesetzt. Die Umsetzung der Vorgaben zur gemeinsamen Nutzung aus erneuerbaren Anlagen erzeugten elektrischen Energie soll Letztverbrauchern mit Ausnahme größerer Unternehmen ermöglichen, auch unter Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung, Strom aus Erneuerbaren Energien gemeinsam zu nutzen. Die Vorschrift gibt einen Rahmen vor und verpflichtet die Akteure, die technischen Voraussetzungen zur Verfügung zu stellen. Die Nutzung des Netzes der allgemeinen Versorgung steigert die Komplexität gegenüber der mit § 42b geregelten gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung erheblich. Einige der bereits dort notwendigen Prozesse können auch im Rahmen der gemeinsamen Energienutzung nach 42c genutzt werden, allerdings sind weitere Prozesse notwendig, um die Erfüllung der im Rahmen des Netzzugangs notwendigen Pflichten und ordnungsgemäße Abrechnungen zu gewährleisten; beispielsweise die Verpflichtung zur Bilanzierung eingespeister und entnommener Energiemengen, die sich aus § 20 Absatz 1a ergibt oder die Zahlung von Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelten für verbrauchte Strommengen. Die Regelung versucht, die gemeinsame Nutzung einerseits so „einfach“ wie möglich zu gestalten, andererseits aber auch Interessen der anderen Akteure, insbesondere der Elektrizitätsverteilternetzbetreiber und der Lieferanten zu berücksichtigen. Es ist nicht davon auszugehen, dass die gemeinsame Nutzung von Strom aus EE-Anlagen kurz- oder mittelfristig zu einem Massengeschäft wird. Es ist deshalb erforderlich, dass durch diese Regelung ein niederschwelliger Zugang zu entsprechenden Modellen gewährleistet wird, der allerdings noch durch die Festlegungen der Bundesnetzagentur, insbesondere im Bereich der Marktkommunikation, auszugestalten wäre. Die Elektrizitätsverteilternetzbetreiber müssen zusätzliche Aufgaben übernehmen, um Letztverbrauchern, die grundsätzlich gerade nicht als Lieferanten tätig sind, die Teilnahme an energiewirtschaftlichen Prozessen zu ermöglichen.

In Absatz 1 werden die Bedingungen genannt, die erfüllt werden müssen, um das Modell der gemeinsamen Nutzung von Elektrizität aus Erneuerbare-Energien-Anlagen nutzen zu können. Die Einschränkung der Nutzungsmöglichkeit ist zum einen aufgrund des erheblichen zusätzlichen Aufwands für die Abwicklung dieses Modells gerechtfertigt, zum anderen sind auch die Auswirkungen auf den Markt für professionelle Lieferanten zu berücksichtigen. Nach der Richtlinie ist es den Mitgliedstaaten überlassen, neben Haushalten, kleinen und mittleren Unternehmen und öffentlichen Einrichtungen weitere Kategorien von Endkunden zu nennen, denen die Nutzung ermöglicht werden soll. Mit der Nutzung des weiten Letztverbraucherbegriff nach § 3 Nummer 25 ist dies gewährleistet. Durch die Einschränkung des Satzes 2 werden lediglich größere Unternehmen ausgeschlossen, die nicht von den besonderen Regelungen profitieren können sollen, da von diesen erwartet werden kann, dass sie die energiewirtschaftlichen Anforderungen erfüllen können.

Zwischen Letztverbrauchern ist eine Vereinbarung über die gemeinsame Nutzung von Strom erforderlich, die die Grundlage der Stromlieferung darstellt. Es entspricht den Vorgaben der novellierten Strommarktrichtlinie nach Artikel 15a Absatz 2 Satz 2, professionelle Stromversorger von der Teilnahme an dem Modell auszuschließen, was mit Nummer 2 umgesetzt wird. Entscheidende technische Voraussetzung für die Möglichkeit der gemeinsamen Nutzung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen ist zudem die viertelstündliche Messung der Strombezugsmengen bei sämtlichen mitnutzenden Letztverbrauchern. Damit ist auch für dieses Modell der Einbau eines intelligenten Messsystems im Sinne des Messstellenbetriebsgesetzes Voraussetzung.

Mit Absatz 2 werden Mindestvoraussetzungen genannt, die in einem Vertrag zur gemeinsamen Nutzung von selbst erzeugtem Strom vereinbart werden sollten. Da der zwischen den Parteien der gemeinschaftlichen Nutzung zu vereinbarende Aufteilungsschlüssel für den reibungslosen Ablauf der energiewirtschaftlich notwendigen Verfahrensschritte essentiell ist, wird dessen Vereinbarung gesetzlichen vorgegeben. Weiterhin wird durch Nummer 2 indirekt klargestellt, dass eine Energielieferung im Rahmen einer gemeinschaftlichen Nutzung auch unentgeltlich möglich sein soll, unbeschadet der Verpflichtung zur Entrichtung anfallender Steuern, Umlagen, Abgaben und Netzentgelte.

Es liegt im Ermessen der Mitgliedstaaten, eine regionale Eingrenzung für die Nutzung des Modells vorzunehmen, sofern die Grenzen einer Gebotszone nicht überschritten wird. Mit den Vorgaben nach Absatz 3 Satz 1 wird dies zweistufig umgesetzt. Die Komplexität des Verfahrens nimmt noch einmal erheblich zu, sofern sich die betreffenden Verbrauchsstellen nicht innerhalb desselben Bilanzierungsgebiets befinden. Um dennoch möglichst schnell die Möglichkeit für die gemeinsame Nutzung von Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen zu eröffnen, soll das Modell in einer ersten Stufe bis zum 1. Juli 2026 nur innerhalb eines Elektrizitätsverteilernetzes genutzt werden können. In einer zweiten Stufe sollen dann bis zum 1. Juli 2028 auch Vereinbarungen möglich sein, die Verbrauchsstellen betreffen, die sich in benachbarten, direkt angrenzenden Bilanzierungsgebieten befinden.

Absatz 4 setzt Artikel 15a Absatz 3 der novellierten Strommarktrichtlinie um, mit dem klargestellt wird, dass sich Letztverbraucher, die Betreiber einer Anlage nach Absatz 1 sind, im Zusammenhang mit der Umsetzung und energiewirtschaftlichen Abwicklung ihrer Vereinbarung zur gemeinsamen Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien auch professioneller Dienstleister bedienen dürfen; dies ist mit Satz 2 klargestellt. Da die Ermöglichung der gemeinsamen Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien und damit die Teilnahme nicht professioneller Letztverbraucher am Strommarkt zum Teil besondere Verfahren notwendig macht und davon insbesondere professionelle Lieferanten und Verteilernetzbetreiber betroffen sind, sollte für die gemeinsame Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien von „anderen Stromlieferungen“ klar abzugrenzen sein. Die Bereiche, in denen sich der Letztverbraucher eines Dienstleisters bedienen darf, sind deshalb ausdrücklich genannt.

Mit Absatz 5 wird klargestellt, dass durch den gemeinsam genutzten Strom aus Erneuerbaren Energien keine Vollversorgung vorliegen muss, sondern davon auszugehen ist, dass, wie im Falle der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung, ein Versorger die Reststromlieferung übernimmt. Für den im Rahmen der gemeinsamen Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien verbrauchten Strom fallen nach den jeweils geltenden Vorgaben Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte an. Um zu vermeiden, dass jeder mitnutzende Letztverbraucher nun ein eigenes Vertragsverhältnis mit seinem Netzbetreiber eingehen muss, um diese Zahlungen abwickeln zu können, wird mit Absatz 6 die Möglichkeit eröffnet, die Zahlung der Steuern, Abgaben, Umlagen und Netzentgelte über die „üblichen“ Wege und damit über den Lieferanten abzuwickeln. Dies würde allerdings eine zusätzliche Dienstleistung des Lieferanten darstellen.

Mit Absatz 7 wird Artikel 15a Absatz 4 Buchstabe c in Verbindung mit Satz 2 Buchstabe a und b der novellierten Strommarktrichtlinie umgesetzt, so dass im Rahmen

gemeinschaftlich genutzter Anlagen bis zu den Schwellenwerten, verbraucherschützende Lieferantenpflichten keine Anwendung finden.

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Zu **Nummer 47**, (§ 43b Absatz 1)

Gelöscht: Nummer 4447

Zu **Buchstabe a**

.Die neue Nummer 3 dient der Beschleunigung in Planfeststellungs- und Plangenehmigungsverfahren, indem eine Aktualisierung der Sachverständigengutachten, Bestandserfassungen und Auswirkungsprognosen, die zur Prüfung der Vereinbarkeit der Errichtung oder des Betriebs eines Vorhabens mit den umweltrechtlichen Vorgaben erstellt wurden, sowie bei Daten über ökologische Verhältnisse am Standort oder in seiner Umgebung nur unter bestimmten Umständen erforderlich ist. Neben der Verfahrensbeschleunigung soll auch eine erhöhte Planungs- und Rechtssicherheit für die Vorhabenträger und Planbetroffenen erreicht werden.

Satz 1 enthält daher die gesetzliche Vermutung, dass Sachverständigengutachten, Bestandserfassungen und Auswirkungsprognosen, die zur Prüfung der Vereinbarkeit der Errichtung oder des Betriebs eines Vorhabens mit den umweltrechtlichen Vorgaben erstellt wurden, sowie Daten über ökologische Verhältnisse am Standort oder in seiner Umgebung aktuell sind. Mit dieser Stichtagsregelung soll vermieden werden, dass spät im Genehmigungsverfahren neue Datenerhebungen erfolgen, die für die Sachentscheidung nicht erforderlich sind, aber zu relevanten Verzögerungen führen können. Die Buchstaben a und b regeln Fälle, in denen die Vermutung ausnahmsweise nicht gilt. Sachverständigengutachten, Bestandserfassungen und Auswirkungsprognosen, sowie Daten über ökologische Verhältnisse am Standort oder in seiner Umgebung, die im Zeitpunkt der Zulassungsentscheidung älter als 5 Jahre sind, unterfallen nicht der Vermutungsregel (Buchstabe a)). Bei Hinweisen auf eine Veränderung des Sachverhalts (Buchstabe b) gilt die Vermutungsregel nicht, wenn diese Sachverhaltsänderungen zu einer abweichenden Entscheidung der zuständigen Behörde führen können. Eigene Erkenntnis der Behörde gemäß Buchstabe b) bedeutet nicht, dass die zuständige Behörde eigene Untersuchungen anstellen muss. Sie bezieht vielmehr die ihr aus anderen Quellen bekannten Daten, beispielsweise aus anderen Verfahren, in die Prüfung ein und vergleicht, ob die vorliegenden Daten noch den tatsächlichen Umständen entsprechen.

Satz 2 dient der Klarstellung, dass die den Unterlagen nach Satz 1 zugrundeliegenden Daten der Planfeststellung und Plangenehmigung trotz ihres Alters zugrunde gelegt werden können, soweit sie nach Ansicht der Behörde noch aussagekräftig sind. Wie lange diese Daten aussagekräftig sind unterscheidet sich je nach Art der Daten. Von der bestehenden Aussagekraft der Daten mit einem Alter von mehr als 5 Jahren ist auszugehen, wenn für diese Art der Daten keine Veränderung zu erwarten ist.

Zu **Buchstabe b**

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Einfügung der neuen Nummer 3.

Zu **Nummer 48**, (§ 49)

Gelöscht: Nummer 4548

Die Änderung erfolgt zur Behebung eines gesetzgeberischen Redaktionsversehens in Form eines grammatikalischen Fehlers.

Zu **Nummer 49**, (§ 49a Absatz 3)

Gelöscht: Nummer 4649

Der Gesetzgeber hatte sich bei der Schaffung der § 49a und § 49b im Jahr 2022 dazu entschieden, die Kostentragung bei Schutz- und Sicherungsmaßnahmen im Falle der elektromagnetischen Beeinflussung nach § 49a, insbesondere die Kosten im Zusammenhang mit der dauerhaften Höherauslastung des Stromübertragungsnetzes, nicht bis ins letzte Detail zu regeln. Geregelt wurden in § 49a Absatz 3 Satz 2 einige zentrale Fragen wie

insbesondere die Kostentrugspflicht der Übertragungsnetzbetreiber und die Art der Zahlung (Einmalzahlung). Andere Aspekte wie der konkrete Zeitraum, für den Zahlungen berechnet werden können, wurden der Gestaltung durch vertragliche Regelungen zwischen Übertragungsnetzbetreibern und betroffenen Betreibern technischer Infrastrukturen im Sinne des § 3 Nummer 9a überlassen, um dadurch der technischen und wirtschaftlichen Expertise der genannten Wirtschaftsakteure Rechnung tragen. Damit sollten gemeinsam flexible Lösungen entwickelt werden, die der jeweiligen Betroffenheit bestmöglich entsprechen.

Seit Inkrafttreten der §§ 49a und 49b als Teil des Gesetzes zur Änderung des Energiesicherungsgesetzes und anderer energiewirtschaftlicher Vorschriften sind inzwischen mehr als anderthalb Jahre vergangen. Bisher sind vertragliche Einigungen zur Tragung der Kosten nach § 49a Absatz 3 Satz 2 nicht in dem ursprünglich erhofften Umfang zustande gekommen. Die Übertragungsnetzbetreiber, als Verursacher der Beeinflussung, und die Infrastrukturbetreiber, als von der Beeinflussung Beeinträchtigte, zu eigen identifizieren übereinstimmend die folgenden Themen als entscheidende Hindernisse für eine Einigung:

- der Zeitraum, für den Zahlungen zu leisten sind;
- die Behandlung von Anschaffungs- und Herstellungskosten auf der einen, und Wartungs- und Instandhaltungskosten auf der anderen Seite;
- die Frage, welche Maßnahmen in diesem Kontext als Anschaffungs- und Herstellungskosten und welche als Wartungs- und Instandhaltungskosten gelten; sowie
- die Möglichkeit von jährlich wiederkehrenden Zahlungen als Alternative zu Einmalzahlungen, bei gleichzeitig geringstmöglichem Abrechnungsaufwand.

Es steht zu befürchten, dass sich die fehlenden vertraglichen Einigungen bezüglich der Kostenerstattung mittelfristig zu einem Hindernis für die am 1. Januar 2023 begonnene flächendeckende Durchführung der temporären Höherauslastung nach § 49b EnWG oder für den parallel bereits stattfindenden Übergang zur dauerhaften Höherauslastung nach § 49a EnWG entwickeln wird. Auch Regelungen im Rahmen freiwilliger Übereinkünfte innerhalb der Energiebranche haben sich nicht als tragfähige Grundlage für einen dauerhaften Kompromiss zur Kostenfrage erwiesen. Deshalb besteht Handlungsbedarf für den Gesetzgeber.

Dafür wird § 49a Absatz 3 umfassend neu gefasst:

Durch die Ersetzung des Wortes „Kosten“ durch das Wort „Mehrkosten“ in § 49a Absatz 3 Satz 2 wird sprachlich noch einmal klargestellt, dass nur solche Kosten unter die Regelung fallen, die tatsächlich auch ursächlich auf der elektromagnetischen Beeinflussung nach § 49a Absatz 1 beruhen, nicht aber solche, die den betroffenen Betreibern technischer Infrastrukturen ohnehin im Rahmen ihrer regulären Tätigkeit angefallen wären (vgl. bereits BT-Drs. 20/3497, S. 41). Damit soll verdeutlicht werden, dass ein Überwälzen von Kosten, die im Rahmen der Erfüllung von originären eigenen Betreiberpflichten der Infrastrukturbetreiber entstehen, nicht auf die Übertragungsnetzbetreiber und damit mittelbar auf die Allgemeinheit abgewälzt werden können.

Ebenso wird mit der Einfügung des Wortes „nachgewiesenen“ verdeutlicht, dass ein Nachweis der angefallenen Kosten gegenüber dem Übertragungsnetzbetreiber erfolgen muss, der es diesem insbesondere ermöglichen muss, die von ihm zu erstattenden Kosten bestmöglich nachzuvollziehen.

Am Ende des § 49a Absatz 3 Satz 2 wird zudem mit dem Ablauf des Jahres 2065 erstmals ein festes Enddatum festgelegt, zu dem die Kostenerstattung nach dieser Norm spätestens endet. Bisher wurde hier nur auf die zu erwartende Nutzungsdauer der jeweiligen technischen Schutzmaßnahme abgestellt. Dies war mit gewissen Unsicherheiten verbunden. Die

Länge des Zeitraums, in dem nach bisher geltender Rechtslage Erstattungen erfolgen können, war und ist zwischen Übertragungsnetzbetreibern und Betreibern technischer Infrastrukturen umstritten. Deshalb war es am Gesetzgeber, hier allen Beteiligten mehr Klarheit und Planungssicherheit zu vermitteln.

Durch § 49a Absatz 3 Satz 3 wird klargestellt, dass die Festlegung des Enddatums 2065 für die Kostenerstattung in Satz 2 die Ziele von § 3 des Bundes-Klimaschutzgesetzes (KSG) nicht berührt. Das in § 3 Absatz 2 Satz 1 KSG zum Ausdruck kommende Ziel der Netto-Treibhausgasneutralität der Volkswirtschaft bis zum Jahr 2045 geht der hiesigen Regelung ebenso vor wie die nach § 3 Absatz 2 Satz 2 KSG für das Jahr 2050 angestrebten negativen Treibhausgasemissionen. Die vorliegende Änderung beinhaltet also keine Bestands-garantie für Infrastrukturen, die heute fossile Brennstoffe transportieren, in dieser konkreten Nutzungsform; erst recht nicht über das Jahr 2045 hinaus. Sie stellt auch keinen Anreiz für den fortgesetzten Einsatz fossiler Energieträger dar, sondern soll lediglich den auch unter den durch die Höherauslastung geschaffenen technischen Rahmenbedingungen weiterhin sicheren Betrieb der jeweiligen Leitungen gewährleisten und dadurch perspektivisch insbesondere auch ihre klimaneutrale Nach- bzw. Weiternutzung ermöglichen, zum Beispiel zum Transport von Wasserstoff.

§ 49a Absatz 3 Satz 4 führt den auch nach bisheriger Rechtslage (bisheriger Satz 2) bestehenden Grundsatz der Einmalzahlung zwar fort, verweist aber erstmals auch auf Ausnahmen von diesem Prinzip, die in den neu eingefügten Sätzen 6 bis 8 für den Bereich der Wartungs- und Instandhaltungskosten geregelt werden.

§ 49a Absatz 3 Satz 5 beschränkt den bisher in Satz 3 vorgesehenen Kostenaufschlag in Höhe von 5 Prozent in seinem sachlichen Anwendungsbereich ausdrücklich auf Anschaffungs- und Herstellungskosten. Kosten für Unterhaltung und Betrieb, einschließlich Wartungs- und Instandhaltungskosten, fallen denklogisch nicht unter diese Regelung, wie auch die in ihr beinhaltete Bezugnahme auf die Inbetriebnahme der Maßnahme zeigt.

§ 49a Absatz 3 Satz 6 soll einen bestmöglichen Interessenausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern und den betroffenen Infrastrukturbetreibern ermöglichen. Deshalb wird in Abweichung vom Grundsatz der Einmalzahlung (Satz 4) unter bestimmten Voraussetzungen ein Wahlrecht des Infrastrukturbetreibers dahingehend vorgesehen, stattdessen eine jährliche Erstattung auf Nachweis zu verlangen. Diese Möglichkeit erlaubt es den Infrastrukturbetreibern insbesondere, auch unvorhergesehene Kosten abzubilden, die erst im laufenden Betrieb aufkommen oder beziffert werden können.

Die Ausnahme vom Grundsatz der Einmalzahlung greift jedoch im Interesse einer möglichst unbürokratischen Lösung nur bei Infrastrukturbetreibern, deren jeweilige Infrastruktur (Gas-, Wasser- oder Kommunikationsleitungen, Eisenbahnschienen) auf einer Gesamtlänge von mindestens 35 Kilometern durch die elektromagnetische Beeinflussung betroffen ist. Dadurch soll der administrative Aufwand für die Übertragungsnetzbetreiber vertretbar gehalten werden. Diese müssten ohne einen solchen Schwellenwert potentiell im Verhältnis zu einer erheblichen Anzahl an Betroffenen jährlich abrechnen, die sich für einzelne Übertragungsnetzbetreiber bereits im niedrigen fünfstelligen Bereich bewegen dürfte. Dabei ginge es vielfach nur um geringfügige Beträge. Infrastrukturbetreibern mit einer nur geringfügigen Beeinflussungslänge ist es auch eher zuzumuten, dass sie den Weg über eine Einmalzahlung gehen. Für die Berechnung des Schwellenwerts ist es unerheblich, ob die beeinflusste Gesamtlänge aus einem zusammenhängenden oder aus mehreren einzelnen Leitungs- oder sonstigen Infrastrukturabschnitten besteht. Es ist auch unerheblich, ob die Beeinflussung durch einen oder mehrere Übertragungsnetzbetreiber verursacht wird. Dies erscheint sachgerecht, da es sonst zu eher zufälligen Ungleichbehandlungen von Infrastrukturbetreibern käme, deren Infrastruktur aber der gleichen Belastung ausgesetzt ist.

Ein Leitungs- oder sonstiger Infrastrukturabschnitt wird im Sinne dieser Bestimmung als betroffen angesehen, wenn sich die Rohrleitung dem Trassenverlauf zwischen den beiden das Spannungsfeld begrenzenden Masten auf weniger als 400 Meter annähert.

Unter den Begriff der notwendigen Kosten für Unterhaltung und Betrieb (in Abgrenzung zu den Anschaffungs- und Herstellungskosten im Sinne des § 255 HGB) im Sinne dieses Absatzes fallen auch die Kosten für den vollständige Austausch einer als technische Schutzmaßnahme im Sinne dieses § 49a der errichteten Einrichtung, die aufgrund von Abnutzung, Beschädigung, Zerstörung oder dergleichen nicht mehr eingesetzt werden kann.

Die Regelung bewahrt die Übertragungsnetzbetreiber vor sogenannten Ewigkeitskosten. Die Ersterrichtung der technischen Schutzmaßnahmen wird als eigenständiger Vermögensgegenstand im Sachanlagevermögen des jeweils betroffenen Infrastrukturnetzbetreibers bilanziert. Bei einem Austausch wird die Maßnahme in der Regel als Reparaturaufwand in der Gewinn- und Verlustrechnung zu erfassen sein. Erfolgt hingegen ein Ersatz durch ein Bauteil mit erweiterter Funktionalität, wird ein neuer Vermögensgegenstand im Sachanlagevermögen bilanziert. Der Reparaturaufwand ist über die Wartung und Instandhaltung erfasst, die erneute Neuerrichtung fällt nicht unter die Regelung des § 49a.

§ 49a Absatz 3 Satz 7 sieht als weitere Möglichkeit auch pauschale jährliche Abrechnungen vor, die auf Verlangen des betroffenen Infrastrukturbetreibers zwischen diesem und dem Übertragungsnetzbetreiber vereinbart werden können. Der Infrastrukturbetreiber kann also zwischen insgesamt vier Optionen wählen: Einmalzahlung auf Nachweis (wie gehabt), Einmalzahlung pauschal, jährliche Abrechnung auf Nachweis nach Satz 6 oder pauschale jährliche Abrechnung nach diesem Satz 7 in Vereinbarung mit dem Übertragungsnetzbetreiber.

Durch § 49a Absatz 3 Satz 8 wird der mittelfristige Übergang in das Kostenabrechnungs- und Kostenanerkennungsregime geregelt, das für die der Regulierung durch die Bundesnetzagentur oder die Landesregulierungsbehörden unterliegenden Infrastrukturen (Gas, Wasser, Telekommunikation und Eisenbahn) gilt. Diese Regelung stellt eine Ausnahme vom rechtlich anerkannten und in § 49a Absatz 3 Satz 2 kodifizierten Verursacherprinzip mit einem klar begrenzten Anwendungsbereich dar. Diese erscheint im Interesse der möglichst unbürokratischen Umsetzung der dauerhaften Höherauslastung des Übertragungsnetzes sowie angesichts des erheblichen Potenzials der Höherauslastung im Bereich der Einsparung von CO₂-Emissionen und volkswirtschaftlichen Kosten geboten. Den Übertragungsnetzbetreiber fehlt es an Einblicken in die internen Abläufe und Kostenstrukturen der betroffenen Infrastrukturbetreiber, die erforderlich wäre, das Zustandekommen der ihnen in Rechnung gestellten Kosten im Einzelnen nachvollziehen zu können. Zudem werden komplexe Abgrenzungsschwierigkeiten ebenfalls vermieden.

Für nicht der Regulierung durch die Bundesnetzagentur oder die Landesregulierungsbehörden unterliegende, privatwirtschaftliche Infrastrukturen (z. B. Öl) gilt dieser Satz nicht.

Bei der Verschiebung der bisherigen Sätze 4 und 5 in Satz 9 und 10 handelt sich um eine Folgeanpassung der Einfügung von fünf neuen Sätzen in Absatz 3. Es bleibt insbesondere wie nach dem bisherigen § 49a Absatz 3 Satz 4 (jetzt Satz 9) dabei, dass weitergehende Ansprüche gegen die Übertragungsnetzbetreiber als die in den Sätzen 2 und 4 bis 8 geregelten ausgeschlossen sind.

Zu **Nummer 50** (§ 49c)

Gelöscht: Nummer 4750

Es handelt sich um eine Folgeanpassung des durch § 121 Satz 2 bewirkten Außerkrafttretens des in § 49c Absatz 1 Satz 2 bisher in Bezug genommenen § 50a EnWG und des Auslaufens der ebenfalls bisher in § 49c Absatz 1 Satz 2 genannten Stromangebotsausweitungsverordnung (StaaV), welche beide am 31. März 2024 erfolgten. Das gesetzliche Enddatum für die temporäre Höherauslastung des Höchstspannungsnetzes ergibt sich bereits seit dem Inkrafttreten des Gesetzes zur Änderung der Vorschriften des

Energiewirtschaftsgesetzes zu Füllstandsvorgaben für Gasspeicheranlagen und zur Anpassung weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften unmittelbar aus § 49b Absatz 1 Satz 1.

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Zu **Nummer 51** (§ 50)

Gelöscht: Nummer 4851

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu **Nummer 52** (§ 51)

Gelöscht: Nummer 4952

Zu **Buchstabe a**

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu **Buchstabe b**

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu **Nummer 53** (§ 51a)

Gelöscht: Nummer 5053

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu **Nummer 54** (§ 53)

Gelöscht: Nummer 5154

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu **Nummer 55** (§54)

Gelöscht: Nummer 5255

Zu **Buchstabe a**

Die Zuständigkeit für die Überwachung der Vorschriften zur Systemverantwortung der Verteilernetzbetreiber im Strombereich wird bei der Bundesnetzagentur konzentriert. Dies ist sinnvoll, da die Bundesnetzagentur durch bundeseinheitliche Festlegungen wesentliche Vorgaben machen kann und gemacht hat, so dass eine fragmentarische Zuständigkeitsverteilung verhindert wird.

Zu **Buchstabe b**

Gelöscht: Zu Nummer 53 (§ 57)¶

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeanpassung durch die Schaffung des § 17a EnWG (neu).

Zu **Nummer 56** (§ 57)

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu **Nummer 57** (§ 58a)

Gelöscht: Nummer 5457

§ 58a ist die Grundlage für die Kooperation der BNetzA und anderen, für die Durchsetzung der Verordnung (EU) 1227/2011 (REMIT) relevanten Behörden und Stellen dar. Die Kooperation findet sowohl in Form von bloßem Datenaustausch als auch in der operativen Unterstützung von Ermittlungen statt.

Zu Buchstabe a

In Absatz 1 wird die Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energie-regulierungsbehörden (ACER) ergänzt, da ACER im Zuge der mit der Änderungsverord-nung (EU) 2024/1106 einhergehenden Anpassungen der REMIT-Verordnung zusätzliche bzw. eigene Ermittlungsbefugnisse erhält. Die Kehrseite dieser Ermittlungsbefugnisse von ACER sind Kooperations- und Zusammenarbeitspflichten der BNetzA als nationaler Regu-lierungsbehörde. Absatz 1 wird mit der vorliegenden Regelung um diese Kooperations-pflicht ergänzt.

Zu Buchstabe b

Artikel 10 Absatz 2 der REMIT-Verordnung sieht vor, dass die nationalen Regulierungsbe-hörden unter anderem mit den zuständigen Finanzbehörden der Mitgliedstaaten austau-schen. Vor diesem Hintergrund wird in Absatz 2, der den Informationsaustausch zwischen der BNetzA und weiteren Behörden regelt, das Bundeszentralamt für Steuern ergänzt.

Zu Nummer 58 (§ 59)

Gelöscht: Nummer 5558

Zu Buchstabe a

Entscheidungen nach § 13I Absatz 3 über Umrüstungsverlangen nach § 13I Absatz 1 oder Absatz 2, die von einem Übertragungsnetzbetreiber gegenüber dem Betreiber einer Erzeu-gungsanlage gestellt werden, werden durch die Aufnahme in den Katalog des § 59 Absatz 1 Satz 2 den Fachabteilungen innerhalb der Bundesnetzagentur zugewiesen.

Zu Buchstabe b

Gelöscht: Zu Nummer 56 (§ 61)¶

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur neu eingefügten Nummer 29.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur neu eingefügten Nummer 29.

Zu Buchstabe d

Mit der neu eingefügten Nummer 29 wird eine Ausnahme von dem in § 59 Absatz 1 Satz 1 geltenden Grundsatz geregelt, dass Entscheidungen der Bundesnetzagentur nach dem Energiewirtschaftsgesetz von den Beschlusskammern getroffen werden. In den genannten Fällen können sowohl die Beschlusskammern als auch andere Organisationseinheiten der Bundesnetzagentur tätig werden. Die neu eingeführte Ausnahme betrifft die Vorgaben, die die Regulierungsbehörde gegenüber den Betreibern von Energieversorgungsnetzen im Rahmen der Tests ihrer Steuerungsfähigkeit zu den Prüfabläufen und der Erfassung, Auf-bereitung und Weiterleitung der Daten sowie zu Form und Inhalts des Gesamtberichts ma-chen kann. Die Ausnahme soll sicherstellen, dass die Vorgaben zu dem Ablauf der Tests und den Überprüfungen, der Erfassung, Aufbereitung und Weiterleitung der Daten sowie zu Form und Inhalts des Gesamtberichts aus Kapazitätsgründen auch von außerhalb der Beschlusskammern gelegenen Einheiten gemacht werden können.

Zu Nummer 59 (§ 61)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 60 (§ 63)

Gelöscht: Nummer 5760

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Buchstabe d

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 61 (§ 69)

Gelöscht: Nummer 5861

Es handelt sich um eine notwendige Ergänzung aufgrund ausdrücklich ausgewiesener Zuständigkeiten nach der Änderungsverordnung (EU) 2024/1106 zur Verordnung (EU) 1227/2011, sowie daneben um die Korrektur eines redaktionellen Versehens. Die Ermittlungsbefugnisse der BNetzA im Fall potenzieller REMIT-Verstöße ergeben sich aus § 69 Absatz 11. Aktuell gilt dieser allerdings nur für Fälle von Verstößen gegen das Insiderhandelsverbot, sowie dem Verbot der Marktmanipulation (Artikel 3 und 5 der REMIT-Verordnung), nicht jedoch für Verstöße gegen die Pflicht zur Veröffentlichung von Insider-Informationen nach Artikel 4 der REMIT-Verordnung, obwohl die dahingehende Überwachung bereits in der letzten Fassung der REMIT den Regulierern zugewiesen war. Der Artikel 13 Absatz 1 der Änderungsverordnung zur REMIT-Verordnung erweitert den Aufgabenbereich zusätzlich um die Artikel 7c, 8, 9 und 15 der REMIT-Verordnung, so dass eine entsprechende Anpassung erforderlich ist.

Zu Nummer 62 (§ 75)

Gelöscht: Nummer 5962

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 63 (§ 91)

Gelöscht: Nummer 6063

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 64 (§ 95)

Zu Buchstabe a

Die Vorschrift erweitert den Anwendungsbereich des bisherigen § 95 Abs. 1b, der im Falle der handelsgestützten Marktmanipulation ohne nachgewiesene Einwirkung auf die Preise von Energiegroßhandelsprodukten Sanktionen ausschließlich bei vorsätzlichem Handeln vorgesehen ist. Der Text der REMIT-Verordnung selbst macht keine Vorgaben an den Grad des Verschuldens der erfüllt sein muss. Allerdings umfasst Artikel 5 „fehlerhafte Gebote“ („erroneous orders“ in der englischen Sprachfassung) als eine der Tatbestandsvarianten eines Verstoßes gegen Artikel 5 der REMIT – Verordnung. Diese Fälle basieren gerade nicht auf einem vorsätzlichen Verhalten der Marktteilnehmer, können aber dennoch negative Auswirkungen auf das Handelsgeschehen und die Preisentwicklung auf den Märkten entfalten. Es ist im Interesse einer einheitlichen europäischen Auslegung, dass nicht nur vorsätzliches, sondern auch leichtfertiges Verhalten verfolgt und sanktioniert werden kann. Die Aufnahme des Maßstabs der „Leichtfertigkeit“ in die Norm gleicht diese an die Vorschriften der Finanzmarktregulierung an, mit denen die Finanzmärkte ebenfalls vor Manipulation geschützt werden sollen.

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Änderung ist erforderlich, da eine ordnungsgemäße und vollständige Registrierung der Marktteilnehmer für die Wahrnehmung der Überwachungsaufgabe der Regulierer essenziell ist. Die Registrierung ermöglicht die Identifizierung aller Marktteilnehmer, die Transaktionen an ACER melden müssen (vgl. Artikel 8 der REMIT-Verordnung) und ist damit die notwendige Voraussetzung für die Zuordnung der gemeldeten Transaktionen zu einem Marktteilnehmer. Unter der bisherigen Vorschrift besteht keine Handhabe für Fälle, in denen Marktteilnehmer sich nicht mit korrekten Daten registrieren oder bei personellen oder rechtlichen Veränderungen die Registrierung nicht aktualisieren.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Ergänzung der neuen Nummer 2 in Absatz 1d erfolgt aufgrund der, durch die Änderungsverordnung (EU) 2024/1106 zur Verordnung (EU) 1227/2011 neu hinzugekommen, Pflicht für Marktteilnehmer aus Drittländern zur Benennung eines Vertreters in einem der Mitgliedstaaten, sowie dessen Ausstattung mit ausreichenden Befugnissen zur Wahrnehmung seiner Aufgabe zur Kooperation mit den Regulierungsbehörden im durch Art. 9 Abs. 1 a) - c) festgelegten Umfang. Der Wortlaut des Verordnungstextes macht hinsichtlich der Qualität des Normbefehls keine erkennbare Unterscheidung zwischen der Pflicht zur Bestellung des Vertreters und derer zur Ausstattung mit ausreichenden Befugnissen woraus zu folgern ist, dass sowohl eine unterbliebene, als auch eine unzureichende Bevollmächtigung einen bußgeldbewährten Verstoß darstellen sollen.

Zu Doppelbuchstabe cc

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Einfügung der neuen Nummer 2.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine Folgeänderung zu Buchstabe d mit dem ein neuer Absatz 2a eingefügt wird.

Zu Buchstabe d

Die Sanktionsvorschriften der REMIT-Verordnung werden erheblich geändert. Wegen des Umfangs der umzusetzenden Änderungen werden die Bußgeldtatbestände nach der

REMIT-Verordnung zukünftig in dem neuen Absatz 2a geregelt, der mit dieser Regelung geschaffen wird.

Anders als die bisherige Fassung des Artikel 18 der REMIT-Verordnung, welcher den Mitgliedstaaten lediglich die Pflicht zur Festlegung wirksamer, abschreckender und Verhältnismäßiger Sanktionen ohne weitere Spezifizierung auferlegt hat, sieht die durch die Änderungsverordnung (EU) 2024/1106 angepasste Fassung nunmehr bestimmte Mindesthöchstgrenzen für finanzielle Sanktionen von sowohl natürlichen, als auch juristischen Personen vor. Die notwendigen Änderungen werden im neuen Absatz 2a vorgenommen.

Zu **Nummer 65** (§ 111b)

Gelöscht: Nummer 6265

Die Gasrichtlinie erfordert, dass einige Vorgaben des Energiewirtschaftsgesetzes für Verträge mit Endkunden in ihrer Anwendbarkeit auf Wasserstoff erweitert werden. Durch die Änderungen in § 111b wird klargestellt, dass die Regelung weiterhin nur für Streitigkeiten zwischen Unternehmern und Verbrauchern über den Anschluss an das Strom- oder Gasversorgungsnetz, die Belieferung mit Strom oder Gas sowie deren Messung gilt.

Zu **Nummer 66** (§ 111c)

Gelöscht: Nummer 6366

Die Anpassung in § 111c Absatz 1 Satz 1 dient der Klarstellung, dass sich die Regelung aufgrund des Zusammenhangs mit der Regelung in § 111b auf einen Betreiber eines Strom- oder Gasversorgungsnetzes bezieht.

Zu **Nummer 67** (§ 111e)

Gelöscht: Nummer 6467

Zu **Buchstabe a**

Zu **Doppelbuchstabe aa**

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Erweiterung des Marktstammdatenregisters auf die Wasserstoffwirtschaft.

Zu **Doppelbuchstabe bb**

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Erweiterung des Marktstammdatenregisters auf die Wasserstoffwirtschaft

Zu **Doppelbuchstabe cc**

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Einfügung der neuen **Nummer 4**, die mit **Doppelbuchstabe dd** erfolgt.

Zu **Doppelbuchstabe dd**

Die Änderungen in § 111e erweitern die Aufgaben des Marktstammdatenregisters. Zukünftig sollen neben Daten zur Elektrizitäts-, Gas- und Wärmewirtschaft auch Daten zur Wasserstoffwirtschaft und Wasserstoffnetzen erhoben werden können. Auf dem Weg zur Dekarbonisierung des Energiesystems spielt der Wasserstoffhochlauf eine bedeutende Rolle, so dass die Erfassung im Marktstammdatenregister geboten ist. Durch die bereits zur Gaswirtschaft erfassten Daten sind die meisten Marktakteure, Anlagen und Netze der zukünftigen Wasserstoffwirtschaft bereits im Marktstammdatenregister registriert, so dass bei einer Umstellung von Gas auf Wasserstoff lediglich ein Wechsel im Marktstammdatenregister erfasst werden müsste.

Zu **Nummer 68** (§ 111f)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Änderung des § 111e. Es dürfen nun auch Daten im Bereich des Wasserstoffs erhoben werden.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine Folgeänderung zur Änderung des § 111e. Es dürfen nun auch Daten im Bereich des Wasserstoffs erhoben werden.

Zu **Nummer 69** (§ 118)

Zu Buchstabe a (Absatz 52)

Es handelt sich um die Beseitigung eines Redaktionsversehens.

Zu Buchstabe b

Absatz 54

Um eine Regelungslücke bis zum möglichen Erlass einer Verordnung im Sinne des § 11 Absatz 3 Satz 2 zu vermeiden, sieht Absatz 54 durch einen statischen Verweis auf den bis zum Ablauf des 28. Dezember 2023 geltenden § 25a StromNZV bzw. § 5 GasNZV die Fortgeltung der bisherigen gesetzgeberischen Entscheidung vor. § 25a StromNZV bzw. § 5 GasNZV hat durch Verweis auf § 18 NAV/NDVAV jeweils die Wertung des Gesetz- und Verordnungsgebers, nämlich die Begrenzung der Haftung des Netzbetreibers, auf das Verhältnis der Netznutzung für alle Spannungs- und Druckebenen zur Anwendung übertragen. Mit dem ersatzlosen Entfallen der GasNZV bzw. StromNZV mit Ablauf des 31. Dezember 2025 entstünde eine Regelungslücke, die Netzbetreiber einem unkalkulierbaren Haftungsrisiko aussetzen könnte. Die besondere Verantwortung einhergehend mit der rechtlichen Verpflichtung der Anschluss- und Zugangsgewährung rechtfertigt eine Privilegierung des Netzbetreibers im Hinblick auf regelmäßig nicht vorhersehbare Schäden im Fall einer Anschlussunterbrechung. Auch bei Wegfall der Verordnungen gilt es eine Erhöhung des Haftungsrisikos auszuschließen.

Absatz 55

Der Betrieb eines Wasserstofftransportnetzes wird, wie bei Stromübertragungsnetzen und Gasfernleitungsnetzen, zukünftig der Zertifizierung durch die Regulierungsbehörde bedürfen. Das EU-Gas- und Wasserstoffinnenmarktpaket knüpft an die Stellung eines Antrags auf Einleitung eines Zertifizierungsverfahrens Rechtsfolgen, die bereits vor Ablauf der Umsetzungsfrist der Richtlinie in nationales Recht eintreten. Deshalb wird den Betreibern von Wasserstofftransportnetzen oder den Netzbetreibern, die zukünftig den Betrieb eines Wasserstofftransportnetzes beabsichtigen, eine entsprechende frühzeitige Antragstellung mit Inkrafttreten dieses Gesetzes ermöglicht. Der Prüfungsmaßstab für das Zertifizierungsverfahren selbst ergibt sich aus der Gasrichtlinie die in nationales Recht umzusetzen ist. Über die Einleitung des Zertifizierungsverfahrens entscheidet die Bundesnetzagentur.

Zu Nummer 70 (§ 118b)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zur Verstetigung des bisherigen Regelungsgehalts von § 118b EnWG im neuen § 41f EnWG.

Zu Artikel 2 (Weitere Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes)

Zu Nummer 1

Die Änderungen in § 14 treten nach Artikel 8 Absatz 2 am [01. Januar 2032] in Kraft. Damit wird die Beschränkung des bilanziellen Ausgleichs auf die Übertragungsnetzbetreiber durch die Ausnahme der Verweise auf § 13a Absatz 1 Satz 1 und 2 befristet.

Zu Nummer 2

Zu Buchstabe a

Die Änderungen in § 14 treten nach Artikel 8 Absatz 2 am [01. Januar 2032] in Kraft. Damit wird die Beschränkung des bilanziellen Ausgleichs auf die Übertragungsnetzbetreiber durch die Ausnahme der Verweise auf § 13a Absatz 1 Satz 1 und 2 befristet.

Zu Buchstabe b

Die Änderungen in § 14 treten nach Artikel 8 Absatz 2 am [01. Januar 2032] in Kraft. Damit wird die Beschränkung des bilanziellen Ausgleichs auf die Übertragungsnetzbetreiber durch die Ausnahme der Verweise auf § 13a Absatz 1 Satz 1 und 2 befristet.

Zu Artikel 3 (Änderung des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz)

Zu Nummer 1 (§ 9)

Es handelt sich um eine redaktionelle Änderung, die aufgrund der Einfügung von § 9 Absatz 2 Satz 2 im Rahmen des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften notwendig wurde.

Zu Nummer 2 (§ 22)

Die vorgeschlagene Änderung erzielt bei Planänderungen einen Gleichlauf zwischen den Anforderungen an eine Nachbeteiligung in den Fällen des § 22 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung und einer Nachbeteiligung nach § 73 Absatz 8 des Verwaltungsverfahrensgesetzes.

Die Änderung dient der Verfahrensökonomie. Ohne die gesetzliche Änderung weichen die Anforderungen an das Verfahren voneinander ab, was zu unnötigem Mehraufwand bei der Behörde führt.

Nach bisheriger Rechtslage gelten in Fällen einer Planänderung außerhalb des Anwendungsbereichs des § 22 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung mangels ausdrücklicher Spezialregelungen in § 22 des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz beziehungsweise im Energiewirtschaftsgesetz die deutlichen höheren und im wesentlichen analogen Verfahrensanforderungen des § 73 des Verwaltungsverfahrensgesetzes. Es besteht kein sachlicher Grund, weshalb die Öffentlichkeitsbeteiligung für eine bloße Planänderung nicht nach den gleichen Regeln des § 22 des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz wie der gesamte Plan durchgeführt werden sollte.

Zu Nummer 3 (§ 35 Absatz 6)

Durch die im Rahmen des Gesetzes zur Anpassung des Energiewirtschaftsrechts an unionsrechtliche Vorgaben und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften neu eingefügte Vorschrift kann der Vorhabenträger verlangen, dass das Verfahren nach den §§ 19 bis 21 in der bis zum 29. Dezember 2023 geltenden Fassung zu führen ist.

Die Streichung dient der Klarstellung, dass der Vorhabenträger dies auch dann verlangen kann, wenn der Antrag nach § 19 NABEG schon vor dem 29. Dezember 2023 eingereicht worden war.

Zu Artikel 4 (Änderung des Bundesbedarfsplangesetzes)

In den Bundesbedarfsplan werden weitere Vorhaben aufgenommen, deren energiewirtschaftliche Notwendigkeit und vordringlichen Bedarf die Bundesnetzagentur im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans Strom 2023-2037/2045 festgestellt hat. Maßnahmen, die einen gemeinsamen energiewirtschaftlichen Zweck haben, werden in Vorhaben zusammengefasst. Der Umweltbericht der Bundesnetzagentur wurde bei der Entscheidung berücksichtigt. Hierdurch wird eine wirksame Umweltvorsorge sichergestellt. Die im Bundesbedarfsplan enthaltenen Vorhaben wurden nach Abwägung mit den geprüften Alternativen gewählt. Geprüft wurden neben den anderweitigen Planungsmöglichkeiten, die sich aus den Szenarien des Szenariorahmens ergeben, vor allem auch anderweitige Planungsmöglichkeiten von Netzverknüpfungspunkten.

Durch die Angabe der Netzverknüpfungspunkte werden die Anfangs-, Zwischen- und Endpunkte der Vorhaben verbindlich festgelegt. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort eines neu zu errichtenden Umspannwerks wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach geeigneten Standorten für neu zu errichtende Umspannwerke wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der in der nachfolgenden Planungsstufe parzellenscharf festzulegende Standort des Umspannwerks muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Der Bundesbedarfsplan enthält keine verbindlichen Festlegungen über die Ausführung eines Vorhabens als Netzoptimierungs-, Netzverstärkungs- oder Netzausbaumaßnahme oder den konkreten Verlauf eines Trassenkorridors beziehungsweise einer Stromleitung innerhalb eines Trassenkorridors. Hierüber wird erst in den nachfolgenden Planungs- und Genehmigungsverfahren entschieden.

Für neue Vorhaben, die in den Anwendungsbereich des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz fallen, laufen die Fristen des § 5a Absatz 6 bzw. des § 6 Satz 2 NABEG ab dem Inkrafttreten dieses Gesetzes.

Zu Nummer 1

Vorhaben 32: Höchstspannungsleitung Altheim – Bundesgrenze (AT) – Pleinting mit Abzweigen Markt Tann/Gemeinde Zeilarn – Pirach und Matzenhof – Simbach – Simbach am Inn – Burghausen/Mehring/Markt/Haiming

Im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 wurde eine weitere Maßnahme für notwendig erachtet, um die Versorgungssicherheit innerhalb der Region zu erhöhen. Neben den bereits bestehenden Einzelmaßnahmen des Vorhabens 32 ist hiernach auch die Höchstspannungsleitung von Simbach am Inn nach Burghausen/Mehring/Markt/Haiming für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Durch die Höchstspannungsleitungen wird ein gemeinsamer energiewirtschaftlicher Zweck verfolgt. Daher erfolgt die Zusammenfassung dieser Maßnahmen in einem Vorhaben.

Die Umspannwerke in Simbach am Inn sowie in Burghausen/Mehring/Markt/Haiming sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Zu Nummer 2

Vorhaben 56: Höchstspannungsleitung Conneforde – Ovelgönne/Rastede/Wiefelstede/Westerstede – Elsfleth West mit Anschluss Huntorf – Stadtbezirke West/Mitte (Bremen) – Samtgemeinde Sottrum

Das Vorhaben ist bereits im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2021-2035 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Im Zuge der Konkretisierung der Planung und in Folge der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 hat sich - abweichend von der vorherigen Planung - herausgestellt, dass der Netzverknüpfungspunkt Bezirk Bremen-West/Lilienthal/Ritterhude nun Stadtbezirke West/Mitte (Bremen) heißen soll.

Zu Nummer 3

Vorhaben 73: Höchstspannungsleitung Stadtteil Sengwarden (Wilhelmshaven) – Fedderwarden – Sande – Conneforde

Das Vorhaben ist bereits im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2021-2035 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Im Zuge der Konkretisierung der Planung und in Folge der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 hat sich zudem die Einbindung des Netzverknüpfungspunkts Sande als erforderlich erwiesen. Das Umspannwerk im Suchraum Sande ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Zu Nummer 4

Vorhaben 85: Höchstspannungsleitung Güstrow – Wessin – Görries – Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – Krümmel

Im Rahmen des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 wurde eine weitere Maßnahme für notwendig erachtet, um die Übertragungskapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern, Schleswig-Holstein und Hamburg zu erhöhen. Neben der bereits bestehenden Einzelmaßnahme des Vorhabens 85 ist hiernach auch die Höchstspannungsleitung Güstrow über Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin nach Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Durch die Höchstspannungsleitungen wird ein gemeinsamer energiewirtschaftlicher Zweck verfolgt. Daher erfolgt die Zusammenfassung dieser Maßnahmen in einem Vorhaben.

Die Umspannwerke in Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin sowie in Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende

Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerken wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Zu Nummer 5

Vorhaben 86: Höchstspannungsleitung Emden/Krummhörn – Bundesgrenze (NL)

Das Vorhaben dient der Erhöhung der Kuppelkapazität zwischen Deutschland und den Niederlanden. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2021-2035 mit den Netzverknüpfungspunkten Emden Ost und der Bundesgrenze zu den Niederlanden für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Im Zuge der Konkretisierung der Planung und in Folge des im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befundenen Vorhabens 135 hat sich - abweichend von der vorherigen Planung - herausgestellt, dass der Netzverknüpfungspunkt Emden Ost nunmehr Emden/Krummhörn heißen soll. Das Umspannwerk in Emden/Krummhörn ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 86 ist als ein grenzüberschreitendes Vorhaben gekennzeichnet.

Zu Nummer 6

Vorhaben 87: Höchstspannungsleitungen Netzausbau und Verstärkung Berlin

Das Vorhaben dient der Versorgungssicherheit Berlins. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2021-2035 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Im Zuge der Konkretisierung der Planung und in Folge der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 hat sich - abweichend von der vorherigen Planung - herausgestellt, dass der zweite Bestandteil des Vorhabens von Thyrow über Großbeeren/Blankenfelde-Mahlow nach Schönefeld in zwei einzelne Bestandteile aufzuteilen ist. Hintergrund ist, dass für den Bestandteil von Thyrow über Großbeeren/Blankenfelde-Mahlow – Schönefeld mit dem Abzweig Großbeeren/Blankenfelde-Mahlow bis zur Landesgrenze Berlin/Brandenburg keine F-Kennzeichnung notwendig ist. Dieser Abschnitt liegt außerhalb zu realisierenden Berliner Kabeltunnels und ist daher bis zur Landesgrenze als Freileitung zu realisieren. Als Folge müssen auch die einzelnen Netzverknüpfungspunkte entsprechend angepasst werden.

Zu Nummer 07

Das Vorhaben erhöht die Übertragungskapazität zwischen Sachsen und Sachsen-Anhalt, um das Übertragungsnetz für die zukünftig ansteigenden Stromflüsse zu verstärken. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2021-2035 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Im Zuge der Konkretisierung der Planung hat sich - abweichend von der vorherigen Planung - herausgestellt, dass der Suchraum für den Netzverknüpfungspunkt

Leuna/Merseburg/Weißenfels um Braunsbedra ergänzt werden soll. Das Umspannwerk in Leuna/Merseburg/Weißenfels/Braunsbedra ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort des neu zu errichtenden Umspannwerks wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort des Umspannwerks muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Zu Nummer 8

Vorhaben 98: Höchstspannungsleitung Punkt Fraulautern – Saarwellingen/Saarlouis/Dillingen (Saar)

Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden. Im Vergleich zum bisherigen Bundesbedarfsplan hat sich die Einbindung des Netzverknüpfungspunkts Diefflen als nicht erforderlich erwiesen, sodass dieser gestrichen wird.

Zu Nummer 9

Vorhaben 100: Höchstspannungsleitung Leer (Ostfriesland)/Moormerland/Nortmoor – Streumen

Das Vorhaben 100 dient der Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität zwischen Niedersachsen und Sachsen. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Leer (Ostfriesland)/Moormerland/Nortmoor ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerken wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen. Vorhaben 100 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet, welches als Pilotprojekt für verlustarme Übertragung hoher Leistung über große Entfernung errichtet werden soll. Für das Vorhaben gilt der Vorrang der Erdverkabelung.

Vorhaben 101: Höchstspannungsleitung Dörpen West – Klostermansfeld

Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Dörpen West und Klostermansfeld für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 101 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet, welches als Pilotprojekt für verlustarme Übertragung hoher Leistung über große Entfernung errichtet werden soll. Für das Vorhaben gilt der Vorrang der Erdverkabelung.

Vorhaben 102: Höchstspannungsleitung Alfstedt – Hüffenhardt

Das Vorhaben 102 dient der Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität zwischen Niedersachsen und Baden-Württemberg. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Alfstedt und Hüffenhardt für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 102 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet, welches als Pilotprojekt für verlustarme Übertragung hoher Leistung über große Entfernung errichtet werden soll. Für das Vorhaben gilt der Vorrang der Erdverkabelung.

Vorhaben 103: Höchstspannungsleitung Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – Oberjettingen

Das Vorhaben 103 dient der Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Baden-Württemberg und Bayern. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk „Sahms Nord“ in den Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek/Land ist neu zu errichten. Es ist zu unterscheiden vom ebenfalls neu zu errichtenden Umspannwerk „Sahms“. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Für die Vorhaben 103 und 104 ist jeweils ein Konverter geplant, der an das Umspannwerk im Suchraum der Gemeinden Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land angeschlossen wird. Dabei handelt es sich um dieselben Konverter, die auch im Rahmen der Vorhaben 81d und 81e geplant sind.

Vorhaben 103 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet, welches als Pilotprojekt für verlustarme Übertragung hoher Leistung über große Entfernung errichtet werden soll. Für das Vorhaben gilt der Vorrang der Erdverkabelung.

Vorhaben 104: Höchstspannungsleitung Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land – Triefenstein/Marktheidenfeld/Kreuzwertheim

Das Vorhaben 104 dient der Erhöhung der großräumigen Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Baden-Württemberg und Bayern. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Die Umspannwerke in den Ämtern Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek/Land („Sahms Nord“, siehe Vorhaben 103) sowie in den Gemeinden Triefenstein/Marktheidenfeld/Kreuzwertheim sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Für die Vorhaben 103 und 104 ist jeweils ein Konverter geplant, der an das Umspannwerk im Suchraum der Gemeinden Ämter Büchen/Breitenfelde/Schwarzenbek-Land angeschlossen wird. Dabei handelt es sich um dieselben Konverter, die auch im Rahmen der Vorhaben 81d und 81e geplant sind.

Vorhaben 104 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet, welches als Pilotprojekt für verlustarme Übertragung hoher Leistung über große Entfernung errichtet werden soll. Für das Vorhaben gilt der Vorrang der Erdverkabelung.

Vorhaben 105: Höchstspannungsleitung Wehrendorf – Ohlensehlen

Das Vorhaben 105 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Wehrendorf und Ohlensehlen für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 106: Höchstspannungsleitung Herbertingen – Grünkraut – Punkt Neuravensburg – Obermooweiler

Das Vorhaben 106 erhöht die Übertragungskapazität im südlichen Baden-Württemberg. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Herbertingen, Grünkraut, Punkt Neuravensburg und Obermooweiler für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 107: Höchstspannungsleitung Audorf Süd – Kiel/Achterwehr/Flintbek/Honigsee/Quarnbek – Göhl

Das Vorhaben 107 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Audorf Süd, Kiel/Achterwehr/Flintbek/Honigsee/Quarnbek und Göhl für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Die Umspannwerke in der Stadt Kiel beziehungsweise der Gemeinden Achterwehr/Flintbek/Honigsee/Quarnbek sowie der Gemeinde Göhl sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 108: Vöhringen – Bundesgrenze (AT)

Der Interkonnektor dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Süddeutschland und Österreich. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit Netzverknüpfungspunkten Vöhringen und der Bundesgrenze zu Österreich für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 108 ist als ein grenzüberschreitendes Vorhaben gekennzeichnet.

Vorhaben 109: Höchstspannungsleitung Hanekenfähr – Merzen/Neuenkirchen

Das Vorhaben 109 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Merzen/Neuenkirchen ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 110: Höchstspannungsleitung Gnewitz – Lüdershagen – Brünzow/Kemnitz – Lubmin

Das Vorhaben 110 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Mecklenburg-Vorpommerns. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-

2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Gnewitz, Lüdershagen, Brünzow/Kemnitz und Lubmin für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Die Umspannwerke in der Gemeinde Gnewitz sowie in den Gemeinden Brünzow/Kemnitz sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 111: Höchstspannungsleitung Dipperz – Großkrotzenburg

Das Vorhaben 111 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Hessens. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Dipperz und Großkrotzenburg für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 112: Höchstspannungsleitung Großgartach – Hüffenhardt

Das Vorhaben 112 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Norden von Baden-Württemberg. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Großgartach und Hüffenhardt für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Die Umsetzung des Vorhabens soll voraussichtlich in zwei Stufen in Form von Netzverstärkungen erfolgen.

Vorhaben 113: Höchstspannungsleitung Kupferzell – Goldshöfe

Das Vorhaben 113 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Osten von Baden-Württemberg. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Kupferzell und Goldshöfe für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Die Umsetzung des Vorhabens soll voraussichtlich in zwei Stufen in Form von Netzverstärkungen erfolgen.

Vorhaben 114: Höchstspannungsleitung Bürstadt/Biblis/Groß-Rohrheim/Gernsheim/Biebesheim am Rhein – Bürstadt – Rheinau – Hoheneck

Das Vorhaben 114 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Hessen und Baden-Württemberg. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Bürstadt/Biblis/Groß-Rohrheim/Gernsheim/Biebesheim am Rhein ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 114 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet.

Vorhaben 115: Höchstspannungsleitung Niederlangen – Vereinigtes Königreich („Tarchon“)

Der Interkonnektor dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Großbritannien. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 115 ist als ein Vorhaben gekennzeichnet, welches als Pilotprojekt für verlustarme Übertragung hoher Leistung über große Entfernung errichtet werden soll.

Vorhaben 116: Höchstspannungsleitung Punkt Reicheneck – Punkt Rommelsbach

Das Vorhaben 116 dient der besseren Anbindung des Mittleren Neckarraums und erhöht die Übertragungskapazität im südlichen Baden-Württemberg. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Punkt Reicheneck und Punkt Rommelsbach für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 117: Höchstspannungsleitung Emden Ost – Leer (Ostfriesland)/Moormerland/Nortmoor – Dörpen West

Das Vorhaben 117 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Leer (Ostfriesland)/Moormerland/Nortmoor ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 118: Höchstspannungsleitung Großkrotzenburg/Hanau – Bezirk Bornheim/Ostend (Frankfurt am Main) – Bezirk West (Frankfurt am Main)

Das Vorhaben 118 erhöht die Versorgungssicherheit im Raum Frankfurt. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Die Umspannwerke in den Gemeinden Großkrotzenburg/Hanau sowie im Bezirk Bornheim/Ostend (Frankfurt am Main) und im Bezirk West (Frankfurt am Main) sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 118 ist als Vorhaben zur Höchstspannungs-Drehstrom-Übertragung gekennzeichnet, das als Pilotprojekt nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz als Erdkabel errichtet und betrieben oder geändert werden kann.

Vorhaben 119: Höchstspannungsleitung Schwandorf – Regensburg/Wenzenbach/Zeitlarn

Das Vorhaben 119 dient der Sicherung der Versorgung von Regensburg. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Regensburg/Wenzenbach/Zeitlarn ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des

Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 120: Höchstspannungsleitung Schwandorf – Rettenbach/Wörth an der Donau – Straubing/Kirchroth/Aiterhofen – Plattling/Otzing/Stephansposching – Pleinting

Das Vorhaben 120 dient der Erhöhung der Versorgungssicherheit innerhalb Bayerns. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Die Umspannwerke in den Gemeinden Rettenbach/Wörth an der Donau, Straubing/Kirchroth/Aiterhofen und Plattling/Otzing/Stephansposching sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 121: Höchstspannungsleitung Bezirk West (Frankfurt am Main) – Schwanheim (Frankfurt am Main)

Das Vorhaben 121 dient der Erhöhung der Versorgungssicherheit im Raum Frankfurt. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk im Bezirk West (Frankfurt am Main) ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 121 ist als Vorhaben zur Höchstspannungs-Drehstrom-Übertragung gekennzeichnet, das als Pilotprojekt nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz als Erdkabel errichtet und betrieben oder geändert werden kann.

Vorhaben 122: Höchstspannungsleitung Wöhrden – Pöschendorf/Hadefeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek

Das Vorhaben 122 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Schleswig-Holsteins. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Die Umspannwerke in den Gemeinden Wöhrden, Pöschendorf/Hadefeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 123: Höchstspannungsleitung Landesbergen – Ohlensehlen

Das Vorhaben 123 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Landesbergen und Ohlensehlen für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 124: Höchstspannungsleitung Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek – Alfstedt

Das Vorhaben 124 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 124 ist für den Abschnitt von B 431 südlich Roßkopp (Wewelsfleth) nach L 111 östlich Allwörden (Freiburg (Elbe)/Wischhafen) als länderübergreifendes Vorhaben und zusätzlich als Vorhaben zur Höchstspannungs-Drehstrom-Übertragung gekennzeichnet, das als Pilotprojekt nach § 4 Bundesbedarfsplangesetz als Erdkabel errichtet und betrieben oder geändert werden kann.

Vorhaben 125: Höchstspannungsleitung Wahle – Klein Ilsede – Mehrum Nord – Algermissen – Grohnde

Das Vorhaben 125 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Niedersachsens. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Wahle, Klein Ilsede, Mehrum Nord, Algermissen und Grohnde für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 126: Höchstspannungsleitung Karben – Großkrotzenburg

Das Vorhaben 126 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb von Hessen. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Karben und Großkrotzenburg für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 127: Höchstspannungsleitung Großkrotzenburg/Hanau – Triefenstein/Marktheidenfeld/Kreuzwertheim – Raitersaich West

Das Vorhaben 127 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Hessen und Bayern. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Die Umspannwerke in den Gemeinden Großkrotzenburg/Hanau sowie in den Gemeinden Triefenstein/Marktheidenfeld/Kreuzwertheim sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 127 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet.

Vorhaben 128: Höchstspannungsleitung Altdorf bei Nürnberg/Winkelhaid – Schwandorf

Das Vorhaben 128 erhöht die Übertragungskapazität innerhalb Bayerns. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Altdorf bei Nürnberg/Winkelhaid ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 129: Höchstspannungsleitung Eula – Weida – Herlasgrün – Marktleuthen/Kirchenlamitz

Das Vorhaben 129 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Sachsen und Bayern. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Eula, Weida, Herlasgrün und Marktleuthen/Kirchenlamitz für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Marktleuthen/Kirchenlamitz ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 129 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet und in Bezug auf die Einzelmaßnahme Eula-Weida-Herlasgrün als Vorhaben, bei dem nach § 5a Absatz 4 des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz aufgrund seiner besonderen Eilbedürftigkeit auf eine Bundesfachplanung zu verzichten ist.

Vorhaben 130: Höchstspannungsleitung Großkrotzenburg/Hanau – Frankfurt Nord – Oberursel (Taunus)/Bad Homburg vor der Höhe – Eschborn

Das Vorhaben 130 erhöht die Versorgungssicherheit im Raum Frankfurt. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Die Umspannwerke in den Gemeinden Großkrotzenburg/Hanau, Oberursel (Taunus)/Bad Homburg vor der Höhe sowie Eschborn sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 131: Höchstspannungsleitung Raitersaich West – Vohburg an der Donau/Oberdolling/Großmehring – Sittling

Das Vorhaben 131 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Vohburg an der Donau/Oberdolling/Großmehring ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 132: Höchstspannungsleitung Neufinsing – Marienberg

Das Vorhaben 132 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Bayerns und sichert die Versorgung Münchens. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Neufinsing und Marienberg für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 133: Höchstspannungsleitung Stadtteil Vosslipper Groden (Wilhelmshaven) – Stadtteil Sengwarden (Wilhelmshaven) – Stadtteile Rüstersieler Groden/Heppenser Groden (Wilhelmshaven)

Das Vorhaben 133 dient der Sicherung der Versorgung im Raum Wilhelmshaven. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Im Stadtteil Sengwarden von Wilhelmshaven ist ein Umspannwerk neu zu errichten. Im Stadtteil Vosslipper Groden ist ein Umspannwerk als Ersatz für den Standort Inhausen sowie in den Stadtteilen Rüstersieler Groden/Heppenser Groden ein Umspannwerk als Ersatz für den Standort Maade neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 134: Höchstspannungsleitung Georgensgmünd/Röttenbach/Spalt - Nördlingen/Reimlingen/Ederheim/Riesbürg/Kirchheim am Ries/Wallerstein – Goldshöfe

Das Vorhaben 134 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Bayern und dem Osten Baden-Württembergs. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Im Bereich der Gemeinden Georgensgmünd/Röttenbach/Spalt und in den Gemeinden Nördlingen/Reimlingen/Ederheim/Riesbürg/Kirchheim am Ries/Wallerstein sind Umspannwerke neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 134 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet.

Vorhaben 135: Höchstspannungsleitung Emden Ost – Emden/Krummhörn

Das Vorhaben 135 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Niedersachsen. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Emden/Krummhörn ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 136: Höchstspannungsleitung Audorf Süd – Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/Agethorst/Mehlbek – Wilster West

Das Vorhaben 136 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität in Schleswig-Holstein. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Audorf/Süd, Gemeinden Pöschendorf/ Hadenfeld/ Kaisborstel/ Agethorst/ Mehlbek und Wilster/West für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Pöschendorf/Hadenfeld/Kaisborstel/ Agethorst/Mehlbek ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 137: Höchstspannungsleitung Niederrhein – Bezirke Walsum/Hamborn (Duisburg)/Oberhausen – Walsum

Das Vorhaben 137 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Nordrhein-Westfalens. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Bezirken Walsum/Hamborn (Duisburg)/Oberhausen ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 138: Höchstspannungsleitung Limburg – Oberursel (Taunus)/Bad Homburg vor der Höhe – Eschborn – Kriftel

Das Vorhaben 138 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Hessens. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Die Umspannwerke in der Gemeinde Eschborn und den Gemeinden Oberursel (Taunus)/Bad Homburg vor der Höhe sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom

Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 139: Höchstspannungsleitung Vieselbach – Altenfeld – Landesgrenze Thüringen/Bayern (Mast 77) – Münnerstadt – Grafenrheinfeld

Das Vorhaben 139 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Thüringen und Bayern. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in der Gemeinde Münnerstadt ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 139 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet.

Vorhaben 140: Höchstspannungsleitung Niederstedem – Bundesgrenze (LU)

Der Interkonnektor dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Luxemburg und trägt zur Versorgungssicherheit bei. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Niederstedem und der Bundesgrenze zu Luxemburg für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 140 ist als ein grenzüberschreitendes Vorhaben gekennzeichnet.

Vorhaben 141: Höchstspannungsleitung Bollenacker – Punkt Brühl

Das Vorhaben 141 dient der Erhöhung der Versorgungssicherheit innerhalb Nordrhein-Westfalens. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Bollenacker und Punkt Brühl für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 142: Höchstspannungsleitung Oberottmarshausen – Buchloe/Waal

Das Vorhaben 142 dient der Erhöhung der Versorgungssicherheit Bayerns. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in der Gemeinde Buchloe/Waal ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 143: Höchstspannungsleitung Polsum – Niederrhein – Zensenbusch – Walsum

Das Vorhaben 143 dient der Erhöhung der Versorgungssicherheit innerhalb Nordrhein-Westfalens. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Durch die jeweilige Netzverstärkung der Höchstspannungsleitungen von Polsum nach Niederrhein und von Niederrhein über Zensenbusch nach Walsum wird ein gemeinsamer energiewirtschaftlicher Zweck verfolgt. Daher erfolgt die Zusammenfassung dieser Maßnahmen in einem Vorhaben.

Vorhaben 144: Höchstspannungsleitung Weißenthurm – Punkt Metternich

Das Vorhaben 144 dient der Erhöhung der Versorgungssicherheit in Rheinland-Pfalz. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 145: Höchstspannungsleitung Streumen – Moritzburg/Radeburg/Ottendorf-Okrilla/Stadtbezirk Klotzsche (Dresden) – Schmölln

Das Vorhaben 145 dient der Versorgungssicherheit Dresdens. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Moritzburg/Radeburg/Ottendorf-Okrilla/Stadtbezirk Klotzsche (Dresden) ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 146: Höchstspannungsleitung Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin – Perleberg

Das Vorhaben 146 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Brandenburg. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Klein, Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin und Perleberg für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Klein Rogahn/Stralendorf/Warsow/Holthusen/Schossin ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 146 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet.

Vorhaben 147: Höchstspannungsleitung Lubmin – Iven – Altentreptow Nord – Altentreptow Süd – Gransee – Malchow

Das Vorhaben 147 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen den Bundesländern Mecklenburg-Vorpommern, Brandenburg und Berlin. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Lubmin, Iven, Altentreptow/Nord, Altentreptow/Süd und Malchow für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in der Gemeinde Iven ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Hier

hat sich der Standort für das Umspannwerk im Vergleich zur NEP Bestätigung zwischenzeitlich auf den Suchraum Iven konkretisiert. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 147 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet und für den Abschnitt von Lubmin – Iven- Altentreptow Nord – Altentreptow Süd als Vorhaben, für das nach § 5a Absatz 4 des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes Übertragungsnetz aufgrund seiner besonderen Eilbedürftigkeit auf eine Bundesfachplanung zu verzichten ist.

Vorhaben 148: Höchstspannungsleitung Wolmirstedt – Magdeburg – Förderstedt

Das Vorhaben 148 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Sachsen-Anhalts. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in der Gemeinde Magdeburg ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 149: Höchstspannungsleitung Marke – Landsberg/Wiedemar – Lauchstädt

Das Vorhaben 149 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Sachsen-Anhalts. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Landsberg/Wiedemar ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 150: Höchstspannungsleitung Klostermansfeld – Schraplau/Obhausen

Das Vorhaben 150 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Sachsen-Anhalts. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Schraplau/Obhausen ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 151: Höchstspannungsleitung Grabowhöfe – Jerichow – Barby/Zerbst (Anhalt) – Marke

Das Vorhaben 151 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Mecklenburg-Vorpommern und Sachsen-Anhalt. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Grabowhöfe, Jerichow, Barby/Zerbst (Anhalt) und Marke für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Die Umspannwerke in der Gemeinde Grabowhöfe, Jerichow sowie Barby/Zerbst (Anhalt) sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 151 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet.

Vorhaben 152: Höchstspannungsleitung Delitzsch – Eula

Das Vorhaben 152 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität innerhalb Sachsens. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Delitzsch und Eula für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in der Gemeinde Delitzsch ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 153: Höchstspannungsleitung Brünzow/Kemnitz – Königreich Dänemark (Bornholm Energy Island)

Der Offshore-Interkonnektor dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und Dänemark. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Brünzow/Kemnitz ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort der neu zu errichtenden Umspannwerke wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 153 ist als ein Vorhaben gekennzeichnet, welches als Pilotprojekt für verlustarme Übertragung hoher Leistung über große Entfernung errichtet werden soll.

Vorhaben 154: Höchstspannungsleitung Wanzleben-Börde/Hohe Börde – Magdeburg

Das Vorhaben 154 dient der Erhöhung der Versorgungssicherheit in Sachsen-Anhalt. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Die Umspannwerke in den Gemeinden Wanzleben-Börde/Hohe Börde und der Gemeinde Magdeburg sind neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort des neu zu

errichtenden Umspannwerks wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 155: Höchstspannungsleitung Triefenstein/Marktheidenfeld/Kreuzwertheim – Höpfingen – Hüffenhardt – Großgartach

Das Vorhaben 155 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen dem Norden Baden-Württembergs und Bayern. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Triefenstein/Marktheidenfeld/Kreuzwertheim ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort des neu zu errichtenden Umspannwerks wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 155 ist als ein länderübergreifendes Vorhaben gekennzeichnet.

Vorhaben 156: Höchstspannungsleitung Großgartach – Hoheneck – Sindelfingen/Aidlingen/Böblingen/Ehningen/Gärtringen – Punkt Rommelsbach – Metzingen

Das Vorhaben 156 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Raum Stuttgart. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Sindelfingen/Aidlingen/Böblingen/Ehningen/Gärtringen ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort des neu zu errichtenden Umspannwerks wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 157: Höchstspannungsleitung Rheinau – Neurott – Hüffenhardt

Das Vorhaben 157 dient der Erhöhung der Übertragungskapazität im Nordwesten von Baden-Württemberg. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Rheinau, Neurott und Hüffenhardt und für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Vorhaben 158: Höchstspannungsleitung Oberjettingen – Bundesgrenze (CH)

Der Interkonnektor dient der Erhöhung der Übertragungskapazität zwischen Deutschland und der Schweiz. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit dem Netzverknüpfungspunkt Oberjettingen und der Bundesgrenze zur Schweiz für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in der Gemeinde Oberjettingen ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort des neu zu errichtenden Umspannwerks wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten

Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort der Umspannwerke muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Vorhaben 158 ist als ein grenzüberschreitendes Vorhaben gekennzeichnet, welches als Pilotprojekt für verlustarme Übertragung hoher Leistung über große Entfernung errichtet werden soll. Für das Vorhaben gilt der Vorrang der Erdverkabelung.

Vorhaben 159: Höchstspannungsleitung Großkrotzenburg – Großkrotzenburg/Hanau

Das Vorhaben 159 dient der Erhöhung der Versorgungssicherheit im Raum Frankfurt. Das Vorhaben ist im Rahmen der Prüfung des Netzentwicklungsplans 2023-2037/2045 mit den Netzverknüpfungspunkten Großkrotzenburg und Großkrotzenburg/Hanau für wirksam, bedarfsgerecht und erforderlich befunden worden.

Das Umspannwerk in den Gemeinden Großkrotzenburg/Hanau ist neu zu errichten. Für neu zu errichtende Umspannwerke gilt nach der Konzeption des Bundesbedarfsplangesetzes ein Suchraum. Der genaue Standort des neu zu errichtenden Umspannwerks wird vom Bundesbedarfsplangesetz nicht parzellenscharf vorgeschrieben. Die Suche nach einem geeigneten Standort wird jedoch durch die räumliche Bezeichnung im Bundesbedarfsplangesetz eingegrenzt. Der Standort des Umspannwerks muss einen räumlichen Bezug zu der im Bundesbedarfsplangesetz gewählten Bezeichnung aufweisen.

Zu Artikel 5 (Änderung des Messstellenbetriebsgesetzes)

Gelöscht: Artikel 5

Zu Nummer 1 (Inhaltsübersicht)

Zu Buchstabe a

Die Inhaltsübersicht wird infolge der Anpassungen des Messstellenbetriebsgesetzes aktualisiert.

Zu Buchstabe b

Die Inhaltsübersicht wird infolge der Anpassungen des Messstellenbetriebsgesetzes aktualisiert.

Zu Buchstabe c

Die Inhaltsübersicht wird infolge der Anpassungen des Messstellenbetriebsgesetzes aktualisiert.

Zu Buchstabe d

Die Inhaltsübersicht wird infolge der Anpassungen des Messstellenbetriebsgesetzes aktualisiert.

Zu Buchstabe e

Die Inhaltsübersicht wird infolge der Anpassungen des Messstellenbetriebsgesetzes aktualisiert.

Zu Buchstabe f

Die Inhaltsübersicht wird infolge der Anpassungen des Messstellenbetriebsgesetzes aktualisiert.

Zu Nummer 2 (§ 2)

Die Einfügung der neuen Rolle des Aggregationsverantwortlichen in **§ 2 des Messstellenbetriebsgesetzes** ermöglicht es, dass der Rechtsrahmen des Messstellenbetriebsgesetzes zur energiewirtschaftlichen Datenkommunikation etwaige zukünftige Anpassungen der maßgeblichen Festlegungen der Bundesnetzagentur flexibel nachvollziehen kann. Da die Zuweisung der Aufgabenausgestaltung an konkrete Marktakteure durch die Bundesnetzagentur erfolgt, sieht die neu geschaffene Begriffsbestimmung lediglich eine abstrakte Beschreibung der Tätigkeit des Aggregationsverantwortlichen vor und verweist im Übrigen auf die entsprechenden Festlegungen der Bundesnetzagentur. Für den Aggregationsverantwortlichen gelten indes dieselben Datenschutzanforderungen wie für die bisherigen nach § 49 berechtigten Stellen, insbesondere die Bindung an klar umgrenzte gesetzliche Zwecke sowie Anforderungen an die Pseudonymisierung, Anonymisierung und Löschung von Daten (§ 67a).

Darüber hinaus wird die Definition „intelligentes Messsystem“ in Satz 1 Nummer 7 auf Messeinrichtungen der Sparten Gas und Wasserstoff erweitert, sofern diese nach den Vorgaben des Gesetzes an ein Smart-Meter-Gateway angebunden werden. Hiermit werden Vorgaben der Richtlinie (EU) 2024/1788 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juni 2024 über gemeinsame Vorschriften für die Binnenmärkte für erneuerbares Gas, Erdgas und Wasserstoff, zur Änderung der Richtlinie (EU) 2023/1791 und zur Aufhebung der Richtlinie 2009/73/EG („Gasbinnenmarktrichtlinie“) umgesetzt, namentlich Artikel 2 Nummer 70 sowie Artikel 17 bis 20.

Zu Nummer 3 (§ 3)

Zu Buchstabe a

§ 3 des Messstellenbetriebsgesetzes enthält die grundlegenden Vorschriften über den Messstellenbetrieb.

In Absatz 1 wird zunächst klargestellt, dass § 35 Absatz 1 für Zusatzleistungen ein angemessenes Zusatzentgelt vorsieht, das durch gesetzliche Vermutungsregelungen konkretisiert wird. Wie insbesondere aus dem Wortlaut von § 35 Absatz 1 Satz 2 hervorgeht, handelt es sich jedoch gerade nicht um Preisobergrenzen, wie sie §§ 30 und 32 statuieren. Die insofern missverständliche Formulierung in Absatz 1 Satz 5 ist daher anzupassen.

Zu Buchstabe b und Buchstabe c

Die Anpassungen in Absatz 2 und 3 tragen dem deutlich erweiterten Aufgabenspektrum des Messstellenbetreibers hinsichtlich des Einbaus und Betriebs von Steuerungseinrichtungen Rechnung. Bislang oblagen dem grundzuständigen Messstellenbetreiber im Rahmen des Pflichtrollouts Einbau und Betrieb von intelligenten Messsystemen. Der Anlagenbetreiber war dagegen nach den Vorschriften in §§ 9, 10b, 100 Absatz 3 und 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes verpflichtet, den Einbau von technischen Einrichtungen einschließlich Steuerungseinrichtungen sicherzustellen, entweder indem er diese selbst beschaffte, oder durch Beauftragung des Messstellenbetreibers in Form einer Zusatzleistung. Dieser Ansatz führte in der Praxis nicht nur zu zahlreichen Zuständigkeitskonflikten, aufwendigen Prozessen und damit Belastungen für Anlagenbetreiber wie Messstellenbetreiber. Es fehlte darüber hinaus auch an einer klaren Verantwortlichkeit für die Sicherstellung der tatsächlichen Ansteuerbarkeit.

Damit die Steuerbarkeit in den gesetzlich vorgesehenen Fällen rasch und effizient tatsächlich hergestellt werden und als Flexibilitätspotenzial sicher berücksichtigt werden kann, wird der Einbau und Betrieb der notwendigen technischen Infrastruktur (intelligentes Messsystem mit Steuerungseinrichtungen) nunmehr einheitlich und anhand eines in §§ 29 und 45 konkret geregelten Fahrplans dem Messstellenbetreiber zugewiesen, welcher sich ganz auf die systemseitigen Anforderungen konzentriert. Die Steuerbarkeit wird in den gesetzlich

genannten Fällen zur Standardleistung (vergleiche § 34) und mit Preisobergrenzen (vergleiche § 30 Absatz 2) belegt. Zugleich verbleibt es bei der Verantwortlichkeit des Anlagenbetreibers/Anschlussnutzers für seine elektrische Kundenanlage (§ 9 Absatz 1 Erneuerbare-Energien-Gesetz), auch bleiben Übergangsvorschriften bis zum Einbau des intelligenten Messsystems im Erneuerbare-Energien-Gesetz enthalten (§ 9 Absatz 2, § 100 Absatz 3 Erneuerbare-Energien-Gesetz).

Zu Nummer 4 (§ 5)

Der neu an § 5 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes angefügte Satz 2 bestimmt, dass das Recht des Anschlussnutzers, einen wettbewerblichen Messstellenbetreiber auszuwählen, beim Messstellenbetrieb mit intelligenten Messsystemen frühestens nach Ablauf von zwei Jahren ab Einbau eines intelligenten Messsystems ausgeübt werden kann. Diese neu geschaffene „Haltefrist“ soll vermeiden, dass intelligente Messsysteme aufgrund eines Wechsels des Messstellenbetreibers kurz nach Ihrer Installation bereits wieder ausgebaut und entsorgt werden müssen. Diese Gefahr besteht derzeit insbesondere, wenn der übernehmende Messstellenbetreiber nicht von seinem Recht Gebrauch macht, die bereits verbaute Technik von dem abgebenden Messstellenbetreiber zu übernehmen (§ 16 Absatz 2). Die bereits verbaute Geräte müssen dann aufwändig ausgebaut werden und drohen verschrottet zu werden, obwohl sie noch viele Jahre genutzt werden könnten.

Die Vorschrift dient damit der Stärkung der Nachhaltigkeit und der Wirtschaftlichkeit des Messstellenbetriebs, ohne zugleich das Auswahlrecht des Anschlussnutzers unverhältnismäßig lange zu beschränken. Die Zweijahresfrist orientiert sich dabei an der in § 309 Nummer 9 Buchstabe a des Bürgerlichen Gesetzbuches geregelten Grenze für Vertragslaufzeiten in Allgemeinen Geschäftsbedingungen, an welche wettbewerbliche Messstellenbetreiber in ihren Vertragsbedingungen schon gebunden sind. Die Ausweitung auch auf grundzuständige Messstellenbetreiber führt also zur Vereinheitlichung von Wettbewerbsbedingungen.

Zu Nummer 5 (§ 6)

Zu Buchstabe a und Buchstabe b

In § 6 des Messstellenbetriebsgesetzes erfolgen Klarstellungen und redaktionelle Bereinigungen, indem Absatz 6 aufgehoben und in Absatz 1 integriert wird. Diese Änderungen erleichtern insbesondere die Auswahl eines einheitlichen Messstellenbetreibers bei Liegenschaftsmodellen der gemeinschaftliche Gebäudeversorgung. Für Liegenschaftsmodelle für Elektrizität ohne Einbeziehung einer weiteren Sparte setzte Absatz 6 bislang als Messkonzepte einen sogenannten virtuellen Summenzähler im Sinne von § 20 Absatz 1d Satz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes voraus. Ein solches Konzept ist allerdings technisch nicht in allen Fällen zwingend erforderlich, solange alle Zählpunkte der Liegenschaft mit intelligenten Messsystemen ausgestattet sind.

Der neugefasste Absatz 1 stellt nunmehr klar, dass es dem Belieben des Anschlussnehmers unterfällt, ob er ein Liegenschaftsmodell allein für die Elektrizitätssparte (Nummer 1) einholen oder weitere Sparten im Sinne eines klassischen Bündelangebots (Nummer 2) einbeziehen möchte. Nummer 3 hält fest, dass auch ein wettbewerbliche Messstellenbetreiber sich auf die Preisobergrenzen nach § 30 für die Stromsparte verpflichten muss. Für das Bündelangebot nach Nummer 2 bleibt es bei dem bisherigen Grundsatz, dass der gebündelte Messstellenbetrieb im Vergleich zum getrennten Messstellenbetrieb für die Betroffenen Anschlussnutzer mindestens kostenneutral sein muss.

Zu Nummer 6

Zu Buchstabe a und Buchstabe b

In § 7 Absatz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes wird als Folgeänderung zum neu geschaffenen Steuerungsrollout klargestellt, dass nach dem Messstellenbetriebsgesetzes zulässige Entgelte, die der Anschlussnetzbetreiber zu entrichten hat, ebenfalls unter Beachtung der gesetzlichen Vorgaben bei den Netzentgelten berücksichtigt werden können.

Zu Nummer 7

Die Neuregelung mit § 11 Absatz 6 des Messstellenbetriebsgesetzes füllt die regulatorische Lücke im Interesse einer ausreichenden Regulierung des Auffangmessstellenbetreibers, der wichtige Systemaufgaben wahrnimmt. Da seine Aufgabenwahrnehmung bundesweite (systemische) Bedeutung hat, ermöglicht die Neuregelung Kosten einer bundesweiten Wälzung zuzuführen.

Zu Nummer 8

Die Neuregelung in § 19 Absatz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes enthält zweierlei: notwendige (redaktionelle) Anpassungen an den neuen § 34 und (im Zusammenspiel mit § 46) stärker als bisher fokussierte Aufgabenzuweisungen durch den Gesetzgeber. Die bisherigen Aufgabenzuweisungen aus Verordnungsermächtigungen werden aufgetrennt in Festlegungskompetenzen der Bundesnetzagentur (zur ad hoc-Reaktion auf Sicherheitsberichte oder Warnungen des BSI sowie im Zusammenhang mit Anlagen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes, vgl. die Änderungen zu § 47) und einer konzentrierten Verordnungsermächtigung zur weiteren Cybersicherheitsregulierung für die sogenannte zweite WAN-Verbindung (eine vom Smart-Meter-Gateway unabhängige Internetverbindung einer Energiewendeanlage). Der Neuansatz steigert die Reaktionsfähigkeit im Zusammenhang mit Sicherheitsvorfällen bzw. Bedenken von BSI und BNetzA, sichert gleichzeitig aber auch die mittel- bis langfristigen Möglichkeiten zur Ausdehnung der Standardisierung nach dem Messstellenbetriebsgesetz.

Zu Nummer 9

Der neu angefügte § 20 Absatz 3 des Messstellenbetriebsgesetzes setzt in Verbindung mit den Anpassungen an § 48 den Artikel 18 der Richtlinie (EU) 2024/1788 um. Dieser sieht Regelungen zur Ausstattung von Messstellen der Sparte Wasserstoff mit intelligenten Messsystemen auf Grundlage einer Kosten-Nutzen-Bewertung vor. Die neu geschaffene Regelung orientiert sich an den bereits geltenden Vorschriften in Absatz 1 für Gas, welche Artikel 17 der Richtlinie umsetzen. Nach Ablauf einer Übergangszeit dürfen demnach grundsätzlich nur neue Messeinrichtungen für Wasserstoff verbaut werden, welche in Zukunft bei Bedarf an ein Smart-Meter-Gateway angeschlossen und somit zu einem intelligenten Messsystem ausgebaut werden können. Ziel der Regelung ist es, technische Lock-In-Effekte zu vermeiden und sicherzustellen, dass bei Bedarf und vorbehaltlich der Ergebnisse der zu einem späteren Zeitpunkt durchzuführenden Kosten-Nutzen-Analyse und der Bedürfnisse der betroffenen Verbraucher eine etwaige Anbindung der neuen Zähler an ein Smart-Meter-Gateway technisch möglich ist. Die Übergangsfrist orientiert sich dabei an den parallelen Vorgaben für den Rollout im Bereich der registrierenden Leistungsmessung in der Elektrizitätssparte gemäß § 45 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 MsbG.

Zu Nummer 10

Gelöscht: Nummer 9

Zu Buchstabe a bis d

In § 29 Absatz 1 und 2 des Messstellenbetriebsgesetzes wird der reine Smart-Meter durch die Integration der Herstellung der Steuerbarkeit von Energiewendeanlagen, also kleineren Erzeugungsanlagen und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, zu einem Smart-

Grid-Rollout weiterentwickelt. Dabei ist § 29 weiterhin die Grundnorm über die Rolloutverpflichtung grundzuständiger Messstellenbetreiber (gMSB), die Quote der verpflichtend auszustattenden Messstellen regelt unverändert § 45. Die Regelung betrifft – wie auch bislang – ausschließlich die Ausstattung von Messstellen der Sparte Elektrizität.

Mit dem erfreulich zunehmenden Anteil an erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung werden Lastflexibilität und die Steuerbarkeit von Erzeugungsanlagen in Spitzenzeiten zunehmend zum entscheidenden Faktor für die Systemsicherheit: Experteneinschätzungen rechnen bis 2032 bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung mit bis zu 36 GW gleichzeitiger Spitzenlast, denen erzeugungsseitig eine gleichzeitig zu erwartende Leistung von rund 63 GW gegenüber steht. Hierdurch wird verdeutlicht, dass die Digitalisierung der Energiewende unverzichtbar für einen wirtschaftlich und operativ resilienten Systembetrieb insbesondere auch in Zeiten temporärer Erzeugungsüberschüsse ist.

Um vor diesem Hintergrund den Rollout noch stärker systemorientiert auszurichten, sieht § 29 Absatz 1 Nummer 2 sowohl die Erweiterung der verpflichtend mit intelligenten Messsystemen auszustattenden Messstellen auf all solche Messstellen mit Erzeugungsanlagen (der erfasste Anlagenkreis ergibt sich aus § 2 Satz 1 Nummer 1) mit einer installierten Leistung über 2 Kilowatt als auch deren gleichzeitig verpflichtend herzustellende Steuerbarkeit durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber vor.

Diese Neuerung bringt Verbesserungen auf mehreren Ebenen mit sich. War vorher noch der Anlagenbetreiber selbst nach §§ 9, 10b, 100 Absatz 3 und 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes zur Herstellung der Steuerbarkeit verpflichtet, werden nun alle Leistungen für die Steuerbarkeit der Anlagen über intelligente Messsysteme gebündelt aus einer Hand vom grundzuständigen Messstellenbetreiber erbracht. Der bisherige Ansatz führte in der Praxis nicht nur zu zahlreichen Zuständigkeitskonflikten, aufwendigen Prozessen und damit Belastungen für Anlagenbetreiber wie Messstellenbetreiber. Es fehlte darüber hinaus auch an einer klaren Verantwortlichkeit für die Sicherstellung der tatsächlichen Ansteuerbarkeit. Eine Beauftragung nach § 9 Absatz 1b des Erneuerbare-Energien-Gesetzes a. F. wird entbehrlich. Hierdurch wird für den grundzuständigen Messstellenbetreiber die Integration der neu ausgestatteten Messstelle in seine Betriebsabläufe wesentlich erleichtert, weil er die mit seinen IT-Systemen am besten kompatible Steuerungstechnik verbauen kann, schon so wertvolle Montagekapazitäten und trägt somit zur Entbürokratisierung und Beschleunigung des Rollouts bei.

Auch aus gesetzessystematischer Sicht gewinnt die neue Regelung gegenüber den bisherigen Regelungen in § 29 a.F. und § 9 Absatz 1 bis 1b des Erneuerbare-Energien-Gesetzes a.F. an Klarheit und Struktur. Eine Unterscheidung zwischen der Herstellung der Sicht- und der Steuerbarkeit nach Anlagenklassen entfällt ebenso (§ 9 Absatz 1 und 1a Erneuerbare-Energien-Gesetz a.F.), wie die bislang im Hinblick auf die Herstellung der Steuerbarkeit in der Praxis immer wieder problembehaftete Kombination nach § 9 Absatz 1 Satz 1 zweite Alternative des Erneuerbare-Energien-Gesetzes a.F. aus steuerbarer Verbrauchseinrichtung nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes und Erzeugungsanlage.

Gleichzeitig werden Anlagenbetreiber kleinerer Anlagen von der bisher bestehenden technisch anspruchsvollen Pflicht nach den §§ 9, 10b, 100 Absatz 3 und 4 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes sowie § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes befreit, für die Installation der für seine Anlagen passenden Steuerungstechnik zu sorgen. Dem Grundsatz der Verantwortung des Anschlussnehmers für die elektrische Anlage hinter der Hausanschlussversicherung entsprechend, bleibt der Anlagenbetreiber gegenüber dem Messstellenbetreiber nach § 9 Absatz 1 und 1a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes dafür zuständig, den ordnungsgemäßen technischen Zustand dieser elektrischen Anlage sowie der zu steuernden Erzeugungsanlagen sicherzustellen. Gleichzeitig bleiben auch die Übergangsvorschriften bis zum Einbau des intelligenten Messsystems im Erneuerbare-Energien-Gesetz enthalten (§ 9 Absatz 2, § 100 Absatz 3 Erneuerbare-Energien-Gesetz).

Die Priorisierung der für einen resilienten Systembetrieb besonders relevanten Fälle nach Absatz 1 Nummer 2 muss mit Blick auf begrenzte Kapazitäten für die Montage und den informationstechnischen Betrieb mit einer gleichzeitigen Depriorisierung der weniger Flexibilität bietenden und damit aus Systemsicht weniger bedeutenden Fälle nach § 29 Absatz 1 Nummer 1 einhergehen. Mit der Neuregelung des § 29 Absatz 1 Nummer 1 sind nunmehr Messstellen bei Letztverbrauchern mit einem Jahresstromverbrauch bis 10 000 Kilowattstunden nicht mehr verpflichtend, sondern nach § 29 Absatz 2 zukünftig vom grundzuständigen Messstellenbetreiber nur noch als optionale Einbaufälle auszustatten.

Absatz 5 sieht eine Ausnahme von der Ausstattungspflicht mit Steuerungstechnik nach § 29 Absatz 1 für Anlagen vor, wenn sie dauerhaft sichergestellt keinen Strom in das Netz einspeisen und lediglich zur Eigenversorgung oder Weitergabe des Stroms außerhalb des Netzes verwendet werden. Die Notwendigkeit der Ansteuerbarkeit dieser Anlagen und damit der Ausstattung mit Steuerungseinrichtungen ist nicht gegeben, da kein Strom in das Netz eingespeist wird und die Anlagen zur Leistungsanpassung bspw. während temporärer Erzeugungsüberschüsse nicht zur Verfügung stehen. Die Ausstattungsverpflichtung mit einem intelligenten Messsystem bleibt hiervon unberührt. Die Sichtbarkeit dieser Anlagen erleichtert die Systemintegration dieser Einbaufallgruppe, deren Bezugsverhalten sich grundsätzlich von Standardlastkunden unterscheidet.

Zu Nummer 11

Gelöscht: Nummer 10

Zu § 30 des Messstellenbetriebsgesetzes allgemein:

Die in § 30 geregelten Preisobergrenzen konkretisieren die wirtschaftliche Vertretbarkeit, welche nach § 29 Voraussetzung für Einbaupflichten des grundzuständigen Messstellenbetreiber sind. Die Anpassungen setzen einerseits die Ergebnisse des BMWK-Digitalisierungsberichts nach § 48 um, welcher dringlichen Handlungsbedarf für eine wirtschaftlich robuste Digitalisierung aufgezeigt hatte (Absatz 1, 3 und 5). Andererseits wird eine einfache und verlässliche Preisobergrenze für den erweiterten und aufwändigeren Messstellenbetrieb mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen definiert (Absatz 2). **Die angepassten Preisobergrenzen gelten für ab dem 1. Januar 2025 entstehende Entgelte für den Messstellenbetrieb, unabhängig vom Einbaupunkt des intelligenten Messsystems oder dem Zeitpunkt einer etwaigen Einbaubestellung. Für die Vergütung des Messstellenbetriebs bis zum Ablauf des Jahres 2024 finden die bisherigen Kostenregelungen Anwendung.**

Absatz 1 fasst die bislang in Absatz 1 und 2 für Letztverbraucher und Erzeugungsanlagen gesondert geregelten Preisobergrenzen für den Pflichteinbau von intelligenten Messsystemen durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber zusammen. Die Regelung gilt nur für reine „Messkonstellationen“. Müssen hingegen zusätzlich zum intelligenten Messsystem Steuerungseinrichtungen installiert werden, gilt die Spezialvorschrift in Absatz 2, welche als Bemessungsgrundlage auf Absatz 1 Bezug nimmt. Für optionale Einbaufälle regelt hingegen Absatz 3 gesonderte Preisobergrenzen.

Kernziel der Anpassungen in § 30 ist es, einen wirtschaftlich tragfähigen Infrastrukturaufbau abzusichern, damit die Digitalisierung der Energiewende ihre Aufgabe für einen sicheren und zuverlässigen Systembetrieb erfüllen kann und zugleich eine gerechte Kostenverteilung anhand des Nutzens sicherzustellen. Eine solide Refinanzierung der Kosten eines effizienten Messstellenbetreibers bildet die Basis für einen wirtschaftlich nachhaltigen Rollout und leistungsfähigen Messstellenbetrieb. Nur, wenn die Finanzierung langfristig gesichert ist, wird der Aufbau der digitalen Infrastruktur robust und zukunftsfest gelingen. Die Kosten-Nutzen-Analyse der vom BMWK beauftragten Gutachter hat bestätigt, dass allein der in Geld auszudrückende, durch die Digitalisierung mögliche volkswirtschaftliche Nutzen für ein resilientes Stromsystem die anfallenden Kosten signifikant übersteigt. Die Gutachter gehen von marktseitigen Einsparungen durch eine Einsatzoptimierung der Erzeugung zwischen 1,5 und 8,1 Milliarden EUR jährlich sowie einem netzseitigen Einsparpotenzial

zwischen 0,5 und 2,5 Milliarden EUR jährlich aus. Hinzu kommen erhebliche derzeit noch nicht präzise monetarisierbare Vorteile für die Systemstabilität. Kostenseitig verbleibt jedoch selbst für besonders effiziente Messstellenbetreiber - trotz der mit dem GNDWE bereits angehobenen Preisobergrenzen - eine relevante Finanzierungslücke, welche ohne ein rasches Gegensteuern das wirtschaftliche Fundament der Digitalisierung untergraben und den Rollout ausbremsen würde.

Die Anpassungen an den Kostenregelungen adressieren zum einen die im Rahmen des BMWK-Digitalisierungsberichtes identifizierten Ungleichgewichte in der Kostenverteilung, welche die Messstellenbetreiber zugunsten bestimmter Einbaufälle benachteiligen. Zum anderen werden für die neu geschaffenen Standardleistungen im Rahmen des Steuerungsrollouts neue, wirtschaftlich tragfähige Kostenregelungen notwendig.

Zu den einzelnen Anpassungen in § 30:

In Absatz 1 Nummern 1-4 werden jeweils die gleichlautenden Preisobergrenzen für Erzeugungsanlagen gemäß dem bisherigen Absatz 2 integriert. Absatz 1 Nummer 4 umfasst infolge der Absenkung der Pflichtrolloutschwelle bei Anlagen auf 2 Kilowatt installierter Leistung in § 29 Absatz 1 nun ebenfalls Anlagen mit einer installierten Leistung über 2 Kilowatt. Zugleich werden die bisherigen Preisobergrenzen in § 30 Absatz 2 Nummer 1 und 2 zusammengefasst. Die Preisobergrenze wird einheitlich an die Preisobergrenze für steuerbare Verbrauchseinrichtungen (einschließlich steuerbare Netzanschlüsse) nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes angeglichen (Absatz 1 Nummer 5): Beides sind künftig Pflichteinbaufälle für Steuerungseinrichtungen, sodass Nummer 4 und 5 nur als Berechnungsgrundlage für die spezielle Preisobergrenze nach Absatz 2 fungieren. Schließlich wird die bisherige Preisobergrenze für reine Verbraucher mit einem Jahresstromverbrauch über 6.000 und bis zu 10.000 Kilowattstunden entsprechend der Vorgaben in § 29 in Absatz 3 (Preisobergrenzen für optionale Einbaufälle) überführt.

Die verbleibenden Preisobergrenzen von mindestens 130 Euro brutto jährlich sind nach den Ergebnissen des BMWK-Digitalisierungsberichts gemäß § 48 zusammen mit den übrigen Anpassungen (insbesondere der Aufhebung der besonders belastenden Preisobergrenzen-Bündelungsregelung nach § 30 Absatz 5 Satz 1 der bisherigen Fassung) als wirtschaftlich angemessen zu bewerten. So liegen die gutachterlich ermittelten jährlichen Grenzkosten bei den Pflichteinbaufällen für Einbau und Betrieb eines intelligenten Messsystems bei den effizientesten 25 Prozent der grundzuständigen Messstellenbetreiber, welche Daten zur Verfügung gestellt haben, bei rund 96 bis 114 EUR netto (114 bis 136 EUR brutto). Die Festlegung der Preisobergrenzen am oberen Rand dieses Spektrums trägt dem Umstand Rechnung, dass innerhalb der sehr heterogenen Kostenbasis der einzelnen Unternehmen ein besonders hoher Effizienzmaßstab angesetzt wurde, welcher vielen grundzuständigen Messstellenbetreibern erhebliche Anstrengungen zur Steigerung ihrer Effizienz abverlangt. Neben bestehenden Möglichkeiten (1:n-Anbindung, optimierter Rollout) werden mit dem vorliegenden Gesetz weitere Möglichkeiten zur Steigerung der Effizienz aufgezeigt, etwa durch Kooperationen und Rolloutkonsortien, welche nach § 45 künftig durch eine gemeinsame Quotenerfüllung angereizt werden. Die angepassten Preisobergrenzen können vorbehaltlich der Regelungen der im Einzelnen vereinbarten Messstellenverträge für neue und auch bereits laufende Verträge bei bereits vor Inkrafttreten der Neuregelung mit intelligenten Messsystemen ausgestatteten Messstellen im Rahmen der grundsätzlich jährlich neu entstehenden Entgelte nach § 7 Absatz 1 für etwaige vertragliche Preisanpassungen mit Wirkung zum 1. Januar 2025 berücksichtigt werden. Bis zum Ablauf des Jahres 2024 gelten die Preisobergrenzen nach der bisherigen Fassung von § 30. Da die Messentgelte im Rahmen eines Dauerschuldverhältnisses jährlich entstehen, kommt es für die maßgeblichen Preisobergrenzen weder auf den Zeitpunkt des Einbaus des intelligenten Messsystems an, noch auf eine etwaige Beauftragung einer vorzeitigen Ausstattung nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1. Maßgeblich ist allein der Zeitpunkt der Leistungserbringung und die in diesem Zeitpunkt jeweils geltenden Preisobergrenzen.

Absatz 2 ist gegenüber Absatz 1 die speziellere Vorschrift für „Steuerungspflicheinbau-fälle“, d. h. diejenigen Fälle, in denen der grundzuständige Messstellenbetreiber gemäß § 29 Absatz 1 Nummer 2 neben intelligenten Messsystemen zusätzlich eine Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt einbauen und betreiben muss. Dieser um das Steuern über Smart-Meter-Gateways erweiterte Messstellenbetrieb beinhaltet zusätzliche Standardleistungen nach § 34 Absatz 1 Nummer 4a bis 7 und bedarf daher auch eines zusätzlichen Entgelts, das auf die Entgelte für das reine „Messen“ anfällt. Absatz 2 gilt nicht für Einbau und Betrieb von Steuerungseinrichtungen über andere technische Einrichtungen, insbesondere nicht solche nach § 9 Absatz 2 und § 100 Absatz 3 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Die Kostenregelung besteht aus zwei Elementen: Für Einbau und Betrieb des oder der intelligenten Messsysteme wird das von Anschlussnutzer und Anschlussnetzbetreiber zu entrichtende „Messentgelt“ unter Beachtung der Preisobergrenzen von Absatz 1 und 5 gebildet. Zusätzlich kann der grundzuständige Messstellenbetreiber ein „Steuerungsentgelt“ erheben. Dieses ist vollständig vom Anschlussnehmer zu entrichten, in der Regel also vom Gebäudeeigentümer (vgl. § 2 Satz 1 Nummer 2). In Mehrnutzerliegenschaften soll der Anschlussnehmer die Kosten im Rahmen der Nebenkosten auf die individuellen Anschlussnutzer umlegen können.

Im Sinne einer einfachen und zugleich kostengerechten Regelung gilt für das Entgelt nach Nummer 2 eine einheitliche Preisobergrenze, unabhängig von den hinter dem Netzanschluss vorhandenen Anschlussnutzern, ihren Anlagen und Verbrauchseinrichtungen und ihrer Einordnung in die Pflichteinbaufallgruppen. Auf diese Weise werden komplizierte und bei Mehrnutzerliegenschaften in der Praxis für den grundzuständigen Messstellenbetreiber kaum mögliche Aufteilungen der Nutzung von gemeinschaftlich genutzten Steuerungseinrichtungen zu einzelnen Anschlussnutzern vermieden. Die Regelung führt zudem zu einer deutlich einfacheren und handhabbaren Umsetzbarkeit der Steuerung: Nach § 34 Absatz 1 Nummer 4a wird durch den Messstellenbetreiber lediglich eine Steuerungseinrichtung am Netzanschluss eingebaut, an welche das Smart-Meter-Gateway und die zu steuernden Einheiten (ein Energiemanagementsystem oder einzelne Anlagen und Verbrauchseinrichtungen) angebunden werden. Der Aufwand für Einbau und Betrieb der Steuerungseinrichtung für den Messstellenbetreiber ist damit stets derselbe, zugleich wird ein starker Anreiz für den Einbau von Steuerungstechnik mit digitalen Schnittstellen gesetzt und die Ausstattung einzelner Anlagen mit mehreren einzelnen Steuerboxen vermieden. Durch die Steuerung am Netzanschlusspunkt kann die Steuerung für die Anlagenbetreiber und Letztverbraucher im Ergebnis erheblich kostengünstiger und für Netzbetreiber und Marktakteure deutlich handhabbarer realisiert werden. Für den Fall, dass bei einem Anschlussnehmer ausnahmsweise weitere Steuerungseinrichtungen erforderlich werden, bleibt eine entsprechende Bestellung nach § 34 Absatz 2 Nummer 5 möglich.

Die Kostentragung der Steuerung durch den Anschlussnehmer und letzten Endes die Anlagenbetreiber und Letztverbraucher ist kostengerecht, um dem zusätzlichen Nutzen durch die Steuerungsmöglichkeit über Smart-Meter-Gateways Rechnung zu tragen. War die die marktliche Steuerung über das Smart-Meter-Gateway bislang nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 4 jeweils separat zu vergüten, ist sie nunmehr nach Maßgabe des § 34 Absatz 1 Nummer 7 ebenfalls in der Standardleistung des Messstellenbetreibers inkludiert. Kunden und deren Dienstleister können die Steuerungseinrichtung also ebenfalls beispielsweise im Rahmen der Direktvermarktung oder für das marktliche Steuern im Rahmen eines dynamischen Stromtarifs nutzen. Zudem ermöglicht die Steuerungsmöglichkeit auch bei hohem Zubau von Erneuerbare-Energien-Anlagen einen raschen Netzanschluss. Dem stehen im Vergleich zu aktuell verfügbaren Steuerungslösungen gerade in Mehrnutzerliegenschaften nur sehr geringe jährliche Kosten gegenüber. Der Netzbetreiber hat ebenfalls einen hohen Nutzen von der Steuerungsmöglichkeit, dieser Nutzen ist jedoch bereits Grundlage für die erhebliche Kostenbeteiligung des Anschlussnetzbetreibers an dem Messentgelt nach Absatz 1 (vgl. die Begründung zum Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende auf BT-Drs. 20/5549, S. 54 ff.). Eine weitere Kostenbeteiligung des Netzbetreibers würde zudem zu weiterer Komplexität führen.

Die Bemessung der Preisobergrenze für die Steuerungseinrichtung nach § 30 Absatz 2 Nummer 2 in Höhe von 100 Euro brutto jährlich baut auf der gutachterlichen Kostenanalyse eines fiktiven grundzuständigen Messstellenbetreibers und den entsprechenden Modellierungen auf, welche im Auftrag des BMWK in dem Gutachten „Voruntersuchung zu den Analysen und Berichten des BMWK nach § 48 MsbG“ durchgeführt wurden. Sie berücksichtigt Prämissen für die wesentlichen Kostenbestandteile, insbesondere Installations- und Hardwarekosten sowie IT- und Prozesskosten. Angesichts der Tatsache, dass derzeit noch keine mit dem Einbau und Betrieb von intelligenten Messsystemen vergleichbare Datengrundlage über tatsächliche Kosten bei den verpflichteten Unternehmen für den Steuerungsrollout vorliegen, wurden die Beträge mit gutachterlicher Unterstützung und unter Einbeziehung von Branchenexperten konservativ unter Berücksichtigung eines Sicherheitspuffers abgeschätzt. Es wurden dabei auch Annahmen zu Inflation als auch Kostendegression durch Skalen- und Lerneffekte zugrunde gelegt. Die angesetzten jährlichen Kosten liegen überdies deutlich unter den laufenden Kosten alternativer Fernwirktechnik, welche nach den gegenwärtigen Preisblättern der Verteilernetzbetreiber regelmäßig im mittleren dreistelligen Bereich liegen. Im Ergebnis ist somit davon auszugehen, dass die angesetzte Preisobergrenze jedenfalls für den Zeitraum bis zu der erforderlichen Überprüfung mit der nächsten Kosten-Nutzen-Analyse nach § 48 Absatz 1 Nummer 3 die wirtschaftliche Vertretbarkeit sowohl für die grundzuständigen Messstellenbetreiber als auch für die Anschlussnehmer gewährleistet.

Absatz 3 enthält angepasste Kostenregelungen zum optionalen Rollout von intelligenten Messsystemen. Der BMWK-Digitalisierungsbericht hat ergeben, dass die bisher geltenden Preisobergrenzen deutlich unterhalb der Grenzkosten selbst der effizientesten grundzuständigen Messstellenbetreiber in der gutachterlichen Kostenanalyse liegen. Wären Messstellenbetreiber verpflichtet, zu diesen Preisobergrenzen auf Kundenbestellung intelligente Messsysteme zu installieren, würde dies folglich zu erheblichen wirtschaftlichen Schäden führen, die auch anderweitig nicht refinanziert werden könnten, und trotz vorhandenen Nutzens die Besteller nicht an den Kosten beteiligen. Der neu gefasste Absatz 3 sorgt daher für eine wirtschaftlich tragfähige Anpassung dieser Preisobergrenzen. Absatz 3 Nummer 1 erfasst die bisherigen Pflichteinbaufälle der reinen Verbraucher mit einem Jahresstromverbrauch zwischen 6.000 und 10.000 Kilowattstunden. Hier gilt künftig eine um 10 Euro brutto jährlich angehobene Preisobergrenze. Dies trägt dem Umstand Rechnung, dass für den bislang geltenden Zähleranteil von 20 Euro jährlich verfügbare einfache Basiszähler nach den Ergebnissen des Digitalisierungsberichts nur technisch aufwendig und zu hohen Kosten an Smart-Meter-Gateways angebunden werden können, keine Zweirichtungsmessung erlauben und auch wichtige Grid-Funktionen wie Netzzustandsdatenerhebung nicht möglich sind. Für vollwertige intelligente Messsysteme bedarf es demnach vollwertiger Basiszähler, die indes rund 30 Euro brutto jährlich kosten. Diese Differenz entspricht der Anhebung der Preisobergrenze. Damit wird zugleich in diesen optionalen Einbaufällen eine Erlösmöglichkeit nahe des gutachterlich ermittelten Grenzkostenniveaus von 114 Euro brutto jährlich (96 Euro netto) erreichbar.

Für alle anderen optionalen Einbaufälle (Letztverbraucher mit einem Jahresstromverbrauch von 6.000 Kilowattstunden oder weniger oder Anlagen unter 2 Kilowatt) gilt hingegen nach Absatz 3 Nummer 2 in Verbindung mit § 35 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 eine differenzierte Regelung, welche einerseits Möglichkeiten für einen breiteren Rollout schafft, andererseits die Verbraucher vor starken Kostenbelastungen schützt. Die Gesamt-Preisobergrenze beträgt hier maximal 60 Euro brutto jährlich, was der bisherigen Preisobergrenze für die Einbaugruppe 4.000-6.000 Kilowattstunden entspricht. Hiervon entfallen maximal 30 Euro auf den Letztverbraucher und 30 Euro auf den Netzbetreiber. Diese Preisobergrenze kann insbesondere dann für den Messstellenbetreiber erreichbar sein, wenn er Effizienzen und Skaleneffekte im Rollout nutzt, beispielsweise bei Mehrnutzerliegenschaften neben Pflichteinbaufällen zusätzliche optionale Fälle ausstattet und dabei die Vielfachanbindung/1:n-Anbindung (§ 21 Absatz 3) nutzt. Im Falle eines dergestalt optimierten Rollouts haben die Gutachter des BMWK Skaleneffekte von rund 20 Prozent gegenüber dem im Pflichtrollout geltenden Grenzkostenniveau errechnet. Bestellt hingegen der Anschlussnutzer selbst das

intelligente Messsystem sind diese Skaleneffekte für den Messstellenbetreiber nicht erreichbar, zudem entsteht Zusatzaufwand für die Neuplanung des Rollouts, zusätzliche Anfahrten etc. Diese Mehrkosten müssen durch den Besteller durch ein angemessenes Zusatzentgelt nach § 35 Absatz 1 (Einmalentgelt und „Besteller-Preisobergrenze“) ausgeglichen werden, um insgesamt ein kostendeckendes Niveau zu erreichen. Diese Regelung stellt zugleich eine Internalisierung von Kosten entsprechend dem Nutzen sowie eine volkswirtschaftlich effiziente, preisgesteuerte Allokation der begrenzten Rolloutkapazitäten sicher.

In Absatz 5 wird schließlich die bisherige Preisobergrenzen-Bündelung in Fällen aufgegeben, bei denen mehrere Zählpunkte eines Anschlussnutzers mit intelligenten Messsystemen ausgestattet werden. Der Digitalisierungsbericht des BMWK nach § 48 hat deutlich gezeigt, dass die Regelung nicht nur ihren Verbraucherschützenden Zweck verfehlt, sondern zu erheblichen ungerechtfertigten Belastungen der grundzuständigen Messstellenbetreiber führt. Das vorbereitende Gutachten entdeckte hier mit rund 470 Millionen Euro die im Vergleich zu allen anderen Fällen größte Wirtschaftlichkeitslücke, denn tatsächliche Kosten und gesetzlicher Ansatz fielen hier in hohem Maße auseinander. Änderungen an dieser Regelung sind daher für eine gerechte Kostenverteilung geboten und bieten für die Wirtschaftlichkeit des Rollouts zugleich auch den größten Hebel. Insbesondere hat die Voruntersuchung offengelegt, dass die laufenden Prozesskosten (z.B. für die Smart-Meter-Gateway-Administration) gegenüber den Hardwarekosten dominieren und derzeit den wesentlichen Kostentreiber für den Messstellenbetreiber darstellen. Im Ergebnis muss ein grundzuständiger Messstellenbetreiber mehrere intelligente Messsysteme für den Preis von einem, zusätzlich der Zählerkosten, betreiben. Auch wenn eine Vielfachanbindung von mehreren Zählern an ein Smart-Meter-Gateway (1:n) Einsparpotenziale bringt, rechtfertigen diese bei Weitem nicht den durch die Bündelungsregelung gewährten „Mengenrabatt“ auf die Messentgelte. Umgekehrt hängt die Anzahl der bei einem Kunden anzubindenden Zähler in der Regel von dessen Gestaltung ab. Gestaltungsmöglichkeiten könnten etwa darin liegen, für den Allgemeinstromverbrauch kein intelligentes Messsystem zu verlangen, bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes das „Modul 1“ ohne gesonderte Verbrauchserfassung für die Wallbox und die Wärmepumpe zu wählen oder alle steuerbaren Verbrauchseinrichtungen über einen gemeinsamen zusätzlichen Zähler zu messen (Kaskadenmessung). Auch in komplexen Prosumer-Konstellationen sind in der Regel Messkonzepte mit maximal zwei Zählern umsetzbar. Es ist daher konsequent und kostengerecht, es künftig in Mehrzählerkonstellationen bei der Grundregel nach Absatz 1 zu belassen, dass die jeweiligen Preisobergrenzen zählpunktbezogen („für jeden Zählpunkt“) anzuwenden sind.

Gesondert zu bewerten sind hingegen Fälle, in denen ein Zählpunkt eines Anschlussnutzers mehrere Pflichteinbaufälle für intelligente Messsysteme nach Absatz 1 oder Absatz 3 verwirklicht (Einzählerkonstellationen). Zu denken wäre an besondere Fälle von Überschusseinspeisung und hohem Stromverbrauch, in denen lediglich ein Zweirichtungszähler am Netzanschlusspunkt verbaut ist. Hier bliebe es bei einem intelligenten Messsystem (=Smart-Meter-Gateway plus ein Zähler), sodass es angemessen erscheint, lediglich die höchste fallbezogene Preisobergrenze (POG) zu veranschlagen. Auch bei Steuerungseinrichtung am Netzanschluss bereitgestellt und durch den Anschlussnehmer mit einem pauschalen Zusatzentgelt vergütet. Es ist in der Regel problemlos möglich, mehrere Anlagen und Verbrauchseinrichtungen über eine Steuerungseinrichtung zu regeln, ggf. unter Zwischenschaltung eines kundeneigenen Heim-Energiemanagementsystems (HEMS). Hierdurch wird eine einfache, kundenfreundliche und energiewirtschaftlich zukunftsste Steuerungsinfrastruktur aufgebaut.

Absatz 6 enthält Folgeanpassungen zu § 33.

Zu Nummer 12

Zu Buchstabe a

In § 31 des Messstellenbetriebsgesetzes erfolgen Klarstellungen und Folgeänderungen. In Absatz 1 wird klargestellt, dass die Anwendungsupdates zum Ende des agilen Rollouts bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025 zu erfolgen haben. Der bisherige Wortlaut war diesbezüglich nicht eindeutig, vielmehr ergab sich das Fristende nur aus der systematischen Auslegung in Verbindung mit § 19 Absatz 5. Dieser regelt die übergangsweise Zulässigkeit der Weiternutzung von nicht-zertifizierten Messsystemen über den Beginn des Pflichtrollouts (d.h. das Ende des agilen Rollouts) hinaus ab dem 31. Dezember 2025. Folglich ist dieser Stichtag auch für § 31 maßgeblich.

Zu Buchstabe b

Absatz 2 enthält Folgeänderungen zur Klarstellung in § 3, indem die bezüglich § 35 missverständliche Formulierung „Preisobergrenzen“ bereinigt wird.

Zu Nummer 13

§ 32 Absatz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes enthält Folgeänderungen zu § 33.

Zu Nummer 14

Zu Buchstabe a bis c

Die Neuregelung des § 33 des Messstellenbetriebsgesetzes ist notwendige Konsequenz des Systemwechsels bei der Netzentgeltregulierung. Obliegt deren Regulierung der Bundesnetzagentur, ist es konsequent, der Bundesnetzagentur auch eine Regulierung der Messentgelte jedenfalls so lange zu ermöglichen, wie die Digitalisierung der Energiewende zuvorderst Systemaufgaben erfüllt und die Finanzierungsverantwortung zu einem Großteil beim Netzbetrieb angesiedelt ist. Die Neuregelung setzt also den Weg des GNDEW fort und gibt Anpassungen von Preisobergrenzen, Vermutungstatbeständen bei den Zusatzleistungen, Regelungen zu Kostenaufteilungen zwischen Netzbetrieb auf der einen und Anschlussnehmer-/nutzer/Anlagenbetreiber auf der anderen Seite in die Hände der Bundesnetzagentur (Absatz 1 Nummer 1). Gleiches gilt für die regulatorische Handhabung von besonderen Kostenbelastungen im Zusammenhang mit dem Auffangmessstellenbetrieb (Absatz 1 Nummer 2). Absatz 2 enthält ein fakultatives Berücksichtigungsgebot zugunsten des Berichts des BMWK nach § 48 und stellt als Regelung damit sicher, dass alle relevanten Aspekte in die Regulierung der Preisobergrenzen einfließen können, ohne die europarechtlich verbürgte Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur einzuschränken. Die verbraucher-schützenden Regelungen des Absatzes 3 bleiben unangetastet.

Zu Nummer 15

Damit die Steuerbarkeit in den gesetzlich vorgesehenen Fällen rasch und effizient tatsächlich hergestellt werden und als Flexibilitätspotenzial sicher berücksichtigt werden kann, wird der Einbau und Betrieb der notwendigen technischen Infrastruktur (intelligentes Messsystem mit Steuerungseinrichtungen) nunmehr einheitlich und anhand eines in §§ 29 und 45 konkret geregelten Fahrplans dem Messstellenbetreiber zugewiesen, welcher sich ganz auf die systemseitigen Anforderungen konzentriert.

§ 34 Absatz 1 Nummer 4a bis 7 des Messstellenbetriebsgesetzes regeln die Standardleistungen im erweiterten Messstellenbetrieb für die Fälle, in denen der Messstellenbetreiber gemäß § 29 Absatz 1 Nummer 2 zusätzlich zu intelligenten Messsystemen auch verpflichtet ist, die Steuerbarkeit von Anlagen und steuerbaren Verbrauchseinrichtungen über Smart-Meter-Gateways herzustellen. Nummer 4a regelt den Einbau der notwendigen Steuerungseinrichtungen, während die Datenkommunikation in Nummer 5 bis 7 geregelt wird.

welche derzeit nur als Zusatzleistungen anzubieten sind. Diese Standardleistungen sind folglich nicht zu erbringen, wenn nur intelligente Messsysteme ohne Steuerungseinrichtung zu verbauen sind. Die Definition von Standardleistungen für den erweiterten Messstellenbetrieb (Einbau und Betrieb von Steuerungseinrichtungen) ist eine notwendige Konsequenz aus der Weiterentwicklung des bisherigen Smart-Meter-Rollouts hin zu einem Smart-Grid-Rollout, der neben der Ausstattung mit intelligenten Messsystemen für eine Vielzahl der Pflichteinbautfälle auch den Einbau von Steuerungstechnik vorsieht. Für eine gesetzliche Einbaupflicht der Steuerungstechnik ist die Ausgestaltung einer verpflichtenden Standardleistung genau wie eine gesetzliche Konkretisierung durch angemessene Preisobergrenzen nach § 30 Absatz 2 erforderlich, um die wirtschaftliche Vertretbarkeit für die grundyständigen Messstellenbetreiber ebenso wie für die Entgeltschuldner sicherzustellen.

Nummer 4a sieht dabei ebenso wie § 29 Absatz 1 Nummer 2 vor, dass der Messstellenbetreiber als Standardleistung lediglich eine Steuerungseinrichtung am Netzanschlusspunkt bereitstellen muss. Durch die Steuerung am Netzanschluss statt des Einbaus von zahlreichen Steuerungseinrichtungen an Einzelanlagen wird ein kostengünstiger und ressourcensparender Steuerungsrollout ermöglicht. Die netzanschlussbezogene Steuerung ist auch operativ handhabbarer und belässt den Kunden Freiheiten für eine lokale Optimierung hinter dem Netzanschluss. Der Messstellenbetreiber ist zudem zur informationstechnischen Anbindung an das Smart-Meter-Gateway und zur Parametrierung und Konfiguration verpflichtet. Auch beim Ausstattungszeitpunkt an der Messstelle vorhandene, zu steuernde Einrichtungen (einschließlich Energiemanagementsysteme) sind informationstechnisch an die Steuerungseinrichtung anzubinden. Die Anbindungsverpflichtung umfasst die Herstellung der Kommunikationsverbindung zur Steuerungseinrichtung am Zählerplatz beziehungsweise am Hausanschlussraum, nicht jedoch etwaige Vorbereitungsmaßnahmen in der Kundenanlage, etwa die Verlegung von Datenkabeln bis zum Hausanschlussraum. Nimmt der Anlagenbetreiber nach der Ausstattung mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen neue zu steuernde Einrichtungen in Betrieb, obliegt ihm hingegen die informationstechnische Anbindung an die vorhandene Steuerungseinrichtung bzw. das Energiemanagementsystem. In der Praxis wird dieser Schritt regelmäßig ohne großen Aufwand durch den Kundeninstallateur, der beispielsweise eine neue Solaranlage in Betrieb nimmt, erledigt werden können.

Nummern 5 bis 7 entsprechen im Wesentlichen den bisherigen Zusatzleistungen in § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 bis 4.

Die Regelung in § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 wird zur Umsetzung von Artikel 20 der novellierten Gasbinnenmarkt-Richtlinie (EU) 2024/1788 ergänzt um einen Anspruch auf eine individuelle Ausstattung mit intelligenten Messsystemen für Gas. Einer gesonderten Beauftragung bedarf es nicht, soweit die Anbindungsverpflichtung für den Gaszähler nach § 40 greift.

Die Zusatzleistungen nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 2 bis 45 gehen in den neuen Standardleistungen § 34 Absatz 1 Nummer 5 bis 7 auf.

Die Möglichkeit, den Messstellenbetreiber mit dem Einbau von Steuerungstechnik über die Ausstattungspflicht nach § 29 Absatz 1 Nummer 2 hinaus oder bei optionalen Einbautfällen nach § 29 Absatz 2 zu beauftragen, sieht § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 5 vor.

Bei der Erweiterung der Zusatzleistung nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 11 um die schwarzfallrobuste Ausführung der Ausstattung von Messstellen mit Mess- und Steuerungseinrichtungen handelt es sich um eine Folgeänderung zur neuen Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur nach § 47 Absatz 3 Nummer 2, in der Buchstabe a) eine entsprechende Möglichkeit zur verpflichtenden Beauftragung des Netzbetreibers der dies umfassenden Zusatzleistung nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 11 vorsieht.

Mit dem neu eingefügten § 34 Absatz 2 Satz 4 wird einerseits geregelt, dass eine individuelle Ausstattung auf Bestellung mit intelligenten Messsystemen nach Satz 2 Nummer 1 innerhalb von vier Monaten auf Beauftragung durch den Messstellenbetreiber umgesetzt werden muss. Andererseits wird jedoch klargestellt, dass derartige individuelle Ausstattungen auf Bestellung nicht dazu führen dürfen, dass aus Systemsicht vorrangige Pflichtrollout-Einbaufälle nach § 29 Absatz 1 durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber depriorisiert werden müssen, um die Viermonatsfrist zu halten. Besteht insbesondere aufgrund der Vielzahl der Bestellungen bei optionalen Einbaufallgruppen oder Pflichteinbaufällen, welche nach § 45 Absatz 1 erst zu einem späteren Zeitpunkt auf die Ausstattungsquoten anzurechnen sind, die Gefahr, dass die Ausstattungspflichten nach § 45 nicht erreicht werden können, ist der grundzuständige Messstellenbetreiber berechtigt, im erforderlichen Umfang Kundenbestellungen zurückzustellen. Er bleibt jedoch weiterhin zur schnellstmöglichen Erledigung verpflichtet. Beim Begriff der Gefährdung ist dabei ein weiter Maßstab anzuwenden. Es bedarf insbesondere keiner direkten Kausalität zwischen einem einzelnen Auftrag und dem Risiko einer Verfehlung der Pflichtrolloutquoten. Es genügt vielmehr, wenn die Anzahl der vorliegenden Kundenbestellungen innerhalb eines Planungszeitraums des Messstellenbetreibers im Verhältnis zu den geplanten Pflichtausstattungen außer Verhältnis steht, sodass der Messstellenbetreiber diese Bestellungen voraussichtlich nicht fristgemäß erfüllen kann, ohne Kapazitäten vom Pflichtrollout abzuziehen. Es obliegt dem Messstellenbetreiber, das Vorliegen einer Gefährdung der Pflichteinbauvorgaben darzulegen. Die Regelung unterliegt darüber hinaus gemäß § 76 der Aufsicht durch die Bundesnetzagentur. Hierzu kann die Bundesnetzagentur sich insbesondere auf die im Rahmen des Monitorings nach § 77 in Verbindung mit § 35 des Energiewirtschaftsgesetzes abgefragten Einbauzahlen stützen oder anlassbezogen Einbaufallzahlen bei einzelnen Unternehmen abfragen.

Zu Nummer 16

Gelöscht: Nummer 15

Bei der Anpassung in § 35 Absatz 1 Satz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes handelt es sich einerseits um eine Klarstellung des bisherigen Regelungsansatzes, wonach § 35 Absatz 1 Satz 2 eine Vermutung bezüglich der Angemessenheit der Kosten vorsieht. Wie insbesondere bereits aus dem bisherigen Wortlaut von § 35 Absatz 1 Satz 2 hervorging, handelt es sich gerade nicht um Preisobergrenzen, wie sie §§ 30 und 32 statuieren. Die insofern missverständliche Regelung in § 3 Absatz 1 Satz 5 wird ebenfalls entsprechend angepasst. Andererseits wird dem Umstand Rechnung getragen, dass die bisherigen Zusatzleistungen im Zusammenhang des Steuerns künftig nach § 34 Absatz 1 als Standardleistungen eingeordnet werden, sodass es der entsprechenden Vermutungsregelungen nicht mehr bedarf. Satz 2 stellt künftig nur noch eine Vermutungsregelung für das angemessene Entgelt für eine vorzeitige Ausstattung auf Bestellung für Zählpunkte der Sparte Elektrizität (bisher Nummer 1) sowie für den Anspruch auf Überlassung aller erhobenen Messwerte auch an weitere beauftragte Dritte (bisher Nummer 3) auf. Diese entspricht den Ergebnissen des Digitalisierungsberichts und stellt eine angemessene Kostenbeteiligung des Bestellers an den Zusatzkosten für eine individuelle Ausstattung außerhalb des Rollouts sicher. Die übrigen in Nummer 2 bis 5 genannten Vermutungstatbestände für Zusatzleistungen werden als Ergebnis des BMWK-Digitalisierungsberichts aufgehoben, sodass es bei der Grundregel nach Satz 1 verbleibt, dass vom grundzuständigen Messstellenbetreiber ein angemessenes Zusatzentgelt erhoben werden darf. So hat der Digitalisierungsbericht ergeben, dass eine auch nur indikative Bepreisung dieser Leistungen mangels praktischer Umsetzungserfahrungen derzeit noch nicht möglich ist. Zugleich wird durch die Aufhebung der Vermutungstatbestände die Möglichkeit gestärkt, durch Pakete oder ein modulares Baukastensystem eine kundenfreundlichere Bereitstellung von Zusatzleistungen zu ermöglichen. Schließlich wird hierdurch der wettbewerbliche Messstellenbetrieb gestärkt. Auch für die vorzeitige Ausstattung auf Bestellung von Zählpunkten der Sparte Gas, welche ab 2026 ebenfalls von § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 umfasst ist, bleibt es kostenseitig bei der Grundregel nach Absatz 1 Satz 1, d.h. der Angemessenheitskontrolle.

Die Regelung in § 35 Absatz 4 ist an die neue Ausgestaltung des § 33 als Festlegungskompetenz der Bundesnetzagentur anzupassen.

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Zu Nummer 17,

Gelöscht: Nummer 16

Zu Buchstabe a

Mit der Ersetzung des Begriffs Preisobergrenzen in § 36 Absatz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes wird klargestellt, dass es sich bei den in § 35 genannten Entgelten um widerlegliche Vermutungen handelt.

Zu Buchstabe b

In der Regelung des § 36 Absatz 3 zur Duldungspflicht und zum Änderungsverbot des Anschlussnehmers und des Anschlussnutzers bei Einbau eines intelligenten Messsystems ist als Folgeanpassung zur Weiterentwicklung des Rollouts hin zu einem Smart-Grid-Rollout (§ 29 Absatz 1 Nummer 2) auch die entsprechende Steuerungstechnik aufzunehmen.

Bei der Streichung des Verweises auf die Anbindung von Erzeugungsanlagen nach § 40 handelt es sich um eine Folgeanpassung aufgrund der Streichung des § 40 Absatz 1.

Zu Nummer 18,

Gelöscht: Nummer 17

Mit § 37 Absatz 1 Satz 3 des Messstellenbetriebsgesetzes wird festgelegt, dass grundzuständige Messstellenbetreiber die Preisangaben für Zusatzleistungen nach § 34 Absatz 2 in ihren Preisblättern mindestens alle zwei Jahre überprüfen und erforderlichenfalls anpassen haben. Da die zu veröffentlichenden Informationen nach Absatz 1 Satz 1 jährlich aktualisiert werden, entspricht dies bereits der Praxis. Die insofern klarstellende Regelung dient insbesondere der Umsetzung von europarechtlichen Vorgaben nach Artikel 21 Absatz 2 Buchstabe c der Richtlinie (EU) Nr. 944/2020 beziehungsweise der entsprechenden Vorschrift für Erdgas in Artikel 20 Absatz 2 Buchstabe c der Richtlinie (EU) 2024/1788, welche eine regelmäßige Überprüfung der Kosten für den Einbau von intelligenten Messsystemen auf Kundenwunsch erfordern. Im Übrigen sind die dort geregelten Informationspflichten bereits über § 37 Absatz 1 Satz 1 umgesetzt.

Mit der Anpassung in § 37 Absatz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes der Frist für das Informationsschreiben des Messstellenbetreibers wird ein stärkerer zeitlicher Zusammenhang zwischen der Information und der tatsächlichen Ausstattung hergestellt. Zudem ist das Informationsschreiben um einen Hinweis auf die neu eingeführte „Haltefrist“ nach § 5 Absatz 1 Satz 2 zu ergänzen.

Zu Nummer 19,

Gelöscht: Nummer 18

Die besondere Anbindungsverpflichtung nach § 40 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes für Erzeugungsanlagen bei Gelegenheit der Ausstattung des Zählpunkts mit einem Smart-Meter-Gateway hat keinen relevanten Anwendungsbereich mehr infolge der Ausweitung des Pflicht-Rollouts auf PV-Anlagen ab 2 kW nach § 29 Absatz 1 Nummer 2. Ein Anwendungsbereich für die Anbindungsverpflichtung verbleibt für die Ausstattung von Zählpunkten der Sparte Gas mit intelligenten Messsystemen. Durch die unverändert fortgeltende Anbindungspflicht für Gaszähler werden – in Verbindung mit der bereits vorhandenen technischen Regelung nach § 20 Absatz 2 – die Vorgaben nach Artikel 17 der novellierten EU-Gasbinnenmarkttrichtlinie (Richtlinie 2024/1788) umgesetzt. Wie von Artikel 17 Absatz 2 Satz 1 der Richtlinie vorgesehen, beruht der Rollout im Gasbereich in Deutschland auf der vorhandenen und weiterhin gültigen Kosten-Nutzen-Analyse zum Einbau von intelligenten Messsystemen, die bereits dem ursprünglichen Messstellenbetriebsgesetz zugrunde lag.

Zu Nummer 20

Mit den Änderungen in § 45 Absatz 1 werden die zeitlichen und quotalen Vorgaben an den grundzuständigen Messstellenbetreiber im Rahmen des Pflichtrollouts nach § 29 Absatz 1 und 2 angepasst. Übergeordnete Zielvorgabe ist es dabei, den Rollout stärker auf die Bedürfnisse der Systemsicherheit zu fokussieren. Zugleich wird der Schwerpunkt auf neu in Betrieb genommene Anlagen gelegt, um den Zubau von EEG-Anlagen zu flankieren und unter Umständen aufwendigere Ausstattungen von Bestandsanlagen zeitlich nach hinten zu verlagern. Dabei ist weiterhin spätestens am 1. Januar 2025 der Rollout-Start durch den grundzuständigen Messstellenbetreiber verpflichtend. Unverändert gilt auch wie bislang für große Erzeugungsanlagen ab 100 Kilowatt bzw. bei Großverbrauchern nach § 30 Absatz 1 Nummer 1 mit einem Jahresstromverbrauch über 100 000 Kilowattstunden, dass der Rollout spätestens im Jahr 2028 starten muss.

Der in § 29 angelegte Weiterentwicklung des reinen Smart-Meter- hin zu einem Smart-Grid-Rollout ist konsequenterweise auch im gesetzlichen Rollout-Fahrplan nach § 45 Rechnung zu tragen. Mit dem erfreulich zunehmenden Anteil an erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung werden Lastflexibilität und die Steuerbarkeit von Erzeugungsanlagen in Spitzenzeiten zunehmend zum entscheidenden Faktor für die Systemsicherheit: Experteneinschätzungen rechnen bis 2032 bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung mit bis zu 36 GW gleichzeitiger Spitzenlast, denen erzeugungsseitig eine gleichzeitig zu erwartende Leistung von rund 63 GW gegenüber steht. Hierdurch wird verdeutlicht, dass die Digitalisierung der Energiewende unverzichtbar für einen wirtschaftlich und operativ resilienten Systembetrieb insbesondere auch in Zeiten temporärer Erzeugungsüberschüsse ist.

Um diesen neuen Herausforderungen für das Stromsystem Rechnung zu tragen, fokussiert der Rollout-Fahrplan für Erzeugungsanlagen nach Absatz 1 Nummer 1 und 2 zukünftig nicht mehr auf die Einbauzahlen. Stattdessen wird die installierte steuerbare Leistung das maßgebliche Kriterium für die zu erfüllende Quote. Danach müssen grundzuständige Messstellenbetreiber nunmehr 90 Prozent der installierten Leistung der in den jeweiligen Zweijahresscheiben neu in Betrieb genommenen EE-Anlagen ausstatten, um vorrangig eine Pflichtausstattung bei Anlagen vorzusehen, bei deren technischer Ausstattung und Installation typischerweise bereits die Anbindung an Steuerungseinrichtungen mitgedacht und entsprechend vorbereitet wurde, etwa durch das Verlegen von Leerrohren vom Zähler-schrank zum Dach. Hierdurch kann in der Skalierungsphase die Anzahl von Installationsabbrüchen möglichst geringgehalten werden. Zugleich wird hierdurch die insgesamt nicht-steuerbare Leistung im Wesentlichen auf dem jetzigen Niveau zu halten.

So sieht beispielsweise § 45 Absatz 1 Nummer 2 für Anlagen mit einer installierten Leistung bis einschließlich 100 Kilowatt vor, dass 90 Prozent der seit Inkrafttreten dieses Gesetzes bis zum 30. September 2026 neu in Betrieb genommenen Anlagen bis Ende 2026 mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen auszustatten sind. Anlagen die nach dem 30. September in Betrieb genommen wurden sind für die bis Jahresende zu erreichende Quote nicht zu betrachten. Damit berücksichtigt die Regelung die einmonatige Meldefrist ab Inbetriebnahme zum Marktstammdatenregister für EE-Anlagen nach § 5 Absatz 5 MaStRV und sieht zugleich darüber hinaus noch einen angemessenen zeitlichen Spielraum vor. Hierdurch wird verhindert, dass der eigentlich gesetzeskonform ausrollende grundzuständige Messstellenbetreiber unverschuldet eine gesetzliche Quote nach § 45 Absatz 1 verfehlt, falls beispielsweise eine große Anzahl neuer EE-Anlagen zum Ende des Jahres in Betrieb genommen werden. Dieselbe Logik der verpflichtend zu erreichenden Rollout-Quoten gilt grundsätzlich für alle EE-Anlagen.

Im Hinblick auf die weitere zu erwartende Steigerung der zusätzlichen Pflichteinbaufälle im Bereich der kleineren EE-Anlagen bis zu einer installierten Leistung von 25 Kilowatt um bis zu 5 Millionen bis 2030, ist nach § 45 Absatz 1 über alle Rollout-Gruppen hinweg als Zieljahr des Rollout-Fahrplans das Jahr 2032 ins Auge zu fassen. Zum Ende dieses Zieljahres

müssen dann 90 Prozent der installierten Leistung aller EE-Anlagen, also auch Bestandsanlagen, ausgestattet worden sein. Nach dem 1. Oktober 2030 neu in Betrieb genommen Anlagen fallen ebenfalls unter die 90 Prozent der bis Ende 2032 insgesamt zu betrachtende installierte Leistung.

Für Bestandsanlagen ist nach Absatz 1 Nummer 2 Buchstabe neben dem Jahr 2032 eine weitere Quote beachtlich: Bis Ende des Jahres 2028 müssen insgesamt mindestens 50 Prozent der im Zeitraum vom 1. Januar 2018 bis zum Inkrafttreten des Gesetzes neu in Betrieb genommenen installierten Leistung ausgestattet worden sein. Hierbei handelt es sich um hinreichend moderne Anlagen, die bereits mit moderner Steuerungstechnologie kompatibel sind und entsprechend auch im Wesentlichen ohne Anpassungen in der Kundenanlage angebunden werden können.

Mit Blick auf die nach Absatz 1 Nummer 3 und 4 für Letztverbraucher geltenden Rollout-Quoten wird ebenfalls im Interesse eines klar gefassten Rechtsrahmens eine Ausstattungsquote von 90 Prozent eingeführt. Diese Quote bezieht sich wie bislang auf die insgesamt ausgestatteten Messstellen. Im Übrigen folgen die Regelungen grundsätzlich derselben Systematik wie bei EE-Anlagen nach Absatz 1 Nummer 1 und 2, d.h. vorrangig sind neue Messstellen zu denselben Stützjahren 2026, 2028 und 2030 auszustatten, die dementsprechend über steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG auf dem neuesten Stand der Technik verfügen und effizienter angebunden werden können. Eine Ausnahme gilt im Hinblick auf Absatz 1 Nummer 4 Buchstabe a, der im Gleichklang mit dem bislang geltenden gesetzlichen Rollout-Fahrplan eine Ausstattungsquote in Höhe von 20 Prozent aller insgesamt auszustattenden Messstellen mit Letztverbrauchern vorsieht, also solchen Messstellen, die über steuerbare Verbrauchseinrichtungen nach § 14a EnWG verfügen oder die einen Jahresstromverbrauch von über 10.000 bis zu 100 000 Kilowattstunden aufweisen. Hierdurch wird trotz der Neukonzeptionierung des Rollout-Fahrplans für den Start des Pflicht-Rollouts Kontinuität und Planungssicherheit gewährleistet.

Mit dem neuen § 45 Absatz 3 werden grundzuständige Messstellenbetreiber dazu angehalten, ihre Rollout-Planung noch stärker an den Bedürfnissen der Netzbetreiber auszurichten und damit den Netznutzen der Digitalisierung weiter zu erhöhen. Zu diesem Zweck sieht Satz 1 daher vor, dass sich grundzuständige Messstellenbetreiber zur Erfüllung ihrer Ausstattungsverpflichtungen nach § 29 Absatz 1 regelmäßig mit den für ihr Netzgebiet zuständigen Verteilernetz- und Übertragungsnetzbetreibern abzustimmen und deren netzbetriebliche Anforderungen angemessen zu berücksichtigen haben. Die Abstimmung zwischen den Akteuren kann nach Satz 2 auch durch sog. „Rollout-Vereinbarungen“ formalisiert werden. Im Unterschied zu einer Einzelbestellung intelligenter Messsysteme durch den Netzbetreiber, welche bereits bislang nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 möglich war, würde eine solche Rollout-Vereinbarung typischerweise bis zum Ende eines Rolloutzyklus laufen und damit eine systematische Ausstattung statt punktueller Einzelanfahrten erlauben.

In Rollout-Vereinbarungen können nach Satz 3 insbesondere Regelungen über die zeitliche oder örtliche Priorisierung von Einbaufällen sowie über Ausstattungspflichten des grundzuständigen Messstellenbetreibers getroffen werden, welche über die Verpflichtungen nach § 29 Absatz 1 oder die in Absatz 1 genannten Vorgaben hinausgehen. In der Vereinbarung kann zudem etwa vorgesehen werden, dass Netzbetreiber die Ausstattung von Messstellen mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen auch bei optionalen Einbaufällen veranlassen können, um z.B. Netzbetrieb und Netzplanung zu verbessern. Die durch eine langfristige Bestellung zusätzlich einbezogenen Fälle würden faktisch Teil des Pflichtrollouts, der je nach netzseitiger Notwendigkeit bis zu einem Vollrollout erweitert werden könnte. Eine Unterschreitung der Verpflichtungen nach § 29 Absatz 1 oder der in Absatz 1 genannten Vorgaben kann hingegen nicht wirksam Gegenstand einer Rollout-Vereinbarung werden.

Soweit Festlegungen der Bundesnetzagentur nach § 33 Absatz 1 dies vorsehen, können nach Satz 4 Rollout-Vereinbarungen zudem von § 30 abweichende Messentgelte der Netzbetreiber und entsprechend höhere Gesamtpreisobergrenzen vorsehen.

Der neu eingefügte § 45 Absatz 4 sieht vor, dass die Bundesnetzagentur auf ihrer Internetseite regelmäßig unternehmensindividuelle sowie aggregierte Kennzahlen zum Fortschritt der jeweiligen Verpflichteten in Bezug auf die zu erreichenden Ausstattungsziele nach Absatz 1, einschließlich etwaiger darin enthaltener Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse veröffentlichen kann. Die Weiterentwicklung vom Mess- zum Smart-Grid-Rollout macht ein wesentlich enghmaschigeres und möglichst aktuelles Monitoring der Entwicklung des Rollouts notwendig, um zügiger auf mögliche Fehlentwicklungen reagieren zu können. Um die Öffentlichkeit über die Entwicklungen des Rollouts präzise und zeitnah zu informieren, ist nunmehr vorgesehen, dass die Bundesnetzagentur die bisher auch bereits für den Monitoring-Bericht nach § 77 MsbG i.V.m. § 35 EnWG gewonnenen Daten in Anlehnung an § 23b EnWG auch einschließlich etwaiger darin enthaltener Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse unternehmensbezogen auf ihrer Internetseite veröffentlichen kann.

Zu Nummer 21

Gelöscht: Nummer 20

Die Änderungen in § 47 Absatz 1 des Messstellenbetriebsgesetzes dienen der Korrektur fehlerhafter Verweise.

Die Ergänzung in § 47 Absatz 2 Nummer 4 gibt der Bundesnetzagentur die Festlegungskompetenz, um die Rolle des Auffangmessstellenbetreibers angesichts der zusätzlich gestärkten Bedeutung des Auffangmessstellebetreibers nach § 12 Abs. 2c des Energiewirtschaftsgesetzes weiter auszugestalten. Bei der Anpassung in § 47 Absatz 2 Nummer 11 handelt es sich um eine Folgeänderung zu den Anpassungen in den § 33.

Die Festlegungskompetenz nach § 47 Absatz 3 Nummer 1 ist aufgrund des besonderen sachlichen Zusammenhangs der Bestimmung, welche Mess- und Steuerungsvorgänge von energiewirtschaftlicher Relevanz sind, für die Resilienz der Digitalisierung der Energiewende systematisch neu einzuordnen.

Mit dem neu eingefügten § 47 Absatz 3 Nummer 2 erhält die BNetzA die Befugnis, per Festlegung die Digitalisierung der Energiewende durch die schwarzfallrobuste Anbindung von Netzanschlüssen abzusichern. Bereits mit dem Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende (GNDEW) hat der Gesetzgeber das Erfordernis gesehen, die Digitalisierung auf der Niederspannungsebene selbst robuster zu gestalten und damit die Resilienz des Stromsystems insgesamt zu steigern. In Zeiten zunehmender geopolitischer Spannungen ist gerade die Resilienz der Energieversorgung von besonderer Bedeutung. Das Thema der Resilienz des Energiesystems gewinnt auch auf europäischer Ebene zunehmend an Bedeutung, wie beispielsweise der EU Aktionsplan zur Digitalisierung des Energiesystems (2022), die NIS2-Richtlinie (2023), der Cyber Resilience Act (bedarf noch der Annahme durch den Rat der Europäischen Union) und der Net-Zero Industry Act (Verordnung (EU) 2024/1735) belegen.

Der Digitalisierungsbericht nach § 48 hat gezeigt, dass die Vorhaltung der energiewirtschaftlichen Datenkommunikation mit dezentralen flexiblen Anlagen im Schwarzfall für eine resiliente Digitalisierung der Energiewende notwendig sein kann. Dieses Ergebnis greift die neu geschaffene Festlegungskompetenz der BNetzA in § 47 Absatz 3 Nummer 2 auf und erteilt der BNetzA die Befugnis, eine schwarzfallrobuste Anbindung von Messstellen in zeitlicher und inhaltlicher Hinsicht näher auszugestalten. Das Thema Schwarzstartfähigkeit wird auch in der Roadmap Systemstabilität des BMKW behandelt. Beide Prozesse sind bei der Umsetzung zusammenzuführen.

Nach der Regelung in § 47 Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe a kann die Bundesnetzagentur insbesondere festlegen, dass Netzbetreiber bei allen oder bestimmten Messstellen mit Smart-Meter-Gateways bei Messstellenbetreibern als Zusatzleistung nach § 34 Absatz 2

Nummer 11 die schwarzfallrobuste Ausführung der Ausstattung von Messstellen mit Mess- und Steuerungseinrichtungen nach diesem Gesetz beauftragen müssen. Das heißt, Messstellenbetreiber und Netzbetreiber können verpflichtet sein, gemeinsam die Infrastruktur für die schwarzfallrobuste Anbindung aufzubauen und zu nutzen. Die Bundesnetzagentur kann dabei insbesondere auch den prozentualen Umfang der Gesamtzahl der auszustattenden oder ausgestatteten Messstellen bestimmen, in dem Messstellen schwarzfallrobust über intelligente Messsysteme angebunden sein müssen. Die Festlegung, konkrete, im Einzelfall von der Bundesnetzagentur benannte Messstellen schwarzfallrobust anzubinden, ist zwar grundsätzlich möglich, dürfte aber die seltene Ausnahme darstellen.

Zugleich ist sie auch befugt, den zeitlichen Horizont zur Errichtung dieser besonders systemdienlichen Messstellen zu bestimmen. Dabei ist u.a. der zeitnahen Verfügbarkeit schwarzfallfester, der Energiewirtschaft vorrangig zustehender Datenkommunikationsnetze einerseits und der langfristigen Planbarkeit etwa bei der Gerätebeschaffung durch Messstellenbetreiber andererseits Rechnung zu tragen.

Daneben kann die Bundesnetzagentur in ihrer Festlegung nach § 47 Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe b insbesondere bestimmen, dass in diesem Sinne schwarzfallrobuste Messstellen mit Smart-Meter-Gateways auszustatten sind, die neben einer üblicherweise verwendeten über eine unterbrechungsfreie, schwarzfallfeste, dedizierte Weitverkehrskommunikationsverbindung dauerhaft betrieben werden können. Allgemein wird unter einer schwarzfallrobusten Kommunikation eine Kommunikation verstanden, die nach der Wiederkehr der externen Stromversorgung automatisch und kurzfristig wieder verfügbar und nutzbar ist. Übertragen auf den konkreten Fall des § 47 Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe b ist eine Messstelle schwarzfallrobust angebunden, wenn die Gesamtheit aller Mess-, Steuerungs- und Kommunikationseinrichtungen zur sicheren Verarbeitung von Messdaten und Steuerungsinformationen und die daran angebotenen Erzeugungsanlagen und steuerbaren Lasten zur Ermöglichung eines Netzwiederaufbaus in wenigen Minuten nach Wiederkehr der Netzspannung wieder steuerbar sind und sich beim Wiederhochfahren systemverträglich verhalten. Auch die Weiterentwicklung dieses Grundverständnisses ist der Bundesnetzagentur in ihrer Festlegung möglich. Im Hinblick auf die Mindestanforderungen an intelligente Messsysteme baut die Regelung auf § 21 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a) auf, wonach intelligente Messsysteme stets für zwei Arten der Fernkommunikation offen sein müssen (BT-Drs. 18/7555, S. 83).

Nach § 47 Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe c kann die Bundesnetzagentur weiter regeln, welche energiewirtschaftlich relevanten Mess- und Steuerungsvorgänge in welchen Fällen die schwarzfallfeste Kommunikationsanbindung des Smart-Meter-Gateways nutzen müssen. Diese Vorgabe kann dabei insbesondere die in § 34 Absatz 2 Nummer 11 genannten Standard- und Zusatzleistungen betreffen. Die Festlegung kann dabei die Liste der Standard- und Zusatzleistungen anpassen, aufheben oder neue Standard- und Zusatzleistungen und die Liste aufnehmen.

§ 47 Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe d sieht vor, dass die Festlegung zudem Voraussetzungen für die schwarzfallrobuste Ausgestaltung von Messstellen benennen und dabei auch technische Maßgaben für Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz, für steuerbare Verbrauchseinrichtungen oder Messstellen mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen nach § 14a des Energiewirtschaftsgesetzes und deren netzorientierte Steuerung nach einem Schwarzfall oder zur Beherrschung besonderer Netzsituationen vorsehen kann. Der Digitalisierungsbericht nach § 48 nebst Voruntersuchungen hat herausgearbeitet, dass eine rein lokal eingestellte Vorgabe eines zeitlich verzögerten Wiederhochlaufs (z. B. Rampenfunktion gemäß der Funktion „Softstart“ der FNN-Steuerbox) ohne Freigabe durch den Netzbetreiber zwar voraussichtlich die Problematik für lokale Netzengpässe beseitigt, aber wohl nicht die Wirkung des über mehrere Stunden nachwirkenden Nachholeffektes der Wärmepumpen und Ladeeinrichtungen oder der ggf. zu hohen Gesamteinpeisung von PV-Anlagen kleiner 25 kW für das Leistungsgleichgewicht im System oder überregionale Netzengpässe entscheidend entschärfen kann. Die Bundesnetzagentur kann daher

insbesondere vorsehen, dass Energiewendeanlagen nach einem Schwarzfall nicht automatisch oder in Stufen auf 100 Prozent ihrer Leistung hochfahren dürfen, sondern solange eine aktive Freigabe durch den Netzbetreiber nicht vorliege, sie im sicheren Default-Modus verbleiben müsste.

Des Weiteren kann die Bundesnetzagentur nach § 47 Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe e insbesondere Vorgaben machen für die Schwarzfallfestigkeit von Messstellenbetreibern, Gateway-Administratoren und Netzbetreibern und den von ihnen betriebenen informationstechnischen Systemen, insbesondere solcher Systeme, die für die Datenkommunikation nach § 52 Absatz 2 erforderlich sind. Bei der Marktkommunikation (MaKo) ist nach den Voruntersuchungen zum Digitalisierungsbericht nach § 48 insbesondere die Datenkommunikationsverbindung zwischen den IT-Systemen bzw. entsprechenden Rechenzentren der Verteilernetzbetreiber, Messstellenbetreiber und Gateway-Administratoren kritisch und könne z. B. über den Backbone des 450 MHz-Funknetzes oder dedizierte Glasfasernetze sichergestellt werden.

Zwar kann die Bundesnetzagentur ohnehin die Vermutungsregelungen zur Angemessenheit der ausgewiesenen Kosten für die Zusatzleistung in § 34 Absatz 2 Nummer 11 nach § 33 Absatz 1 Nummer 1 anpassen. Sie ist aber nach § 47 Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe f nicht auf dieses Instrumentarium hinsichtlich der Regelung der Kostentragung für den Ausbau, Betrieb und Wartung der schwarzfallrobusten Infrastruktur beschränkt. Die einzelnen Kostenelemente können sich aus Hardwarekosten für besondere Smart-Meter-Gateways ergeben, wobei die geräteseitigen Mehrkosten etwa für eine DualSIM-Ausführung der Geräte nach Einschätzung der Voruntersuchungen zum Digitalisierungsbericht nach § 48 vergleichsweise gering und im Rahmen der Gesamtkosten der iMSys daher von untergeordneter Bedeutung sein dürften. Die Mehrkosten im Vergleich zu einer üblichen Datenanbindung dürften sich aus der unterbrechungsfreien, schwarzfallfesten, dedizierten Weitverkehrrückführungsverbindung ergeben.

Die neu geschaffene Festlegungskompetenz in § 47 Absatz 3 Nummer 3 ermöglicht es der Bundesnetzagentur, Regelungen zu treffen, die zum Schutz vor einem Datenabfluss an externe Angreifer, einer Fremdkontrolle durch externe Angreifer sowie vor einem Missbrauch der Datenkommunikation durch nicht vertrauenswürdige Hersteller erforderlich sind, um die Zuverlässigkeit der Energieversorgung zu gewährleisten. Die Regelung greift teilweise die in § 19 Absatz 2 Satz 2 und § 95 Nummer 2a des Erneuerbare-Energien-Gesetzes bislang als Verordnungsermächtigung der Bundesregierung vorgesehenen Befugnisse auf. Die fachbehördliche Ausgestaltung durch die Bundesnetzagentur ermöglicht, bei Sicherheitsbedenken schnellstmöglich zu reagieren und gleichzeitig etablierte Prozesse zu nutzen. Insbesondere Prozesse wie die Erstellung der IT-Sicherheitskataloge nach § 11 Absatz 1a, 1b, 1g des Energiewirtschaftsgesetzes [Aktualisierungsvorbehalt NIS2UmsuCG: § 5c Absatz 1 bis 3 und 12] und von technischen Vorschriften nach § 19 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes bieten die Möglichkeit, ein klares Sicherheitskonzept unter Einbeziehung des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik aus einem Guss zu erarbeiten.

Als Ausdruck der erforderlichen engen Kooperation der Bundesnetzagentur mit dem Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik in diesem Bereich ist das Tatbestandsmerkmal formuliert, wonach die Bundesnetzagentur nur anlässlich von Warnungen des Bundesamtes für Sicherheit in der Informationstechnik nach § 7 des Gesetzes über das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSIG) [Aktualisierungsvorbehalt NIS2UmsuCG: § 13 BSIG-E] ergehen dürfen. Die Formulierung lässt der Bundesnetzagentur den notwendigen Spielraum, um bei weitergehenden Erkenntnissen hinsichtlich einer Gefahr für die Zuverlässigkeit der Energieversorgung auch im erforderlichen Maße über den Gegenstand der Warnung hinauszugehen.

Gleichzeitig bleibt die Bundesregierung über die neu geregelte Verordnungsermächtigung in § 19 Absatz 2 Satz 2 entsprechend der im Messstellenbetriebsgesetz etablierten

Rollenverteilung ermächtigt, die Schaffung neuer technischer Anforderungen für die Ausgestaltung von eigenen Weitverkehrsnetzanschlüssen von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen, Anlagen zur Speicherung von Energie sowie Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz voranzutreiben. Dabei wird insbesondere der Cyber Resilience Act - vorbehaltlich der noch ausstehenden Annahme durch den Rat der Europäischen Union – zu beachten sein.

Zu Nummer 22

Gelöscht: Nummer 21

Die Ergänzungen in der Regelung zum Digitalisierungsbericht in § 48 Absatz 1 Nummer 1 und 3 des Messstellenbetriebsgesetzes dienen der Umsetzung von Vorgaben nach Artikel 17 und 18 in Verbindung mit Anhang II der novellierten Gasbinnenmarkt-Richtlinie (EU) 2024/1788. Die beiden Vorschriften sehen die Einführung von intelligenten Messsystemen für Gas und Wasserstoff nach einer entsprechenden Kosten-Nutzen-Bewertung vor. Während für den Gasbereich bereits eine solche Bewertung vorliegt, die in §§ 20, 40 umgesetzt wurde, fehlt dies für den Wasserstoffbereich bislang noch. Absatz 1 wird darüber hinaus redaktionell bereinigt, da die Frist für die erstmalige Vorlage der Analysen und Berichte des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz entbehrlich ist. Der Vierjahresturnus bleibt bestehen und bemisst sich jedoch weiterhin am erstmaligen Termin (30. Juni 2024), d.h. die nächsten Analysen und Berichte sind spätestens zum 30. Juni 2028 vorzulegen, dürfen jedoch auch früher erfolgen.

Zu Nummer 23

Gelöscht: Nummer 22

Zu Buchstabe a und Buchstabe b

Es handelt sich bei der Einfügung des Aggregationsverantwortlichen in den Kreis der berechtigten Stellen nach § 49 des Messstellenbetriebsgesetzes um eine Folgeänderung zur abstrakten Aufgabenzuweisung in § 2 Nummer 1.

Zu Nummer 24

Gelöscht: Nummer 23

Zu Buchstabe a und Buchstabe b

§ 55 Absatz 2 und 6 des Messstellenbetriebsgesetzes können vollständig entfallen. Die aufgehobenen Absätze befassen sich mit Fragen der operativen Abwicklung des Lieferantenwechsels und der Identifikation des Anschlussnutzers. Bei beiden Themenkreisen handelt es sich um Detailfragen zur Abwicklung des Netzzugangs, die von der Bundesnetzagentur per Festlegung ausgestaltet werden und auch bereits wurden.

Zu Nummer 25

Gelöscht: Nummer 24

In § 58 Absatz 1 Nummer 1 des Messstellenbetriebsgesetzes wird vor dem Hintergrund der Vorgaben aus der Richtlinie (EU) 2024/1788 ergänzt, dass bei Vorhandensein eines intelligenten Messsystems mit Gaszählern ebenfalls wie bei bisherigen RLM-Verbrauchern eine registrierende Leistungsmessung erfolgt.

Zu Nummer 26

Gelöscht: Nummer 25

Zu Buchstabe a

Die Anpassung des § 60 Absatz 3 des Messstellenbetriebsgesetzes ist eine notwendige Konsequenz aus der Weiterentwicklung des bisherigen Smart-Meter-Rollouts hin zu einem Smart-Grid-Rollout, der neben der Ausstattung mit intelligenten Messsystemen für eine Vielzahl der Pflichteinbautfälle auch den Einbau von Steuerungstechnik vorsieht. Deshalb wird die Datenkommunikation zu Steuervorgängen nach §§ 13a, 14a, 14c, die Direktvermarktung sowie die marktliche Steuerung durch einen Dritten zur Standardleistung nach § 34 Absatz 1. Voraussetzung für alle an den Steuerungsvorgängen zur Vermeidung

zukünftiger Erzeugungsüberschüsse beteiligten Netzbetreiber und Bilanzkreiskoordinatoren ist daher die Übermittlung von Einspeise- oder Zählerstandsgänge bzw. Lastgängen, sobald diese Daten vorliegen. War bislang diese Möglichkeit für den Netzbetreiber in § 9 Abs. 1, 1a und 2 EEG vorgesehen, geht dieser Teil der Regelung nun im MsbG auf und Bedarf an dieser Stelle einer entsprechenden Anpassung in den Vorgaben zur Datenkommunikation in intelligenten Netzen.

Darüber hinaus ergeben sich in Absatz 3 Nummer 2 und 2a Folgeänderungen aufgrund der Verlagerung von Aufgaben auf den Aggregationsverantwortlichen nach § 67a. In Nummer 4 wird klargestellt, dass insbesondere Festlegungen zur Ausgestaltung des Netzzugangs Auslöser für notwendige Messwertverrechnungen sind.

Zu Buchstabe b

In Absatz 4 wird klargestellt, dass - wie auch bereits bislang - die Verpflichtung zur Einhaltung der hier gesetzlich angeordneten restriktiven Standardkonfiguration nicht nur in den Fällen gilt, in denen Messwerte unmittelbar sternförmig aus dem Smart-Meter-Gateway an berechnete Stellen verteilt werden, sondern auch bei Verteilung durch eine Stelle außerhalb des Smart-Meter-Gateways nach Absatz 2 Satz 2. Ferner wird präzisiert, dass die Bundesnetzagentur frei darin ist, Aufgaben im Rahmen der Ausgestaltung der Marktkommunikation einzelnen Akteuren zuzuweisen oder dies abzuändern. Dies erfordert, dass sie zur Wahrung datenschutzrechtlicher Vorgaben auch Reduzierungen des Umfangs standardmäßig zu erfolgreicher Messwertübermittlungen vornehmen können muss, da ansonsten Marktakteure zukünftig weiterhin Messwerte erhalten könnten, die diese nicht mehr zur Erfüllung der ihnen zugewiesenen Aufgaben benötigen.

Zu Nummer 27,

Gelöscht: Nummer 26

Die Neufassung des § 61 Absatz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes sieht vor, zur Einsichtnahme des Anschlussnutzers in die Informationen nach Absatz 1 die darin genannten Informationen standardmäßig innerhalb von 15 Minuten über eine Anwendung in einem Online-Portal oder per App des Lieferanten oder des Messstellenbetreibers, welche einen geschützten individuellen Zugang ermöglichen, zur Verfügung zu stellen. Alternativ, insbesondere sofern der Anschlussnutzer der Bereitstellung nach Satz 1 widerspricht, können die Informationen direkt vom Smart-Meter-Gateway an eine vom Messstellenbetreiber gegen ein angemessenes Einmalentgelt bereitgestellte lokale Anzeigeeinheit übermittelt und innerhalb des gleichen Zeitraums zur Verfügung gestellt werden.

Eine bessere Transparenz über den eigenen Stromverbrauch und die eigene Erzeugung waren von Anfang an eines der Schlüsselziele für den Smart-Meter-Rollout. Das Messstellenbetriebsgesetz verpflichtet den grundzuständigen Messstellenbetreiber daher im Rahmen seiner Standardleistungen dazu, Anschlussnutzern ohne zusätzliches Entgelt Verbrauchsinformationen zugänglich zu machen. Der Prozess rund um den Digitalisierungsbericht nach § 48 aus dem Jahr 2024 hat gezeigt, dass zeitgemäße Visualisierungslösungen Einfluss auf das Verbrauchsverhalten haben und zusätzlichen Nutzen für die Verbraucher bringen können. Fast alle im Zuge dessen befragten Unternehmen und Verbände befürworteten den Vorschlag, das bisherige gesetzliche Regel-Ausnahme-Verhältnis in § 61 Absatz 2 umzukehren und die grundzuständigen Messstellenbetreiber zu verpflichten, den Endkunden ihre Messwerte standardmäßig über Online-Angebote zur Verfügung zu stellen. Zudem verlangt die Durchführungsverordnung (EU) 2023/1162 über „Interoperabilitätsanforderungen und diskriminierungsfreie und transparente Verfahren für den Zugang zu Mess- und Verbrauchsdaten“ vom 06.06.2023 auf europäischer Ebene, dass Endkunden zeitnah und auf einfache und sichere Weise auf Mess- und Verbrauchsdaten erhalten müssen. Die Regelungen zur Verbrauchstransparenz bedürfen daher der vorgenommenen Aktualisierung, um dem technischen Fortschritt seit dem Jahr 2016 und gestiegenen europäischen Anforderungen angemessen Rechnung zu tragen und zeitgemäße Visualisierungslösungen breiter verfügbar zu machen:

Nicht nur bei steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, auch bei klassischen Haushaltskunden kann Verbrauchstransparenz relevante Energieeinsparungen anreizen. Zudem besteht ab 2025 für alle Lieferanten, unabhängig von der Anzahl der von ihnen belieferten Letztverbraucher, nach § 41a Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes eine gesetzliche Verpflichtung zum Angebot von dynamischen Stromtarifen für Kunden mit intelligenten Messsystemen, um Preisschwankungen an den Strombörsen an den Endkunden weiterzugeben und Lastverschiebungen anzureizen. Damit die Kunden auf diese Preissignale reagieren können, sollten derartige Tarife mit einer einfach verfügbaren und zu bedienenden Verbrauchsvisualisierung verknüpft werden. Der Mehrwert besteht bei klassischen Haushaltskunden neben der Verschiebung von Verbrauch in gewissem Umfang auch in einer höheren Transparenz oder dem Identifizieren von Stromfressern. Zusätzlich ergibt sich jedoch auch ein nicht zu vernachlässigender immaterieller Nutzen: Die Digitalisierung wird damit „anfassbar“, Kunden beschäftigen sich mit ihrem Verbrauchsverhalten und der Stromversorgung und werden befähigt, an der Energiewende teilzunehmen.

Derartige Apps oder Online-Angebote werden regelmäßig bereits von den Lieferanten des Letztverbrauchers bereitgestellt. Es ist also nicht erforderlich, dass Messstellenbetreiber eigene Angebote für die Anschlussnutzer aufsetzen, vielmehr genügt regelmäßig die Bereitstellung der Daten über eine Anwendungsprogrammierschnittstelle für den Lieferanten.

Zu Nummer 28,

Gelöscht: Nummer 27

Zu Buchstabe a

Die Anpassung in § 66 Absatz 1 Nummer 5 des Messstellenbetriebsgesetzes stellt klar, dass Netzbetreiber Messwerte nicht nur für die Konfiguration von Steuerungsbefehlen zur netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzan schlüssen verwenden dürfen, sondern dass die Messwerte genauso für die Anpassung bei Anlagen zur Erzeugung oder Speicherung von elektrischer Energie nach § 13a des Energiewirtschaftsgesetzes verwendet werden dürfen. Die entsprechende Messwertnutzung setzte § 13a des Energiewirtschaftsgesetzes bislang bereits implizit voraus.

Mit der neu eingeführten Regelung in § 66 Absatz 1 Nummer 9a erhalten alle Netzbetreiber die Befugnis, Messwerte für die Überprüfung der Verpflichtungen von Netzbetreibern nach § 12 Absatz 2a bis 2c des Energiewirtschaftsgesetzes zu nutzen. Auf dieser Datengrundlage können die Betreiber von Übertragungsnetzen ihren Gesamtbericht nach § 12 Absatz 2a erstellen. Dem Zweck des Berichts entsprechend werden insbesondere Daten von der Regelung erfasst, die Aufschluss über die Steuerungsfähigkeit hinsichtlich Erzeugungsanlagen Speichern von Betreibern von Elektrizitätsversorgungsnetzen geben.

Die Streichung von § 66 Absatz 1 Nummer 8 stellt eine Folgeänderung aufgrund der neu eingeführten Fallgruppe der Aufgabenbeschreibung des Aggregationsverantwortlichen in § 67a dar.

Zu Buchstabe b

In § 66 Absatz 2 Nummer 1 und 2 wird der Umfang der Übermittlung von Messwerten durch den Netzbetreiber an den Lieferanten auf den zulässigen Zweck der Überprüfung der Bilanzkreis- und Netznutzungsabrechnung beschränkt. Für andere Zwecke erhält der Lieferant Messwerte bereits unmittelbar vom Messstellenbetreiber. Es handelt sich um Folgeänderungen aufgrund der neu eingeführten Fallgruppe der Aufgabenbeschreibung des Aggregationsverantwortlichen in § 67a (neu).

Zu Nummer 29

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Gelöscht: Nummer 28

Zu Buchstabe a und Buchstabe b

Bei den Änderungen in § 67 des Messstellenbetriebsgesetzes handelt es sich um Folgeänderungen aufgrund der neu eingeführten Fallgruppe der Aufgabenbeschreibung des Aggregationsverantwortlichen in § 67a.

Zu Nummer 30

Gelöscht: Nummer 29

Der neu eingefügte § 67a des Messstellenbetriebsgesetzes überträgt entsprechend zur Einfügung der neuen Rolle des Aggregationsverantwortlichen die auf diese Rolle entfallenden Messwertverarbeitungszwecke aus § 67 in den neuen § 67a. Es wird somit trotz abstrakter Beschreibung der Rolle ein einheitlich hohes Datenschutzniveau abgesichert. Die Weiterübermittlung von Summenzeitreihen nach Absatz 2, die aufgrund des Aggregationsgrades unter Datenschutzgesichtspunkten als unkritisch anzusehen ist, bleibt der Festlegung durch die Bundesnetzagentur vorbehalten.

Zu Nummer 31

Gelöscht: Nummer 30

Zu Buchstabe a bis Buchstabe c

In § 68 des Messstellenbetriebsgesetzes erfolgen redaktionelle Korrekturen und eine Bereinigung aufgrund des künftigen Wegfalls der Stromnetzzugangsverordnung.

Zu Nummer 32

Gelöscht: Nummer 31

Zu Buchstabe a und Buchstabe b

Die Streichung in § 69 Absatz 1 Nummer 6 des Messstellenbetriebsgesetzes erfolgt aufgrund des künftigen Wegfalls der Stromnetzzugangsverordnung.

Zu Artikel 6 (Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes)

Eine wesentliche Änderung des Gesetzentwurfs zu Artikel 6 auf Basis von Stellungnahmen von Interessenvertreterinnen und -vertretern oder beauftragten Dritten ist nicht erfolgt.

Zu Nummer 1

Mit der Änderung in § 3 Nummer 42a EEG 2023 wird die Umstellung der von den Strombörsen in den vortägigen Auktionen am Day-Ahead-Markt (sog. Day-Ahead-Auktionen) gehandelten, für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung (sog. Single Day Ahead Coupling, kurz SDAC) maßgeblichen Stromprodukte von bisher Stundenkontrakten auf Viertelstundenkontrakte in der Begriffsbestimmung zum Spotmarktpreis nachvollzogen. Durch die anstehende Umstellung an den Strombörsen wird zukünftig nur noch ein Strompreis für Viertelstundenkontrakte in den Day-Ahead-Auktionen als gekoppelter Wert der Orderbücher aller Strombörsen in der Preiszone für Deutschland ermittelt werden. Voraussichtlich werden die Strombörsen auch weiterhin einen Handel mit Stundenkontrakten in den Day-Ahead-Auktionen anbieten, die jedoch anhand einer zu definierenden Regel auf Basis der zukünftigen Viertelstundenkontrakten berechnet werden dürften. Ein offizieller gekoppelter Wert wird für diese Stundenprodukte daher nicht mehr sicher bestimmt werden. Hieraus ergibt sich ein zwingender Anpassungsbedarf in der Begriffsbestimmung zum Spotmarktpreis im EEG 2023, der bisher auf den gekoppelten Strompreis für Stundenprodukte Bezug nimmt. Dies macht Folgeanpassungen in Regelungen, die den Spotmarktpreis als Referenzwert berücksichtigen erforderlich, so z.B. in den Vorgaben zur Ermittlung der für die Förderung maßgeblichen Monats- und Jahresmittelwerte sowie im Zusammenhang mit den §§ 51, 51a EEG 2023. Da die Umstellung der an den Strombörsen in den Day-Ahead-Auktionen gehandelten Produkte nach aktuellem Stand für das 1. Halbjahr 2025 geplant ist, kommt es

zu einer unterjährigen Anpassung der Regelungen. Hierdurch werden für das Jahr 2025 ausführliche Übergangsbestimmungen (siehe insoweit die Änderungen in § 100 Absatz 43 bis 45 EEG 2023) erforderlich, die eine echte Rückwirkung i.S. eines materiellen Eingriffs in bereits abgeschlossene Tatbestände verhindern.

Hintergrund für die Umstellung der an den Strombörsen in den Day-Ahead-Auktionen gehandelten Produkte auf Viertelstundenprodukte ist die Vorgabe aus Artikel 8 Absatz 2 der EU- Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO 2019/943), dass die Strombörsen den Marktteilnehmern die Möglichkeit bieten müssen, Energie an den Day-Ahead-Märkten in zeitlichen Intervallen zu handeln, die mindestens so kurz sind wie das Bilanzkreisabrechnungszeitintervall. Letzteres ist nach Artikel 8 Absatz 4 der EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung spätestens ab dem 1. Januar 2025 auf ein 15 Minuten-Intervall umzustellen, sofern keine Ausnahme greift. Diese Vorgabe hat bereits Umsetzung in § 4 Absatz 2 Satz 2 Strom-NZV gefunden, der deutschlandweit als Bilanzkreisabrechnungsintervall eine Viertelstunde vorschreibt.

Zu Nummer 2

Durch § 100 Absatz 43 EEG 2023 wird geregelt, dass die Anpassung der Spotmarktpreisdefinition in § 3 Nummer 42a EEG 2023 und die Folgeanpassungen in Anlage 1 auch für Altanlagen im Sinne des § 100 Absatz 1 EEG 2023 greifen. Auch für diese wird ab dem 1. Januar 2025 der sich in der Preiszone für Deutschland aus der Kopplung der Orderbücher aller Strombörsen in der vortägigen Auktion von Stromviertelstundenkontrakten am Day-Ahead-Markt ergebende Preis den Referenzwert für die Ermittlung der für die Förderung maßgeblichen Monat- und Jahresmittelwerte bilden. Insoweit wird formal eine Rückwirkung in die bisherigen Berechnungsgrundlagen bewirkt. Diese ist gerechtfertigt, da ein auf Stundenprodukte bezogener Spotmarktpreis mit der Umstellung auf Viertelstundenprodukte für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung nicht mehr existiert. Durch die Umstellung wird zudem lediglich eine granularere Erfassung des Strompreises bewirkt, eine negative Auswirkung auf den Förderanspruch der Anlagenbetreiber ist nicht zu erwarten.

Die Regelungen in § 100 Absatz 44 Sätze 1 bis 3 EEG 2023 enthalten spezielle Übergangsbestimmungen für die Anwendung der Anlage 1 im Zeitraum zwischen dem 1. Januar 2025 und der Umstellung auf Viertelstundenprodukte für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung. Sie gelten sowohl für Anlagen, die unter das EEG 2023 fallen, als auch (und insoweit abweichend von Absatz 43) für Altanlagen im Sinne des § 100 Absatz 1 EEG 2023. Sie sind erforderlich, da in diesem Zeitraum noch keine Viertelstundenwerte als gekoppelte Werte vorliegen, stattdessen sind für die in Satz 1 genannten Zwecke übergangsweise weiterhin die bis zum 31. Dezember 2024 geltenden Fassungen der Anlage 1 und des § 3 Nummer 42a EEG 2023 heranzuziehen. Das bedeutet, dass in diesem Zeitraum übergangsweise weiterhin auf den sich in der Preiszone für Deutschland aus der Kopplung der Orderbücher aller Strombörsen in der vortägigen Auktion von Stromstundenkontrakten ergebenden Preis und entsprechende stundenbezogene Strommengen als Referenzwerte abzustellen ist. Für die Ermittlung der energieträgerspezifischen Jahresmittelwerte für 2025 wird mit Satz 2 eine Sonderregelung für den Übergangszeitraum bis zur Umstellung festgelegt. Die Jahresmittelwerte für 2025 sind grundsätzlich auf Basis von Viertelstundenwerten (jeweils gekoppelter Strompreis aus der vortägigen Auktion und Strommengen gemäß der Online-Hochrechnung der Übertragungsnetzbetreiber) für das Gesamtjahr zu berechnen; für den Zeitraum bis zur Umstellung liegen diese jedoch noch nicht vor. Deshalb wird in Satz 2 eine Festlegung getroffen, wie für den Übergangszeitraum die maßgeblichen Viertelstundenwerte aus den vorliegenden Stundenwerten zu ermitteln sind. Satz 3 trifft entsprechende Festlegungen für den Fall dass der Stichtag der Umstellung in den Lauf eines Monats fallen sollte.

Mit den Regelungen in § 100 Absatz 45 EEG 2023 werden Übergangsbestimmungen betreffend die nach § 51 Absatz 1 EEG 2023 zu ermittelnden Stunden, in denen der Spotmarktpreis negativ ist, getroffen. Durch die Anpassung der Spotmarktpreisdefinition in § 3

Nummer 42a EEG 2023 auf Viertelstundenwerte ist eine Regelung erforderlich, wann eine Stunde als negativ gilt nach § 51 Absatz 1 EEG 2023. Satz 1 trifft insoweit für den Zeitraum bis zur Umstellung Viertelstundenprodukte für die einheitliche Day-Ahead-Marktkopplung die spezielle Regelung, dass hier § 3 Nummer 42a EEG 2023 in der am 31. Dezember 2024 geltenden Fassung anzuwenden ist. Dadurch kann für den Übergangszeitraum weiterhin auf die gekoppelten Preise der Stundenkontrakte in den vortägigen Auktionen der Strombörsen am Day-Ahead-Markt abgestellt werden. Diese Regelung greift für sämtliche derzeit Anwendung findenden Fassungen des § 51 Absatz 1 EEG 2023. Satz 2 trifft eine Regelung für den Zeitraum ab der Umstellung auf Viertelstundenprodukte und regelt, dass – sofern in den jeweils geltenden Fassungen des § 51 Absatz 1 EEG 2023 weiterhin auf Stunden mit negativen Preisen abgestellt wird – eine Kalenderstunde dann als Kalenderstunde mit negativen Preisen zu berücksichtigen ist, wenn für jede der Kalenderviertelstunden in dieser Kalenderstunde der Spotmarktpreis negativ ist.

Zu Nummer 3

Die Änderungen in Anlage 1 (zu § 23a) Höhe der Marktprämie in den Zeilen 3.3.2, 4.3.2, 5.1, 5.2 und 6 sind Folgeanpassungen zur Umstellung der Begriffsbestimmung zum Spotmarktpreis nach § 3 Nummer 42a EEG 2023 von Stunden- auf Viertelstundenkontrakte. Auch wenn mit Änderungen in den Zeilen 3.3.2 und 4.3.2 nur die Regelungen zur Ermittlung der Monats- und Jahresmittelwerte bei Windenergie an Land anzupassen sind, gelten die Änderungen für sämtliche Technologien, da in den Regelungen zu den sonstigen EE-Technologien auf die Vorgaben zu Windenergie an Land verwiesen wird.

Zu Artikel 7 (Änderung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes)

Auf Basis der Stellungnahmen der Interessenvertretung/der beauftragten Beratungsfirmen xy wurde Art. 7 des vorliegenden Gesetzentwurfs in seiner wesentlichen Ausrichtung dahingehend geändert/verbessert, dass [thematisch zu präzisieren]

Zu Nummer 1 (Inhaltsübersicht)

Zu Buchstabe a

Die Inhaltsübersicht wird um die Angaben zu §§ 8a und 8f EEG 2023 (neu) ergänzt.

Gelöscht: Angabe

Zu Buchstabe b

Gelöscht: §

Gelöscht: Zu Buchstabe b¶

Die Angabe zu § 26 EEG 2023 wird aktualisiert.

Zu Buchstabe c

Die Angabe zu § 94 EEG 2023 wird aktualisiert.

Zu Buchstabe d

Die Änderung der Inhaltsübersicht ist eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Nummer 2 (§ 3)

Zu Buchstabe a (§ 3 Nummer 22)

Durch die Änderung des § 3 Nummer 22 EEG 2023 wird die Definition der Freiflächenanlage dahingehend angepasst, dass sog. Garten-PV-Anlagen nicht mehr erfasst werden. Die Definition der Freiflächenanlage erfolgt durch eine negative Abgrenzung von Anlagen, die auf, an oder in Gebäuden oder sonstigen baulichen Anlagen angebracht sind. Im Umkehrschluss gelten alle anderen Typen von Anlagen als Freiflächenanlagen. Dies galt bisher insbesondere auch für sog. Garten-PV-Anlagen, die nach den Anforderungen in § 48

Absatz 1 [Satz 1](#) Nummer 1a EEG 2023 errichtet worden sind. Daraus folgte nach bisheriger Rechtslage, dass Vorgaben des EEG, die an den Begriff der Freiflächenanlage anknüpfen (z.B. § 6 EEG 2023, § 24 Absatz 1 Satz 3 und Absatz 2 EEG 2023), auch für Garten-PV-Anlagen galten, ohne dass diese Übertragung in der Sache angemessen war.

Zu Buchstabe b und Buchstabe c (§ 3 Nummer 29a)

Durch den neuen § 3 Nummer 29a EEG 2023 werden die bisher für besondere Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a bis c EEG 2023 in verschiedenen Normen des 3. Teils des EEG enthaltenen Anforderungen an die lichte Höhe dieser Anlagen als allgemeine Anforderungen an hochaufgeständerte Solaranlagen in die Begriffsbestimmungen vorgezogen. Die entsprechenden Normen des 3. Teils des EEG können so verschlankt werden und verweisen indirekt durch die Verwendung des nunmehr definierten Begriffs „hochaufgeständerte Solaranlage“ oder durch unmittelbaren Verweis auf die Anforderungen nach § 3 Nummer 29a EEG 2023.

Mit den Anforderungen nach § 3 Nummer 29a Buchstabe b EEG 2023 wird klargestellt, dass auch bewegliche Solaranlagen (sog. Trackeranlagen bzw. nachgeführte Solaranlagen) von den Regelungen betreffend hochaufgeständerte Agri-PV-Anlagen (u.a. die verbesserte Förderung für besondere Solaranlagen) miterfasst sind und werden die spezifischen Anforderungen an diese konkretisiert. Im Gegensatz zu den hochaufgeständerten Solaranlagen nach § 3 Nummer 29a Buchstabe c EEG 2023, bei denen die lichte Höhe von 2,10 Metern an der Modulunterkante zu erfüllen ist, muss bei den beweglichen Solaranlagen die Drehachse eine lichte Höhe von mindestens 2,10 Metern aufweisen. Dies stellt sicher, dass die beweglichen Solaranlagen jederzeit so gestellt werden können, dass auch die Unterseite der Module in etwa eine lichte Höhe von 2,10 Metern aufweist. Sie müssen dies jedoch aufgrund ihrer Beweglichkeit nicht durchgängig sicherstellen. Zusätzlich müssen die beweglichen Solaranlagen jedoch sicherstellen, dass ihre Modulunterkante in jeder Ausrichtung bzw. Betriebsstellung der Solaranlage eine lichte Höhe von mindestens 0,80 Metern über dem Gelände einhält.

Zu Nummer 3 (§ 6)

Mit den Änderungen in § 6 Absatz 2 und Absatz 3 EEG 2023 wird eine Anpassung der nach § 6 EEG 2023 beteiligungsfähigen Strommenge vorgenommen. Bisher gestattete die Regelung des § 6 EEG 2023 eine finanzielle Beteiligung von Kommunen nur für Strommengen aus Windenergie- und Freiflächen-PV-Anlagen, die tatsächlich ins Netz eingespeist wurden. Für Windenergieanlagen galt zudem bisher die Sonderregelung, dass eine Beteiligung auch zulässig für sog. fiktiven Strommengen nach Nummer 7.2 der Anlage 2 des EEG war. Nun wird die Regelung dahingehend angepasst, dass zukünftig einheitlich sowohl für Windenergie- als auch für Freiflächenanlagen eine finanzielle Beteiligung bezogen auf die tatsächlich erzeugte Strommenge an die betroffene Kommune gezahlt werden darf.

Diese Anpassung erfolgt im Wesentlichen vor dem folgenden Hintergrund: Die Beteiligung der Standortgemeinden ist ein wichtiger Hebel zur Stärkung der Akzeptanz für den Ausbau der Erneuerbaren Energien. Entsprechend ist auch eine angemessene Beteiligungshöhe relevant. Durch zunehmenden Eigenverbrauch und Einsatz von Speichern fällt die nach dem bisherigen Regelungsstand beteiligungsfähige, unmittelbar ins öffentliche Netz eingespeiste Strommenge geringer aus. Durch das Abstellen auf die erzeugte Strommenge wird die Frage, welche Strommenge beteiligungsfähig ist, losgelöst von der Art der Verwendung der Strommenge. Kommunen können so in größerem Umfang Zahlungen im Rahmen der finanziellen Beteiligung erhalten. Gleichzeitig steht es Anlagenbetreibern und Kommunen auch unter der neuen Regelung weiterhin frei, sich im Rahmen der Vereinbarung über die finanzielle Beteiligung auf eine Beteiligung im Hinblick auf eine „kleinere“ Strombezugsmenge, wie z.B. die tatsächlich eingespeiste Strommenge zu einigen. Die Bezugnahme auf die tatsächlich erzeugte Strommenge bestimmt lediglich den maximalen Rahmen der

beteiligungsfähigen Strommenge, den die Beteiligten unterschreiten können, indem sie einen mengenmäßig kleineren Bezugspunkt wählen.

Im Sinne einer Vereinheitlichung wird auch bei Windenergieanlagen zukünftig nur noch auf die tatsächlich erzeugte Strommenge abgestellt werden. Nicht erzeugte „fiktive Strommengen“ nach Anlage 2 Nummer 7.2 des EEG 2023 sind durch die Änderung für Vereinbarungen zukünftig nicht mehr beteiligungsfähig. Nach Inkrafttreten der Gesetzesänderungen geschlossene oder angepasste Vereinbarungen können folglich nicht mehr zulässigerweise über eine Beteiligung zu fiktiven Strommengen geschlossen werden. – Fiktive Strommengen sind Strommengen, die eine Anlage nicht erzeugt hat, aber theoretisch hätte erzeugen können (z.B. wegen Abregelung), oder aber Strommengen, die wegen Eigenverbrauch oder Direktlieferung an Dritte nicht ins Netz eingespeist wurden. Dadurch verringert sich die beteiligungsfähige Strommenge bei Wind in geringem Maße. Im gleichen Zuge werden so jedoch auch bestehende Rechtsunsicherheiten und eine höhere Komplexität, die im Rahmen der bisherigen Anwendung von § 6 EEG 2023 auf fiktive Strommengen bei Windenergieanlagen in der Praxis existierten, ausgeräumt. Insbesondere erübrigt sich nun auch eine Klarstellung zur Frage der möglichen Erstattungsfähigkeit von Zahlungen auf fiktive Strommengen nach § 6 Absatz 5 EEG 2023.

Die Streichung der fiktiven Strommenge nach Nummer 7.2 der Anlage 2 in § 6 Absatz 5 EEG 2023 ist eine notwendige Folgeänderung zur Streichung der fiktiven Strommengen nach Nummer 7.2 der Anlage 2 in Absatz 2. Gleichzeitig behebt die Streichung eine bisher in der Anwendungspraxis wahrgenommene Rechtsunsicherheit hinsichtlich der nach § 6 Absatz 5 EEG 2023 erstattungsfähigen Strommenge. Der Wortlaut des § 6 Absatz 5 EEG 2023 hat bereits in seiner bisherigen Fassung eindeutig geregelt, dass erstattungsfähig nur solche Strommengen sind, für die die Betreiber tatsächlich eine Förderung nach dem EEG oder einer aufgrund des EEG ergangenen Rechtsverordnung erhalten haben und für die tatsächlich eine Beteiligung gezahlt wurde. Für die in Absatz 5 bisher mitgenannten fiktiven Strommengen existiert jedoch bisher keine Förderung nach dem EEG oder einer aufgrund des EEG ergangenen Rechtsverordnung, sodass die Voraussetzungen für eine Erstattungsfähigkeit im Fall von Zahlungen auf fiktive Strommengen bisher nie erfüllt sein konnten. Diesbezüglich bestehende Unsicherheiten werden durch die Streichung nun eindeutig ausgeräumt.

Gelöscht: fiktive

Die Erweiterung der beteiligungsfähigen Strommengen nach Absatz 2 und 3 auf die tatsächlich erzeugte Strommenge wirkt sich auf die Voraussetzungen für eine Erstattung von Beteiligungszahlungen nach Absatz 5 nicht aus. Absatz 5 regelt weiterhin, dass der Anlagenbetreiber eine Erstattung verlangen kann für die tatsächlich eingespeiste Strommenge, für die er eine finanzielle Förderung nach dem EEG oder einer aufgrund des EEG erlassenen Rechtsverordnung in Anspruch genommen hat und für die er Beteiligungszahlungen geleistet hat. Weiterhin gilt als zentrale Voraussetzung für die Erstattungsfähigkeit, dass für die relevante Strommenge eine Förderung in Anspruch genommen wurde. Eine im Zusammenhang mit § 6 EEG 2023 relevante Förderung besteht nach dem EEG und den aufgrund des EEG erlassenen Rechtsverordnung jedoch ausschließlich für in das öffentliche Netz eingespeiste Strommengen (Anmerkung: die Förderung für Mieterstrom nach § 19 Absatz 3 EEG 2023 ist im Kontext von § 6 EEG 2023 ohne Bedeutung).

Zu Nummer 4 (§ 8 EEG)

Zu Buchstabe a

Die Änderungen in § 8 Absatz 1 EEG 2023 modifizieren die Relationen der gesamtwirtschaftlichen Kostenbetrachtung bei Ermittlung des technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkts. Der bisherige § 8 Absatz 1 Satz 1 Halbsatz 2 EEG 2023 wird zu einem neuen Satz 2. Es wird zusätzlich ein neuer Satz 2 Halbsatz 2 eingefügt. Dieser bestimmt, dass Kosten für Kapazitätserweiterungen des Netzes im Rahmen der Ermittlung des wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkts nur mit dem Anteil zu berücksichtigen

Gelöscht: Zu Buchstabe a¶
Die Ergänzung des § 8 Absatz 5 Satz 5 (neu) EEG 2023 dient der Umsetzung von Artikel 31 Absatz 3a der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/XXX. Der Netzbetreiber muss Anschlussbegehrenden die Möglichkeit zur Verfügung stellen, das Begehren und zugehörige Dokumente digital einzureichen. Dafür kann eine Einreichung über die Internetseite oder eine andere Art der digitalen Einreichung, beispielsweise über E-Mail, ermöglicht werden. Für Anlagen nach Absatz 1 Satz 2 ist die Stellung des Anschlussbegehrens ohnehin bereits in Absatz 7 ab 1. Januar 2025 vorgesehen¶
Zu Buchstabe b¶
Zu Doppelbuchstabe aa¶
Die Änderung in § 8 Absatz

sind, der der durch die in Frage stehenden einzelnen Anlage in Anspruch genommen Kapazität im Verhältnis zur Gesamtsteigerung der Übertragungskapazität des Netzes entspricht.

Bislang konnten in der gesamtwirtschaftlichen Betrachtung zur Ermittlung des Verknüpfungspunktes alle Kosten einer etwaig notwendigen kapazitätserweiternden Netzausbaumaßnahme in Ansatz gebracht werden. Dies war auch dann möglich, wenn die Kapazitätserweiterung im Netz die durch die einzelne Anlage benötigte Kapazität deutlich überstiegen hat. Insbesondere beim Anschluss größerer Solaranlagen auf Freiflächen ist es in der Praxis teilweise hierdurch dazu gekommen, dass anstelle eines möglichen Verknüpfungspunkts auf Mittelspannung ein Verknüpfungspunkt in der Hochspannung zugewiesen wurde. Hierbei entstehen für den einzelnen Anlagenbetreiber Umspannkosten (Errichtung eines anlagenbetreibereigenen Umspannwerks). Diese Kosten auf Seiten der Anlagenbetreiber sind in der Regel gesamtwirtschaftlich geringer als Kapazitätserweiterungsmaßnahmen auf Seiten des Netzbetreibers, da diese üblicherweise größer dimensioniert werden als nur für die einzelne Anlage. Mit Blick auf effizientere Netzstrukturen und vorausschauende Kapazitätserweiterungen im Hinblick auf den Anschluss weiterer Anlagen an diesem Verknüpfungspunkt soll die Änderung die Relationen bei der Kostenbetrachtung anpassen.

Die neu geregelte anteilige Kostenbetrachtung soll zudem die Errichtung sog. „Einspeisesteckdosen“ ((n-0)-sicherer Umspannwerke, die primär für den koordinierten Anschluss mehrerer Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien) ermöglichen, indem diese als möglicher technisch und wirtschaftlich günstigster Verknüpfungspunkt identifiziert werden. Sie ermöglichen die vorteilhafte Kombination verhältnismäßig kurzer und damit tendenziell günstiger Anbindungsleitungen für Anlagen mit den lediglich entsprechend der Leistung anteiligen Netzausbaukosten.

Der bisherige § 8 Absatz 1 Satz 2 EEG 2023 (alt) wird zu § 8 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 (neu).

Zu Buchstabe b

Die Ergänzung in **Absatz 2** stellt klar, dass der Anlagenbetreiber sich bei der Wahl eines Netzverknüpfungspunktes auch für einen Netzverknüpfungspunkt entscheiden kann, der bereits von einer bestehenden Anlage genutzt wird. Dies entspricht dem vielfach geäußerten Wunsch der Branche, das in der Praxis teilweise bereits praktizierte „cable pooling“ regulatorisch abzusichern. Da es in diesem Falle in aller Regel zu einer „Überbauung“ (die installierte Leistung übersteigt in Summe die vorhandene Leistung am Netzverknüpfungspunkt) kommt, ist in diesem Fall eine flexible Netzanschlussvereinbarung nach dem neuen § 8f abzuschließen. Insofern unterstützt die Neuregelung das Recht des Netzanschlussberechtigenden auf „cable pooling“, wenn seitens des Netzbetreibers keine netzbetrieblichen Bedenken bestehen. Im Übrigen wird auf die Begründung zum neuen § 8f EEG (flexible Netzanschlussvereinbarung) verwiesen.

Zu Buchstabe c

Absatz 4 wird neu gefasst und macht den Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung im Sinne des neuen § 8f zur Voraussetzung, um einen sofortigen Netzanschluss an einem Netzverknüpfungspunkt zu ermöglichen, dessen Netzanschlusskapazität für die volle installierte Leistung der Anlage noch nicht ausreicht. Klargestellt wird in diesem Zusammenhang, dass der Anlagenbetreiber der mit der flexiblen Netzanschlussvereinbarung einhergehenden Beschränkung der Wirkleistungseinspeisung zustimmen muss.

Die der Netzanschlusskapazität entsprechende flexible Netzanschlussvereinbarung kann so die „Brückenlösung“ bis zur erforderlichen Netzverstärkung bieten, nach welcher dann die volle installierte Leistung der Anlage angeschlossen und abgenommen werden kann.

Zu Buchstabe d

Die Bestimmungen der bisherigen Absätze 5 bis 7 werden in die §§ 8a bis 8d EEG (neu) überführt.

Zu Nummer 5 (§§ 8a bis 8g EEG 2023 (neu))

Die neu geschaffene Vorschrift in § 8a EEG (neu) enthält allgemeine Bestimmungen zu Informationspflichten und zur Kommunikation im Netzanschlussverfahren, die auf alle Arten von Anlagen Anwendungen finden. Sonderregelungen, die in den bisherigen § 8 Absatz 5 bis 7 EEG 2023 enthalten waren, werden zur besseren Lesbarkeit der Vorschriften in die §§ 8b bis 8d EEG (neu) ausgegliedert.

§ 8a Absatz 1 entspricht inhaltlich dem bisherigen § 8 Absatz 5 EEG 2023. Absatz 2 entspricht inhaltlich dem bisherigen § 8 Absatz 6 EEG 2023. Die Verwendung des Wortes „mitteilen“ in Absatz 2 Satz 1 dient der Angleichung der Terminologie an die neue Regelung in § 17a EnWG (neu). Die Änderungen in Nummer 1 dienen der Klarstellung dahingehen, dass auch wenn der Netzanschluss nicht neu hergestellt, sondern geändert oder erweitert wird, ein Zeitplan hierfür zu übermitteln ist. Zudem wird klargestellt, dass sich der mitzuteilende Zeitplan auch auf den Zeitbedarf für etwaig notwendige Optimierungs-, Verstärkungs- oder Ausbaumaßnahmen des Netzes erstreckt. Nummer 3 wird kürzer gefasst, da die Sonderregelungen für Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 3 (neu) in § 8b (neu) EEG überführt werden.

Beide Absätze sind in zeitlicher Hinsicht sofort anwendbar, da keine Rechtsänderung zu den bisherigen Vorgaben bezweckt ist.

Absatz 3 dient der Umsetzung von Artikel 31 Absatz 3a der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711. Es wird auf die Begründung des inhaltsgleichen § 17a Absatz 2 EnWG (Neu) verwiesen. Für Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 3 (neu) ist die Stellung des Anschlussbegehrens über ein Webportal, also über die Internetseite des Netzbetreibers, ohnehin bereits ab 1. Januar 2025 vorgesehen.

Absatz 4 regelt den zeitlichen Anwendungsbereich der in den Absatz 5 bis 7 enthaltenen neuen Vorgaben. Diese sind, anstelle der Vorgaben aus Absatz 1 und 2, für Netzanschlussbegehren anzuwenden, die ab dem 1. Januar 2026 gestellt werden, also ab diesem Datum beim Netzbetreiber eingehen. Der Prozess zur Bearbeitung von Netzanschlussbegehren wird damit ab diesem Zeitpunkt in § 8a EEG 2023 und in der Neuregelung in § 17a Absatz 3 bis 5 EnWG weitgehend parallel ausgestaltet.

Absatz 5 Satz 1 sieht vor, dass der Netzbetreiber auf seiner Internetseite Transparenz über den Ablauf eines Netzanschlussbegehrens schaffen muss. Hierzu ist zu veröffentlichen, in welchen Arbeitsschritten ein Begehren bearbeitet wird (Nummer 1), welche Informationen, Anschlussbegehrende für den Prozess des Netzanschlusses an den Netzbetreiber zu übermitteln haben (Nummer 2) sowie welche Anforderungen an die Ausstattung von Anlagen nach § 9 Absatz 1 und 2 EEG 2023 bestehen (Nummer 3). Nummer 2 sieht hierbei vor, dass anzugeben ist, welche Informationen seitens der Anschlussbegehrenden für eine jeweilige Anlagenart zu übermitteln sind. Hierbei sind alle benötigten Daten aufzulisten. Diese Informationen sind demnach nicht mehr, wie noch nach § 8a Absatz 1 (neu), bzw. nach dem bisherigen § 8 Absatz 5 EEG 2023 (alt), erst auf ein konkretes Anschlussbegehren hin mitzuteilen, sondern vorab darzustellen.

Satz 2 regelt die Möglichkeit für Netzbetreiber, die die Stellung eines Netzanschlussbegehrens über ein Webportal ermöglichen, Anschlussbegehrende ausschließlich auf diesen Weg zu verweisen. Die Regelung entspricht § 17a Absatz 3 Satz 3 EnWG (neu), auf dessen Begründung verwiesen wird.

Gelöscht: Satz 1 EEG 2023

Gelöscht: 17 Absatz 6

Gelöscht: .¶
Zu Doppelbuchstabe bb¶

Gelöscht: § 8 Absatz 6 Satz 1

Gelöscht: EEG 2023

Gelöscht: . Auch

Gelöscht: ist

Gelöscht: Zu Buchstabe c¶
Zu Doppelbuchstabe aa¶
Die Ergänzung und Änderung in § 8 Absatz 7 Satz 1 EEG 2023 sind redaktioneller Natur.¶
Zu Doppelbuchstabe bb¶
Zu Dreifachbuchstabe aaa¶
Die Änderung in § 8 Absatz 7 Satz 4 EEG 2023 dient der Angleichung der Terminologie an § 17 Absatz 6 EnWG (neu).¶
Zu Dreifachbuchstabe bbb¶
Die Änderungen in § 8 Absatz 7 Satz 4 Nummer 1 EEG 2023 erfolgen parallel zu den Änderungen in § 8

Gelöscht: 6 Satz 1 Nummer 1 EEG 2023 und dienen

Gelöscht: Klarstellung. ¶
Zu Buchstabe d¶
§ 8

Gelöscht: 8 (neu)¶
§ 8 Absatz 8 EEG 2023 (neu) führt die Vorschriften des bisherigen § 8 Absatz

Gelöscht: und Absatz 6 EEG 2023 (alt) in einem

Gelöscht: zusammen. Nach Satz

Gelöscht: regeln

Gelöscht: Bestimmungen des Absatzes den Prozess des Anschlussbegehrens

Gelöscht: .

Gelöscht: 8

Gelöscht: 17

Gelöscht: 6

Gelöscht: 2

Gelöscht: Satz 3 greift die in Absatz 5 Satz 5 (neu) eingefügte Vorschrift zur Umsetzung des Artikel 31 Absatz 3a der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711, auf. ¶
Die Sätze 4 und 5 regeln

Gelöscht: Regelungen entsprechen § 17

Gelöscht: 6

Gelöscht:

Gelöscht: und 4

Gelöscht: deren

Absatz 6 entspricht im Wesentlichen dem bisherigen § 8 Absatz 6 EEG 2023 (alt). Allerdings wird hier die Acht-Wochen-Frist an den Eingang des Netzan Anschlussbegehrens beim Netzbetreiber geknüpft.

Absatz 7 sieht nach Erhalt des Netzan Anschlussbegehrens durch den Netzbetreiber die Erteilung einer Eingangsbestätigung in Textform vor.

Zudem müssen Netzbetreiber unmittelbar nach Eingang des Netzan Anschlussbegehrens, d.h. zu Beginn der Frist von acht Wochen nach Absatz 6 Satz 1, innerhalb von zwei Wochen prüfen, ob noch Angaben oder Unterlagen zur Bearbeitung des Begehrens fehlen und diese innerhalb der zweiwöchigen Frist ggf. nachfordern. Gehen die nachgeforderten Informationen beim Netzbetreiber ein, ist erneut eine Eingangsbestätigung zu erteilen. Absatz 7 entspricht dem § 17a Absatz 5 (neu) auf dessen Begründung verwiesen wird.

Parallel zu § 17a Absatz 6 EnWG (neu) verpflichtet Absatz 8 die Netzbetreiber, einheitliche Form- und Inhaltsvorgaben zu erlassen. Hiervon erfasst sind sowohl die Informationen, die für ein Netzan Anschlussbegehren benötigt werden, als auch die Beantwortung der Begehren seitens der Netzbetreiber.

Der neue § 8b EEG 2023 beinhaltet alle Sonderregelungen zu Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 (neu), die bisher in § 8 Absatz 5 bis 7 EEG 2023 (alt) enthalten waren.

Die bisherige Vorschrift in § 8 Absatz 7 EEG 2023 (alt) enthielt Vorgaben zum Netzan schlussverfahren ab 1. Januar 2025. Diese Vorgaben entsprechen im Wesentlichen bereits dem, was nunmehr allgemein in § 8a Absatz 5 und Absatz 6 (neu) geregelt ist. Für Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 (neu) sollen die Regelungen aus § 8a Absatz 5 und 6 (neu) daher unmittelbar mit Inkrafttreten des Gesetzes gelten. In § 8a Absatz 2 und 3 (neu) sind dabei die Modifikationen der Regelungen enthalten, die sich auch bisher bereits aus den alten Regelungen ergaben. Zur besseren Lesbarkeit und Verständlichkeit werden die Vorgaben in Absatz 2 und Absatz 3 lediglich redaktionell angepasst.

Absatz 4 Satz 1 stellt dabei klar, dass auch bei Kleinanlagen das Recht der Netzbetreiber aus § 8a Absatz 5 Satz 2 (neu), eine Übermittlung des Netzan Anschlussbegehrens über ein Webportal verlangen zu können, auch bei Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 (neu) erst ab dem 1. Januar 2027 besteht.

Da es sich bei den Vorgaben in § 8a (neu) um allgemeine Vorgaben handelt, sind diese im Übrigen auch auf Anlagen nach § 8 Absatz 2 Satz 1 EEG 2023 anzuwenden. Das betrifft § 8a Absatz 3, 7 und 8 (neu). Absatz 4 Satz 2 stellt dabei klar, dass die bisher in § 8 Absatz 7 EEG 2023 (alt) enthaltene Vorgabe zu einer möglichst weitgehenden Vereinheitlichung bis zum 1. Januar 2025 vorgesehenen Regelungen ist insoweit nicht bezweckt. Die neuen Anforderungen aus § 8a Absatz 8 (neu) gelten jedoch auch für Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 (neu) bis zum Ablauf des 31. Dezember 2025. Auch die neuen Vorgaben zur Eingangsbestätigung und Prüfung der Unterlagen aus § 8a Absatz 7 (neu) gelten für Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 (neu), wie in § 8a für alle Anlagen vorgesehen, erst ab dem 1. Januar 2026. § 8b Absatz 4 Satz 2 trifft hier lediglich die Klarstellung, dass auch im Rahmen des § 8a Absatz 7 Satz 3 die kürzere Frist von einem Monat gilt.

Der neue § 8c EEG 2023 (neu) enthält besondere Regelungen zu Solaranlagen, die bisher in § 8 EEG enthalten waren.

Absatz 1 entspricht dem bisherigen § 8 Absatz 5a EEG 2023 (alt).

Absatz 2 entspricht inhaltlich dem bisherigen § 8 Absatz 6a EEG 2023 (alt) und wird nur redaktionell angepasst.

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Gelöscht: Satz 6 sieht parallel zu § 17

Gelöscht: 6 Satz 5 EnWG (neu) die Erteilung einer Eingangsbestätigung in Textform vor. Auf die dortige Begründung wird verwiesen.¶
Satz 7

Gelöscht: Satz 1

Gelöscht: Es wird lediglich Nummer 3 kürzer gefasst, da ab 1. Januar 2025 für Anlagen nach Absatz 1 Satz 2 nur noch § 8 Absatz 7 EEG Anwendung findet, sodass eine Sonderregelung an dieser Stelle entfallen kann.

Gelöscht: Satz 8 sieht – parallel zu § 17 Absatz 6 Satz 8 EnWG (neu) – vor, dass

Gelöscht: müssen

Gelöscht: müssen. Für

Gelöscht: Sätze 8 bis 13 wird auf die Begründung

Gelöscht: § 17

Gelöscht: 6 Satz 8 bis 13 EnWG

Gelöscht: Der bisherige § 8 Absatz 6 Satz 4 EEG 2023 (alt) wird zu § 8 Absatz 5 Satz 14 EEG 2023 (neu).¶

Gelöscht: 17

Gelöscht: 5 Satz 14

Gelöscht: Satz 15

Gelöscht: §

Gelöscht: §

Gelöscht: ¶

Gelöscht: Der neue §

Gelöscht: 9 EEG 2023 löst ab 1. Januar 2026 den bisherigen § 8 Absatz

Gelöscht: a.F. ab, wie Satz 1 anordnet.

Gelöscht: In § 8 Absatz 9 EEG 2023 (neu) erfolgen Anpassungen an das einheitliche Netzan schlussverfahren nach § 8 Absatz 8 EEG 2023 (neu) und § 17 Absatz 6 EnWG (neu), sowie redaktionelle Änderungen im Vergleich zum bisherigen Absatz 7.¶
Satz 2

Gelöscht:

Gelöscht: 7 Satz 2

Gelöscht: .

Gelöscht: Satz 3 entspricht dem § 8 Absatz 8 Satz 6 EEG 2023 (neu).¶
Die Sätze 4 und 5 entsprechen im Wesentlichen § 8 Absatz 7 Satz 3 und 4 EEG 2023, mit redaktionellen Anpassungen.¶
Satz 6 entspricht inhaltlich dem § 8 Absatz 7 Satz 5 EEG 2023.¶
Die neu eingefügten Sätze 7 bis 12 entsprechen § 8 Absatz 8 Satz 8 bis 13 EEG 2023 (neu) und § 17 Absatz 6 Satz 8 bis 13 EnWG (neu). Auf die dortigen Begründungen wird verwiesen.¶

... [20]

Gelöscht:

Gelöscht: 6 Satz 3

Gelöscht:). Hierdurch entfällt der Bedarf für den

... [21]

Rechtsänderungen sind in keinem der beiden Fälle bezweckt. Bei der Überführung in einen eigenen Paragrafen handelt es sich um redaktionelle Anpassungen zur besseren Lesbarkeit.

In § 8d EEG 2023 (neu) wird die entsprechende Anwendbarkeit der Bestimmungen von § 8a und § 8b EEG 2023 auf Stromspeicher vorgesehen, sofern diese gemeinsam mit einer EE-Anlage angeschlossen werden. In diesen Fällen soll ein gemeinsames Verfahren nach § 8a oder § 8b EEG 2023 (neu) für das Anschlussbegehren durchgeführt werden. Dies gilt unabhängig davon, ob der Stromspeicher ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas zwischenspeichert. Hierdurch soll das Netzanschlussverfahren von EE-Anlagen in Kombination mit Speichern unabhängig von der Verwendung des Speichers erleichtert werden.

Es wird ein § 8e EEG 2023 (neu) eingefügt, der Kapazitätsreservierungen einen einheitlichen Rahmen geben soll. Der neu eingefügte § 8e EEG 2023 dient einerseits dazu, Netzanschlussbegehrenden mehr Planungs- und Investitionssicherheit zu geben. Es wird ein verpflichtender und einheitlicher Mechanismus zur Reservierung von Netzanschlusskapazitäten eingeführt, so dass Netzanschlussbegehrende Rechtssicherheit hinsichtlich des durch Netzbetreiber ermittelten Netzverknüpfungspunkts haben. Da reservierte Kapazitäten jedoch bei der Beantwortung nachfolgender Netzanschlussbegehren sowie beim Anschluss von früher betriebsbereiten Anlagen nicht zur Verfügung stehen, ist das Reservierungsverfahren sowohl diskriminierungsfrei als auch mittels zeitlich befristeter Reservierungen durchzuführen. Somit dienen klare Grenzen des Mechanismus andererseits auch der zügigen Freigabe von nicht mehr benötigten Netzkapazitäten, um diese effizient zur Erreichung des Ziels aus § 1 EEG 2023 einsetzen zu können. Bislang hatten Netzbetreiber teils eigene Reservierungsbedingungen aufgestellt. Dies hat zu einer Vielzahl unterschiedlicher Reservierungsbedingungen geführt. Einheitliche Vorgaben sollen für Vergleichbarkeit und Transparenz sorgen.

Absatz 1 Satz 1 regelt zunächst den sachlichen Anwendungsbereich des neuen Reservierungsmechanismus. Für Anlagen ab einer installierten Leistung von 135 Kilowatt hat die Reservierung zum einen verpflichtend und zum anderen nach den einheitlichen Vorgaben, die nach Absatz 2 von den Netzbetreibern zu entwickeln und nach Absatz 3 von der Bundesnetzagentur zu bestätigen sind, zu erfolgen. Bei Anlagen ab einer Größe von 135 Kilowatt installierter Leistung besteht besonders hoher Bedarf, da Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien oberhalb dieser Leistungsgrenze in der Regel nicht hinter einem bestehenden Netzverknüpfungspunkt realisiert werden, sondern flexibel bezüglich ihres Standorts sind (beispielsweise Photovoltaik-Freiflächenanlagen). Diese Anlagen, die vornehmlich auf den Netzebenen 4 bis 6 des Verteilnetzes (Mittelspannung mit jeweiligen Umspannebenen) angeschlossen werden, konkurrieren in besonderem Maße um die verfügbare Netzkapazität. Aus diesem Grund ist für sie ein Reservierungsregime, das sowohl das Bedürfnis nach Planungssicherheit, als auch die zügige Freigabe reservierter Netzkapazität im Fall einer Nicht-Realisierung der Anlage sicherstellt, in besonderem Maß geboten. Zudem besteht hier ein Bedarf für einen bundesweit einheitlichen Mechanismus: so wird sichergestellt, dass bundesweit Reservierungen von Netzanschlusskapazität nur bei Nachweis des Projektfortschritts erfolgen und die Reservierungen nach gleichen Maßgaben befristet werden, was hinsichtlich der Erreichung der Ausbauziele des § 1 EEG 2023, bzw. der Integration des durch die Anlagen erzeugten Stroms in die Netze, zentrale Bedeutung hat. Zudem handelt es sich in diesem Anlagensegment oftmals um bundesweit tätige Projektierer, denen die Tätigkeit durch einheitliche Verfahren erleichtert wird, was ebenfalls zur Beschleunigung der Energiewende beiträgt. Unterhalb von 135 Kilowatt installierter Leistung besteht nicht der gleiche, flächendeckende Bedarf für einen verpflichtenden Reservierungsmechanismus, weil unterhalb dieses Leistungswerts üblicherweise ein Netzanschluss auf der Niederspannungsebene erfolgt. Hierbei handelt es sich insbesondere um Photovoltaikanlagen, die überwiegend mit dem Ziel der direkten Nutzung des erzeugten Stroms in bestehenden Verbrauchseinrichtungen (Haushalt, Gewerbe) durch andere Akteure als professionelle Projektierer errichtet werden. Diese Anlagen weisen keine hohe Flexibilität

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Gelöscht: Satz 15 klärt das Verhältnis des bereits in § 8 Absatz 7 Satz 5 EEG 2023 enthaltenen Standardisierungsauftrags zu dem in § 8 Absatz 8 Satz 15 EEG 2023 (neu) enthaltenen Auftrag an die Netzbetreiber zur Standardisierung: Der in § 8 Absatz 7 Satz 5 EEG 2023 enthaltene Auftrag bleibt inhaltlich und in zeitlicher Hinsicht unverändert. Zusätzlich sind aber bis 1. Januar 2026 auch die Rückmeldungen der Netzbetreiber zu standardisieren. ¶ Der bisherige § 8 Absatz 7 Satz 7 EEG 2023 (alt) wird neugefasst als **Satz 14** Verwiesen wird auf das wie auch bisher vorgesehene Fortbestehen des Rechts der Anlagenbetreiber nach § 10 Absatz 1 EEG 2023 (vgl. § 8 Absatz 8 Satz 14 EEG 2023 (neu)). Daneben wird nun auch auf § 8 Absatz 8 Satz 4 EEG 2023 (neu) verwiesen, der dem Netzbetreiber die Berechtigung einräumt die Übermittlung des Anschlussbegehrens ausschließlich auf elektronischem Wege zu verlangen. ¶ **§ 8 Absatz 10 (neu)¶**

§ 8 Absatz 10 EEG 2023 (neu) entspricht inhaltlich dem bisherigen § 8 Absatz 6a EEG 2023. ¶ **§ 8 Absatz 11 (neu)¶**

Gelöscht: 8 Absatz 11

Gelöscht: 8

Gelöscht: nach § 8 Absatz 1 Satz 2 EEG 2023

Gelöscht: , in denen es sich um typische Kombinationen von PV-Dachanlagen mit sogenannten Heimspeichern handelt,

Gelöscht: 8 Absatz 9

Gelöscht: Verfahren bei der Installation

Gelöscht: Solaranlagen

Gelöscht: Heimspeichern

Gelöscht: Zu Nummer 5 (§ 8a EEG (neu))¶

Gelöscht: 8a

Gelöscht: 8a

Gelöscht: Anschlussbegehrenden

Gelöscht: Anschlussbegehrende

Gelöscht: Anschlussbegehren

Gelöscht: Kriterien

Gelöscht: Kapazitätsreservierungen

bezüglich ihres Standorts auf und konkurrieren nicht im gleichen Maß um verfügbare Netzanschlusskapazität wie beispielsweise Photovoltaik-Freiflächenanlagen. Für diese Anlagen unterhalb von 135 Kilowatt installierter Leistung besteht daher keine Verpflichtung zur Reservierung für die Netzbetreiber; sie können aber weiterhin, wie auch bisher, zeitlich befristete [Reservierungen von Netzanschlusskapazität](#) auf Grundlage eines transparenten, diskriminierungs- und willkürfreien Verfahrens vornehmen (vgl. BGH, Urteil vom 21. März 2023 - XIII ZR 2/20).

Satz 2 definiert den Begriff „Reservierung von Netzanschlusskapazität“. Die im Rahmen der Mitteilung nach § [8a](#) Absatz [6](#) Satz [1](#) EEG 2023 (neu) zugesagte Netzanschlusskapazität ist an dem nach § 8 ermittelten Netzverknüpfungspunkt für die Anlage des Netzanschlussbegehrenden bis zum Ablauf der Reservierungsdauer vorzuhalten. **Satz 3** klärt sodann die Bedeutung des Wortes „Reservierungsabschnitt“. Hierunter sind Zeitabschnitte, aus denen sich die (Gesamt-) Reservierungsdauer zusammensetzt zu verstehen. **Satz 4** bestimmt, dass eine Reservierung nur auf Basis des [Projektfortschritts](#) erfolgen kann.

Absatz 2 erteilt den Netzbetreibern einen Auftrag, gemeinsame [Vorgaben zur Kapazitätsreservierung](#) zu entwickeln. Diese müssen objektiv, transparent sowie diskriminierungsfrei sein und müssen die Interessen der [Netzanschlussbegehrenden](#) angemessen berücksichtigen. Letzteres erfordert insbesondere, dass typische Projektabläufe bei Aufstellen der [Vorgaben](#) berücksichtigt werden. Satz 2 gibt dem Inhalt der zu entwerfenden [Vorgaben](#) einen festen Rahmen. Bei der Festlegung der Kriterien ist jeweils nach der Art der Anlage zu differenzieren. Hierbei ist insbesondere zu berücksichtigen, ob Anlagen, die unterschiedliche Technologien verwenden, wie beispielsweise Windkraftanlagen oder Photovoltaikanlagen, unterschiedlichen Genehmigungsverfahren unterworfen sind, oder ob es sich um Anlagen handelt, die keinem behördlichen Genehmigungserfordernis unterfallen.

Nach **Nummer 1** ist die Dauer der Reservierungsabschnitte zu bestimmen. Die Dauer darf zwischen sechs Monaten und zwei Jahren betragen. In der Regel kann dabei davon ausgegangen werden, dass eine Dauer von etwa sechs Monaten ausreicht, damit [Netzanschlussbegehrende](#) einen neuen Projektfortschritt nachweisen können. Zugleich sollte ein Abschnitt so kurz sein, dass [Reservierungen von Netzanschlusskapazität](#) bei mangelndem Projektfortschritt nicht verlängert werden, sodass die Anschlusskapazitäten zügig wieder für andere Anschlussbegehren freigegeben werden. Dabei kann jedoch die Dauer von einzelnen Reservierungsabschnitten insbesondere bei genehmigungspflichtigen Anlagen länger ausgestaltet werden, wenn üblicherweise kein neuer Projektfortschritt nachgewiesen werden kann, weil der Abschluss des Genehmigungsverfahrens mehr als sechs Monate bedarf, wie es beispielsweise bei Windenergieanlagen der Fall ist. Hier soll durch angepasste Reservierungsspannen Bürokratieaufwand vermieden werden. Die zulässige Höchstdauer für einen Reservierungsabschnitt beträgt dabei zwei Jahre. Als Orientierung für diese Zeitspanne dient die Höchstdauer von zwei Jahren, die Artikel 16b der Richtlinie (EU) 2023/2413 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 18. Oktober 2023 zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001, der Verordnung (EU) 2018/1999 und der Richtlinie 98/70/EG im Hinblick auf die Förderung von Energie aus erneuerbaren Quellen und zur Aufhebung der Richtlinie (EU) 2015/652 des Rates (ABl. L, 2023/2413, 31.10.2023) zur Änderung der Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (ABl. L 238 vom 21.12.2018, S. 82) für Genehmigungsverfahren vorsieht. Die jeweilige Dauer eines Genehmigungsverfahrens ist in der Festlegung der Zeitabschnitte zu berücksichtigen.

Nach **Nummer 2** müssen die Nachweise bestimmt werden mittels derer [Netzanschlussbegehrende](#) den Projektfortschritt darlegen können. Auch hier sind technologiespezifische Besonderheiten zu berücksichtigen. Es kommen eine Vielzahl an Nachweisen in Frage, wie etwa behördliche Genehmigungen, Vorbescheide, Finanzierungszusagen zum Nachweis von getätigten Investitionsentscheidungen der [Netzanschlussbegehrenden](#) oder ähnliches. Die Nachweise sind für die jeweiligen Reservierungsabschnitte anzugeben.

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Gelöscht: Kapazitätsreservierungen

Gelöscht: 8

Gelöscht: 8

Gelöscht: 7

Gelöscht: durch den Anschlussbegehrenden nachzuweisenden

Gelöscht: Reservierungskriterien

Gelöscht: Anschlussbegehrenden

Gelöscht: Kriterien

Gelöscht: Kriterien

Gelöscht: Anschlussbegehrende

Gelöscht: Kapazitätsreservierungen

Gelöscht: Anschlussbegehrende

Gelöscht: Anschlussbegehrenden

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024
11:5721:51

Nummer 3 sieht vor, dass für Anlagen, die zur Ermittlung des anzulegenden Wertes an Ausschreibungen teilnehmen müssen, Besonderheiten vorgesehen werden können. In den Ausschreibungen werden Realisierungszeiträume für die Anlagen festgesetzt, die bei der Bestimmung der Dauer der Reservierungsabschnitte berücksichtigt werden können. Hier kann angenommen werden, dass **Netzanschlussbegehrende**, die an einer Ausschreibung teilgenommen haben, ein Interesse an einer Realisierung der Anlage innerhalb dieses Realisierungszeitraums haben. Das EEG sieht bereits ein System aus Sicherheitsleistungen und Pönalen vor, sodass eine Harmonisierung sinnvoll erscheint.

Gelöscht: Anschlussbegehrende

Nummer 4 steht schließlich in Zusammenhang mit der Übergangsregelung in Absatz 5 Satz 3. Da Netzbetreiber teilweise bereits Reservierungen von Anschlusskapazität auf Grund eigener Bedingungen vorgenommen haben, haben die Kriterien Vorgaben dazu zu enthalten, wie diese bestehenden Reservierungen in das neue Regime überführt werden.

Satz 3 stellt klar, dass die Verbände, deren satzungsgemäßer Aufgabenbereich betroffen ist, von den Netzbetreibern zu beteiligen sind. Hierbei sind insbesondere Verbände der Erneuerbaren-Energien-Branche zu beteiligen.

Die von den Netzbetreibern, unter Berücksichtigung der Belange der **Netzanschlussbegehrenden**, erarbeiteten **Vorgaben** sind nach **Absatz 3** der Bundesnetzagentur spätestens neun Monate nach dem Inkrafttreten **dieses Gesetzes** zur Bestätigung vorzulegen. Diese bestätigt die **Vorgaben** oder verlangt Änderungen. Die Bundesnetzagentur kann insbesondere im Hinblick auf die in **Absatz 2** genannten Maßgaben, wie etwa der Berücksichtigung der Belange der Anschlussbegehrenden, Änderungen verlangen. Verlangt die Bundesnetzagentur Änderungen, haben die Netzbetreiber die verlangten Änderungen vorzunehmen und die **Vorgaben** anschließend der Bundesnetzagentur erneut zur Bestätigung vorzulegen. Die Bundesnetzagentur kann Vorgaben zu Form und Frist zu dem Verfahren machen. **Satz 5** legt darüber hinaus fest, dass die Bestätigung der **Vorgaben** durch die Bundesnetzagentur jedoch spätestens 18 Monate nach dem Inkrafttreten zu erfolgen hat. Dadurch soll eine Übergangszeit von sechs Monaten bis zur erstmaligen verpflichtenden Anwendung des neuen Reservierungsmechanismus, welche in **Absatz 5** geregelt ist, sichergestellt sein. Dies erlaubt eine Umstellung der Verfahren bei den Netzbetreibern und gibt auch Anschlussbegehrenden ausreichend Zeit, sich auf die Anforderungen einzustellen.

Gelöscht: Anschlussbegehrenden

Gelöscht: Kriterien

Gelöscht: Kriterien

Gelöscht: Kriterien

Gelöscht: 4

Gelöscht: Kriterien

Nach **Absatz 4 Satz 1**, sind die jeweils für die erste Stufe der Reservierung vorgesehenen Nachweise der Planungsreife bereits **dem Netzanschlussbegehren** als Informationen nach **§ 8a Absatz 5 Satz 1** Nummer 2 EEG 2023 (neu) **beizufügen und gemeinsam mit diesem** einzureichen. **Bei der Stellung des Anschlussbegehrens** für diese Anlagen, **für die Anschlusskapazität reserviert werden soll, wird** mithin in Zukunft eine gewisse Planungsreife **vorausgesetzt**. Befindet sich ein Projekt noch in einem frühen Planungsstadium, ermöglicht künftig die in **§ 17b** EnWG (neu) eingeführte unverbindliche Netzanschlusssauskunft, eine niedrigschwellige Information zu geeigneten Netzverknüpfungspunkten. Durch den Nachweis der Planungsreife bei Stellung des Anschlussbegehrens sind die Voraussetzungen dafür geschaffen, dass die Reservierung nach **Satz 2** durch den Netzbetreiber bereits mit Beantwortung des Netzanschlussbegehrens erfolgt. **Satz 3** sieht darüber hinaus vor, dass der **Netzanschlussbegehrende** verpflichtet ist, dem Netzbetreiber unverzüglich mitzuteilen, falls er die Errichtung und den Anschluss der Anlage für die ein Reservierung erfolgt ist, nicht weiterverfolgt. Hierdurch soll sichergestellt werden, dass nicht mehr für die Realisierung eines bestimmten Projekts benötigte Kapazitäten möglichst schnell wieder freigegeben werden.

Gelöscht: und 2

Gelöscht: als Bestandteil des Netzanschlussbegehrens,

Gelöscht: 8

Gelöscht: 8

Gelöscht: 2

Gelöscht:),

Gelöscht: Die Anschlussbegehren

Gelöscht: setzen

Gelöscht: voraus.

Gelöscht: 17a

Gelöscht: Absatz 3

Gelöscht: 3

Gelöscht: 4

Gelöscht: Anschlussbegehrende

Absatz 5 regelt schließlich den zeitlichen Anwendungsbereich. Die Reservierungen nach den neuen Kriterien sind erstmals für Anschlussbegehren, die zwei Jahre nach dem Inkrafttreten **dieses Gesetzes** gestellt werden, anzuwenden. **Satz 2** sieht eine Übergangsregel für bestehende Reservierungen vor. Auch diese Anlagen sind in den neuen Reservierungsrahmen zu überführen, um für alle Anlagen vergleichbare Bedingungen zur Nutzung der Netzkapazität zu schaffen, die möglichst effizient zum Anschluss von Anlagen zur Erzeugung

erneuerbarer Energie genutzt werden sollen. Hierbei wird den Anlagen eine Übergangszeit von einem Jahr gewährt, in der zunächst die bisher geltenden durch den Netzbetreiber aufgestellten Bedingungen fortgelten sollen. Danach ist eine Verlängerung nur nach den neuen Vorgaben zulässig. Die Übergangszeit von einem Jahr soll dazu dienen, die nach dem neuen Mechanismus erforderlichen Nachweise, die dem Stadium ihres Projektfortschritts entsprechen, einzuholen, um die Reservierung nach den neuen Vorgaben zu verlängern.

Gelöscht: Kriterien

Gelöscht: Kriterien

§ 8f EEG 2023 (neu) regelt in Umsetzung von Artikel 6a der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711 (novellierte Strommarkttrichtlinie) die Möglichkeit des Abschlusses flexibler Netzanschlussvereinbarungen für EE-Anlagen und am gleichen Netzverknüpfungspunkt angeschlossener Stromspeicher.

Gelöscht: Zu Nummer 6 (§ 10c)ff

Anders als bei standardmäßigen Netzanschlüssen wird bei einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung die installierte Leistung der Anlage anschlussseitig nicht unbeschränkt zur Verfügung gestellt. Die Netzanschlussleistung liegt konstant oder zeitweise unterhalb der installierten Leistung der Anlage („Überbauung“).

Für die Netzanschlussbegehrenden kann so ein günstigerer Netzverknüpfungspunkt, der ohne die Beschränkung der Netzanschlussleistung nicht (oder vor der Netzertüchtigung noch nicht) verfügbar wäre, gewählt und so der Netzanschluss insgesamt beschleunigt werden. Für die in der Praxis häufig langwierige und streitbehaftete Ermittlung des Netzverknüpfungspunktes wird ein erweiterter Lösungsraum aufgespannt. Durch den Sonderfall des „cable pooling“ lassen sich sogar unterschiedliche Erzeugungsarten und Stromspeicher bei gleicher Netzdimensionierung an einem Netzverknüpfungspunkt kombinieren.

Auch für die Netzbetreiber wird durch die Möglichkeit zur Vereinbarung vorübergehender flexibler Netzanschlussvereinbarungen (bis zur Realisierung einer geplanten Netzertüchtigung) der Handlungsspielraum erweitert. Dauerhafte flexible Netzanschlussvereinbarungen können sogar vermeiden, dass Netzbetreiber aufgrund dieser Anlagen ihr Netz auf die Höchstleistung der Anlage dimensionieren müssen.

Absatz 1 ist die Grundnorm, die die Zulässigkeit flexibler Netzanschlussvereinbarungen klarstellt. Es liegt dabei in der Verantwortung des Anlagenbetreibers, zuverlässig sicherzustellen, dass sich die Einspeisung stets innerhalb der zulässigen Netzanschlussleistung bewegt und die technischen Vorgaben eingehalten werden. Die Konditionen einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung werden auf bilateraler Basis zwischen Netzanschlussbegehrendem und Netzbetreiber im Rahmen des Anschlussprozesses vor endgültiger Zusage des Netzanschlusses vereinbart, damit die lokale Netzsituation bestmöglich abgebildet werden kann.

Grundsätzlich ist der Abschluss von flexiblen Netzanschlussvereinbarung für alle Typen von Anlagen und alle Netzebenen denkbar und wird bereits in verschiedenen Konstellationen praktiziert. Die konkrete Ausgestaltung kann aber in der Praxis je nach Anlagenart und Netzsituation variieren.

Absatz 2 regelt die Mindestinhalte einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung. Dabei können sich die Rahmenbedingungen zur Beschränkung der Anschlussleistung unterscheiden:

Bei einer statischen Leistungsbegrenzung steht für die Dauer der flexiblen Netzanschlussvereinbarung die Netzanschlussleistung in Höhe eines konstant vorgegebenen Maximalwertes unterhalb der installierten Anlagenleistung zur Verfügung.

Bei einer dynamischen Leistungsbegrenzung ist die Netzanschlussleistung in vom Netzbetreiber vorab definierten und planbaren Zeitfenstern in unterschiedlicher Höhe nutzbar (beispielsweise in bestimmten Mittagsstunden mit einer niedrigeren und in den restlichen Zeiträumen mit einer höheren maximalen Einspeiseleistung oder Bezugsleistung).

Bei einer volldynamischen Leistungsbegrenzung kann der Netzanschluss grundsätzlich im Umfang der maximalen Netzanschlussleistung genutzt werden – dem Verteilernetzbetreiber wird aber das Recht gegeben, ereignisorientiert je nach Auslastung die Höhe der Anschlussleistung, ggf. bis auf eine vereinbarte Untergrenze, zu beschränken, um so eine höhere Auslastung in Zeiten, in denen es keine Engpässe gibt, zu ermöglichen.

Besondere Beachtung verdient in diesem Zusammenhang **Absatz 2 Satz 1 Nr. 6 und Satz 2**. Hierdurch wird klargestellt, dass im Rahmen einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung auch die gemeinschaftliche Nutzung der Netzanschlussleistung an einem Netzverknüpfungspunkt durch unterschiedliche Anlagentypen (auch Stromspeicher) und Anlagenbetreiber vereinbart werden kann (sog. „cable pooling“). Da auch hier durch die Kombination mehrerer Anlagen die Summe der installierten Anlagenleistung die netzwirksame Anschlussleistung übersteigt („Überbauung“), ist das „cable pooling“ als Sonderfall der flexiblen Netzanschlussvereinbarung zu betrachten. Im Ergebnis müssen hier bestehender und hinzutretender Anlagenbetreiber noch zumindest eine Regelung finden, die eine dauerhafte gemeinsame Nutzung der anschlussseitig begrenzten Einspeisekapazität ermöglicht und die Leistungsbegrenzung auf den mit dem Netzbetreiber vereinbarten Wert sicherstellt.

Absatz 3 gibt dem Netzbetreiber in Umsetzung von Artikel 6a der Richtlinie (EU) 2019/944, geändert durch die Richtlinie (EU) 2024/1711 (novellierte Strommarktrichtlinie) auf, die Möglichkeit zum Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung am nächstgelegenen geeigneten Netzverknüpfungspunkt zu prüfen, wenn dieser aufgrund eines Netzanschlusskapazitätsmangels im Rahmen der Netzverknüpfungspunktermittlung ausscheidet; dies korrespondiert auch mit der neuen Vorgabe in § 17b Absatz 2 Satz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes zur unverbindlichen Netzanschlussprüfung und wird von Artikel 31 Absatz 3 der novellierten Strommarkt-Richtlinie gefordert.

Im neuen **§ 8g EEG 2023** wird die Vorgabe eingeführt, dass Netzbetreiber innerhalb von vier Wochen, nachdem der Anschlussbegehrende das Netzanschlussangebot des Netzbetreibers angenommen hat, dem Anschlussbegehrenden eine alphanumerische Bezeichnung des begehrten Ortes der Messung, der Entnahme und der Einspeisung von Energie mitteilen müssen. Hintergrund der Regelung ist, dass es derzeit bei der Bereitstellung der für die Teilnahme an der Marktkommunikation erforderlichen sogenannten Marktlokations-Identifikationsnummer (MaLo-ID) zu Verzögerungen kommt. Hierdurch werden verschiedene energiewirtschaftliche Prozesse behindert, insbesondere ist eine Nutzung der Direktvermarktung in der Regel erst mit einer MaLo-ID möglich. Durch die Pflicht zu einer schnellen Bereitstellung der alphanumerischen Bezeichnung wird dieser Missstand adressiert.

Zu Nummer 6 (§ 9)

Zu Buchstabe a

Durch den neu geschaffenen gesetzlichen Rollout von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen gemäß § 29 Absatz 1 Nummer 2 des Messstellenbetriebsgesetzes werden Anlagenbetreiber weitgehend von ihren bisherigen Verpflichtungen zur Sicherstellung von Sicht- und Steuerbarkeit in **§ 9 Absatz 1 und 1a EEG 2023** entlastet. Künftig wird der Einbau und Betrieb von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen aus einer Hand durch den Messstellenbetreiber gewährleistet. Auf diese Weise wird der aus Systemsicht notwendige Steuerungsrollout durch einen gesetzlichen Fahrplan ausgerichtet. Unklarheiten über Verantwortlichkeiten sowie aufwendige Prozesse rund um die Bestellung von Steuerungstechnik durch einzelne Anlagenbetreiber sowie Nachweispflichten gegenüber dem Netzbetreiber werden hinfällig. Auch der bisherigen Exkulpationsregelung in Absatz 1b bedarf es nicht mehr.

Der neu gefasste **§ 9 Absatz 1 EEG 2023** sieht klarstellend und in bündiger Form vor, dass Betreiber von Anlagen und KWK-Anlagen sicherzustellen haben, dass ihre Anlagen und KWK-Anlagen in einem technischen Zustand betrieben und erhalten werden, bei dem

Netzbetreiber oder andere Berechtigte jederzeit die Ist-Einspeisung abrufen können und die Einspeiseleistung stufenweise oder, sobald die technische Möglichkeit besteht, stufenlos ferngesteuert regeln können. Die Regelung stellt im Verbund mit §§ 52, 52a sicher, dass die Steuerung oder die Abrufung der Ist-Einspeisung durch den Netzbetreiber oder andere Berechtigter nicht einseitig durch den Anlagenbetreiber verhindert wird.

Zu Buchstabe b

Der neu gefasste § 9 Absatz 1a Satz 1 EEG 2023 verweist nun umfassend auf das Messstellenbetriebsgesetz. Satz 2 regelt klarstellend die verbleibenden Pflichten des Anlagenbetreibers mit Blick auf den ordnungsgemäßen Zustand seiner elektrischen Anlage hinter der Hausanschlussicherung. Diese folgt bereits heute aus der Eigentüerverantwortung des Anlagenbetreibers und der grundlegenden Systematik des Energiewirtschaftsrechts. Konkret muss der Anlagenbetreiber an der Ausstattung durch den Messstellenbetreiber mitwirken. Er muss alles seinerseits Erforderliche dafür tun, dass der Messstellenbetreiber das intelligente Messsystem sowie Steuerungseinrichtungen informationstechnisch an die Anlage anbinden kann, beispielsweise indem er erforderliche Datenkommunikationskabel bis hin zum Zählerplatz für die Anbindung einer Dachanlage vorhält. Bei nach Ausstattung der Messstelle mit intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen in Betrieb genommenen Anlagen obliegt dem Anlagenbetreiber darüber hinaus die informationstechnische Anbindung an die Steuerungseinrichtung bzw. ein mit der Steuerungseinrichtung verbundenes Energiemanagementsystem (in der Regel über Anbringung eines LAN-Datenkabels).

Zu Buchstabe c

Bei der Aufhebung von § 9 Absatz 1b EEG 2023 handelt es sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Buchstabe d

§ 9 Absatz 2 EEG 2023 sieht weiterhin notwendige Übergangsregelungen für die Sicherstellung der Systemsicherheit bis zum Einbau eines intelligenten Messsystems vor. Zusätzlich wird geregelt, dass die Übergangstechnik vom Anlagenbetreiber bis zur erfolgreichen Testung der Anlage auf Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber über die SMGW-konforme Steuerungstechnik weiter vorgehalten werden muss. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Steuerbarkeit nahtlos über den technischen Systemwechsel stets gewährleistet bleibt. Der Netzbetreiber hat die Testung auf Ansteuerbarkeit spätestens im Rahmen der nächsten, auf den Einbau des intelligenten Messsystems und der technischen Einrichtungen im Sinne des Absatzes 1 folgenden, nach § 12 Absatz 2b Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes durchzuführenden testweisen Anpassungen sowie Abrufen der Ist-Einspeisung vorzunehmen. Diese Testung bezieht sich auf die Ansteuerbarkeit der Anlage. Die Pflicht der Anlagenbetreiber, jederzeit die Abrufung der Ist-Einspeisung zu gewährleisten, ist hingegen bereits mit Einbau eines intelligenten Messsystems erfüllt; die entsprechenden Vorgaben in Nummern 1 und 2 greifen also nur, solange und soweit kein intelligentes Messsystem verbaut ist. Etwaig bereits vorhandene Übergangstechnik zur Abrufung der Ist-Einspeisung kann somit nach Einbau des intelligenten Messsystems, anders als Steuerungstechnik, bereits ausgebaut werden. Der Anlagenbetreiber hat nach § 34 Absatz 2 Satz 2 Nummer 1 des Messstellenbetriebsgesetzes die Möglichkeit, eine vorzeitige Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem zu beauftragen.

In Satz 1 Nummer 1 und 2 werden die Schwellenwerte klarstellend an den in § 13a Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetz genannten 100-Kilowatt-Schwellenwert angeglichen. 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

sicherzustellen. Die Begrenzung gilt für Betreiber von Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 2 und weniger als 25 Kilowatt aber nur, sofern die Anlage weder der Veräußerungsform Marktpremie nach § 20 noch der Veräußerungsform der sonstigen Direktvermarktung nach § 21a zugeordnet ist.

Die Streichung von Absatz 2 Satz 2 stellt eine Folgeänderung zur Anpassung von Absatz 1 dar.

Zu Buchstabe e

Absatz 2a schafft eine pauschalisierte Ausgleichsregelung für den Fall, dass Betreiber von Anlagen nach Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 auch nach Einbau eines intelligenten Messsystems und einer Steuerungseinrichtung durch den Messstellenbetreiber mangels positiver Testung der Ansteuerbarkeit der Anlage durch den Netzbetreiber Übergangsweise zwei Arten von Steuertechnik betreiben müssen, nämlich die in § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 1 oder Nummer 2 beschriebenen technischen Einrichtungen zur Steuerung und daneben die neue Technik. Nicht erfasst ist hingegen die Fallgruppe nach Absatz 2 Nummer 3. Kann der Netzbetreiber die neue Steuerungstechnik noch nicht verwenden, so bedarf es aus Netzsicherheitsgründen des Einbaus bzw. Weiterbetriebs von alternativer Steuerungstechnologie. Der Netzbetreiber hat in diesem Fall eine pauschale Ausgleichszahlung an den Anschlussnutzer zu leisten, welche einen Ausgleich für die ihm entstehende doppelte Belastung leistet. Der Betrag in Höhe von 100 Euro brutto jährlich orientiert sich dabei an der in § 30 Absatz 2 des Messstellenbetriebsgesetzes vorgesehenen Preisobergrenze für Einbau und Betrieb der neuen, Smart-Meter-Gateway-tauglichen Steuertechnik. Da der (Weiter-)Betrieb von alter Steuerungstechnik allein im Netzinteresse erfolgt, ist eine Kostenzuweisung an den Netzbetreiber sachgerecht. Dem Netzbetreiber steht es frei, die Anlage unmittelbar nach Ausstattung mit dem intelligenten Messsystem und der neuen Steuerungstechnik auf Ansteuerbarkeit durch ihn zu testen, oder dies, unter Auslösung einer Zahlungspflicht für jedes angefangene Jahr nach dem Einbau der Steuerungstechnik, erst im Rahmen der folgenden, nach § 12 Absatz 2b Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes durchzuführenden testweisen Anpassungen sowie Abrufen der Ist-Einspeisung vorzunehmen. Satz 2 sieht eine Exkulpationsmöglichkeit für den Netzbetreiber vor. Eine Zahlungspflicht für das Folgejahr entfällt, wenn der Netzbetreiber zwar einen erfolglosen Test durchgeführt hat, er jedoch nachweisen kann, dass er den Fehlschlag des Ansteuerungstests nicht zu vertreten hat. Es genügt hierfür der Nachweis, dass der Netzbetreiber in seiner Sphäre und in seiner Rolle als Netzbetreiber alles seinerseits Erforderliche zur Ansteuerbarkeit der Anlage getan hat. Ein solcher Nachweis dürfte beispielsweise erbracht sein, wenn der Netzbetreiber durch geeignete Protokolle im Rahmen des Ansteuerbarkeitstests den Eingang des Steuerbefehls beim Smart-Meter-Gateway darlegen kann. Scheitert der Test aufgrund von Umständen, die dem grundzuständigen Messstellenbetreiber zuzuordnen sind, muss der Netzbetreiber sich dies aufgrund der getrennten Marktrollen nicht zu rechnen lassen. In diesem Fall entsteht dem Anlagenbetreiber allerdings auch keine doppelte Kostenbelastung, da der Messstellenbetreiber nur dann ein Entgelt für Einbau und Betrieb einer an ein Smart-Meter-Gateway angebundenen Steuerungseinrichtung erheben kann, wenn er die Leistungen nach § 34 Absatz 1 Nummer 4a bis 6 des Messstellenbetriebsgesetzes ordnungsgemäß erbringt und dies gegenüber dem Anschlussnehmer auf dessen Verlangen nachweist.

Zu Buchstabe f

Gelöscht: Buchstabe e

Bei der Änderung in § 9 Absatz 4 EEG 2023 handelt es sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Nummer 7 (§ 10)

Die Ergänzung des neuen § 10 Absatz 1 Satz 2 EEG 2023 dient lediglich der Klarstellung. Es wird klargestellt, dass das derzeit in § 13 Absatz 2 Satz 4 der

Niederspannungsanschlussverordnung (NAV) normierte Eintragungserfordernis in ein Installateurverzeichnis auch bei dem Anschluss von EEG-Anlagen an eine elektrische Anlage i. S. d. NAV anwendbar bleibt. § 13 Absatz 2 Satz 4 NAV setzt die Eintragung eines Installationsunternehmens in ein Installateurverzeichnis voraus, um Arbeiten an der elektrischen Anlage i.S.d. § 13 Absatz 1 Satz 1 NAV vornehmen zu dürfen. Die Anwendbarkeit dieser Vorgabe hat § 10 Absatz 1 Satz 1 EEG 2023 nicht geändert, was nun durch den neu eingefügten Satz 2 klargestellt wird.

Typischer Anwendungsfall ist der Anschluss einer Solaranlage über den bereits vorhandenen oder zeitgleich errichteten Netzanschluss im Sinne der NAV. Hierbei wird der Strom oft ganz oder teilweise zur Deckung des Eigenverbrauchs genutzt, kann aber auch vollständig über den Netzanschluss im Sinne der NAV in das Netz der allgemeinen Versorgung eingespeist werden.

Zu Nummer 8 (§ 10a)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um redaktionelle Folgeanpassungen.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um redaktionelle Folgeanpassungen.

Zu Nummer 9

In § 10b EEG 2023 werden diverse Klarstellungen und Vereinfachungen vorgenommen, um Hürden zur Nutzung der Direktvermarktung abzubauen.

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

So wird in § 10b Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 Buchstabe b EEG 2023 klargestellt, dass auch die vollständige ferngesteuerte Abschaltung einer Anlage den Steuerbarkeitsanforderungen des § 10b EEG 2023 entspricht, soweit keine genauere technische Möglichkeit besteht. Die Änderung schafft daher die Möglichkeit zur Teilnahme an der Direktvermarktung für Betreiber von Anlagen mit älteren Wechselrichtern, bei denen keine Einrichtungen zur mehrstufigen oder stufenlosen Steuerung möglich sind.

Zu Doppelbuchstabe bb

In § 10b Absatz 1 Satz 4 EEG 2023 wird die zeitliche Frist zum Nachweis der Fernsteuerbarkeit näher an den tatsächlichen Gegebenheiten des Anlagenbetriebs ausgerichtet. Zum einen wird (insbesondere für neue Anlagen) der Start des Fristlaufs zukünftig nicht mehr von der Inbetriebnahme, sondern von der erstmaligen Einspeisung abhängig gemacht. Mit der Änderung werden solche Situationen adressiert, in denen aus nicht von dem Errichter der Anlage zu vertretenden Gründen die erstmalige Einspeisung mehr als 8 Wochen nach Inbetriebnahme der Anlage erfolgt. Da für den Nachweis der Fernsteuerbarkeit eine Netzanbindung der Anlage bestehen muss, konnte die bisherige Frist in solchen Fällen nicht eingehalten werden. Zum anderen werden Situationen adressiert, bei denen bestehende Anlagen erstmals in die Direktvermarktung wechseln oder bei einer bestehenden Anlage das Direktvermarktungsunternehmen oder der Betreiber wechselt. In solchen Fällen beginnt zukünftig ebenfalls eine Frist zum Nachweis der Fernsteuerbarkeit. Diese wird durch die Meldung des Direktvermarktungsunternehmens an den Netzbetreiber ausgelöst, die Vermarktung der Anlage zu übernehmen. Bisher war ungeklärt, ob in solchen Fällen ein Nachweis der Fernsteuerbarkeit ab der ersten Sekunde der (neuen) Direktvermarktung vorliegen musste. Von dieser zweiten Frist können unter Umständen auch Anlagen profitieren,

die ihren Strom bereits in der Direktvermarktung vermarkten und bei denen ein erneuter Test der Fernsteuerbarkeit der Anlage notwendig wird, bspw. aufgrund einer Anlagenerweiterung.

Zu Buchstabe b

In § 10b Absatz 2 werden die Vorgaben zur technischen Umsetzung der Steuerbarkeit dahingehend angepasst, dass die Nutzung des Smart-Meter-Gateways für eine Übergangszeit bis zum 1. Januar 2028 ausgesetzt ist. Dies verschafft Direktvermarktern Zeit, um ihrerseits eine Steuerung über Smart-Meter-Gateways vollumfänglich und massentauglich umzusetzen. Entsprechend den Änderungen am MsbG durch das Gesetz zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende kann die Steuerung zunächst auch auf anderem Weg als über das Smart-Meter-Gateway erfolgen. Außerdem wird eine bestehende Ausnahmeregelung für Anlagen bis 100 Kilowatt installierter Leistung, die den gesamten erzeugten Strom einspeisen, abgeschafft. Als Folgeänderung kann der bisherige Satz 5 gestrichen werden.

Zu Buchstabe c

Weiterhin wird in § 10b Absatz 5 EEG 2023 die Rechtsgrundlage für eine Vereinheitlichung und Vereinfachung der Nachweisführung zu den Vorgaben des § 10b EEG 2023 geschaffen. Die Netzbetreiber werden verpflichtet, innerhalb eines Jahres ab Inkrafttreten einheitliche und einfach umsetzbare Nachweise abzustimmen und dabei die Massengeschäftstauglichkeit der Nachweisführung sicherzustellen. Damit soll dem Umstand begegnet werden, dass derzeit verschiedene Netzbetreiber verschiedene Anforderungen zur Überprüfung der Anlagenbetreiber und Direktvermarktungsunternehmen stellen. Damit geht eine unnötige Komplexität für Betreiber von EE-Anlagen und Direktvermarktungsunternehmen einher. Zusätzlich kann die Bundesnetzagentur zukünftig verpflichtende Vorgaben zur Nachweisführung machen. Diese Möglichkeit dürfte insbesondere genutzt werden, wenn die Netzbetreiber keine oder für die zukünftigen Anwender nicht hinreichend massentaugliche Regelungen zur Vereinheitlichung treffen.

Schließlich wird in § 10b Absatz 6 EEG 2023 eine Verpflichtung der Direktvermarktungsunternehmen eingeführt, Verstöße von Anlagenbetreibern gegen die Pflichten des § 10b EEG 2023 beim Anlagenbetreiber anzumahnen und dem zuständigen Netzbetreiber mitzuteilen, falls der Anlagenbetreiber den Verstoß nicht abstellt. Die Regelung stellt sicher, dass Netzbetreiber nötigenfalls Pönalen nach § 52 EEG 2023 verhängen können. Ohne entsprechende Mitteilungen der Direktvermarktungsunternehmen fällt es Netzbetreibern in der Praxis schwer, Verstöße gegen die Vorgaben aus § 10b EEG 2023 zu identifizieren, und die Sanktionsbewehrung der Norm droht leerzulaufen.

Zu Nummer 10 (§ 10c)

Durch den neuen **§ 10c Satz 2 EEG 2023** wird eine klarstellende Regelung getroffen, dass § 10c EEG 2023 seit dessen Inkrafttreten am 16. Mai 2024 unabhängig vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme der Solaranlage und damit auch für Solaranlagen, die vor dem Inkrafttreten des EEG 2023 in Betrieb genommen worden sind, anwendbar ist. Durch die Aufnahme dieser klarstellenden Regelung soll einer möglichen Rechtsunsicherheit vorgebeugt werden. Der bestehende tatbestandliche Anwendungsbereich von § 10c Satz 1 EEG wird mit dieser Klarstellung nicht berührt, die dort genannten Voraussetzungen müssen in jedem Fall vollumfänglich vorliegen. Insbesondere gilt weiterhin, dass mit der Regelung nicht in bestehende Vertragsverhältnisse und erfolgte Abrechnungen von Stromlieferungen eingegriffen wird.

Zu Nummer 11 (§ 11)

Zu Buchstabe a

Durch die Änderung in § 11 Absatz 1 Satz 1 EEG 2023 wird dem Umstand Rechnung getragen, dass im Fall der Abregelung nach Maßgabe des § 5 Absatz 3 (neu) EEG n.F. die Netzbetreiber zugleich von ihrer Abnahmepflicht nach § 11 Absatz 1 EEG befreit werden.

Zu Buchstabe b

Durch den neuen § 11 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 wird ein Satz zu flexiblen Netzanschlussvereinbarungen ergänzt und insoweit eine Klarstellung vorgenommen. Für flexible Netzanschlussvereinbarungen ist es konstituierend, dass abweichend von § 11 Absatz 1 nicht der gesamte erzeugte Strom einer Anlage abgenommen werden muss, sondern nur die Stromerzeugung, die sich im Rahmen der entsprechenden Vereinbarung bewegt.

Zu Nummer 12

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Nummer 13

Zu Buchstabe a

Der neue § 12 Absatz 3 Satz 2 EEG 2023 (neu) fügt einen neuen Referenzwert sowie Maßstab für die Bestimmung der Zumutbarkeitsschwelle nach § 12 Absatz 3 Satz 1 EEG 2023 ein, um im Rahmen der Betrachtung den nach § 1 EEG 2023 festgelegten Zielen dieses Gesetzes Rechnung zu tragen.

Der Wert in § 12 Absatz 3 Satz 2 Halbsatz 1 EEG 2023 (neu) stellt die erwarteten Netzausbauposten in Relation zur erwarteten Stromerzeugung der anzuschließenden Anlage während deren Nutzungsdauer, um den volkswirtschaftlichen Nutzen in einem angemessenen Verhältnis abzubilden.

Dazu wird ein Referenzwert in Höhe von 15 €/MWh ermittelt, der sich aus den annuitätischen zu erwartenden Netzausbauposten im Stromverteilnetz und der bis dahin erwarteten Menge an erzeugtem Strom aus Wind an Land, Photovoltaik, Biomasse und Laufwasserkraft ergibt. Es wird auf diese Technologien abgestellt, da sie zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen an Land maßgebliche Beiträge liefern und daher prinzipiell den erwarteten einspeisegetriebenen Netzausbaubedarf im Stromverteilnetz bedingen werden.

Für die Berechnung der erwarteten Stromerzeugung sind als Nutzungsdauer für Solaranlagen in der Regel 30 Jahre und für andere Anlagen zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien in Anlehnung an die in § 25 Absatz 1 EEG 2023 vorgesehene Dauer in der Regel 20 Jahre anzusetzen. Wird allerdings im Rahmen des Anschlussbegehrens glaubhaft dargelegt, dass die Anlage länger betrieben werden soll, beispielsweise durch einen Vertrag über die Abnahme des zu erzeugenden Stroms, kann auch eine längere Dauer in Ansatz gebracht werden.

Hinsichtlich der jährlich zu erwarteten Stromerzeugungsmenge der einzelnen Anlage kann auf durchschnittlich in Deutschland erreichbare Volllaststunden abgestellt werden. Für Photovoltaikanlagen kann in Deutschland hierbei eine durchschnittliche Anzahl von 1000 Volllaststunden angenommen werden, für Windenergieanlagen an Land eine Anzahl von 2400 Volllaststunden. Anstelle von Durchschnittswerten kann bei geeignetem Nachweis eine individuelle Annahme der erreichbaren Volllaststunden in Ansatz gebracht werden. § 11 Absatz 2 EnWG bleibt jedoch wie bisher auch entsprechend anwendbar, sodass auch eine

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Gelöscht: Zu Nummer 7 (§ 22b)¶

Durch die Ergänzung in § 22b Absatz 6 EEG 2023 werden in die bestehende Länderöffnungsklausel nun Vorgaben aufgenommen für den Fall, dass Bundesländer gesetzliche Regelungen treffen, mit denen Anlagenbetreiber von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien dazu verpflichtet werden, Standortgemeinden oder Bürgerinnen und Bürger finanziell oder in sonstiger Form zu beteiligen. ¶ Hintergrund der Ergänzung ist die Entwicklung, dass in den letzten Jahren mehrere Bundesländer gestützt auf die Länderöffnungsklausel des § 22b Absatz 6 EEG 2023 derartige Gesetze eingeführt haben. In weiteren Bundesländern sind entsprechende Gesetze geplant oder befinden sich bereits in Gesetzgebungsverfahren. Diese Gesetze können ergänzend zur finanziellen Beteiligung von Gemeinden nach § 6 EEG 2023 zu einer stärkeren wirtschaftlichen oder sonstigen Beteiligung von Gemeinden sowie Bürgerinnen und Bürgern an lokalen EE-Erzeugungsanlagen beitragen. Sie sind somit ein wichtiges Instrument zur Stärkung der Teilhabe und Akzeptanz der Bevölkerung für die Energiewende. ¶ Gleichzeitig können sehr unterschiedliche Beteiligungsgesetze einer Vielzahl an Ländern aus Sicht des Bundes auch negative Effekte auf die Energiewende haben. So gehen die Anforderungen der Länderregelungen für die Anlagenbetreiber regelmäßig mit zusätzlichem Umsetzungsaufwand und höheren Projektkosten einher. Diese können vor dem Hintergrund der akzeptanzsteigernden Wirkung der Beteiligung gerechtfertigt sein. Eine den Ausbau der Erneuerbaren Energien hemmende Mehrbelastung von Anlagenbetreibern würde jedoch das energiepolitische Ziel eines beschleunigten Ausbaus der Erneuerbaren Energien konterkarieren und soll daher vermieden werden. ¶ Zudem erzeugen Beteiligungsgesetze der Länder, die sehr heterogen in Bezug auf ihre wirtschaftliche Wirkung auf die Anlagenbetreiber sind, Wettbewerbsunterschiede von Erneuerbaren-Projekten, die in den bundesweiten Ausschreibungen für die EEG-Förderung miteinander konkurrieren. Es ist zu erwarten, dass etwaige finanzielle Mehrbelastungen, die durch verpflichtende Länderbeteiligungsgesetze entstehen, durch Projektierer in ihre Gebote im Rahmen der EEG-Ausschreibungen eingepreist werden und somit insgesamt zu einer Verteuerung des Erneuerbaren-Ausbaus beitragen werden. ¶ Um diese negativen Effekte möglichst zu vermeiden, wird der Handlungsspielraum der Länder durch Vorgaben in der Länderöffnungsklausel des § 22b Absatz 6 EEG 2023 definiert. Das Ziel der Vorgaben ist, dass die Anforderungen sämtlicher Beteiligungsgesetzen der Länder wirtschaftlich vergleichbar werden. Eine Einschränkung in § 22b Absatz 6 EEG 2023 ist aus Sicht des Bundes eine ausgewogene Maßnahme, um auf eine gewissen Vereinheitlichung – jedenfalls in der wirtschaftlichen Wirkung der Ländermaßnahmen – hinzuwirken und damit den beschriebenen Bedenken zu begegnen. Gleichzeitig wird so für die Länder ein klarer, rechtssicherer Handlungsrahmen geschaffen. Dieser Handlungsrahmen enthält in hohem Maße Gestaltungsraum für den Landesgesetzgeber im Rahmen eines Gesamtkonzepts auch neuartige Beteiligungsmodelle zur Wahl zu stellen oder solche Beteiligungsmodelle, die den regionalen Besonderheiten und Bedürfnissen besonders entsprechen. Als Alternative wäre eine abschließende bundesrechtliche Regelung der

[22]

Spitzenkappung von 3 % hinsichtlich der jährlich zu erwartenden Stromerzeugung in Ansatz gebracht werden kann.

§ 12 Absatz 3 Satz 2 Halbsatz 2 EEG 2023 sieht vor, dass die Vermutung aus Halbsatz 1 für die wirtschaftliche Zumutbarkeit nur in besonders extremen Ausnahmefällen widerleglich ist. Die Härtefallklausel soll nur solche Fälle erfassen, die die äußerste Grenze dessen überschreiten, was einem Netzbetreiber betriebswirtschaftlich zumutbar ist. Hier sind angesichts der Möglichkeit, Netzausbaukosten im Rahmen der Anreizregulierung geltend zu machen, besonders hohe Hürden anzusetzen. Ein solcher Fall kann etwa dann vorliegen, wenn die Erstattung der Kosten nur mit großem Zeitverzug zu erwarten ist und die Kosten der Kapazitätserweiterung so hoch sind, dass sie die finanzielle Handlungsfähigkeit des Netzbetreibers bis zur Erstattung der Kosten aufheben würde. Nach Satz 3 hat der Netzbetreiber dies im konkreten Einzelfall nicht nur gegenüber dem Anschlussbegehrenden, sondern auch gegenüber der zuständigen Regulierungsbehörde darzulegen, damit diese prüfen kann, ob sie Anlass zur Einleitung aufsichtsrechtlicher Maßnahmen sieht.

Bleiben die nach § 12 Absatz 3 Satz 2 Halbsatz 1 und Halbsatz 2 EEG 2023 (neu) zu berücksichtigenden Netzausbaukosten hinter dem Wert der erwarteten Stromerzeugung der Anlage zurück, so gilt die Optimierungs-, Verstärkungs- oder Ausbaumaßnahme in der Regel als zumutbar. Will sich der Netzbetreiber dennoch auf eine Unzumutbarkeit aus betriebswirtschaftlichen Gründen im Einzelfall berufen, kann eine solche nur in besonders schwerwiegenden Einzelfällen angenommen werden, etwa wenn die Kosten der Maßnahme aufgrund ihrer nur verzögerten Refinanzierungsmöglichkeit zu einer schnellen Insolvenz des Netzbetreibers führen würden.

§ 12 Absatz 3 Satz 4 EEG 2023 (neu) stellt parallel zur Ergänzung in § 8 Absatz 1 Satz 2 Halbsatz 2 EEG 2023 (neu) klar, dass bei der Bestimmung der Zumutbarkeit des Netzausbaus die Kosten für Kapazitätserweiterungen nur mit dem Anteil zu berücksichtigen sind, der der durch die Anlage in Anspruch genommen Kapazität im Verhältnis zur Gesamtsteigerung der Kapazität des Netzes entspricht. Hierdurch soll sichergestellt werden, dass, wenn die Netzkapazität vorausschauend um mehr als für die einzelne Anlage notwendig erweitert wird, die hierfür insgesamt anfallenden Kosten nicht einer einzelnen Anlage gegenübergestellt werden.

§ 12 Absatz 3 Satz 5 EEG 2023 (neu) legt fest, dass der in Satz 2 Halbsatz 1 angegebene Referenzwert in dem Maße angepasst wird, indem sich der amtlich festgestellte Erzeugerpreisindex für Investitionsgüter gegenüber dem Referenzjahr 2023 verändert.

§ 12 Absatz 3 Satz 6 EEG 2023 (neu) dient als Korrektiv des neuen Maßstabs zur Bestimmung der wirtschaftlichen Zumutbarkeit von netzseitigen Kapazitätserweiterungen. Gerade bei kleineren Anlagen, wie Anlagen nach § 8 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 (neu), kann die Schwelle verhältnismäßig schneller erreicht werden, da die erwartete Stromerzeugung geringer ausfällt. Zwar erscheint auch hier der Maßstab nach § 12 Absatz 3 Satz 2 und 3 EEG 2023 (neu) aus volkswirtschaftlicher Sicht angemessen. Jedoch soll der Anschluss kleinerer Anlagen gerade auf privaten Dächern weiterhin möglich bleiben, auch wenn im Einzelfall hierfür kapazitätserweiternde Maßnahmen notwendig sein sollten. In diesen Fällen erscheint es angemessen, dass der Netzbetreiber die Kapazitätserweiterung nicht bereits mit Verweis auf eine wirtschaftliche Unzumutbarkeit der Kapazitätserweiterung ablehnen kann, sondern dem Anlagenbetreiber die Möglichkeit zur Verfügung zu stellen hat, den Differenzbetrag um den die Ausbaumaßnahme den zumutbaren Betrag übersteigt, selbst zu zahlen. Auch in diesen Fällen trägt jedoch der Netzbetreiber die Kosten bis zu dem nach § 12 Absatz 3 Satz 2 und Satz 3 EEG 2023 (neu) wirtschaftlich zumutbaren Betrag.

§ 12 Absatz 3 Satz 7 EEG 2023 stellt klar, dass bei der Berechnung der erwarteten Stromerzeugung nach Satz 2 Halbsatz 1 die Spitzenkappung in Höhe von 3% der erwarteten Stromerzeugung pro Jahr gemäß § 11 Absatz 2 des Energiewirtschaftsgesetzes anzuwenden ist.

Zu Buchstabe b

In § 12 Absatz 4 EEG 2023 (neu) wird eine Regelung für Fälle volkswirtschaftlicher Unzumutbarkeit von Anschlussbegehren getroffen. Aus den Regelungen des § 12 Absatz 3 EEG 2023 (neu) ergibt sich die Möglichkeit, dass Kapazitätserweiterungen anteilig einem Anschlussbegehrenden in Rechnung gestellt werden, es für die ungenutzte Kapazitätserweiterung aber auf längere Sicht keine Verwendung gibt, weil z.B. keine weiteren geeigneten Flächen für Erzeugungszwecke verfügbar sind. In diesen Fällen wäre der Netzausbau teilweise über einen längeren Zeitraum oder dauerhaft überdimensioniert; um dem entgegenzuwirken, wird in § 12 Absatz 4 Satz 1 EEG 2023 für die gesamte Kapazitätserweiterung eine erwartbare Mindestauslastung von 90 Prozent innerhalb von 10 Jahren nach voraussichtlicher Fertigstellung der Kapazitätserweiterung gefordert.

§ 12 Absatz 4 Satz 2 EEG 2023 legt fest, dass die Mindestauslastung sich hierbei aus der prognostizierten belegten Anschlusskapazität, bemessen anhand der prognostizierten installierten Leistung der angeschlossenen Erzeugungsanlagen, im Verhältnis zur gesamten Kapazitätserweiterung ergibt. Die prognostizierte installierte Leistung der angeschlossenen Erzeugungsanlagen bestimmt sich aus der in einem Radius von 10 Kilometern um diesen Verknüpfungspunkt in Windenergiegebieten nach § 2 Nummer 1 Windenergieflächenbedarfsgesetz installierbaren Leistung von Windenergieanlagen und den für den Zehnjahreszeitraum des jeweils aktuellen Netzausbauplans nach § 14d des Energiewirtschaftsgesetzes zugrunde gelegten Prognosen der Einspeiseleistung. Letzteres sind Daten, die dem Netzbetreiber aufgrund der Anfertigung des Netzausbauplans nach § 14d des Energiewirtschaftsgesetzes vorliegen.

§ 12 Absatz 4 Satz 3 EEG 2023 stellt klar, dass im Fall einer Berücksichtigung der Kosten der Kapazitätserweiterung in voller Höhe die vorgenannten Daten zu Prognosen der Einspeiseleistung dem Anschlussbegehrenden auf Verlangen zu übermitteln sind. Hierdurch wird sichergestellt, dass der Anschlussbegehrende im Fall einer vollen Kostenberücksichtigung die Berechnung des Netzbetreibers transparent nachvollziehen kann.

Ist der Netzbetreiber nach § 14d Absatz 8 EnWG nicht zur Erstellung eines Netzausbauplans verpflichtet, sind nach § 12 Absatz 4 Satz 4 EEG 2023 für die Prognose über die erwartbare Auslastung der Kapazitätserweiterung alle dem Netzbetreiber vorliegenden voraussichtlichen Netzanschlussbegehren in einem Zehnjahreszeitraum ab Fertigstellung der Kapazitätserweiterung zu verwenden. Dies umfasst insbesondere diejenigen Daten, die er im Zuge seiner Mitwirkung nach § 14d Absatz 9 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes an den ihm vorgelagerten Netzbetreiber übermittelt hat. Anschlussbegehrende haben die Möglichkeit, dem Netzbetreiber Informationen über voraussichtliche Anschlussbegehren in einem Zehnjahreszeitraum ab Fertigstellung der Kapazitätserweiterung am betreffenden Verknüpfungspunkt innerhalb einer angemessenen Frist zu übermitteln.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeanpassung.

Zu Nummer 14

Die Anpassungen in § 19 Absatz 3 bis 3c dienen der weiteren Flexibilisierung von Stromspeichern für eine aktive Teilnahme am Strommarkt und somit der Netz- und Systemintegration des Stroms aus erneuerbaren Energien (EE-Strom). Dies ist auch für die Dämpfung von temporären Erzeugungsüberschüssen dringend erforderlich.

Die Aktivierung der flexiblen Nutzungsmöglichkeiten von Stromspeichern am Strommarkt kann dabei helfen, einerseits den Verbrauch von Strom in Zeiten mit niedrigen Marktpreisen (und hoher EE-Stromerzeugung) und andererseits die Einspeisung von Strom in Zeiten mit hohen Marktpreisen (und niedriger EE-Stromerzeugung) zu verlagern. Durch ihre Fähigkeiten zur zeitlichen Entkopplung der verschiedenen Nutzungsmöglichkeiten zum

Stromverbrauch für die Einspeicherung und der Stromerzeugung für die Ausspeicherung können Stromspeicher ihre Speicherfunktion für eine Flexibilisierung sowohl auf der Nachfrageseite (Strombezug mit dynamischen Tarifen) als auch auf der Angebotsseite (preisoptimierte Direktvermarktung) nutzen und in der bidirektionalen Kombination auch von Arbitragegeschäften profitieren.

Anknüpfend an die neuen Regelungen aus dem „Solarpaket I“ werden die Rahmenbedingungen für eine aktive Marktteilnahme mit Stromspeichern durch die Anpassungen in § 19 – im Zusammenspiel mit weiteren Anpassungen im EEG und im Energiefinanzierungsgesetz (EnFG) – weiter verbessert und vereinfacht. Zudem wird soweit wie möglich auch die Einbeziehung von bidirektional genutzten Ladepunkten zur Versorgung von Elektro-Fahrzeugen eröffnet.

Der Speicherbetreiber soll künftig zwischen drei verschiedenen Optionen wählen können, um die Fähigkeiten seines Stromspeichers in Kombination mit einer EE-Anlage sowohl für den eigenen Verbrauch als auch für eine Teilnahme am Strommarkt nutzen zu können. Zusätzlich zu der bereits bisher nach § 19 Absatz 3 bestehenden Ausschließlichkeitsoption werden eine erweiterte Abgrenzungsoption sowie eine neue Pauschaloption eröffnet. Letztere tritt an die Stelle der zwischenzeitlich mit dem Solarpaket eingeführten Wechseloptionen. Sowohl die erweiterte Abgrenzungs- als auch die neue Pauschaloption können nicht nur eine (anteilige) EEG-Förderung für die Netzeinspeisung aus bidirektional genutzten Mischstromspeichern, sondern zugleich eine komplementäre Saldierung der EnFG-Umlagen in Höhe der nicht förderfähigen Netzeinspeisung eröffnen.

Absatz 3: Der neue Absatz 3 strukturiert die Optionen, die dem Speicherbetreiber bei einer Zwischenspeicherung von EE-Strom vor einer Netzeinspeisung zur Verfügung stehen und enthält allgemeine Vorgaben, die für alle drei Optionen gelten. **Satz 1** eröffnet die Wahlmöglichkeit zwischen der Ausschließlichkeits-, der Abgrenzungs- und der Pauschaloption: Der Betreiber kann nach Maßgabe der jeweiligen Option den Anspruch auf eine Förderzahlung „nach Absatz 1“ geltend machen. Bei dem Verweis auf Absatz 1 handelt es sich unverändert um einen Rechtsgrundverweis, d.h. die Voraussetzungen für die Förderzahlung nach Absatz 1 müssen vorliegen. Dementsprechend sieht **Satz 2** vor, dass sich der Förderanspruch für Netzeinspeisung aus dem Stromspeicher nach der Höhe des Zahlungsanspruchs bemisst, der bei einer unmittelbaren Einspeisung des EE-Stroms ohne Zwischenspeicherung bestanden hätte. Wird beispielsweise Strom aus zwei Solaranlagen mit unterschiedlichen Fördersätzen gespeichert, gilt bei einer gemeinsamen Erfassung der Netzeinspeisemengen die leistungsproportionale Zuordnung nach dem Verhältnis der installierten Leistungen der beiden Solaranlagen gemäß § 24 Absatz 3 Halbsatz 2 auch für die Förderzahlungen auf die Netzeinspeisung aus dem Stromspeicher nach Absatz 3. Dies gilt entsprechend auch bei Inanspruchnahme der Pauschaloption. Die Netzeinspeisung des Stromspeichers kann in dem Fall über die gemeinsame Messeinrichtung miterfasst werden. Satz 2 entspricht der bisherigen Regelung in § 19 Absatz 3 Satz 3 EEG 2023.

Satz 3 stellt klar, dass der Förderanspruch bei einer Einspeisung aus mehreren Stromspeichern an einer Einspeisestelle nur einheitlich nach derselben Option für alle Stromspeicher in Anspruch genommen werden kann.

Satz 4 eröffnet eine entsprechende Anwendung der Abgrenzungs- und der Pauschaloption auch für bidirektional betriebene Ladepunkte für Elektromobile, bei denen anteilig EE-Strom (ohne vorherige Netzeinspeisung) zum Laden genutzt wird. Dies erfolgt nach den gleichen Maßgaben, die auch für die entsprechende Anwendung der Stromspeicherregelungen zur Umlagesaldierung auf bidirektionale Ladepunkte nach § 21 Absatz 3 EnFG gelten: Im Rahmen der entsprechenden Anwendung wird fingiert, dass Ladepunkte Stromspeichern gleichzusetzen sind (**Nummer 1**), der Ladestromverbrauch dem Ladepunkt zuzurechnen ist (**Nummer 2**) und in gleicher Weise auch die Stromerzeugung dem Ladepunkt zugerechnet wird, soweit der Strom über den Ladepunkt ins Netz eingespeist wird (**Nummer 3**). Die Zurechnung zum jeweiligen bidirektionalen Ladepunkt erfasst pauschal die

Ladeverbräuche und die Stromeinspeisungen aller Elektromobile, die über den Ladepunkt Strom beziehen oder rückspeisen. Dies ermöglicht eine handhabbare Abwicklung der (anteiligen) EEG-Förderung für entsprechend über den Ladepunkt „zwischengespeicherte“ EE-Strommengen.

Absatz 3a: Die „Ausschließlichkeitsoption“ wird nunmehr in Absatz 3a geregelt. Sie entspricht – im Zusammenspiel mit den in Absatz 3 neue Fassung geregelten allgemeinen Vorgaben – den bisher in Absatz 3 alter Fassung geregelten Nutzungsmöglichkeiten mit einer klarer gefassten Struktur und Formulierung. Die Inanspruchnahme dieser Option steht Stromspeichern offen, die innerhalb eines Kalenderjahres ausschließlich Strom aus erneuerbaren Energien oder Grubengas (EE-Strom) zur Einspeicherung verbrauchen. Diese reinen EE-Stromspeicher erzeugen selbst zwar keinen EE-Strom, gelten aber aufgrund der ausschließlichen Zwischenspeicherung von EE-Strom als „Anlagen“ nach § 3 Nummer 1 Variante 2 EEG. Der Betreiber kann daher nach **Satz 1** für den in diesen Speichern durch Ausspeicherung erzeugten und ins Netz eingespeisten Strom den Förderanspruch nach Absatz 3 i.V.m. Absatz 1 Nummer 1 und 2 (Marktprämie und Einspeisevergütung) geltend machen. Die **Sätze 2 und 3** [zur entsprechenden Anwendung bei Speichergasen und im Fall des Mieterstromzuschlags] entsprechen den bisherigen Regelungen in § 19 Absatz 3 Satz 4 und 5.

Absatz 3b: Die erweiterte Abgrenzungsoption für Mischstromspeicher ist nunmehr als Absatz 3b geregelt. Sie entspricht grundsätzlich – im Zusammenspiel mit den in Absatz 3 n.F. geregelten allgemeinen Vorgaben – den bisher in Absatz 3b a.F. geregelten Nutzungsmöglichkeiten mit einer klarer gefassten Struktur und Formulierung. Neu ist die entsprechende Nutzbarkeit der Option auch für bidirektional genutzte Ladepunkte in Kombination mit EE-Anlagen (vgl. Absatz 3 Satz 4). Zudem eröffnet die parallele Umstellung der Vorgaben zur Umlagesaldierung in § 21 EnFG der Bundesnetzagentur die Möglichkeit, dieselben Abgrenzungsmechaniken komplementär auch zur Bestimmung der anteilig förderfähigen Netzeinspeisung aus dem Misch-Stromspeicher zu nutzen. **Satz 1** sieht vor, dass der Betreiber eines Mischstromspeichers, in dem nicht ausschließlich EE-Strom zur Einspeicherung verbraucht wird, immerhin für einen Anteil an der in seinem Stromspeicher erzeugten und zeitgleich in das Netz eingespeisten Strommenge die Marktprämie nach Absatz 3 i.V.m. Absatz 1 Nummer 1 (entsprechend dem Förderanspruch der EE-Anlage) in Anspruch nehmen kann. Dieser förderfähige Anteil ist nach Maßgabe einer entsprechenden Festlegung der Bundesnetzagentur gemäß § 85d EEG 2023 zu bestimmen und nachzuweisen. **Satz 2** stellt dabei klar, dass die Vorschriften des EEG und des EnFG entsprechende Anwendung auch auf den Mischstromspeicher finden, welcher selbst nicht als „Anlage“ im Sinne von § 3 Nummer 1 erfasst ist.

Absatz 3c: Die neue Pauschaloption ist in Absatz 3c vorgesehen. Diese Option ersetzt die bisher in Absatz 3a geregelten Wechselmodelle, die allein für Batteriespeicher vorgesehen waren. Die Pauschaloption eröffnet für alle Stromspeicher im Zusammenspiel mit einer Ergänzung in § 21 Absatz 4a EnFG eine besonders einfache komplementäre Bestimmung der förderfähigen Anteile an der Netzeinspeisung einerseits und der umlagesaldierungsfähigen Anteile andererseits. Sie erfasst dabei die Gesamteinspeisung aus Solaranlagen, Mischstromspeichern und bidirektional genutzten Ladepunkten. **Satz 1** sieht vor, dass der Betreiber für einen pauschalen Anteil an der gesamten Erzeugung und zeitgleichen Netzeinspeisung aus diesen Anlagen die Marktprämie nach Absatz 3 i.V.m. Absatz 1 Nummer 1 (entsprechend dem Förderanspruch der Solaranlage) geltend machen kann. Dieser pauschalierte Anspruch erfasst auch die ohne Zwischenspeicherung unmittelbar aus der Solaranlage ins Netz eingespeisten Strommengen. Eine zusätzliche Inanspruchnahme von Förderzahlungen nach Absatz 1 für den unmittelbar aus der Solaranlage ins Netz eingespeisten Strom ist damit bei Inanspruchnahme der Pauschaloption ausgeschlossen. Wie der pauschal förderfähige Anteil zu bestimmen ist, richtet sich nach näheren Regelungen des Absatzes 3c und kann durch eine Festlegung der Bundesnetzagentur weiter ausgestaltet werden. Die Voraussetzungen für die Inanspruchnahme der Pauschal-Option sind in **Satz 2** aufgeführt: **Nummer 1** setzt voraus, dass hinter der Einspeisestelle

Stromerzeugung ausschließlich durch Solaranlagen und Stromspeicher (sowie in entsprechender Anwendung durch Ladepunkte) erfolgt. Der vereinfachte Pauschalansatz ist unvereinbar nicht mit jeglicher Stromerzeugung aus anderen Erzeugungsanlagen. Nach Nummer 2 müssen alle Solaranlagen und Stromspeicher (sowie in entsprechender Anwendung durch Ladepunkte) von demselben Betreiber betrieben werden. Nach Nummer 3 ist die Summe der installierten Leistung der hinter Einspeisestelle installierten Solaranlagen zudem auf höchstens 30 kW begrenzt. Dadurch wird sichergestellt, dass die pauschal bestimmten EEG-Förderzahlungen im Verhältnis zu der Anlagengröße in einer passenden Relation bleiben. Betreiber größerer Solaranlagen können für eine bidirektionale Speichernutzung das Abgrenzungs-Modell nutzen; der höhere Mess- und Abrechnungsaufwand erscheint in Relation zu den höheren Strommengen zumutbar und im Zweifelsfall dann auch lohnender. In entsprechender Anwendung von § 24 Absatz 1 Satz 5 können Steckersolargeräte bei der Ermittlung der installierten Leistung der insgesamt hinter der Einspeisestelle installierten Solaranlagen unberücksichtigt bleiben.

Nach Satz 3 besteht der pauschalierte Förderanspruch für die insgesamt an der Einspeisestelle in einem Kalenderjahr tatsächlich in das Netz eingespeiste Strommenge, höchstens jedoch für eine Strommenge von 300 kWh pro Kalenderjahr je Kilowatt installierter Leistung der Solaranlagen. Dieser im Grundsatz leistungsorientierte Pauschalansatz ermöglicht ein besonders einfaches Messkonzept. Die pauschale förderfähige Strommenge je Kilowatt installierter Leistung ist so bemessen, dass die Stromspeicher (und in entsprechender Anwendung Ladepunkte) bidirektional ohne Restriktionen auch zur Speicherung von „Graustrom“ aus dem Netz am Markt eingesetzt werden können, ohne dass es im Rahmen der üblichen Nutzungskonzepte bei der Netzeinspeisung zu einer unangemessenen Grünfärbung kommt. Durch die Begrenzung auf die Summe der jährlichen Netzeinspeisung an der Einspeisestelle bleibt sichergestellt, dass keine rein leistungsbezogene Förderung ohne tatsächliche Einspeisung erfolgt. Gemäß Satz 4 sind weitere Anforderungen an die genaue Bestimmung der förderfähigen Strommenge nach Maßgabe einer Festlegung der Bundesnetzagentur nach § 85d zu bestimmen und nachzuweisen. Satz 5 hat denselben Regelungszweck wie Absatz 3b Satz 2, soweit es sich bei den Stromspeichern nicht um Anlagen im Sinne des EEG handelt.

Zu Nummer 15

Gelöscht: Nummer 13

Der neue § 20 Satz 2 EEG 2023 ergänzt die Voraussetzungen für den Anspruch auf Zahlung der Marktprämie in den Fällen des § 19 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 und 3 in Verbindung mit § 19 Absatz 3b und 3c EEG 2023, d.h. wenn ein Stromspeicher bidirektional eingesetzt wird und ein Zahlungsanspruch nach der Abgrenzungs- oder der Pauschaloption geltend gemacht wird. Nach beiden Optionen erhält der Betreiber eines bidirektional genutzten Stromspeichers (oder in entsprechender Anwendung eines bidirektional genutzten Ladepunktes) Marktprämien-Zahlungen auf anteilig förderfähige Netzeinspeisemengen. Um eine „Verunreinigung“ der sortenreinen Bilanzkreise für die Netzeinspeisung der vollständig förderfähigen Direktvermarktungsmengen nach § 20 Satz 1 Nummer 3 zu vermeiden, sieht der neue Satz 2 vor, dass die nach dem Abgrenzungs- oder dem Pauschal-Modell nur anteilig förderfähigen Netzeinspeisemengen in einem separaten Bilanz- oder Unterbilanzkreis bilanziert werden müssen, in dem wiederum ausschließlich diese Strommengen bilanziert werden. Die Mitbilanzierung von Strommengen, deren Einstellung in den Bilanz- bzw. Unterbilanzkreis der Anlagenbetreiber bzw. der Direktvermarkter nicht zu vertreten hat, ist auch in diesem Fall unschädlich.

Die Pflicht zur gesonderten Bilanzierung bezieht sich sowohl bei Geltendmachung der Pauschaloption als auch bei der Abgrenzungsoption auf den gesamten an einer Einspeisestelle ins Netz eingespeisten Strom. Das heißt die Vorgabe des Satzes 2 erfasst den gesamten aus dem Stromspeicher ins Netz eingespeisten Strom sowie den unmittelbar von der EE-Anlage (z.B. PV-Anlage) ins Netz eingespeisten Strom. Der Aufwand einer Aufteilung der Strommengen auf verschiedene Bilanz- oder Unterbilanzkreise ist hiermit nicht erforderlich.

Zu Nummer 16

Gelöscht: Nummer 14

Zu Buchstabe a

In § 21 Absatz 1 EEG 2023 werden Änderungen vorgenommen, die die maximale Anlagengröße in der Einspeisevergütung für Neuanlagen herabsenken. Damit geht einher, dass Anlagen oberhalb der neuen Schwellenwerte grundsätzlich direktvermarktet werden müssen, wenn sie Strom einspeisen wollen (sogenannte Direktvermarktungsgrenze oder Direktvermarktungspflicht). Dadurch wird eine bessere Markt- und Systemintegration neuer Anlagen angereizt.

Grundsätzlich wird in § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1 EEG 2023 für Neuanlagen die Direktvermarktungsgrenze auf 25 Kilowatt installierter Leistung abgesenkt. Übergangsweise erhalten aber nach § 21 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 bestimmte Anlagen zwischen 25 und 100 Kilowatt installierter Leistung bis zum 31. Dezember 2028 eine Einspeisevergütung. Für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2026 in Betrieb genommen werden, gilt hierfür ein Schwellenwert von 90 Kilowatt (Nummer 2 der Regelung). Für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2027 in Betrieb genommen werden, gilt ein Schwellenwert von 75 Kilowatt (Nummer 3 der Regelung). Ab dem 1. Januar 2027 sind sodann Neuanlagen nur noch bis zu einer installierten Leistung von 25 Kilowatt berechtigt, die Einspeisevergütung zu nutzen. Indem die Regelung auf das Inbetriebnahmedatum der Anlagen Bezug nimmt, wird in die Förder-systematik bestehender Anlagen nicht eingegriffen und der Bestandsschutz gewährleistet.

Zugleich wird eine weitere befristete Ausnahme von der Direktvermarktungspflicht für neue Anlagen bis 100 Kilowatt geschaffen, die vor dem 1. Januar 2028 in Betrieb genommen wurden und die ihre maximale Wirkleistungseinspeisung am Netzanschlusspunkt auf 30 Prozent reduzieren (Nummer 1 der Regelung). Diese Anlagen können ebenfalls bis zum 31. Dezember 2028 die Einspeisevergütung nutzen. Ab dem 1. Januar 2029 besteht auch für diese Anlagen kein Anspruch auf die Einspeisevergütung mehr, sodass sie spätestens zu diesem Zeitpunkt in die Direktvermarktung wechseln. Mit diesem Wechsel in die Direktvermarktung erlischt gleichzeitig die genannte Pflicht zur Reduzierung der maximalen Wirkleistungseinspeisung. Die Ausnahme dient der Vermeidung unbilliger Härten durch die schrittweise Absenkung der Direktvermarktungsschwelle. Gleichzeitig berücksichtigt sie den Einfluss einspeisevergüteter Anlagen auf temporäre Erzeugungsüberschüsse und sorgt durch die Vorgabe der reduzierten Wirkleistungseinspeisung dafür, dass die Anlagen, die von dieser Übergangslösung Gebrauch machen, die Problematik nicht verschärfen. Außerdem wird durch die reduzierte Wirkleistungseinspeisung ein Anreiz zum zeitnahen Wechsel in die Direktvermarktung geschaffen.

Nach § 100 Abs. 45 EEG 2023 betreffen die Änderungen Anlagen, die vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommen werden, nicht. Diese können weiterhin bis zu einer installierten Leistung von 100 Kilowatt die Einspeisevergütung nutzen.

Im Zielbild sollte die maximale installierte Leistung in der Einspeisevergütung mittelfristig auf 2 Kilowatt abgesenkt werden. Hierfür sind allerdings zunächst die Prozesse der Direktvermarktung weiter zu optimieren, weshalb eine entsprechende gesetzliche Anpassung zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen soll.

Analog zur schrittweisen Ausweitung der Direktvermarktungspflicht wird auch der Schwellenwert für die unentgeltliche Abnahme auf 100 Kilowatt abgesenkt. Zugleich sind alle Anlagen ab 2 Kilowatt, welche die Vermarktungsform der unentgeltlichen Abnahme wählen, verpflichtet, die Sicht- und Steuerbarkeit durch den Einbau von intelligenten Messsystemen und Steuerungseinrichtungen sicherzustellen. Diese Voraussetzung führt dazu, dass die Anlagen auch tatsächlich im Sinne der besseren Markt- und Systemintegration betrieben werden können und der Auffangtatbestand der unentgeltlichen Abnahme nicht zu Fehlanschlüssen führt.

Die Änderung des § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 EEG 2023 dient lediglich der Rechtsklarheit und bedeutet keine materielle Änderung. Bereits nach geltendem Recht kann die Ausfallvergütung für bis zu drei aufeinanderfolgende Kalendermonate (unabhängig vom Jahreslauf) und für bis zu sechs Kalendermonate insgesamt pro Kalenderjahr in Anspruch genommen werden, ohne dass eine der in der Norm genannten „Höchst dauern“ überschritten ist. Durch die Umstellung dieser beiden unabhängig voneinander geltenden zeitlichen Obergrenzen wird dieser Regelungsinhalt sprachlich klarer gefasst.

Daraus folgt auch, dass eine Anlage während ihrer Laufzeit für mehrere Zeitfenster bis zu den genannten „Höchst dauern“ der Ausfallvergütung zugeordnet werden kann, ohne dass eine Verringerung des Vergütungsanspruchs auf null eintritt. Die Zählung der sechs Kalendermonate pro Kalenderjahr wird dabei durch den Jahreswechsel unterbrochen, die Zählung der drei aufeinanderfolgenden Kalendermonate durch einen Monat, in dem die Anlage die Ausfallvergütung nicht in Anspruch nimmt, das heißt entweder vollständig einer anderen Veräußerungsform zugeordnet ist oder keinen Strom in ein Netz einspeist und dem Netzbetreiber zur Verfügung stellt.

Zu Buchstabe b

Die Evaluationspflicht nach § 21 Absatz 4 EEG 2023 wird durch den Bericht nach dem neuen § 99c EEG 2023 ersetzt.

Zu Nummer 17,

Gelöscht: Nummer 15

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

In § 21b Absatz 1 Satz 1 EEG 2023 wird eine unbeabsichtigte Regelungslücke geschlossen. Bisher mussten Anlagen auch dann einer Veräußerungsform zugeordnet werden, wenn sie keinen Strom in das Netz einspeisen und lediglich zur Eigenversorgung oder Weitergabe des Stroms außerhalb des Netzes verwendet werden (sog. Nulleinspeiseanlagen). Für Anlagen oberhalb der Direktvermarktungsschwelle folgten hieraus ungerechtfertigte Kosten, da sie einen Vertrag mit einem Direktvermarktungsunternehmen abschließen mussten, ohne jemals Strommengen vermarkten zu wollen. Eine dauerhafte Nutzung der Ausfallvergütung wäre für solche Anlagen nur unter Inkaufnahme der Pönalen nach § 52 EEG 2023 möglich gewesen. Daher wird in § 21b Absatz 1 Satz 1 EEG 2023 geregelt, dass nur solche Anlagen einer Veräußerungsform zugeordnet werden müssen, die Strom in das Netz einspeisen. Dies bedeutet auch, dass eine Anlage nach der Umstellung zur Nulleinspeiseanlage keiner Veräußerungsform mehr zugeordnet werden muss und umgekehrt.

Zu Doppelbuchstabe bb

In § 21b Absatz 1 Satz 5 EEG 2023 wird die Zuordnung einer Anlage zur Einspeisevergütung nach § 21 Absatz 1 Satz 3 Nummer 1 EEG 2023 (neu) ausgeschlossen, wenn die Anlage jemals direktvermarktet wurde. Die genannte Norm dient dazu, unbillige Härten durch das schrittweise Herabsenken der Direktvermarktungsschwelle zu verhindern (s. zum Ganzen die Änderungen des § 21 EEG 2023). Wenn eine bestimmte Anlage allerdings bereits direktvermarktet werden konnte, ist dieser Schutz nicht mehr erforderlich. Solche Anlagen sollen im Sinne der Markt- und Systemintegration dauerhaft direktvermarktet werden.

Zu Buchstabe b

Durch den neuen § 21b Absatz 2 Satz 3 EEG 2023 wird der Grundsatz der sog. starren Proportionalität für die beiden Konstellationen der Weitergabe von Strom an Dritte über Direktleitungen und im Wege der gemeinsamen Energienutzung nach § 42c EnWG aufgehoben.

Gemäß § 21b Absatz 2 Satz 1 EEG 2023 können Anlagenbetreiber den in ihren Anlagen erzeugten Strom grundsätzlich auf verschiedene der in § 21b Absatz 1 EEG 2023 genannten Veräußerungsformen aufteilen. Hierbei müssen sie sich jedoch auf eine feste prozentuale Aufteilung der Strommengen zwischen den Veräußerungsformen festlegen und diese Prozentsätze jederzeit nachweislich einhalten (sog. starre Proportionalität). Eine Anpassung der Prozentsätze ist bisher nur im Zuge der regulären Wechselfristen nach § 21b Absatz 1 Satz 2 EEG 2023 zum ersten Kalendertag eines Monats möglich. Die starre Proportionalität verfolgt den Zweck, den mit der Vermarktung der jeweiligen Strommengen beauftragten Akteuren (regelmäßig Direktvermarkter und Übertragungsnetzbetreiber) die Prognose der von ihnen jeweils zu vermarktenden Strommengen zu erleichtern.

Für die beiden Konstellationen der Weitergabe von Strom an Dritte über Direktleitungen und im Wege der gemeinsamen Energienutzung nach § 42c EnWG wird nun eine Privilegierung von diesem Grundsatz der starren Proportionalität eingeführt. Diese greift jedoch nur, sofern Anlagen einerseits der sonstigen Direktvermarktung und andererseits der Marktpremie nach § 20 EEG 2023 zugeordnet werden. Nur in den Konstellationen der Vermarktung von Strommengen in der Marktpremie ist das durch die Privilegierung seitens des Direktvermarkters entstehende Prognoserisiko angemessen und kann durch diesen aufgrund seiner Nähe zum Anlagenbetreiber sinnvoll bewältigt werden. Für Anlagen, die gleichzeitig der Einspeisevergütung zugeordnet sind, greift das Privileg nicht, da anderenfalls den Übertragungsnetzbetreibern das Prognoserisiko übertragen werden würde.

Bisher und auch weiterhin nicht von der Pflicht zur Zuordnung nach § 21b Absatz 1 erfasst sind und damit auch im Zuge der starren Proportionalität unberücksichtigt bleiben - aufgrund der Ausnahmeregelung des § 21b Absatz 4 EEG 2023 - solche Strommengen, die im Eigenverbrauch verbraucht oder sonst in unmittelbarer räumlicher Nähe zur Anlage und ohne Netzdurchleitung an Dritte weitergegeben werden.

Zu Nummer 18

Gelöscht: Nummer 16

In § 21c Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 erfolgt eine Folgeänderung zur Anpassung in § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 EEG 2023. Da dort für die Zuordnung zur unentgeltlichen Abnahme bei Anlagen mit mehr als 2 Kilowatt installierter Leistung nun Vorgaben zur Fernsteuerbarkeit gemacht werden, kann eine automatische Zuordnung nur noch bei Anlagen unterhalb dieser Schwelle erfolgen.

Zu Nummer 19 (§ 22b)

Gelöscht: Nummer 17

Durch den neuen § 22b Absatz 5 Satz 3 EEG 2023 wird die bisher geltende Einschränkung gelockert, dass Bürgerenergiegesellschaften sowie deren stimmberechtigte Mitglieder, die juristische Personen des Privatrechts sind, und die mit diesen jeweils verbundenen Unternehmen nach Inanspruchnahme des Ausschreibungsprivilegs für Anlagen von Bürgerenergiegesellschaften (vgl. § 22 Absatz 2 Satz 2 Nummer 3, Absatz 3 Satz 2 Nummer 2 und § 22b EEG 2023) für einen Zeitraum von drei Jahren keine Förderung für weitere Anlagen derselben Technologie und desselben Segments in Anspruch nehmen dürfen. Eine Lockerung erfolgt insoweit, dass diese Akteure zukünftig auch schon innerhalb der drei Jahre eine Förderung in Anspruch nehmen können für Anlagen unterhalb der jeweils relevanten regulären Ausschreibungsschwellen. Dadurch wird für diese Akteure neuer Handlungsspielraum zum Ausbau kleinerer EE-Anlagen geschaffen.

Eine missbräuchliche Umgehung der für die Inanspruchnahme des Ausschreibungsprivilegs für Bürgerenergiegesellschaften geltenden Schwellwerte steht durch diese Lockerung nicht zu befürchten. Eine erneute Inanspruchnahme des Ausschreibungsprivilegs für Bürgerenergiegesellschaften innerhalb der drei Jahre bleibt weiterhin ausgeschlossen; dies ergibt sich auch bereits aus dem Zusammenspiel mit § 22b Absatz 1 Nummer 3 und Absatz 2 Nummer 2 EEG 2023. Zudem wirken insbesondere die Regelungen zur

Anlagenzusammenfassung nach § 24 EEG 2023 weiterhin als hinreichender Schutz gegen missbräuchliche Anlagenaufteilungen.

Zu Nummer 20 (§ 24)

Zu Buchstabe a

Durch die Änderung in § 24 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 wird geregelt, dass auch Freiflächenanlagen und sog. Garten-PV-Anlagen, die den Anforderungen des § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1a EEG 2023 entsprechend errichtet worden sind, abweichend von Absatz 1 nicht zusammengefasst werden. Dies ist deswegen gerechtfertigt, da Garten-PV-Anlagen unter den besonderen Voraussetzungen des § 48 Absatz 1 Satz 1 Nummer 1a EEG 2023 anstelle von Dachanlagen errichtet werden. Entsprechend des Regelungszwecks des § 24 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023 sollten sie daher auch bei dieser Zusammenfassungsregel gleichartig behandelt werden, wie eine Dachanlage, an deren Statt die Garten-PV-Anlage errichtet wird.

Zu Buchstabe b

Die Änderung in § 24 Absatz 2 Satz 1 EEG 2023 ist eine Folgeänderung zur Änderung in § 38a Absatz 1 Nummer 4 und 5 EEG 2023.

Zu Nummer 21

Zu Buchstabe a

Die Bezeichnung des § 26 EEG 2023 wird aufgrund des angefügten Absatz 3 angepasst.

Zu Buchstabe b

In § 26 Absatz 3 EEG 2023 regelt, dass EEG-Endabrechnungen die Nummern, unter denen die betroffenen Anlagen im Marktstammdatenregister registriert sind, enthalten müssen. Außerdem wird ein Anspruch eingeführt, die EEG-Endabrechnung in digitaler und massengeschäftstauglicher Form zu erhalten. Der Anspruch steht dem jeweils Berechtigten zu, das heißt grundsätzlich dem Anlagenbetreiber, bei Abtretung der Vergütungsansprüche gegebenenfalls aber auch einem Dritten, wie zum Beispiel einem Direktvermarktungsunternehmen. Durch den Anspruch soll insbesondere sichergestellt werden, dass die Dienstleistung der Direktvermarktung vollständig digital erfolgen kann und dadurch so massentauglich ermöglicht wird, dass die erforderlichen Entgelte so weit sinken, dass die Direktvermarktung auch für kleine PV-Anlagen zum Standard werden kann. Darüber hinaus wird die Abwicklung der EEG-Förderung auch für Betreiber von EE-Anlagen in zeitgemäßer und digitaler Form möglich, insbesondere für Akteure, die mit einer Vielzahl von Anlagen Skaleneffekte nutzen möchten.

Zu Nummer 22 (§ 28b)

Die Änderung in § 28b Absatz 3 Nummer 2 Buchstabe a EEG 2023 ist eine Folgeänderung zur Absenkung der Ausschreibungsschwelle für Solaranlagen des zweiten Segments im Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vom 8. Mai 2024. Da zukünftig die Ausschreibungsschwelle bereits ab 750 Kilowatt greift, sind logisch folgerichtig zukünftig auch die im Vorjahr außerhalb der Ausschreibungen erfolgten Zubaumengen bereits ab dieser Schwelle von den Ausschreibungsmengen abzuziehen. Dies betrifft vor allem Solaranlagen von Bürgerenergiegesellschaften auf, an oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand, deren anzulegender Wert entsprechend zukünftig bereits ab 750 Kilowatt (und weiterhin bis 6 Megawatt) installierter Leistung nach § 48 Absatz 1a EEG 2023 gesetzlich bestimmt werden wird. Nach der entsprechend ergänzten Übergangsvorschrift des § 100 Absatz 39 EEG 2023 ist diese Änderung bei den

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Gelöscht: Nummer 18

[5] nach oben verschoben: . Zudem

Gelöscht: verbleibt den Ländern innerhalb dieses Rahmens die grundsätzliche Regelungskompetenz. Es steht den Ländern u.a. frei, welche sonstigen Beteiligungsformen sie zur Auswahl stellen, voraussichtlich dürfte dabei jedoch eine Orientierung an der Benchmark erfolgen. Insgesamt werden dadurch bestehende Rechtsunsicherheiten beseitigt, diejenigen der Länder hinsichtlich ihres Handlungsspielraums innerhalb der bisherigen Länderöffnungsklausel und diejenige der Anlagenbetreiber, die zurzeit hemmende Länderregelungen befürchten.¶
Zu Nummer 8 (§ 24)¶

Gelöscht: Zu Nummer 9 (§ 28b)¶

Gelöscht: Nummer 19

Gelöscht: Nummer 20

abzuziehenden Mengen erst im Folgejahr nach der materiellen Änderung der Ausschreibungsschwelle anzuwenden, mithin ab dem Jahr 2026. Denn ein entsprechender Abzug erfolgt immer erst im Nachgang für die im Vorjahr außerhalb der Ausschreibung zugebauten Mengen.

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Zu **Nummer 23** (§ 30)

Gelöscht: Nummer 1021

Bei der Änderung des § 30 Absatz 1 Nummer 9 EEG 2023 handelt es sich um eine Folgeänderung zur Regelung der Anforderungen an hochaufgeständerte Solaranlagen in § 3 Nummer 29a EEG 2023.

Zu **Nummer 24** (§ 35)

Gelöscht: Nummer 1122

Bei der Änderung des § 35 Absatz 1a Nummer 1 EEG 2023 handelt es sich um eine Folgeänderung zur Regelung der Anforderungen an hochaufgeständerte Solaranlagen in § 3 Nummer 29a EEG 2023. In der Veröffentlichung schlüsselt die Bundesnetzagentur für die besonderen Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a bis c EEG 2023 jeweils einzeln auf, wie viel der bezuschlagten Gesamtmenge jeweils auf welche Art der Hochaufständerung nach § 3 Nummer 29a Buchstabe a bis c EEG 2023 entfällt.

Zu **Nummer 25** (§ 36i)

Gelöscht: Nummer 1223

Mit der Änderung in § 36i EEG 2023 wird die Frist für den spätestmöglichen Beginn des Vergütungszeitraums für Windenergieanlagen um sechs Monate auf 36 Monate verlängert. Mit der am 9. Februar 2024 in Kraft getretenen Änderung des EEG 2023 (BGBl. 2024 I Nr. 33) wurde die Realisierungsfrist für Windenergieanlagen an Land in § 36e EEG 2023 um sechs Monate auf 36 Monate verlängert. Auch die in § 55 Absatz 1 Satz 2 EEG 2023 geregelten Pönalfristen für Windenergieanlagen an Land wurden jeweils um sechs Monate verlängert. Mit der Änderung in § 36i EEG 2023 soll nun auch die Bestimmung zum Vergütungsbeginn entsprechend angepasst und damit eine insgesamt konsistente Regelung geschaffen werden.

Zu **Nummer 26** (§ 37)

Gelöscht: Nummer 1324

In § 37 Absatz 1a EEG 2023 wird ein Redaktionsversehen behoben. Zukünftig sind Solaranlagen auf baulichen Anlagen von den Vorgaben zu naturschutzfachlichen Mindestkriterien nicht mehr erfasst.

Zu **Nummer 27** (§ 37d)

Gelöscht: Nummer 1425

Bei der Änderung des § 37d Absatz 1 Satz 2 EEG 2023 handelt es sich um eine Folgeänderung zur Regelung der Anforderungen an hochaufgeständerte Solaranlagen in § 3 Nummer 29a EEG 2023. Eine Teilnahme am Ausschreibungssegment für besondere Solaranlagen ist für sog. Trackersolaranlagen möglich, soweit diese die Anforderungen des § 3 Nummer 29a Buchstabe b EEG 2023 erfüllen.

Zu **Nummer 28** (§ 38)

Gelöscht: Nummer 1526

Zu **Buchstabe a**

Bei der Änderung des § 38 Absatz 2 Nummer 6 EEG 2023 handelt es sich um eine Folgeänderung zur Regelung der Anforderungen an hochaufgeständerte Solaranlagen in § 3 Nummer 29a EEG 2023.

Zu Buchstabe b

Bei der Änderung des § 38 Absatz 2 Nummer 7 EEG 2023 handelt es sich um eine Folgeänderung zur Ausnahme der Solaranlagen auf baulichen Anlagen von den naturschutzfachlichen Mindestkriterien in § 37 Absatz 1a EEG 2023.

Zu Nummer 29 (§ 38a)

Gelöscht: Nummer 1627

Zu Buchstabe a

Gelöscht: Zu Buchstabe a¶

Durch die Änderungen in § 38a Absatz 1 Nummer 3 EEG 2023 wird die Flexibilität hinsichtlich der Nutzung von bezuschlagten Geboten für andere als die in den Geboten benannten Standorte für Gebote betreffend benachteiligte Gebiete nach § 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstaben h und i EEG 2023 eingeschränkt. So wird sichergestellt, dass eine in Zukunft möglicherweise durch ein Bundesland erlassene Rechtsverordnung nach § 37c Absatz 2 EEG 2023, durch die der weitere Ausbau von Solaranlagen auf benachteiligten Gebieten in diesem Bundesland für unzulässig erklärt wird, nicht durch eine flexible Nutzung eines für einen anderen Standort bezuschlagten Gebots für eine Solaranlage auf einem benachteiligten Gebiet umgangen wird. Insoweit wird die bis zum 15.05.2024 für bezuschlagte Gebote nach § 37 Absatz 1 Nummer 2 Buchstaben h und i EEG 2023 geltende Rechtslage wiederhergestellt.

Zu Buchstabe b und Buchstabe c

Mit den Änderungen in § 38a Absatz 1 Nummer 4 und Nummer 5 EEG 2023 wird die bisher nur für Freiflächenanlagen geltende Vorgabe, dass eine Zahlungsberechtigung bis zu einer maximalen installierten Leistung von 50 Megawatt ausgestellt werden darf, auch auf sonstige Solaranlagen des ersten Segments erstreckt. So wird auch für die sonstigen Solaranlagen des ersten Segments ein Gleichlauf mit der aus beihilferechtlichen Gründen gebotenen maximalen Gebotsmenge in § 37 Absatz 3 EEG 2023 erreicht. Eine Zahlungsberechtigung kann auch weiterhin auf Basis mehrerer bezuschlagter Gebote ausgestellt werden (vgl. § 38a Absatz 1 Nummer 3 Halbsatz 1 EEG 2023), jedoch nur soweit die zuzuteilende Gebotsmenge nicht über die installierte Leistung von 50 Megawatt hinausgeht.

Zu Buchstabe d

Bei den Änderungen in § 38a Absatz 1 Nummer 6 EEG 2023 handelt es sich um eine Folgeänderung zur Regelung der Anforderungen an hochaufgeständerte Solaranlagen in § 3 Nummer 29a EEG 2023.

Zu Buchstabe e

Gelöscht: Zu Buchstabe b¶

Bei der Änderung des § 38a Absatz 1 Nummer 7 EEG 2023 handelt es sich um eine Folgeänderung zur Ausnahme der Solaranlagen auf baulichen Anlagen von den naturschutzfachlichen Mindestkriterien in § 37 Absatz 1a EEG 2023.

Zu Nummer 30

Gelöscht: Zu Nummer 17 (§ 48)¶

Gelöscht: Nummer 28

Mit dem neuen § 38d Absatz 6 Satz 2 EEG 2023 wird zugunsten der Anlagenbetreiber geregelt, dass diese den vollen Projektsicherungsbeitrag erstattet bekommen, wenn die installierte Leistung der Anlage mindestens 95 % der bezuschlagten Gebotsmenge beträgt. Damit wird berücksichtigt, dass es bei der Realisierung bzw. Inbetriebnahme von Solaranlagen regelmäßig zu geringfügigen Abweichungen der installierten Leistung von der ursprünglich im Gebot benannten Leistung kommen kann, z.B. wegen abweichender Modulleistungen der letztlich verbauten Module. Die so eingeführte Geringfügigkeitsschwelle entspricht der auch für Solaranlagen des ersten Segmentes nach § 55 Absatz 2 Satz 1 EEG 2023 geltenden Regelung.

Zu Nummer 31 (§ 48)

Zu Buchstabe a

Die Änderungen in § 48 Absatz 1a, 2 und 2a EEG 2023 sind Folgeänderungen zur Absenkung der Ausschreibungsschwelle für Solaranlagen des zweiten Segments zum 1. Mai 2025 im Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energie-wirtschaftlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vom 8. Mai 2024.

Die Anpassung in § 48 Absatz 1a EEG 2023 ist erforderlich, damit der anzulegende Wert für Anlagen von Bürgerenergiegesellschaften weiterhin bis zur europarechtlichen Maxi-malgröße von 6 MW ohne Teilnahme an den Ausschreibungen ermittelt werden kann und auch für das Leistungssegment über 750 kW bis 1 MW installierter Leistung eine entspre-chende Regelung besteht.

Die Änderungen in § 48 Absatz 2 und 2a EEG 2023 dienen lediglich der besseren Ver-ständlichkeit des Gesetzes. Schon durch die aufgrund des oben genannten Gesetzes gel-tende Fassung des § 22 Absatz 3 Satz 2 EEG 2023 wird für Solaranlagen des zweiten Seg-ments ab dem 1. Mai 2025 der anzulegende Wert durch Ausschreibungen und nicht nach § 48 EEG 2023 ermittelt. Die nun erfolgenden Änderungen übernehmen diesen Umstand ohne inhaltliche Änderung in den Wortlaut des § 48 EEG 2023. Durch die ebenfalls erfol-gende Änderung des § 100 Absatz 39 EEG 2023 wird sichergestellt, dass die Absenkung der Ausschreibungsschwelle nicht vorgezogen wird.

Zu Buchstabe b

Bei der Änderung des § 48 Absatz 1b EEG 2023 handelt es sich um eine Folgeänderung zur Regelung der Anforderungen an hochaufgeständerte Solaranlagen in § 3 Nummer 29a EEG 2023.

Zu Buchstabe c

Gelöscht: Zu Buchstabe c

Mit der Streichung in § 48 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 EEG 2023 werden Solaranlagen auf Gebäuden im Außenbereich, die in einem räumlich-funktionalen Zusammenhang mit Hof-stellen eines land- oder forstwirtschaftlichen Betriebs stehen, ungeachtet des Errichtungs-datums der Hofstelle selbst förderfähig.

§ 48 Absatz 3 Satz 1 EEG 2023 regelt, dass die Errichtung und der Betrieb einer Solaran-lage auf Gebäuden im Außenbereich im Sinne des § 35 BauGB, bei denen es sich nicht um Wohngebäude handelt, nur in den mit den Nummern 1 bis 3 benannten Konstellationen förderfähig sind. Die mit Nummer 2 privilegierte Konstellation ist bisher auf Gebäude im räumlich-funktionalen Zusammenhang mit Hofstellen, die nach dem 31. März 2012 errichtet wurden, beschränkt gewesen. Die zeitliche Einschränkung galt dabei nur für die Hofstelle als solche. Intention der Privilegierung nach Nummer 2 ist es gewesen, dass durch die Regelung „insbesondere sogenannte Aussiedlungen ganzer Höfe im Zusammenhang mit dem Strukturwandel der Landwirtschaft ermöglicht werden“ (BT-Drs. 17/9152, S. 29). Aus diesem Grund sollten zum damaligen Zeitpunkt nur neu zu errichtende Hofstellen begüns-tigt werden. Durch den zwischenzeitlichen Zeitablauf ist nun jedoch eine Situation entstan-den, in der bestehende Hofstellen, die irgendwann nach dem Stichtag errichtet wurden, auch weiterhin von der Privilegierung der Nummer 2 profitieren können (z.B. wenn sie neue Gebäude errichten und mit Solaranlagen ausstatten), während vor dem Stichtag errichtete Hofstellen (wenn sie neue Gebäude errichten und mit Solaranlagen ausstatten) weiterhin nicht privilegiert sind. Für diese Ungleichbehandlung besteht aus heutiger Sicht kein sach-licher Rechtfertigungsgrund mehr, da auch bei Ersteren der ursprünglich anvisierte Rege-lungszweck der Anreizung von Neuaussiedlungen von Hofstellen nicht mehr realisiert wird bzw. werden kann.

Die daher erfolgte Ausweitung der Privilegierung auch auf Letztere verfolgt das Ziel, auch solche Dachflächen für den Ausbau von Solaranlagen zu erschließen, die auf nach dem 28. Februar 2023 errichteten Gebäuden im räumlich-funktionalen Zusammenhang mit Hofstellen land- und forstwirtschaftlicher Betriebe, die vor dem 31. März 2012 errichtet werden sollen. Die Ausweitung der Privilegierung ist auch mit dem baurechtlichen Grundsatz des Schutzes des Außenbereichs vor nicht-privilegierter Bebauung vereinbar, da die Errichtung eines etwaigen Gebäudes auch weiterhin den baurechtlichen Vorgaben des § 35 BauGB unterliegt, welcher zudem in § 35 Absatz 1 Nummer 1 BauGB seinerseits Vorhaben, die einem land- und forstwirtschaftlichen Betrieb dienen, privilegiert.

Zu Buchstabe d

Zu Doppelbuchstabe aa

Durch die Änderung des § 48 Absatz 6 Satz 1 EEG 2023 werden wie in § 37 Absatz 1a EEG 2023 bestimmte Anlagen von den Vorgaben zu naturschutzfachlichen Mindestkriterien ausgenommen. Neben den Solaranlagen auf baulichen Anlagen werden hier auch Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 Kilowatt und sogenannte Garten-PV-Anlagen nach § 48 Absatz 1 Nummer 1a EEG 2023 ausgenommen. Dadurch soll sichergestellt werden, dass die Wirtschaftlichkeit dieser kleineren Anlagen nicht beeinträchtigt wird, und die Anlagen sollen von zusätzlichen, auch bürokratischen, Anforderungen entlastet werden.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die neuen Vorgaben in § 48 Absatz 6 Satz 2 bis 4 EEG 2023 konkretisieren die Nachweismodalitäten zu den naturschutzfachlichen Mindestkriterien. Es wird geregelt, dass der Anlagenbetreiber die Erfüllung der Anforderungen nach Satz 1 gegenüber dem Netzbetreiber nachweisen muss, indem er dies gegenüber dem Netzbetreiber plausibel darlegt. Die Plausibilisierung gegenüber dem Netzbetreiber hat der Anlagenbetreiber ohne Aufforderung durch den Netzbetreiber zu erbringen und zwar jedenfalls zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme. Soweit sich der Anlagenbetreiber dazu entschließt, die Anforderungen nach Satz 1 Nummer 2 oder 5 einzuhalten, hat er die Erfüllung dieser Anforderungen zusätzlich zum Ablauf jedes fünften Jahres nach der Inbetriebnahme ohne Aufforderung durch den Netzbetreiber plausibel darzulegen. Den Nachweisanforderungen des Satz 2 kann der Anlagenbetreiber bereits durch die Abgabe von entsprechenden Eigenerklärungen gegenüber dem Netzbetreiber nachkommen. Es steht dem Anlagenbetreiber jedoch auch frei, über die Eigenerklärung hinaus einen anderen Nachweis zu erbringen. Auf Verlangen des Netzbetreibers muss der Anlagenbetreiber geeignete Nachweise zur Überprüfung der abgegebenen Eigenerklärungen vorlegen. Es steht im Ermessen des Netzbetreibers, ob er über die Eigenerklärung hinaus geeignete Nachweise verlangt. Aus der Formulierung des Satz 2, wonach der Anlagenbetreiber die Erfüllung der Anforderungen nach Satz 1 lediglich plausibel darzulegen hat, folgt, dass sich auch die Prüfung der vorgelegten Eigenerklärungen bzw. sonstigen Nachweise durch den Netzbetreiber auf eine Plausibilitätsprüfung beschränkt.

Zu Nummer 32

Durch den neuen § 48a Satz 2 EEG 2023 wird klargestellt, wie der anzulegende Wert für den Mieterstromzuschlag bei Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 Megawatt bestimmt wird.

Bisher enthielt § 48a EEG 2023 hierzu keine ausdrückliche Regelung. Die anspruchsbegründenden Regelungen zum Mieterstromzuschlag (§§ 19 Absatz 1, 21 Absatz 3 EEG 2023) sehen jedoch keine größenmäßige Beschränkung für die im Rahmen von Mieterstromanlagen nutzbaren Solaranlagen vor, sodass auch Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 1 Megawatt dem Grunde nach einen Anspruch auf den Mieterstromzuschlag geltend machen können. Praktisch relevant ist der entsprechende Regelungsbedarf durch die Öffnung des Mieterstromzuschlags auch für gewerblich genutzte Gebäude durch das Gesetz zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung (Solarpaket I)

Gelöscht: Zu Nummer 18 (§ 52)¶
Zu Buchstabe a¶

Gelöscht: Nummer 30

geworden, da das Auftreten von Dach-Solaranlagen mit einer entsprechenden Größe in diesem Segment erstmals realistisch ist.

Mit dem neuen Satz 2 wird für Anlagen mit einer installierten Leistung von über 1 Megawatt klargestellt, dass auch diese Anlagen anteilig für die per Mieterstrom gelieferten Mengen einen Mieterstromzuschlag erhalten können. Der maßgebliche Anteil bestimmt sich nach dem Verhältnis, das dem Anteil von 1 MW an der gesamten installierten Leistung entspricht. Das bedeutet, dass z.B. bei einer Anlage mit einer installierten Leistung von 1,5 MW nur 2/3 der per Mieterstrom gelieferten Strommengen mit dem Mieterstromzuschlag vergütet werden. Die Höhe des auf diesen Anteil anzulegenden Wertes bestimmt sich wiederum nach Satz 1.

Zu Nummer 33

Gelöscht: Nummer 31

Durch die Änderungen des § 51 EEG 2023 wird das ohnehin vorgesehene schrittweise Auslaufen der Förderung in Zeiten negativer Spotmarktpreise vorgezogen und umfassend auf nahezu alle Neuanlagen ausgedehnt. Hierdurch werden Neuanlagen unmittelbaren Preissignalen ausgesetzt und die Marktintegration der erneuerbaren Energien wird gestärkt. Dadurch soll für die Anlagen ein Anreiz geschaffen werden, in Zeiten negativer Preise nicht einzuspeisen, indem sie in diesen Zeiten Eigenverbrauch betreiben oder den Strom zur späteren Nutzung oder Einspeisung einspeichern. Bisher bestand dieser Anreiz nicht in ausreichendem Maße, weshalb EE-Anlagen auch oft bei Stromüberschüssen weiter eingespeist haben. Insbesondere werden dadurch Fehlanreize abgebaut, die bisher temporäre Erzeugungsüberschüsse verstärkt haben.

Durch die Änderung des § 51 Absatz 1 EEG 2023 verringert sich die Förderung in jedem Zeitraum, in dem der Spotmarktpreis negativ ist, auf null, wie es für Anlagen unter dem EEG 2023 ohnehin ab dem Jahr 2027 vorgesehen war. Die Anpassung steht auch im Einklang mit der Anpassung der Spotmarktpreis-Definition gemäß § 3 Nummer 24a EEG 2023, in der zukünftig infolge der Anpassung des gekoppelten Marktpreises der Strombörsen im Rahmen der Day-Ahead-Auktionen auf Viertelstundenprodukte und damit auf Viertelstundenwerte abgestellt wird.

§ 51 Absatz 2 Satz 1 EEG 2023 sieht übergangsweise Ausnahmen vom Entfallen der Vergütung in Zeiten negativer Preise für bestimmte Anlagen und bestimmte Zeiträume vor.

Nach Nummer 1 verringert sich die Vergütung nicht für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 400 Kilowatt für Zeiträume vor dem 1. Januar 2026. Hintergrund ist, dass diese Anlagen bisher von den Regelungen des § 51 EEG 2023 gänzlich ausgenommen waren. Durch die Übergangsfrist soll allen beteiligten Akteuren die Zeit gegeben werden, ihre Prozesse auf die Neuregelung einzustellen.

Nach Nummer 2 verringert sich die Vergütung nicht für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt für Zeiträume vor dem Ablauf des Kalenderjahres, in dem die Anlage mit einem intelligenten Messsystem ausgestattet wird. Bei Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 100 Kilowatt liegen den Netzbetreibern vor der Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem keine viertelstundenscharfen Einspeisezeitreihen vor. Daher ist eine Bestimmung der Strommengen, für die die Förderung nach § 51 Absatz 1 EEG 2023 entfällt, in diesen Fällen nicht möglich. Nach der Ausstattung mit einem intelligenten Messsystem erfolgt die Anwendung des § 51 Absatz 1 EEG 2023 zum nächsten Jahreswechsel, um keine unterjährigen Wechsel der Abrechnungssystematik zu begründen.

Nach Nummer 3 verringert sich die Vergütung schließlich nicht für Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 2 Kilowatt für Zeiträume vor dem Ablauf des Kalenderjahres, in dem die Bundesnetzagentur aufgrund der neuen Festlegungskompetenz nach § 85 Absatz 2 Nummer 12 EEG 2023 die hinreichende technische Ausstattung dieser Anlagen und die hinreichende Massengeschäftstauglichkeit und Digitalisierung der

Abrechnungsprozesse festgestellt hat. Es ist nicht davon auszugehen, dass solche Kleinstanlagen mittelfristig in dem für die Anwendbarkeit des § 51 Absatz 1 EEG 2023 erforderlichen Maße digitalisiert und technisch ausgestattet werden können. Es ist auch sinnvoll vorhandene Ressourcen zunächst darauf zu fokussieren, das Potenzial der etwas größeren Anlagen zu heben. Die grundsätzliche Einbeziehung in den Anwendungsbereich der Regelung erfolgt dennoch dem Grunde nach bereits jetzt, um zukünftig – sobald die tatsächlichen Voraussetzungen für eine Einbeziehung solcher Kleinstanlagen vorliegen – nicht durch neu entstandenen Bestandsschutz in der Berücksichtigung dieser Anlagen beschränkt zu sein.

§ 51 Absatz 2 Satz 2 EEG 2023 erklärt für die Bestimmung der Anlagengröße nach Satz 1 der Norm die Regelungen des § 24 EEG 2023 für entsprechend anwendbar. Hierdurch wird eine missbräuchliche Aufspaltung von Anlagen zur Umgehung der Schwellenwerte verhindert.

Zu Nummer 34

Gelöscht: Nummer 32

Durch die Änderungen in § 51a Absatz 1 EEG 2023 werden Folgeanpassungen beim Anspruch auf Verlängerung des Vergütungszeitraums bei negativen Preisen zu den Änderungen in § 51 EEG 2023 vorgenommen. Die bisherige Beschränkung des Anspruchs auf Anlagen, deren anzulegender Wert durch eine Ausschreibung ermittelt wurde, entfällt für Neuanlagen, da auch § 51 EEG nicht mehr ausschließlich auf Anlagen mit einer installierten Leistung ab 400 kW anzuwenden ist. Auch die Anpassung auf Viertelstunden als maßgeblicher Zeiteinheit für die Bestimmung des verlängerten Vergütungszeitraums erfolgt analog zu der Anpassung in § 51 Absatz 1 EEG 2023. (Insoweit wird zudem der Anpassung der Spotmarktpreis-Definition nach § 3 Nummer 42a EEG an die Umstellung der einheitlichen Kopplung der Werte der Strombörsen in den vortägigen Auktionen Rechnung getragen.) Der bisherige letzte Halbsatz wird aus Gründen der besseren Verständlichkeit als neuer Satz 2 angefügt.

Der neue § 51a Absatz 1a EEG 2023 sieht eine veränderte Kompensationsregelung für die Ertragsausfälle zu Zeiten negativer Preise nur für PV-Anlagen vor. Die bisherige Regelung lief für PV-Anlagen zeitweise ins Leere, weil angehängte Zeiträume z.B. im Winter keine angemessene Kompensation ermöglicht haben. PV-Anlagen erzeugen Strom tagsüber und weitgehend im Frühjahr, Sommer und Herbst. Der Grundansatz der neuen Kompensationsregel ist daher, dass die Zeiten negativer Preise unter Berücksichtigung des durchschnittlichen Ertragspotenzials der Anlagen an den Förderzeitraum angehängt werden sollen. Hierzu werden in einem ersten Rechenschritt zunächst die Zeiten mit negativen Preisen, die sich im Falle einer Verlängerung des Vergütungszeitraums nach Absatz 1 ergeben hätten, mit einem Faktor multipliziert. Dieser Faktor berücksichtigt, dass PV-Anlagen zumeist wegen der Jahreszeit, dem Wolkenzug über den Tag, der Ausrichtung der Anlage und Verschattungen im Durchschnitt nur mit einer Leistung einspeisen, die einem Teil ihrer installierten Leistung entspricht. Dieser Faktor wurde mit 0,5 angesetzt; er kann auf Basis aktuellerer Datengrundlagen durch eine Festlegung der Bundesnetzagentur gemäß § 85 Absatz 2 Nummer 13 EEG 2023 angepasst werden. Durch die Multiplikation mit dem Faktor wird ein Zeitkontingent ermittelt, bei dem jede Viertelstunde dem Äquivalent einer Volllastviertelstunde entspricht.

Dem zweiten Schritt liegt eine Annahme zugrunde, wie hoch die durchschnittlich in einem Kalendermonat durch eine Solaranlage erwirtschaftbaren Volllastviertelstunden sind. Hierbei werden die Monate entsprechend ihres von der Jahreszeit abhängenden Ertragspotenzials differenziert. Dazu wurde eine Verteilung von durchschnittlichen Monatserträgen über das Jahr ermittelt. Als Grundlage für die Daten wurde eine Ertragsdatenbank ausgewertet, die Monatsdaten von einigen tausend in Deutschland installierten PV-Anlagen enthält (www.ertragsdatenbank.de). Es wurden die Daten der letzten 10 Jahre gemittelt und die Daten auf einen durchschnittlichen Standort mit 950 Stunden normiert. Im Winter ist die Sonneneinstrahlung geringer als im Sommer. In der Folge wird für Wintermonate eine geringere Anzahl an maximal erwirtschaftbaren Volllastviertelstunden zugrunde gelegt als für

Sommermonate. Um den spezifischen Zeitraum, um den sich der Vergütungszeitraum einer Solaranlagen verlängert, zu ermitteln, wird das im ersten Schritt ermittelte anlagenspezifische Zeitkontingent an Volllastviertelstunden auf die sich unmittelbar an den regulären Vergütungszeitraum anschließenden Tage und Kalendermonate verteilt. Endet der reguläre Vergütungszeitraum einer Anlage z.B. zum 31.12. eines Jahres und im ersten Schritt wird ein Zeitkontingent von 276 Volllastviertelstunden ermittelt, so verlängert sich der Vergütungszeitraum um den ganzen Monat Januar und den Monat Februar. In diesen Monaten kann die Anlage theoretisch zu jeder Kalenderviertelstunde Strom in das Netz einspeisen und hierfür eine Vergütung erhalten. Würde das Ende des regulären Vergütungszeitraums in diesem Beispiel auf den 30.06. fallen, wäre der Kalenderzeitraum, um den sich der Vergütungszeitraum verlängert, kürzer und würde lediglich den sich anschließenden Monat Juli umfassen. Da der Monat Juli durchschnittlich einem Ertragspotenzial von 498 Volllastviertelstunden entspricht, wäre das anlagenspezifische Zeitkontingent von 276 Volllastviertelstunden bereits im Laufe des Julis aufgebraucht. Aufgrund der Rundungsregel in Satz 7 könnte die Anlage jedoch noch bis zum Ende des Monats Juli für in das Netz eingespeisten Strom eine Vergütung erhalten. Durch die Berücksichtigung des durchschnittlichen Ertragspotenzials der Monate, um die sich der Vergütungszeitraum für Solaranlagen verlängert, wird die bestehende Regelung für Solaranlagen gerechter und ermöglicht einen ähnlichen Ausgleich wie auch bei den anderen EE-Technologien.

Durch die Änderungen in § 51a Absatz 2 und 3 EEG 2023 werden Folgeanpassungen zu den Änderungen in den §§ 51, 51a Abs. 1 EEG 2023 vorgenommen. Für die Mitteilungspflicht der Strombörsen nach Absatz 2 und die Veröffentlichungspflichten der Übertragungsnetzbetreiber nach Absatz 3 wird so nachvollzogen, dass für Neuanlagen Viertelstunden mit negativen Preisen die maßgeblichen Zeitintervalle sind.

Zu Nummer 35 (§ 52)

Gelöscht: Nummer 33

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

In § 52 Absatz 1 Nummer 1 EEG 2023 ergeben sich Folgeänderungen zur Neugestaltung von § 9 EEG 2023. Mit der Aufhebung von § 9 Absatz 1a EEG 2023 ist der entsprechende Verweis zu streichen. Die verbleibenden Pflichten des Anlagenbetreibers nach § 9 Absatz 1 und 2 EEG 2023 unterliegen weiterhin der Sanktionsnorm nach § 52 EEG 2023.

Zudem wird als Folgeänderung zum neuen § 21 Absatz 2 Satz 3 Nummer 1 EEG 2023 der Verstoß gegen die Vorgabe ergänzt, bei Nutzung der Einspeisevergütung nach der genannten Vorschrift die maximale Wirkleistungseinspeisung der Anlage auf höchstens 30 Prozent der installierten Leistung zu begrenzen. Damit können auch solche Verstöße vom Netzbetreiber sanktioniert werden.

Zu Doppelbuchstabe bb

In § 52 Absatz 1 Nummer 9 EEG 2023 wird eine Klarstellung für bestimmte Pönalisierungsfälle vorgenommen. Nach der genannten Nummer besteht eine Zahlungspflicht der Anlagenbetreiber, wenn diese dem Netzbetreiber die Zuordnung zu einer Veräußerungsform nicht ordnungsgemäß übermittelt haben. Es war bisher nicht eindeutig geregelt, wie sich diese Pönalisierung zu den automatischen Zuordnungen nach § 21c Absatz 1 Satz 3 und 4 EEG 2023 verhält. In diesen Fällen fingiert das Gesetz nämlich für den Fall einer fehlenden anderweitigen Zuordnung die Zuordnung zu einer bestimmten Veräußerungsform. Aufgrund der fehlenden ausdrücklichen Regelung wäre bisher die Ansicht möglich gewesen, dass Anlagenbetreiber, die bewusst auf eine aktive Übermittlung der Zuordnung verzichten, weil sie die automatische Zuordnung nutzen möchten, einen Pflichtverstoß begehen und zu pönalisieren sind. Aus der systematischen und teleologischen Auslegung des Gesetzes ergibt sich allerdings, dass der Gesetzgeber für solche Fälle gerade kein Bedürfnis einer aktiven Zuordnung gesehen hat und insofern kein durch Pönalisierung zu verhindernder

Schaden eintritt. Der Zusatz in § 52 EEG 2023 stellt dieses Verständnis aus Gründen der Rechtssicherheit klar.

Zu Doppelbuchstabe cc

Die Änderung von § 52 Absatz 1 Nummer 11 EEG 2023 ist eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Doppelbuchstabe dd

Die Änderung von § 52 Absatz 1 Nummer 12 EEG 2023 ist eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Doppelbuchstabe ee

Der neue § 52 Absatz 1 Nummer 13 EEG 2023 dient der Sanktion von Anlagenbetreibern, die entgegen einer Erklärung nach § 29 Absatz 5 MsbG (neu) Strom ins Netz einspeisen.

Zu Buchstabe b

Bei der Streichung von § 52 Absatz 1a EEG 2023 handelt es sich um eine redaktionelle Bereinigung. Einnahmen aufgrund von § 52 EEG werden bereits nach der Regelung in Nummer 4.9 der Anlage 1 zum EnFG als Einnahmen bei der Förderung erneuerbarer Energien bei den Netzbetreibern verbucht. Eine zusätzliche Nennung im EEG selbst ist daher nicht notwendig, weil in Anlage 1 zum EnFG die Einnahmen und Ausgaben aufgelistet sind. Eine explizite Benennung ist nur in Rechtsverordnungen nach dem EEG und WindSeeG notwendig (siehe Nummern 4.6 und 5.2 der Anlage 1 zum EnFG).

Die Streichung von § 52 Absatz 1b EEG 2023 erfolgt zur Rechtsbereinigung. Die Norm setzte die Zahlungspflicht für bestimmte Pflichtverstöße im ersten Halbjahr 2024 aus. Da dieser Zeitraum abgelaufen ist, ist die Regelung nicht mehr erforderlich. Aus der Streichung folgt nicht, dass nachträglich für Pflichtverstöße in diesem Zeitraum Zahlungspflichten entstehen.

Die Regelung hat derweil nur die Zahlungspflicht nach § 52 Absatz 1 EEG 2023 ausgesetzt, nicht jedoch die Überschreitung einer Höchstdauer nach § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 EEG 2023 materiell ausgeschlossen. Bei einer Anlage, die im ersten Halbjahr 2024 eine der Höchstdauern der Ausfallvergütung – ohne Sanktionierung nach § 52 Absatz 1 – überschritten hat und z.B. im Anschluss ohne Unterbrechung weiterhin die Ausfallvergütung in Anspruch genommen hat, ist ab dem 1. Juli 2024 eine Zahlungspflicht nach § 52 Absatz 1 EEG 2023 entstanden. Daraus folgt auch, dass eine Zahlungspflicht nach § 52 Absatz 1 entsteht, sobald durch eine erneute Inanspruchnahme der Ausfallvergütung im zweiten Halbjahr unter Berücksichtigung unsanktionierter Zeiten im ersten Halbjahr die Frist von insgesamt sechs Monaten pro Kalenderjahr überschritten wird.

Zu Buchstabe c

Gelöscht: Buchstabe bc

Durch die Änderung in § 52 Absatz 3 Satz 1 Nummer 1 und Nummer 3 EEG 2023 erfolgt eine Klarstellung, unter welchen Voraussetzungen die verminderte Sanktionsfolge des § 52 Absatz 3 Satz 1 EEG 2023 im Fall eines vorherigen Pflichtverstoßes nach § 52 Absatz 1 Nummer 11 EEG 2023 Anwendung findet. Ein sanktionsbewehrter Pflichtverstoß im Sinne des § 52 Absatz 1 Nummer 11 EEG 2023 liegt vor, wenn ein Anlagenbetreiber kumulativ sowohl die zur Registrierung der Anlage erforderlichen Angaben nicht nach Maßgabe der Marktstammdatenregisterverordnung an das Register übermittelt hat, als auch keine Meldung nach § 71 Absatz 1 Nummer 1 erfolgt ist. Liegt ein solcher Doppelverstoß vor, greift die Sanktion des § 52 Absatz 2 EEG 2023. In der Rechtsanwendung kam es bisher zu Unsicherheiten, unter welchen Voraussetzungen die verminderte Sanktionsfolge des § 52 Absatz 3 EEG 2023 in diesen Fällen greifen konnte. Der neue § 52 Absatz 3 Satz 1 Nummer 3

EEG 2023 stellt nun klar, dass dies der Fall ist, sobald eine der beiden Pflichten, gegen die nach § 52 Absatz 1 Nummer 11 EEG 2023 kumulativ verstoßen worden sein muss, wieder erfüllt wird.

Zu Nummer 36

Der neue § 52a EEG 2023 schafft die Möglichkeit, dass Netzbetreiber die Einspeisung von Anlagen unterbinden können, wenn diese Anlagen in erheblichem Maße gegen die Vorgaben zur Steuerbarkeit verstoßen. Die Regelung übernimmt dabei grundsätzlich die Mechanismen des § 6 NELEV.

Absatz 1 der Regelung führt die Verpflichtung von Netzbetreibern ein, Anlagen vom Netz zu trennen oder deren Einspeisung durch andere Maßnahmen zu unterbinden, wenn ein nachhaltiger Verstoß gegen die Pflichten aus § 9 Absatz 1 oder 2 sowie § 10b Absatz 1 oder 2 EEG 2023 vorliegt. Hierfür ist erforderlich, dass der Verstoß in mindestens sechs Monaten in einem Zeitraum von zwölf Monaten erfolgt. Dadurch wird einerseits die Verhältnismäßigkeit der Regelung als letztes Mittel gewahrt, andererseits durch die Bezugnahme auf das einen Jahreszeitraum ausgeschlossen, dass Anlagenbetreiber durch nur kurzfristig, aber nicht anhaltend wirksame Maßnahmen der Netztrennung entgehen können. Bei der Wahl des Mittels hat der Netzbetreiber grundsätzlich den für den Anlagenbetreiber mildesten Eingriff, der die Einspeisung wirksam unterbindet, auszuwählen. Aufgrund der Erstattungspflicht des Anlagenbetreibers nach Absatz 7 der Regelung fließt in diese Auswahlentscheidung auch der Aufwand des Netzbetreibers ein. Eine Netztrennung oder sonstige Maßnahme zur Unterbindung der Einspeisung ist nicht mehr erforderlich, wenn die Anlage vom Betreiber außer Betrieb genommen wurde.

Absatz 2 dient durch die Pflicht zur vorherigen Fristsetzung und Trennungsandrohung ebenfalls der Verhältnismäßigkeit der Norm. Der Netzbetreiber hat eine einmonatige Frist zur Behebung der Pflichtverletzung unter konkreter Benennung derselben zu setzen. Diese Frist kann einmalig um maximal einen Monat verlängert werden.

Absatz 3 dient der Sicherstellung einer Umgehung der vom Netzbetreiber vorgenommenen Maßnahme durch den Anlagenbetreiber.

Absatz 4 regelt Duldungspflichten des Anlagenbetreibers gegenüber dem Netzbetreiber beziehungsweise von ihm beschäftigten und beauftragten Personen.

Absatz 5 dient der Sicherstellung, dass der Netzbetreiber die Maßnahme nach Absatz 1 auch tatsächlich ausführen kann.

Absatz 6 regelt, dass die Wiederherstellung des Anschlusses erst nach dem vollständigen Nachweis der Behebung des vom Netzbetreiber benannten Pflichtverstoßes möglich ist.

Absatz 7 erlegt die Kosten der Netztrennung oder äquivalenten Maßnahme nach Absatz 1 sowie der etwaigen Wiederherstellung des Anschlusses dem Anlagenbetreiber auf. Aufgrund des notwendigerweise erfolgten Pflichtverstoßes stellt die Regelung die Verursachergerechtigkeit der Kostentragung sicher.

Zu Nummer 37

Die Änderung des § 83 EEG 2023 ist eine redaktionelle Folgeanpassung.

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Gelöscht: Zu Nummer 19 (§ 85)¶

Gelöscht: Nummer 34

Zu Nummer 38 (§ 85)

Zu Buchstabe a

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Ergänzung in **§ 85 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 Buchstabe a EEG 2023** steht in Zusammenhang mit der neuen Struktur der Vorgaben zu Informationspflichten und Kommunikation im Netzanschlussverfahren in §§ 8a bis 8d EEG 2023 (neu) sowie mit dem in § 8e EEG 2023 (neu) eingeführten Mechanismus zur Reservierung von Netzanschlusskapazität. Auch bisher war es Aufgabe der BNetzA, die Einhaltung der Vorgaben in § 8 Absatz 5 bis 7 EEG 2023 (alt) zu überwachen. Durch die Überführung in neue Paragraphen wird dies nicht geändert. Neu hinzu kommt die Überwachung der Reservierung von Netzanschlusskapazität. Die Bundesnetzagentur hat nach § 8e Absatz 4 EEG 2023 (neu) die von den Netzbetreibern entwickelten Vorgaben für die Reservierung von Netzanschlusskapazität zu bestätigen. Parallel wird ihr auch in § 85 EEG 2023 die Aufgabe zugewiesen, zu überwachen, dass Netzbetreiber entsprechend der neuen Vorgaben Netzanschlusskapazität reservieren.

Zu Doppelbuchstabe bb

Durch die Änderung in **§ 85 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe c) EEG 2023** wird die Überwachungskompetenz der Bundesnetzagentur auch auf Zahlungen der Netzbetreiber nach § 6 Absatz 5 EEG 2023 erstreckt. Die Aufsichtskompetenz der Bundesnetzagentur für Zahlungen von Übertragungs- bzw. Verteilnetzbetreibern an Anlagenbetreiber bezog sich bisher nach § 85 Absatz 1 Nummer 3 EEG 2023 nur auf Zahlungen nach den §§ 19 bis 55b EEG 2023. Die im Rahmen der Erstattung der finanziellen Beteiligung von Kommunen nach § 6 Absatz 5 EEG 2023 geleisteten Zahlungen waren damit bisher nicht erfasst. Da es sich auch bei diesen Zahlungen um solche handelt, die aus dem EEG-Konto finanziert werden, ist eine Überwachung durch die Bundesnetzagentur in gleicher Weise angemessen wie bei den bisher erfassten Zahlungen. In welchen Fällen die Bundesnetzagentur diese Überwachungskompetenz ausübt, steht in ihrem Ermessen.

Zu Buchstabe b

Zu Doppelbuchstabe aa

Der neue § 85 Absatz 2 Nummer 2 EEG 2023 begründet eine Festlegungskompetenz zur Nachweisführung nach § 10b Absatz 5 EEG 2023. Die Festlegungskompetenz zur Marktkommunikation nach § 20 EnWG bleibt unberührt. Für die Hintergründe der Regelung wird auf die Begründung zu § 10b EEG 2023 verwiesen.

Zu Doppelbuchstabe bb

Der neue § 85 Absatz 2 Nummer 5 EEG 2023 begründet eine umfassende Festlegungskompetenz zur standardisierten und massengeschäftstauglichen Abwicklung der Direktvermarktung. Durch die Kompetenz soll der Bundesnetzagentur die Möglichkeit gegeben werden, bei aufkommenden Unklarheiten oder Abwicklungsproblemen im Zusammenhang mit der Ausweitung der Direktvermarktung durch dieses Gesetz schnell und niedrigschwellig reagieren zu können. Die Festlegungskompetenz erfasst daher insbesondere Auslegungs- und Prozessfragen zu den übrigen Regelungen dieses Gesetzes. Die Festlegungskompetenz zur Marktkommunikation nach § 20 EnWG bleibt unberührt

Zu Doppelbuchstabe cc

In § 85 Absatz 2 Nummer 6a EEG 2023 wird ein fehlerhafter Verweis korrigiert.

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024 11:5721:51

Gelöscht: Nummer 35

Gelöscht: Zu Doppelbuchstabe aa¶

Gelöscht: 8a

Gelöscht: Netzanschlusskapazitätsreservierungsmechanismus.

Gelöscht: bereits

Gelöscht: 8a

Gelöscht: Kriterien

Gelöscht: Kapazitätsreservierungen

Gelöscht: auch

Gelöscht: Anschlusskapazität

Gelöscht: Zu Doppelbuchstabe bb¶

Zu Doppelbuchstabe dd

Der neue **§ 85 Absatz 2 Nummer 12 EEG 2023** gibt der Bundesnetzagentur die Möglichkeit festzustellen, dass Anlagen mit einer installierten Leistung von weniger als 2 Kilowatt mit hinreichenden technischen Ausstattung versehen sind und die Abrechnungsprozesse der Netzbetreiber hinreichend massengeschäftstauglich und digitalisiert sind, um eine Anwendbarkeit des **§ 51 Absatz 1** bei diesen Anlagen mit angemessenem Aufwand abzubilden. Zu den Hintergründen der Regelung wird auf die Begründung zu **§ 52 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3 EEG 2023** verwiesen.

Der Bundesnetzagentur wird mit der neuen Regelung des **§ 85 Absatz 2 Nummer 13 EEG 2023** eine Festlegungskompetenz zur Anpassung des Faktors nach **§ 51a Absatz 1a Satz 2 EEG 2023** eingeräumt. Dieser Faktor ist relevant, um im Rahmen der Ermittlung des Zeitraums, um den sich der Vergütungszeitraum von Solaranlagen bei negativen Preisen verlängert, das anlagenspezifische Zeitkontingent in Form von Vollastviertelstundenäquivalenten zu ermitteln. Der Faktor berücksichtigt, dass PV-Anlagen zumeist wegen der Jahreszeit, dem Wolkenzug über den Tag, der Ausrichtung der Anlage und Verschattungen im Durchschnitt nur mit einer Leistung einspeisen, die einem Teil ihrer installierten Leistung entspricht. Dieser Faktor wurde bisher mit 0,5 angesetzt; er kann auf Basis aktuellerer Datengrundlagen durch eine Festlegung der Bundesnetzagentur angepasst werden.

Zu Doppelbuchstabe ee und Doppelbuchstabe ff

Durch die Änderungen in **§ 85 Absatz 2 Nummer 15 und Nummer 16 (neu) EEG 2023** wird der Bundesnetzagentur eine Festlegungskompetenz eingeräumt, wonach die Bundesnetzagentur abweichend von den Vorgaben der EEG die Anforderungen an die Preissetzung zu preislimitierten Geboten regeln kann, soweit sich Anhaltspunkte dafür ergeben haben, dass die Preissetzung anderer Marktteilnehmer zu deutlich höheren Preisen abgeschlossen wird als zu der in der EEG geregelten Preissetzung durch den Übertragungsnetzbetreiber. Dies betrifft insbesondere die Bestimmungen zur Anzahl und Aufteilung der Tranchen und die Preislimits in **§ 5 Absatz 2 EEG**.

Zu Nummer 39

Die Rechtsgrundlage für Festlegungen der Bundesnetzagentur zu flexibler Speichernutzung in **§ 85d EEG 2023** wird an die Änderungen in **§ 19 Absatz 3 bis 3c** angepasst. Die in **§ 85d Nummer 1 bis 3 EEG 2023 a.F.** eingeräumten umfassenden Festlegungskompetenzen betreffend die bisher vorgesehene Wechseloption bei einem flexiblen Einsatz eines Stromspeichers können entfallen. Bei den Änderungen in **Satz 2** handelt es sich um Folgeänderungen zur Streichung der Wechseloption.

Die nun mit **§ 85d EEG 2023** geschaffenen Festlegungskompetenzen erfassen sowohl die Abgrenzungs- als auch die Pauschaloption. Gemäß **§ 85d Nummer 1 EEG 2023** kann die Bundesnetzagentur Festlegungen treffen zu den näheren Anforderungen an die Bestimmung und den Nachweis der Strommengen, auf die sich die Zahlungsansprüche nach **§ 19 Absatz 3b und 3c EEG 2023** jeweils beziehen. Für die Abgrenzungsoption wird dadurch keine inhaltliche Änderung zum bisherigen Stand der Regelung bewirkt. Bei der Pauschaloption ist eine Konkretisierung der Anforderungen an die Bestimmung und den Nachweis der Strommengen erforderlich für Fälle, in denen die aus den Solaranlagen und den Stromspeichern in einem Kalenderjahr eingespeiste Strommenge die maximal ansetzbare Strommenge von 300 kWh unterschreitet. Die Festlegung nach Nummer 1 umfasst nun auch die Konkretisierung der Anforderungen für eine sichere, automatisierte und massengeschäftstaugliche Erhebung, Ermittlung, Zuordnung, Abgrenzung, Verarbeitung und Übermittlung der erforderlichen Werte unter Beachtung der mess- und eichrechtlichen Anforderungen.

Mit **Nummer 2** wird eine Festlegungskompetenz für die Konkretisierung der Bedingungen für ein erstmaliges Geltendmachen oder einen Wechsel in die Abgrenzungs- und die

Pauschaloption ergänzt. Hierbei sind Festlegungen zu treffen, unter welchen Bedingungen unterjährig ein Wechsel in eine der beiden Optionen erfolgen darf und wie sich ein unterjähriger Wechsel insbesondere bei der Pauschaloption auf die gemäß § 19 Absatz 3c EEG 2023 maximal in einem Kalenderjahr in Ansatz zu bringende, förderfähige Strommenge auswirkt.

Zu Nummer 40

Gelöscht: Nummer 37

Zu Buchstabe a

Die Änderung in § 91 Nummer 1 EEG 2023 ist eine Folgeanpassung zur Einführung der Festlegungskompetenz des neuen § 85 Absatz 2 Nummer 16 EEG.

Zu Buchstabe b

Durch die Änderung in § 91 Nummer 2 EEG 2023 wird die Verordnungsermächtigung insofern erweitert, als dass die Übertragungsnetzbetreiber zukünftig auch verpflichtet werden können, Anlagen bei negativen Preisen abzuregeln. Zudem kann dies künftig schon ab der ersten Viertelstunde mit negativen Preisen angeordnet werden. Dies ist notwendige Voraussetzung, um für Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen, die bei der preislimitierten Vermarktung in der Day-Ahead-Auktion unveräußert geblieben sind, eine Abregelung durch den Übertragungsnetzbetreiber anzuordnen (§ 5 Absatz 3 EEG n.F.).

Zu Nummer 41

Gelöscht: Nummer 34

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 EEG, 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 1 EEG 2023 soll der Ordnungsgeber die Möglichkeit bekommen, pauschale kalendarische Zeitfenster zu bestimmen, in denen keine Netzeinspeisung von Strom in der Einspeisevergütung möglich ist. In Betracht kommen insbesondere Wochenenden und Feiertage, wobei auch eine Beschränkung auf besonders sonnenreiche Monate vorgenommen werden kann.

Nach § 94 Nummer 2 EEG 2023 kann der Ordnungsgeber auch den Übertragungsnetzbetreibern die Entscheidung über Zeitfenster, in denen keine Netzeinspeisung von Strom in der Einspeisevergütung erfolgen soll, übertragen. In diesem Fall könnten die Übertragungsnetzbetreiber aufgrund jeweils aktueller Prognosen Zeitfenster bestimmen, an denen keine entsprechende Veräußerung erfolgen soll.

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.

Nach § 94 Nummer 4 EEG 2023 kann der Ordnungsgeber Vorgaben zu Verfahren, Fristen und Datenformaten für Begrenzungen nach Nummer 2 der Vorschrift machen. Hier kann insbesondere geregelt werden, in welchem Turnus und für welchen Zeitraum Übertragungsnetzbetreiber Begrenzungen nach Nummer 2 aussprechen und welchen Kommunikationsweg sie dafür nutzen müssen.

Nach § 94 Nummer 5 kann der Ordnungsgeber gemeinsam mit den Regelungen nach den Nummern 1 und 2 der Norm Sanktionen für Zuwiderhandlungen regeln, die sich insbesondere an den im EEG bestehenden bzw. mit diesem Gesetz eingeführten Sanktionsmechanismen orientieren können.

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

Nach § 94 Nummer 7 EEG 2023 kann der Ordnungsgeber die Verringerung nach Nummer 6 näher bestimmen.

Nach § 94 Nummer 8 EEG 2023 kann der Ordnungsgeber abweichend von § 51a EEG 2023 die Vorgabe machen, dass das Entstehen des Anspruchs auf eine Verlängerung des Vergütungszeitraums für Neuanlagen an die zusätzliche Voraussetzung geknüpft ist, dass dieser nur dann für eine Viertelstunde mit negativen Preisen besteht, wenn aus dieser Anlage in der spezifischen Viertelstunde kein Strom in das öffentliche Netz eingespeist wurde, für den Anspruch nach § 19 Absatz 1 EEG 2023 besteht. Eine Einspeisung in einen anderen als einen EEG-Bilanzkreis wäre in diesem Fall hingegen unschädlich mit Blick auf das Entstehen des Anspruchs für diese Viertelstunde. Durch diese zusätzliche Anspruchsvoraussetzung soll ein ökonomischer Anreiz gesetzt werden, zu Zeiten negativer Preise nach § 51 Absatz 1 EEG 2023 nicht in das öffentliche Netz unter Inanspruchnahme einer Förderung für die eingespeisten Strommengen einzuspeisen.

§ 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.

Zu Nummer 42 (§ 95)

Gelöscht: Nummer 39

Die Verordnungsermächtigungen in § 95 Nummer 2 und 2a EEG 2023 gehen in den neu gefassten Regelungen des Messstellenbetriebsgesetzes auf und können daher gestrichen werden. Eine Absenkung der Schwellenwerte für die Steuerung (Nummer 2) ist angesichts des neuen Schwellenwerts von 2 Kilowatt gemäß § 29 des Messstellenbetriebsgesetzes nicht mehr notwendig. Die Möglichkeit zu Vorgaben für die Weitverkehrsnetzanbindung von Anlagen geht in §§ 19, 47 des Messstellenbetriebsgesetzes auf.

Zu Nummer 43 (§ 96)

Gelöscht: Nummer 40

Als Folgeänderung zur Aufhebung von § 95 Nummer 2 wird der entsprechende Verweis in § 96 Absatz 1 EEG 2023 gestrichen.

Zu Nummer 44 (§ 99a)

Gelöscht: Nummer 41

§ 99a EEG 2023 wird aufgehoben, da den im Bericht bislang darzustellenden Herausforderungen durch zwischenzeitlich umgesetzte Maßnahmen bereits überwiegend begegnet

wurde. Angesichts des erheblichen Aufwands für die Bundesregierung bei der Erstellung und Abstimmung des Berichts kann dieser daher entfallen.

Mit dem EEG 2021 wurde die Erarbeitung eines jährlichen „Funknavigationsberichts“ vor dem Hintergrund der hohen Ablehnungsraten von Genehmigungen für Windenergieanlagen aufgrund von befürchteten Störungen von Funknavigationsanlagen für die zivile Luftfahrt vereinbart. Dieser Bericht wurde Ende 2022 erstmals vorgelegt. Mit dem EEG 2023 wurde diese Berichtspflicht um die Vereinbarkeit von Windenergie an Land mit Wetterradaren, seismologischen Messstationen und militärischen Interessen erweitert.

Mit einer Reihe bereits umgesetzter Maßnahmen konnte den Herausforderungen insbesondere bei Funknavigationsanlagen, Wetterradaren und seismologischen Messstationen bereits in geeigneter Weise begegnet werden. Aktuell erreichen das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz kaum noch Berichte über Hemmnisse in diesen Bereichen.

Beim Thema der Nutzungskonflikte mit der Bundeswehr berichten Länder und Branche zwar weiterhin von einem erheblichen Handlungsbedarf, um die Vereinbarkeit mit dem Ausbau der Windenergie weiter zu verbessern. Hier hat sich jedoch ein eigenständiges Austauschformat zwischen dem Bundesministerium der Verteidigung, dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, der Branche und den Ländern etabliert, in dem Herausforderungen und Lösungsansätze diskutiert werden.

Die formale Berichtspflicht hat daher ihre Funktion quasi vollständig eingebüßt, sodass sie zukünftig entfallen kann. Sollten erneute Genehmigungsprobleme bei diesen Themen dokumentiert werden, kann an die Umsetzung der im letzten Fortschrittsbericht und in der Wind-an-Land-Strategie beschriebenen Maßnahmen angeknüpft werden und die „AG Bundeswehr und Windenergie“ angesprochen werden.

Zu **Nummer 45** (§ 100)

Gelöscht: Nummer 2142

Zu **Buchstabe a**

Durch die Ergänzung des § 100 Absatz 2 Satz 4 EEG 2023 wird eine Übergangsbestimmung zu den Änderungen in § 6 EEG 2023 aufgenommen. Für Vereinbarungen nach § 6 EEG 2023, die vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes geschlossen wurden, gelten § 6 Absatz 2 und 3 EEG 2023 in der bisherigen Fassung fort (soweit dieser anwendbar ist, nach Maßgabe von § 100 Absatz 1 Satz 1 EEG 2023. Werden vor Inkrafttreten geschlossene Vereinbarung nach dem Inkrafttreten angepasst, gelten für diese Vereinbarungen – ebenso wie für alle nach Inkrafttreten neu abgeschlossenen Vereinbarungen - § 6 Absatz 2 und 3 EEG 2023 in ihrer neuen Fassung. Für die klarstellende Änderung in § 6 Absatz 5 EEG 2023 ist keine Übergangsbestimmung vorgesehen.

Zu **Buchstabe b**

Gelöscht: Zu Buchstabe b¶

In § 100 Absatz 3 EEG 2023 werden die bisherigen § 100 Absatz 3 und 4 EEG 2023 infolge der Anpassungen von § 9 und der Überführung der technischen Ausstattungsverpflichtungen mit Steuerungseinrichtungen in den Rollout durch den Messstellenbetreiber nach dem Messstellenbetriebsgesetz vereinfacht und zusammengelegt. Da künftig alle Anlagen über 2 Kilowatt installierter Leistung nach einem gesetzlich festgelegten Fahrplan (§ 45 des Messstellenbetriebsgesetzes) sicht- und steuerbar gemacht werden, bedarf es insofern nicht mehr der verschiedenen Fallgruppen. Zusätzlich wird geregelt, dass die bisherige Steuerungstechnik vom Anlagenbetreiber bis zur erfolgreichen Testung der Anlage auf Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber über die SMGW-konforme Steuerungstechnik weiter vorgehalten werden muss. Hierdurch wird sichergestellt, dass die Steuerbarkeit nahtlos über den technischen Systemwechsel stets gewährleistet bleibt. Der Netzbetreiber hat die Testung auf Ansteuerbarkeit spätestens im Rahmen der nächsten, auf den Einbau des intelligenten Messsystems und der technischen Einrichtungen im Sinne des Absatzes 1 folgenden, nach § 12 Absatz 2b Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes durchzuführenden

testweisen Anpassungen sowie Abrufen der Ist-Einspeisung vorzunehmen. Wie auch im Falle von Neuanlagen nach § 9 Absatz 2a ist eine Zahlungspflicht für den Fall eines fehlerhaften erfolgreichen Tests der Ansteuerbarkeit durch den Netzbetreiber vorgesehen, es sei denn, er hat dieses Fehlen nicht zu vertreten. Zum Verschulden und der Exkulpationsmöglichkeit des Netzbetreibers wird auf die Ausführungen zu § 9 Absatz 2a verwiesen.

Zu Buchstabe c

Zu Doppelbuchstabe aa

§ 100 Absatz 3a Satz 1 EEG 2023 regelt Folgeänderungen zum neuen § 9 Absatz 2 Satz 1 Nummer 3, welcher künftig eine verpflichtende Wirkleistungsbegrenzung auf 50 Prozent der installierten Leistung bis zu sechs Monate nach Herstellung der Steuerbarkeit über intelligente Messsysteme vorsieht. Da nach dem Messstellenbetriebsgesetz auch Bestandsanlagen vom Messstellenbetreiber mit mehr als 2 Kilowatt installierter Leistung auszustatten sind, ist die Möglichkeit zur Aufhebung der Wirkleistungsbegrenzung allein aus Vertrauensschutzgründen für diejenigen Anlagenbetreiber gerechtfertigt, die bereits von dieser ab 1. Januar 2023 geltenden Möglichkeit Gebrauch gemacht haben.

Zu Doppelbuchstabe bb

Es handelt sich um redaktionelle Folgeanpassungen.

Zu Buchstabe d

Bei der Streichung handelt es sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Buchstabe e

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu Buchstabe f

§ 100 Absatz 9a EEG 2023 dient der Entbürokratisierung und Erleichterung des Zubaus weiterer Solaranlagen, indem eine Pflicht zur getrennten Messung verschiedener Anlagen aufgehoben wird. Nach den Regelungen des EEG 2012 waren bei Solaranlagen, die ausschließlich in, an oder auf einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand angebracht sind, mit einer installierten Leistung über 10 Kilowatt bis einschließlich 1 Megawatt lediglich 90 % der in der Anlage erzeugten Strommenge förderfähig (§ 33 Absatz 1 EEG 2012). Für darüber hinausgehende Einspeisungen wurde der anzulegende Wert auf den Marktwert reduziert (§ 33 Absatz 2 EEG 2012). Soweit der in der Anlage erzeugte Strom nicht gemessen wurde, waren lediglich 90 % der eingespeisten Strommenge förderfähig (§ 33 Absatz 5 EEG 2012). Diese Vorgaben wurden als Marktintegrationsmodell (MIM) bezeichnet.

Zusätzlich bestand ein Verbot, eine Anlage nach dem MIM über eine gemeinsame Messeinrichtung mit einer Anlage, die nicht diesem Modell unterliegt, abzurechnen. Anderenfalls wurde der gesamte eingespeiste Strom nur mit dem Marktwert vergütet (§ 33 Absatz 4 EEG 2012).

Diese Vorgaben gelten für unter dem EEG 2012 errichtete Anlagen fort. Es ist daher derzeit nicht ohne Weiteres möglich, zu einer bestehenden Anlage, die dem MIM unterliegt, eine weitere Anlage zuzubauen. Zur Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben ist vielmehr ein aufwändiges Messkonzept erforderlich, das die Strommengen der beiden Anlagen getrennt voneinander erfasst.

Diese Einschränkung des Zubaus folgt keinem sachlichen Grund. Daher wird durch die Neuregelung die Pflicht nach § 33 Absatz 4 EEG 2012 abgeschafft und klargestellt, wie die

Abgrenzung der Strommengen beider Anlagen bei einer gemeinsamen Messeinrichtung erfolgt.

Satz 1 der Regelung erklärt die Unanwendbarkeit des § 33 Absatz 4 EEG 2012, sodass sowohl die Rechtspflicht als auch die Sanktion entfallen, für Strom, der nach dem Inkrafttreten dieses Gesetzes eingespeist wird.

Satz 2 und 3 stellen durch deklaratorische Verweise klar, wie die Abrechnung auch ohne getrennte Messeinrichtungen erfolgen kann. Hierzu wird zunächst auf § 24 Absatz 3 Satz 2 EEG verwiesen, der für Solaranlagen die anteilige Zuordnung der Strommengen im Verhältnis der installierten Leistung der Anlagen anordnet. Für den der MIM-Anlage zuzuordnen Teil wird auf die weiter geltenden sonstigen Vorgaben des § 33 EEG 2012 hingewiesen.

Nach dieser Neuregelung können also eine MIM-Anlage und eine Nicht-MIM-Anlage über eine gemeinsame Messeinrichtung abgerechnet werden. Der eingespeiste Strom wird entsprechend dem Leistungsanteil der Nicht-MIM-Anlage nach den für diese Anlage geltenden Regelungen vergütet. Der dem Leistungsanteil der MIM-Anlage entsprechende Strom wird nach den Regelungen des § 33 EEG 2012 vergütet, d.h. dass eine Förderung nur für 90 % des in der MIM-Anlage erzeugten Stroms erfolgt und darüber hinausgehende Einspeisungen mit dem Marktwert vergütet werden. Sollte der in der MIM-Anlage erzeugte Strom nicht separat erfasst werden, erfolgt stattdessen nur eine Förderung für 90 % des eingespeisten Stroms, der nach § 24 Absatz 3 Satz 2 EEG 2023 nach den Regelungen der MIM-Anlage vergütet wird.

Satz 4 trifft eine Regelung für solche Fälle, in denen für den Betrieb der MIM-Anlage die Erzeugung der Anlage getrennt von der Einspeisung gemessen wurde (also nicht von der Fiktion nach § 33 Absatz 5 Halbsatz 2 EEG 2012 Gebrauch gemacht wurde), für die hinzukommende Nicht-MIM-Anlage aber keine separate Erzeugungsmessung erfolgen soll. Die Regelung bestimmt, dass zur Feststellung des förderfähigen Anteils der eingespeisten Strommenge folgende Logik anzuwenden ist: Zunächst wird fingiert, dass die Erzeugung in beiden Anlagen im Verhältnis zu ihrer installierten Leistung gleich ist. Das heißt, dass die gemessene Erzeugung der MIM-Anlage pro installiertem Kilowatt Leistung auch auf die Nicht-MIM-Anlage übertragen wird, um deren (nicht gemessene) Erzeugung festzustellen. Aus der so ermittelten Summe der Erzeugung und Messung der in das Netz eingespeisten Strommenge lässt sich der Eigenverbrauch errechnen. Dieser Eigenverbrauch wiederum wird nach der Logik des § 24 Absatz 3 Satz 2 Halbsatz 2 EEG 2023, das heißt entsprechend der installierten Leistung, auf beide Anlagen aufgeteilt. Unterschreitet der auf diese Weise der MIM-Anlage zugeordnete Eigenverbrauch 10 % der in der MIM-Anlage erzeugten Strommenge nicht, so ist der gesamte eingespeiste Strom förderfähig. Anderenfalls ist bis zur Erreichung dieses Anteils eingespeister Strom nach § 33 Absatz 2 Satz 1 EEG 2012 mit dem Marktwert zu vergüten.

[Zu Buchstabe g](#)

Gelöscht: Zu Buchstabe c¶

[Es handelt sich um redaktionelle Folgeanpassungen. Der Geltungszeitraum der Norm ist abgelaufen.](#)

[Zu Buchstabe h](#)

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Einfügung der Bezugnahme auf den Gebotstermin in § 100 Absatz 19 Satz 1 EEG 2023 dient der Klarstellung, dass es auf die Rechtslage zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe und nicht auf die Rechtslage zum Zeitpunkt der Zuschlagserteilung ankommt. Denn die Bieter kalkulieren ihr Gebot anhand der zum Ausschreibungstermin geltenden Rechtslage.

Es wird daher klarstellend geregelt, dass alle Anlagen von den Verlängerungen der in § 100 Absatz 19 EEG 2023 genannten Fristen profitieren können, die in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins vor dem 1. Januar 2023 einen Zuschlag erhalten haben, selbst wenn der Zuschlag selbst aufgrund der Länge des Zuschlagsverfahrens erst im Jahr 2023 erteilt werden konnte.

Die weitere Änderung in § 100 Absatz 19 Satz 1 EEG 2023 regelt, dass die Änderung des Vergütungsbeginns in § 36i EEG 2023 auch für jene Zuschläge gilt, die in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins vor dem 1. Januar 2023 erteilt wurden, wenn für deren Zuschlag noch keine Pönale zu zahlen war und der Zuschlag noch nicht erloschen ist. Der Vergütungszeitraum beginnt grundsätzlich mit der Inbetriebnahme der Anlage (vgl. § 25 Absatz 1 Satz 3 EEG 2023). Abweichend davon beginnt der Vergütungszeitraum nach dem mit diesem Gesetz geänderten § 36i EEG 2023 spätestens 36 Monate nach Zuschlagserteilung. Diese Verlängerung der Frist in § 36i EEG 2023 von 30 auf 36 Monate soll auch für Anlagen gelten, die in einem Zuschlagsverfahren mit einem Gebotstermin vor dem 1. Januar 2023 einen Zuschlag erhalten haben.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Änderung in § 100 Absatz 19 Satz 3 EEG 2023 dient der Klarstellung, dass es bei der Bestimmung, ob Übergangsvorschriften auf eine Anlage anzuwenden sind, grundsätzlich auf den Zeitpunkt des Gebotstermins und nicht auf den Zeitpunkt der Zuschlagserteilung ankommt.

Die Verlängerung der Realisierungsfrist in § 36e Absatz 1 EEG 2023 und der Pönalfristen in § 55 Absatz 1 EEG 2023 ist für die Bieter nicht immer vorteilhaft. Es kann Situationen geben, in denen sich die Bieter von dem Zuschlag lösen wollen, um erneut an den Ausschreibungen teilnehmen zu können. Sie müssen daher die Möglichkeit haben, zu den Fristen zurück zu kehren, die bei dem für sie maßgeblichen Gebotstermin galten.

Dabei kommt es für den Vertrauensschutz nicht darauf an, welches Recht bei der Zuschlagserteilung galt, sondern welches Recht zum Zeitpunkt des Gebotstermins galt. Die Bieter kalkulieren ihr Gebot anhand der zum Ausschreibungstermin geltenden Rechtslage. Zu dieser Rechtslage müssen sie zurückkehren können.

Zu Buchstabe i

Durch die Änderung des § 100 Absatz 20 EEG 2023 wird die ausnahmsweise Zuordnung von Anlagen bis zu 400 Kilowatt installierter Leistung zur unentgeltlichen Abnahme für Neuanlagen abgeschafft. Die Änderung ist insbesondere notwendig, um Fehlanreize zu vermeiden, die bisher zu einer Verstärkung temporärer Erzeugungsüberschüsse führen können. Die Vermarktungsform der unentgeltlichen Abnahme bleibt jedoch für Anlagen mit einer installierten Leistung von bis zu 100 Kilowatt erhalten. Auf die Begründung zu § 21 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2023 wird verwiesen.

Zu Buchstabe j

Es handelt sich um redaktionelle Folgeanpassungen. Der Geltungszeitraum der Norm ist abgelaufen.

Zu Buchstabe k

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Änderung des § 100 Absatz 28 EEG 2023 sichert den Bestandsschutz. Mit dem Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftsrechtlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vom 8. Mai 2024 wurde § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 EEG 2023 dahingehend angepasst, dass

bei Überschreitung einer der Höchstdauern der Ausfallvergütung der Zahlungsanspruch nicht nur auf den Marktwert, sondern auf null verringert wird. Da damit unter Umständen eine Verkürzung der Rechtsposition der Anlagenbetreiber einhergeht, wird diese Umstellung durch die Einfügung in § 100 Absatz 28 EEG 2023 nur für Neuanlagen nach Inkrafttreten des genannten Gesetzes vollzogen. Diese Anlagen sind in Kenntnis des neuen § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 EEG 2023 in Betrieb genommen worden und haben daher kein schützenswertes Vertrauen. Anlagen mit Inbetriebnahme beziehungsweise Gebotstermin seit dem 1. Januar 2023, die ohne die Einfügung von der Neuregelung betroffen wären, werden hingegen durch die Einfügung ausgenommen. Daraus folgt auch, dass für die unter § 100 Absatz 28 EEG 2023 fallenden Anlagen zwischenzeitlich erfolgte Absenkungen des Anspruchs auf null in begünstigender Rückwirkung auf den jeweiligen Marktwert zu erhöhen sind. Eine zusätzliche Übergangsbestimmung für die in diesem Gesetz erfolgte Anpassung des § 21 Absatz 1 Satz 1 Nummer 3 EEG 2023 ist nicht erforderlich, da diese keine Änderung der materiellen Rechtslage zur Folge, sondern lediglich klarstellenden Charakter hat.

Zu Doppelbuchstabe bb

Durch die Regelung des § 100 Absatz 28 Satz 2 EEG 2023 wird geregelt, dass die mit diesem Gesetz vorgesehenen Änderungen betreffend die Aufnahme sog. Trackeranlagen in die Regelungen zu den besonderen Solaranlagen nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstaben a bis c EEG 2023 (sog. Agri-PV-Anlagen) und die nun erfolgte Regelung der Anforderungen an sog. Hochaufgeständerte Solaranlagen in § 3 Nummer 29a EEG 2023 erst für Anlagen greifen, die nach Inkrafttreten dieses Gesetz in Betrieb genommen werden oder einen Zuschlag in einem Gebotsverfahren nach Inkrafttreten dieses Gesetzes erhalten haben.

Zu Buchstabe l

Es handelt sich um redaktionelle Folgeanpassungen. Der Geltungszeitraum der Norm ist abgelaufen.

Zu Buchstabe m

Es handelt sich um redaktionelle Folgeanpassungen. Inhaltlich gibt es keine Rechtsänderung, da der neue § 8c Absatz 2 EEG 2023 (neu) an die Stelle des bisherigen § 8 Absatz 6a EEG 2023 (alt) tritt. Der Bedarf für eine Übergangsregelung in § 100 EEG entfällt jedoch.

Zu Buchstabe n

Die bisherige Übergangsbestimmung des § 100 Absatz 34 EEG 2023 wird an die Änderungen der Regelungen zur Flexibilisierung von Stromspeichern für eine aktive Marktteilnahme in § 19 Absatz 3 bis 3c und § 85d EEG 2023 angepasst und gilt nun für die Abgrenzungs- und die Pauschaloption. Sie bewirkt weiterhin, dass die entsprechenden Regelungen in § 19 Absatz 3 bis 3c 2023 erst anwendbar sind, wenn und soweit jeweils konkretisierende Festlegungen der Bundesnetzagentur wirksam werden.

Mit dem neuen Satz 2 werden die neuen Regelungen zur flexiblen Stromspeichernutzung auch für Anlagen nach § 100 Absatz 1 EEG 2023 (sog. Bestandsanlagen) für anwendbar erklärt. Mit Blick auf Bestandsanlagen, bei denen die Höhe der Marktprämie bisher anhand des energieträgerspezifischen „Monatsmarktwertes“ berechnet wird, wird die Nutzung der Pauschaloption nach § 19 Absatz 3c zur Flexibilisierung von Stromspeichern für eine aktive Marktteilnahme erst durch die komplementäre Anpassung in Anlage 1 Nummer 2 ermöglicht. Bei diesen wird die Berechnung der Marktprämie mit dem Wechsel in die Pauschaloption auf eine Berechnung anhand des energieträgerspezifischen „Jahresmarktwertes“ umgestellt.

Zu Buchstabe o

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Änderungen in § 100 Absatz 39 und 40 EEG 2023 dienen zunächst der Sicherstellung, dass die Folgeänderungen in § 28b und § 48 EEG 2023 nicht zu einer vorgezogenen Absenkung der Ausschreibungsschwelle für Solaranlagen des zweiten Segments führen. Außerdem wird durch die Aufnahme des frühesten Inbetriebnahmedatums klargestellt, dass durch das Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vom 8. Mai 2024 keine rückwirkende Änderung der anzulegenden Werte von Anlagen, die dem EEG 2021 oder älteren Fassungen unterliegen, erfolgte. Aus den Gesetzesmaterialien ergibt sich, dass eine derart weitgehende Änderung der Rechtslage mit diesen Übergangsvorschriften nicht verfolgt wurde (BT-Drs. 20/11180, S. 144).

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Änderungen in § 100 Absatz 39 und 40 EEG 2023 dienen dazu sicherzustellen, dass die Folgeänderungen in § 28b und § 48 EEG 2023 nicht zu einer vorgezogenen Absenkung der Ausschreibungsschwelle für Solaranlagen des zweiten Segments führen.

Zu Buchstabe p

Gelöscht: Buchstabe fp

Die Änderungen in § 100 Absatz 39 und 40 EEG 2023 dienen zunächst der Sicherstellung, dass die Folgeänderungen in § 28b und § 48 EEG 2023 nicht zu einer vorgezogenen Absenkung der Ausschreibungsschwelle für Solaranlagen des zweiten Segments führen. Außerdem wird durch die Aufnahme des frühesten Inbetriebnahmedatums klargestellt, dass durch das Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energiewirtschaftlicher Vorschriften zur Steigerung des Ausbaus photovoltaischer Energieerzeugung vom 8. Mai 2024 keine rückwirkende Änderung der anzulegenden Werte von Anlagen, die dem EEG 2021 oder älteren Fassungen unterliegen, erfolgte. Aus den Gesetzesmaterialien ergibt sich, dass eine derart weitgehende Änderung der Rechtslage mit diesen Übergangsvorschriften nicht verfolgt wurde (BT-Drs. 20/11180, S. 144).

Zu Buchstabe q

Gelöscht: Buchstabe gq

In § 100 Absatz 41 EEG 2023 wird ein fehlerhafter Verweis korrigiert.

Zu Buchstabe r

Gelöscht: Zu Nummer 22 (§ 101)¶

Der neue § 100 Absatz 46 EEG 2023 nimmt Zeiträume vor dem 1. Januar 2026 von den Regelungen des neuen § 51 Absatz 1 EEG 2023 aus. Die Regelung betrifft Neuanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 400 Kilowatt, die nicht von der übergangsweisen Ausnahme des neuen § 51 Absatz 2 Nummer 1 EEG 2023 profitieren. Um allen beteiligten Akteuren Zeit für die Umstellung ihrer Systeme zu geben, findet bei diesen Anlagen bis zum Ablauf des Jahres 2025 weiterhin § 51 Absatz 1 EEG 2023 in der Fassung vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes Anwendung.

Der neue § 100 Absatz 47 Satz 1 EEG 2023 sichert den Bestandsschutz von Anlagen, die seit dem 1. Januar 2023, aber vor Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommen wurden oder deren anzulegender Wert in einem Zuschlagsverfahren eines Gebotstermins in diesem Zeitraum ermittelt wurde. Für diese Anlagen gelten weiterhin weiterhin § 21, § 51 Absatz 1 und § 51a Absatz 1 EEG 2023 in der Fassung vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes. Durch die Regelung des § 100 Absatz 44 Satz 2 EEG 2023 wird geregelt, dass die neu für Solaranlagen eingeführte Sonderregelung zur Verlängerung des Vergütungszeitraums bei negativen Preisen nur für Neuanlagen, die nach dem Inkrafttreten des Gesetzes in Betrieb genommen wurden, anzuwenden ist.

Der neue § 100 Absatz 48 EEG 2023 sichert den Bestandsschutz von Anlagen, die seit dem 1. Januar 2023 und vor dem Inkrafttreten dieses Gesetzes in Betrieb genommen wurden. Diese Anlagen können weiterhin bis zur bisher geltenden Schwelle von 100 Kilowatt installierter Leistung von der Einspeisevergütung und bis zur Schwelle von 200 Kilowatt von der unentgeltlichen Abnahme Gebrauch machen.

Die neuen § 100 Absatz 49 und 50 EEG 2023 schaffen Boni für Bestandsanlagen in der Einspeisevergütung, über die ein Anreiz gesetzt werden soll, die Regelungen für Neuanlagen auch für diese als anwendbar zu erklären, insbesondere den Verzicht auf die Vergütung zu negativen Preisen. In der Folge würden auch diese Bestandsanlagen kostendämpfend bei negativen Preisen wirken, indem sie auf ihren Vergütungsanspruch verzichten und kostenlos abgeregelt werden könnten. Als Bonus wird dafür die Einspeisevergütung in Zeiten positiver Strompreise erhöht. Ebenso wird für wenige Jahre ein Bonus für Anlagen in der Einspeisevergütung gewährt, die freiwillig in die Direktvermarktung wechseln. Beide Boni sind temporäre Übergangsinstrumente bis zum vollständigen Rollout der erforderlichen Steuerungstechnik und so konzipiert, dass sie in Summe mindestens kostenneutral sind bzw. die Kosten um einige Millionen Euro pro Gigawatt installierte Leistung der Inanspruchnahme senken. Ihr besonderer Nutzen liegt aber darin, dass sie dazu beitragen, Zuspitzungen im Strommarkt und im Stromnetz entgegenzuwirken, die aus der ungebremsen Einspeisung von Bestandsanlagen zu negativen Preisen resultieren können. Die Bundesregierung wird beobachten und überprüfen, ob diese Art des temporären monetären Anreizes in Form eines Bonus den gewünschten Effekt erzielt und bei Bedarf ggfs. auch alternative Maßnahmen prüfen.

Zu Nummer 46 (§ 101)

Gelöscht: Nummer 43

Mit der Änderung in § 101 Satz 1 EEG 2023 wird der Beihilfevorbehalt klarstellend korrigiert sowie aktualisiert.

Zum Einen werden neue beihilferelevante Regelungen unter einen Genehmigungsvorbehalt gestellt: Dies betrifft Regelungen zum Pauschalmodell für Speicher (§ 19 Absatz 3c EEG 2023), zur Klarstellung der Vergütungshöhe bei großen Mieterstromanlagen (§ 48a Satz 2), zum Umgang mit der Vergütung bei negativen Preisen (§ 51 und § 51a Absatz 1 und 1a EEG 2023) sowie zu Anreizen zur Direktvermarktung und zur Anwendung der Neuregelung zu negativen Preisen (§ 100 Absatz 49 und 50 EEG 2023).

Zum anderen enthält § 101 Satz 1 EEG 2023 bisher aufgrund eines offensichtlichen Redaktionsversehens einen Verweis auf eine Fristenregelung für Biogasanlagen (§ 100 Absatz 36 EEG 2023). Stattdessen sollte hier die Regelung im Absatz davor (§ 100 Absatz 35 EEG 2023) zur vorübergehenden Berechnung des anzulegenden Wertes für Windenergieanlagen außerhalb der Ausschreibungen anhand der Gebotswerte aus dem Vorjahr unter Beihilfevorbehalt gestellt werden. Aus der Gesetzesbegründung zur Änderung des EEG durch das Gesetz vom 8. Mai 2024 (BGBl. 2024 I Nr. 151) ergibt sich eindeutig, dass hierin ein Verweisfehler liegt und der Gesetzgeber allein die Regelung zu Windenergieanlagen unter Beihilfevorbehalt stellen wollte (vgl. BT-Drs. 20/11180, S. 145). Daher wird nunmehr klarstellend der Verweis auf § 100 Absatz 36 EEG 2023 durch den korrekten Verweis auf § 100 Absatz 35 EEG 2023 ersetzt. Dieser offensichtliche Fehler ist bereits jetzt im Wege der Auslegung dahingehend zu bereinigen, dass die Regelung für Windenergieanlagen bis zur Aufhebung des Beihilfevorbehalts nicht angewandt wird, die Regelung zu Biogasanlagen hingegen bereits anwendbar ist.

Gelöscht: dieser

Außerdem wird der Verweis auf § 100 Absatz 15 und 16 EEG 2023 gestrichen, weil diese Regelungen bereits beihilferechtlich genehmigt worden sind (Entscheidung der Europäischen Kommission vom 7. Dezember 2023 im Fall SA.108070 (2023/N) – Germany “Prolongation of the crisis measures for biomass and biogas”, Az. C(2023) 8641 final). Schließlich wird in Satz 2 bis zur Genehmigung der Neuregelung zur Vergütung in negativen Preisen die Anwendung der bestehenden Regelungen in §§ 51, 51a EEG 2023 angeordnet.

Gelöscht: C(2023) 8641 final).

Zu Nummer 47

Mit dem neuen **Satz 3 in Anlage 1 Nummer 2 zum EEG 2023** wird geregelt, dass bei der Abgrenzungsoption und der neuen Pauschaloption für die Geltendmachung eines Förderanspruchs bei flexibler Nutzung eines Stromspeichers gemäß § 19 Absatz 3b und 3c EEG 2023 die maßgebliche Höhe der Marktprämie stets anhand des energieträgerspezifischen Jahresmarktwertes nach Nummer 4 zu bestimmen ist. Dies bedeutet eine Anpassung für Fälle, in denen Anlagen betroffen sind, die vor dem 1. Januar 2023 in Betrieb genommen worden sind oder deren Zuschlag vor dem 1. Januar 2023 erteilt worden ist, und für die sich die Höhe der Marktprämie gemäß Satz 1 regulär nach dem energieträgerspezifischen Monatsmarktwert nach Nummer 3 berechnet. Die Anpassung in Anlage 1 Nummer 2 eröffnet damit Bestandsanlagen, bei denen die Höhe der Marktprämie bisher anhand des energieträgerspezifischen „Monatsmarktwertes“ berechnet wird, so überhaupt erst die Nutzung der Pauschaloption nach § 19 Absatz 3c zur Flexibilisierung von Stromspeichern für eine aktive Marktteilnahme. Hintergrund ist, dass sich die in der Pauschaloption pauschal förderfähige Strommenge von 300 kWh auf ein Kalenderjahr bezieht und nicht auf einzelne Monate aufgeteilt werden soll. Entsprechend können monatspezifische Werte für die Höhe der Marktprämie nicht sinnvoll ohne weitergehende Umrechnungsvorgaben angewendet werden. Ein Anlagenbetreiber entscheidet sich in der Folge aktiv für eine Umstellung seines Zahlungsanspruchs auf den Jahresmarktwert, wenn er sich für die Inanspruchnahme der Pauschaloption nach § 19 Absatz 3c EEG 2023 entscheidet.

Zu Artikel 8 (Änderung der Erneuerbare-Energien-Verordnung)

Zu Nummer 1 (§ 2)

Durch die Änderungen in § 2 Absatz 2 bis 4 EEV werden die Vorgaben an die Vermarktung an die Änderung der börslichen Produkte angeglichen sowie begriffliche Klarstellungen vorgenommen.

Durch die Änderung in § 2 Absatz 2 EEV wird dem Umstand Rechnung getragen, dass die nominierten Strommarktbetreiber (NEMO) im Jahr 2025 für die Day-Ahead-Auktion Viertelstunden-Produkte einführen werden und daher die Vorgaben zur Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber entsprechend angepasst werden müssen. Hintergrund für die Umstellung der an den Strombörsen in den Day-Ahead-Auktionen gehandelten Produkte auf Viertelstundenprodukte ist die Vorgabe aus Artikel 8 Absatz 2 der EU- Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO 2019/943), wonach die NEMO den Marktteilnehmern die Möglichkeit bieten müssen, Energie an den Day-Ahead-Märkten in zeitlichen Intervallen zu handeln, die mindestens so kurz sind wie das Bilanzkreisabrechnungszeitintervall. Letzteres ist nach Artikel 8 Absatz 4 der EU-Elektrizitätsbinnenmarktverordnung (VO 2019/943) spätestens ab dem 1. Januar 2025 auf ein 15 Minuten-Intervall umzustellen, sofern keine Ausnahme greift. Diese Vorgabe hat bereits Umsetzung in § 4 Absatz 2 Satz 2 StromNZV gefunden, der deutschlandweit als Bilanzkreisabrechnungsintervall eine Viertelstunde vorschreibt.

Zudem wird mit der Änderung in § 2 Absatz 3 EEV dem Umstand Rechnung getragen, dass die NEMO neue Intraday-Handelsprodukte im Rahmen der Intraday-Auktionen eingeführt haben, die einen Handel sowohl für den laufenden Tag als auch für den Folgetag ermöglichen. Dementsprechend werden die Vorgaben zur Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber (§ 2 EEV) angepasst.

Der bisherige § 2 Absatz 3 EEV a. F. sollte den Übertragungsnetzbetreibern ermöglichen, nicht nur an der Intraday-Auktion teilzunehmen, sondern auch die an der Energy Exchange Austria (EXAA) seit 2014 verfügbaren Viertelstunden-Produkte für die Day-Ahead-Auktion zu nutzen. Der letztgenannte Fall fällt künftig unter dem angepassten § 2 Absatz 2 EEV, der den Handel mit den Viertelstundenprodukten in der Day-Ahead-Auktion ermöglicht.

Im neu eingefügten § 2 Absatz 4 Satz 2 EEV wird künftig die bei den Übertragungsnetzbetreibern ausgeübte Vermarktungspraxis im kontinuierlichen Intraday-Handel ausdrücklich geregelt, wonach diese ihre Gebote preislimitiert einstellen können.

Die übrigen Änderungen in § 2 Absatz 2 bis 4 EEV betreffen begriffliche Klarstellungen, wonach künftig klarer zwischen Day-Ahead-Markt (Absatz 2), den Intraday-Auktionen im Intraday-Markt (Absatz 3) und dem kontinuierlichen Handel im Intraday-Markt (Absatz 4) unterschieden wird und bei der Vermarktung im Day-Ahead-Markt nach § 2 Absatz 2 EEV abweichende Vorgaben in § 5 zu berücksichtigen sind.

Zu Nummer 2 (§ 3)

Durch die Änderungen in § 3 Nummer 1, Nummer 3 bis Nummer 5 EEV werden die Vorgaben an die Vermarktung an die Änderung der börslichen Produkte angeglichen, begriffliche Klarstellungen vorgenommen sowie ein fehlerhafter Verweis korrigiert.

Durch die Änderung in § 3 Nummer 1 und Nummer 3 EEV wird dem Umstand Rechnung getragen, dass die nominierten Strommarktbetreiber (NEMO) im Jahr 2025 für die Day-Ahead-Auktion Viertelstunden-Produkte einführen werden und neue Intraday-Handelsprodukte im Rahmen der Intraday-Auktionen eingeführt haben, die einen Handel sowohl für den laufenden Tag als auch für den Folgetag ermöglichen. Dementsprechend werden die Vorgaben zur Transparenz der Vermarktungstätigkeiten der Übertragungsnetzbetreiber (§ 3 EEV) angepasst.

Die übrigen Änderungen in § 3 Nummer 1 und Nummer 3 bis Nummer 5 EEV betreffen begriffliche Klarstellungen, wonach bei den dort genannten Veröffentlichungszeitpunkten künftig auf den Liefertag (D) Bezug genommen wird.

Zudem wird in § 3 Nummer 7 EEV ein fehlerhafter Verweis korrigiert.

Zu Nummer 3 (§ 4a)

Der neue § 4a EEV verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber künftig, im Rahmen ihrer Prognose der Einspeisung des Stroms, welche der Vermarktung am Day-Ahead-Markt einer Strombörse nach § 2 Absatz 2 EEV zugrunde liegt, zusätzlich diejenigen Strommengen zu ermitteln, die in jeder Viertelstunde voraussichtlich durch fernsteuerbare Anlagen erzeugt werden. Welche Anlagen als fernsteuerbare Anlagen gelten, wird in den Absätzen 2 und 3 näher bestimmt.

Da diese prognostizierten Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen am Day-Ahead-Markt einer Strombörse von den Übertragungsnetzbetreibern künftig stets preislimitiert vermarktet werden müssen (§ 5 Absatz 1 EEV n.F.), braucht der Übertragungsnetzbetreiber Kenntnis, welche Strommengen aus seiner Prognose voraussichtlich durch fernsteuerbare Anlagen erzeugt werden.

Der Begriff der fernsteuerbaren Anlagen wird in § 4a Absatz 2 EEV näher bestimmt. Hierunter fallen Anlagen nach § 3 Nummer 1 EEG 2023, die erstens Strommengen erzeugen, die der Veräußerungsform der Einspeisevergütung (§ 19 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2023) zugeordnet sind, die zweitens viertelstundenscharf sichtbar sind und bei denen drittens die Einspeiseleistung anlagenscharf durch den Übertragungsnetzbetreiber mittelbar über den Verteilernetzbetreiber über die Kaskade reduziert werden kann. Sofern die Anlage nicht unmittelbar am Übertragungsnetz, sondern am Elektrizitätsverteilernetz angeschlossen ist, setzt eine vom Übertragungsnetzbetreiber veranlasste ferngesteuerte Regelung über den Verteilernetzbetreiber der Anlage wiederum voraus, dass das Steuerungssignal des Übertragungsnetzbetreiber auch tatsächlich zum Verteilernetzbetreiber gelangt und der Verteilernetzbetreiber die Anlage entsprechend regeln kann. Durch § 4a Absatz 2 Satz 2 EEV wird klargestellt, dass die Anforderungen nach § 4a Absatz 2 Satz 1 Nummer 2 EEV auch dann vorliegen, wenn mehrere Anlagen, die Strom aus gleichartigen erneuerbaren

Energien erzeugen und über denselben Verknüpfungspunkt mit dem Netz verbunden sind, über eine gemeinsame technische Einrichtung geregelt werden und über diese Einrichtung die gesamte Ist-Einspeisung der Anlagen abgerufen und gesteuert werden kann.

Nach dem § 4a Absatz 3 EEV kann der Übertragungsnetzbetreiber erklären, dass auch solche Anlagen als fernsteuerbare Anlagen gelten, deren Einspeiseleistung ferngesteuert werden kann, bei denen die Anforderungen des § 4a Absatz 2 Nummer 2 EEV aber nicht oder nur teilweise erfüllt sind. Dies umfasst insbesondere Anlagen in der Einspeisevergütung, die mittels Funkrundsteuertechnik geregelt werden können, ohne dass die Ist-Einspeisung in viertelstündlicher Auflösung abrufbar ist und die Einspeiseleistung anlagenscharf reduziert werden kann. Zudem sind aber auch Konzepte umfasst, bei denen das Energiemanagementsystem einer Anlage die Einspeiseleistung verlässlich abhängig von einem externen Signal ändert. Indem die Erklärung gegenüber der Bundesnetzagentur abgegeben wird, wird zugleich auch die Bundesnetzagentur als Aufsichtsbehörde in Kenntnis gesetzt.

Macht ein Übertragungsnetzbetreiber von der Erklärung nach § 4a Absatz 3 Satz 1 EEV keinen Gebrauch, muss dieser gegenüber der Bundesnetzagentur erstmals zum 1. Januar 2026 und dann jährlich einen Bericht vorlegen, in dem die Hemmnisse ermittelt werden, die der Einbeziehung weiterer Anlagen, insbesondere solcher, die mittels Funkrundsteuertechnik geregelt werden können oder mit einem Energiemanagementsystem zur Änderung der Einspeiseleistung ausgestattet sind, entgegenstehen. In dem Bericht sind zudem konkrete Handlungsoptionen für die Beseitigung der Hemmnisse abzuleiten sowie Maßnahmen zur Umsetzung dieser Handlungsoptionen einschließlich Zeitplänen zur Umsetzung vorzulegen. Die Berichtspflicht dient damit der Entwicklung von Lösungsansätzen, um mehr Anlagen, die von den Übertragungsnetzbetreibern vermarktet werden, in das Regelungsregime für fernsteuerbare Anlagen zu überführen.

Zu Nummer 4 (§ 5)

Zu Buchstabe a

Durch den neu eingefügten § 5 Absatz 1 (neu) EEV sind die Übertragungsnetzbetreiber zukünftig verpflichtet, die für den Folgetag prognostizierten Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen stets preislimitiert zu vermarkten. Die Preislimitierung ist für prognostizierte Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen verpflichtend, da wegen der Fernsteuerbarkeit solcher Anlagen eine Vermarktung bis zur technischen Gebotsgrenze aus Gründen der Kosteneffizienz nicht geboten ist. Eine verpflichtende Preislimitierung bei der Vermarktung solcher Mengen dient zudem dazu, europarechtlich unzulässige Marktverzerrungen durch einspeisevergütete Strommengen möglichst effektiv abzuschwächen. Mit der mit diesem Gesetz ebenfalls vorgesehenen Ausweitung der Fernsteuerbarkeit von Anlagen wird diese Strommenge zukünftig steigen.

Im Day-Ahead-Markt unverkaufte Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen können vom Übertragungsnetzbetreiber abgeregelt werden (siehe hierzu § 5 Absatz 3 (neu) EEV n. F.).

Hinsichtlich der für den Folgetag prognostizierten Strommengen aus nicht fernsteuerbaren Anlagen gelten weiterhin die Vorgaben aus § 2 EEV. Diese Strommenge werden weiterhin in zeitlich nachgelagerten Marktsegmenten bis zum kontinuierlichen Intraday-Handel vermarktet.

Zu Buchstabe b

Die Änderung in § 5 Absatz 2 EEV ist eine Folgeänderung, wonach das Verfahren zur zufallsgesteuerten Preissetzung künftig für Fälle gilt, in denen der Übertragungsnetzbetreiber zur Preislimitierung verpflichtet ist (Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen nach § 5 Absatz 1 EEV n.F.). Zudem sind Folgeänderungen enthalten, die aus der Einführung von Viertelstundenprodukten im Day-Ahead-Markt resultieren.

Zu Buchstabe c und Buchstabe d

Durch den § 5 Absatz 3 (neu) EEG n. F. werden die Vorgaben über die freiwilligen Vereinbarungen im bisherigen § 5 Absatz 4 EEG a. F. durch ein neues Regelungsregime ersetzt, wonach der Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet ist, die Wirkleistungseinspeisung von fernsteuerbaren -Anlagen in Höhe der am Day-Ahead-Markt unvermarktet gebliebenen Strommengen zu reduzieren (Satz 1).

Es gelten die Bestimmungen des § 13a EnWG entsprechend (§ 5 Absatz 3 Satz 2 (neu) EEG), so dass hier insbesondere die Vorgaben über den finanziellen Ausgleich im Fall der Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung Anwendung finden. Ferner wird mit dem Verweis auf § 13a EnWG sichergestellt, dass bei der Auswahl der Anlagen, bei denen die Wirkleistungseinspeisung reduziert wird, systemdienlich vorgegangen wird. Zudem wird auf § 14 Absatz 1c EnWG verwiesen, wonach dem Übertragungsnetzbetreiber die Möglichkeit gegeben wird, die Wirkleistungseinspeisung von fernsteuerbaren Anlagen im Zuge der Kaskade durch Aufforderungen gegenüber dem ihm unmittelbar oder mittelbar nachgelagerten Betreiber eines Elektrizitätsverteilernetzes zu reduzieren. Da die betreffenden Strommengen noch nicht eingespeist wurden, ist jedoch weder ein bilanzieller Ausgleich (§ 13 Absatz 1a EnWG) noch ein bilanzieller Ersatz (§ 14 Absatz 1c EnWG) erforderlich. Um den Eigenverbrauch der Anlage nicht zu beeinträchtigen, soll die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung, soweit technisch möglich, auf Strommengen begrenzt werden, die ursprünglich für die Einspeisung in das Stromnetz für den Folgetag vorgesehen sind, aber wegen der erfolglosen Vermarktung am Day-Ahead-Markt stattdessen abgeregelt werden. Lässt die Abregelung des Eigenverbrauchs sich technisch nicht vermeiden, ist diese ebenso zu entschädigen.

Die bisherigen Regelungen sahen insbesondere Reduzierungen der Einspeisung anhand von freiwilligen Vereinbarungen vor, wenn im Zuge des Intraday-Handels nicht erfolgreich veräußert werden kann. In diesen Fällen müssten die Übertragungsnetzbetreiber ohnehin in ihrer Rolle als Systemverantwortlicher Gegenmaßnahmen ergreifen, hier insbesondere die Instrumente der Regelleistung und die Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG (auch in Verbindung mit § 13a EnWG) und § 13 Absatz 2 EnWG. Vor diesem Hintergrund fehlt es an einem tauglichen Anwendungsfall für die freiwilligen Vereinbarungen nach § 5 Absatz 4 EEG a. F., so dass dieser künftig aufgehoben und durch das neue Regelungsregime in § 5 Absatz 3 EEG n. F. abgelöst wird.

Differenzen zwischen der nach aktualisierten Prognosen vorhergesagten viertelstündlichen Einspeisung und den erfolgreich am Day-Ahead-Markt vermarkteten Strommengen aus fernsteuerbaren Anlagen können weiterhin nach Maßgabe des § 2 Absatz 3 und Absatz 4 EEG im Intraday-Markt nachvermarktet und ausgeglichen werden.

Zu Buchstabe e

Die Änderung in § 5 Absatz 4 (neu) EEG ist eine Folgeänderung aus der Ablösung der Regelungen über die freiwilligen Vereinbarungen nach § 5 Absatz 4 EEG a. F. durch das neue Regelungsregime über die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aus fernsteuerbaren Anlagen in § 5 Absatz 3 (neu) EEG.

Kosten im Zusammenhang mit der Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aus fernsteuerbaren Anlagen nach § 5 Absatz 3 EEG, hier insbesondere ein finanzieller Ausgleich, sind damit Teil des EEG-Finanzierungsbedarfs nach Anlage 1 Nummer 5.3 des EnFG und werden damit über die Mittel des Bundes und nicht über die Netzentgelte finanziert. Im Ergebnis werden sich die EEG-Kosten dennoch reduzieren, da die Kosten der Vermarktung zu negativen Preisen eingespart werden.

Exekutiver Fußabdruck: Auf Basis der Stellungnahmen der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland (TenneT, 50Hertz Transmission, Amprion und TransnetBW) wurde Art.

7 Nummer 2, Nummer 3 und Nummer 5 des vorliegenden Gesetzentwurfs in seiner wesentlichen Ausrichtung dahingehend verbessert, dass

- wegen der Einführung von Viertelstunden-Produkten in der Day-Ahead-Auktion Viertelstunden-Produkte nicht nur die Vorgaben zur Vermarktung durch die Übertragungsnetzbetreiber in § 2 EEG, sondern auch die Vorgaben zur Transparenz der Vermarktungstätigkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in § 3 EEG angepasst werden und
- für die prognostizierte Strommengen aus nicht fernsteuerbaren Anlagen die bisherigen Handlungsbefugnisse der Übertragungsnetzbetreiber bei der Vermarktung, insbesondere bei der Preissetzung, beibehalten werden.

Zu Artikel 9 (Änderung der Verordnung zu den Innovationsausschreibungen (Innovationsausschreibungsverordnung – InnAusV))

Eine Änderung des Artikel 9 auf Basis von Stellungnahmen von Interessenvertreterinnen und -vertretern oder beauftragten Dritten ist nicht erfolgt.

Zu Nummer 1

Durch den neuen § 5 InnAusV wird sichergestellt, dass Gebote, bei denen bereits anhand der Gebotsunterlagen erkennbar ist, dass die geplanten Anlagenkombinationen die Voraussetzungen gemäß § 13 Absatz 2 InnAusV nicht erfüllen werden, schon nicht zum Zuschlagsverfahren zugelassen werden. Hierdurch erhalten die Anlagenbetreiber frühzeitig Kenntnis, sofern die von Ihnen geplante Anlagenkombination die Anforderungen nicht erfüllen wird. Es werden Situationen vermieden, in denen Unternehmen zwar einen Zuschlag für ihre geplanten Anlagenkombinationen erhalten, für den Erhalt einer Förderung jedoch weitere, nicht geförderte Speicherleistung hinzubauen müssen. Als weiterer Effekt wird ein fairer Wettbewerb zwischen den Bietern sichergestellt.

Zu Nummer 2

Die Änderungen in § 9 InnAusV sind Folgeanpassungen zur Umstellung der Begriffsbestimmung zum Spotmarktpreis nach § 3 Nummer 42a EEG 2023 von Stunden- auf Viertelstundenkontrakte.

Zu Nummer 3

Zu Buchstabe a

Durch die Änderung in § 13 Absatz 2 InnAusV wird klargestellt, dass Speicher als Teil einer Anlagenkombination, sowohl mindestens 25 Prozent der installierten Gesamtleistung der Anlagenkombination aufweisen müssen als auch eine Energiespeicherkapazität, die mindestens eine Einspeicherung von zwei Stunden der Arbeit der Nennleistung der Energiespeichertechnologie ermöglicht. Dies war bereits durch die Neufassung des § 13 Abs. 2 InnAusV mit der Verordnung zur Umsetzung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes 2021 und zur Änderung weiterer energierechtlicher Vorschriften beabsichtigt (siehe BT-Drs. 19/29793, S. 36).

Zu Buchstabe b

Bei der Streichung in § 13 Absatz 6 InnAusV handelt es sich um eine Folgeänderung zu der Änderung in § 6 Absatz 2 und 3 EEG 2023. Entsprechend der Änderung in § 6 EEG 2023 soll auch im Rahmen der InnAusV betreffend eine finanzielle Beteiligung der Kommunen hinsichtlich der ihrem Anwendungsbereich unterfallenden Anlagenkombinationen die erzeugte Strommenge in Bezug genommen werden. Indem die Rechtsänderung schon in der Verweisnorm als solcher deutlich wird, steigert dies, wie es die Anpassung insgesamt

intendiert, die Akzeptanz für den Ausbau der Erneuerbaren Energien. Wie bei § 6 EEG 2023 bleibt es den Anlagenbetreibern weiterhin unbenommen, sich im Rahmen der konkreten Vereinbarungen über die finanzielle Beteiligung auf eine Beteiligung im Hinblick auf eine „kleinere“ Strombezugsmenge zu einigen.

Zu Nummer 4

Die Änderungen in § 19 InnAusV sind Folgeanpassungen zur Umstellung der Begriffsbestimmung zum Spotmarktpreis nach § 3 Nummer 42a EEG 2023 von Stunden- auf Viertelstundenkontrakte.

Zu Artikel 10 (Änderung des Kohleverstromungsbeendigungsgesetzes)

Zu Nummer 1 (Inhaltsübersicht)

In der Inhaltsübersicht wird die Angabe zum neuen § 67 eingefügt.

Zu Nummer 2 (§12)

Zu Buchstabe a

Es handelt sich um eine Folgeanpassung zur Streichung von Absatz 1 Satz 1 Nummer 8.

Zu Buchstabe b

Es handelt sich um eine Folgeanpassung zur Streichung von Absatz 1 Satz 1 Nummer 8.

Zu Buchstabe c

Es handelt sich um eine Folgeanpassung der in diesem Gesetz erfolgenden Schaffung des neuen § 13l EnWG und der Aufhebung des § 26 Absatz 4 KVBG. Damit fällt auch der Bedarf nach der Bestimmung § 12 Absatz 1 Satz 2 Nummer 8 weg, auf den § 26 Absatz 4 Satz 1 KVBG verweist. Zudem finden keine weiteren Ausschreibungen zur Kohlereduzierung nach dem KVBG mehr statt, sodass die Bestimmung keinen Anwendungsbereich mehr hat.

Zu Nummer 3 (§ 14)

Es handelt sich um eine Folgeanpassung zur Streichung von § 26 Absatz 4 und § 12 Absatz 1 Satz 1 Nummer 8.

Zu Nummer 4 (§ 26)

Es handelt sich um eine Folgeanpassung der in Artikel 1 dieses Gesetzes erfolgenden Schaffung des neuen § 13l EnWG. Aufgrund dessen fällt der Bedarf nach der Bestimmung des § 26 Absatz 4 KVBG weg. Zudem finden keine weiteren Ausschreibungen zur Kohlereduzierung nach dem KVBG mehr statt, sodass die Bestimmung keinen Anwendungsbereich mehr hat.

Zu Nummer 5 (§ 55)

Es handelt sich um eine redaktionelle Folgeänderung zum Organisationserlass des Bundeskanzlers vom 8. Dezember 2021.

Zu Nummer 6 (§ 67 – neu)

Im Interesse der Rechtssicherheit wird mit § 67 eine Übergangsbestimmung für Anlagen geschaffen, für die ein Umrüstungsverlangen nach § 26 Absatz 4 KVBG vor dem

Inkrafttreten der in diesem Gesetz vorgenommenen Streichung der genannten Bestimmungen erhoben wurde. Für diese Anlagen soll jeweils noch die alte Rechtslage gelten. Maßgeblich ist jeweils der Zeitpunkt des Zugangs des Umrüstungsverlangens nach § 26 Absatz 4 KVBG beim Kraftwerksbetreiber.

Zu **Artikel 11** (Änderung des Energiefinanzierungsgesetzes)

Gelöscht: Artikel 711

Exekutiver Fußabdruck: Auf Basis der Stellungnahmen der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland (TenneT, 50Hertz Transmission, Amprion und TransnetBW) wurde Art. 10 Nummer 4 und Nummer 6 des vorliegenden Gesetzentwurfs in seiner wesentlichen Ausrichtung dahingehend verbessert, dass

- nicht nur bei der Jahresabrechnung nach § 19 EnFG entstehende Differenz-Strommengen, sondern auch bei nachträglichen Korrekturen nach § 20 EnFG entstehende Differenz-Strommengen finanziell und damit auf gleiche Weise ausgeglichen werden und
- die in § 51 Nummer 3 EnFG normierte, aber nicht erforderliche Veröffentlichungspflicht der Übertragungsnetzbetreiber aufgehoben wird und der Wegfall dieser Veröffentlichungspflicht damit der Entbürokratisierung dient.

Zu **Nummer 1** (Inhaltsübersicht)

Die Änderung der Inhaltsübersicht ist eine redaktionelle Folgeänderung.

Zu **Nummer 2** (§ 12)

Gelöscht: Zu Nummer 2 (§ 19)¶

Durch den neuen § 12 Absatz 2 Satz 3 EnFG wird geregelt, dass die Erhebung der Umlagen in den in den Sätzen 1 und 2 beschriebenen Fällen durch den Übertragungsnetzbetreiber ausschließlich und unmittelbar gegenüber dem in dem jeweiligen Fall begünstigten Unternehmen bzw. dem antragstellenden Unternehmen erfolgt. Von dieser Sonderregelung erfasst werden die folgenden Fälle: Dies sind begünstigte Unternehmen im Sinne des Absatz 2 Satz 1, d.h. solche, die nach den §§ 30-36 EnFG eine Begrenzung der Umlagen geltend machen können und eine positive Begrenzungsentscheidung erwirkt haben. Im Fall des Satz 2 Nummer 1, welcher Konstellationen der Weiterleitung von Strom durch derart begünstigte Unternehmen an nicht-begünstigte Unternehmen erfasst, erfolgt die Erhebung ebenfalls gegenüber dem unmittelbar begünstigten Unternehmen, d.h. dem Unternehmen, zu dessen Gunsten eine positive Begrenzungsentscheidung getroffen wurde. Nach Satz 2 Nummer 2 werden Fälle erfasst, in denen Unternehmen eine Begrenzung lediglich beantragt, jedoch im Zeitpunkt der Umlagenerhebung noch nicht bewilligt bekommen haben (sog. antragstellende Unternehmen). Die Sonderregelung des § 12 Absatz 2 Satz 3 EnFG gilt über den Verweis in § 12 Absatz 3 Satz 1 EnFG auf Absatz 2 in gleicher Weise für die Fälle der Schienenbahnen und Verkehrsunternehmen mit elektrisch betriebenen Bussen im Linienverkehr, die sich zu einer Erhebung der Umlagen durch die Übertragungsnetzbetreiber erklärt haben.

Zu **Nummer 3** (§ 19)

Zu **Buchstabe a**

Durch die Änderung in § 19 Absatz 1 Nummer 3 EnFG wird geregelt, dass die Jahresendabrechnung zukünftig über die bisher erfassten stromkostenintensiven Unternehmen hinaus nun für alle Unternehmen, bei denen die Erhebung der Umlagen nach § 12 Absatz 2 oder Absatz 3 EnFG durch den Übertragungsnetzbetreiber erfolgt, jeweils im Verhältnis zwischen Übertragungsnetzbetreiber und begünstigtem bzw. antragstellendem Unternehmen durchgeführt wird.

Zu Buchstabe b

Durch die Änderung in § 19 Absatz 3 (neu) EnFG wird ausdrücklich geregelt, dass Differenz-Strommengen finanziell ausgeglichen werden. Bei der festen Einspeisevergütung nach § 19 Absatz 1 Nummer 2 EEG 2023 erfolgt eine nicht-lastganggemessene jährliche Ablesung und Abrechnung, bei der die Verteilernetzbetreiber die an ihren jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreiber bilanziell weitergegebenen Strommengen prognostizieren.

Gelöscht: Diffe-renz

Durch die Dargebotsabhängigkeit der Erneuerbaren Energien kommt es jedoch systembedingt zu Abweichungen zwischen den prognostizierten Strommengen und den tatsächlichen Strommengen und damit zu Differenzen. Bisher wurden diese Differenz-Strommengen sowohl finanziell als auch energetisch ausgeglichen. Dies führt insbesondere bei stark schwankenden Strompreisen zu hohem Aufwand bei den Netzbetreibern und kann auch zu Verzerreffekten am Strommarkt führen. Vor diesem Hintergrund wird ausdrücklich geregelt, dass die Differenz-Strommengen zukünftig nur noch finanziell und nicht energetisch ausgeglichen werden müssen. Die Höhe der Ausgleichszahlung wird dabei als Produkt aus den Differenz-Strommengen und aus dem energieträgerspezifischen Jahresmarktwert ermittelt.

Gelöscht: system-bedingt

Zu Nummer 4 (§ 20)

Durch den neu angefügten § 20 Absatz 1 Satz 2 (neu) EnFG wird geregelt, dass die Vorgaben über den finanziellen Ausgleich nach § 19 Absatz 3 EnFG auch für Differenz-Strommengen zwischen den Verteilernetzbetreibern und ihren jeweils vorgelagerten Übertragungsnetzbetreibern gelten, die sich aus nachträglichen Änderungen nach § 20 Absatz 1 EnFG ergeben. Dadurch wird sichergestellt, dass sowohl bei der Jahresabrechnung nach § 19 EnFG als auch bei nachträglichen Korrekturen nach § 20 EnFG entstehende Differenz-Strommengen auf gleiche Weise ausgeglichen werden.

Gelöscht: Zu Nummer 3 (§ 27)¶

Zu Nummer 5

Die Anpassungen in § 21 EnFG dienen der Flexibilisierung der Stromspeicher für eine aktive Marktteilnahme im Rahmen der Abgrenzungs- oder der Pauschaloption nach § 19 Absatz 3 Satz 1 Nummer 2 oder 3 EEG 2023. Sie schaffen insbesondere die Voraussetzungen für eine komplementäre Bestimmung der anteilig EEG-förderfähigen Netzeinspeisemengen einerseits und der anteilig umlagesaldierungsfähigen Netzeinspeisemengen andererseits.

Zu Buchstabe a

Bei der Änderung in § 21 Absatz 1 Satz 1 und Absatz 3 Nummer 3 EnFG handelt es sich um eine rein sprachliche Anpassung zur Vereinheitlichung der Formulierungen.

Zu Buchstabe b

Mit den neuen § 21 Absatz 4 Satz 3 und 4 EnFG werden die bisher per Verweis auf eine entsprechende Anwendung von § 46 Absatz 5 Satz 1 und 2 EnFG geregelten Anforderungen für die Bestimmung der maßgeblichen Teilstrommengen zur Ermittlung der für den Anspruch auf Umlagereduzierung nach § 21 Absatz 1 Satz 1 EnFG maßgeblichen Strommengen nun zur Verbesserung der Verständlichkeit abschließend im § 21 Absatz 4 EnFG selbst geregelt. Durch die getroffenen Maßgaben wird auch festgelegt, dass im Rahmen der komplementären Bestimmung der anteilig EEG-förderfähigen Netzeinspeisemengen einerseits und der anteilig umlagesaldierungsfähigen Netzeinspeisemengen andererseits die Strommengen, die dem Netz zum Zweck der Stromspeicherung entnommen und mit dem Stromspeicher erzeugt in ein Netz eingespeist werden, vorrangig im Rahmen der Umlagesaldierung in Ansatz gebracht werden.

Zu Buchstabe b

Mit dem neuen § 21 Absatz 4a EnFG wird abweichend von den Absätzen 1 bis 4 eine Sonderregelung für die Ermittlung der umlagereduzierten Strommenge für Fälle, in denen die Pauschaloption nach § 19 Absatz 3c EEG 2023 in Anspruch genommen wird, getroffen. In diesem Fall wird die Höhe der anteilig umlagesaldierungsfähigen Netzeinspeisemengen komplementär zu den anteilig EEG-förderfähigen Netzeinspeisemengen und somit im Ergebnis ebenfalls pauschal berechnet: Der Umlagezahlungsanspruch des Netzbetreibers auf die Netzentnahmemenge verringert sich in einem Kalenderjahr in dem Umfang auf Null, in dem für die Netzeinspeisemenge kein Anspruch auf Zahlung der Marktprämie nach § 19 Absatz 3c EEG 2023 für die Gesamteinspeisung aus den Solaranlagen und Stromspeichern (sowie bei entsprechender Anwendung aus den Ladepunkten) an der Einspeisestelle besteht.

Zu Nummer 6 (§ 27)

Die Berichtspflicht in § 27 EnFG wird gestrichen, da das im Gesetzestext genannte Datum des 31. Dezember 2023, bis zu dem der Bericht zu den Auswirkungen von Einrichtungen zur Herstellung von Grünem Wasserstoff auf das Stromnetz, insbesondere auf das Ausmaß von Netzengpasssituationen und den Bedarf an Netzreserve dem Bundestag vorzulegen ist, in der Vergangenheit liegt.

Die Verschiebung der Berichtspflicht auf einen späteren Zeitpunkt ist nicht sinnvoll möglich, da es derzeit noch keine nennenswerten Elektrolysekapazitäten und damit noch keine nennenswerten Auswirkungen von Grünem Wasserstoff auf das Stromnetz gibt. Unabhängig hiervon werden die Auswirkungen veränderter Rahmenbedingungen des Energiesystems wie u.a. auch der Ausbau neuer Verbraucher wie Elektrolyseurkapazitäten auf die Netzenetze und die Dimensionierung der Netzreserve bereits in den jährlichen Systemanalysen der Übertragungsnetzbetreiber nach § 3 Netzreserveverordnung (NetzResV) untersucht. Die Systemanalysen werden auf der Website der Bundesnetzagentur (BNetzA) veröffentlicht.

Zu Nummer 7 (§ 51)

Zu Buchstabe a

Die Aufhebung des bisherigen § 51 Absatz 1 Nummer 3 EnFG dient der Entbürokratisierung. Die Übertragungsnetzbetreiber sind danach künftig nicht mehr verpflichtet, unverzüglich nach dem 30. September eines Kalenderjahres einen Bericht über die Ermittlung der ihnen den §§ 49, 50 und 52 EnFG von den Verteilernetzbetreibern übermittelten und von den Netznutzern, die für eine Netzentnahme eine Verringerung der Umlagen nach dem EnFG in Anspruch nehmen wollen, mitgeteilten Daten auf ihrer gemeinsamen Internetseite zu veröffentlichen.

Der Mehrwert der genannten Veröffentlichungspflicht ist gering, da die Übertragungsnetzbetreiber die ihnen nach den §§ 49, 50 und 52 EnFG übermittelten Angaben ohnehin nach Maßgabe des § 51 Absatz 1 Nummer 1 EnFG auf ihrer gemeinsamen Internetseite unverzüglich veröffentlichen.

Zu Buchstabe b

Bei der Änderung des § 51 Absatz 2 EnFG handelt es sich um die Bereinigung eines redaktionellen Versehens hinsichtlich der Veröffentlichung des KWKG-Finanzierungsbedarfs.

Hinsichtlich des KWKG-Finanzierungsbedarfs beziehungsweise der KWKG-Umlage wurde der bisherige § 26b Absatz 2 Satz 1 KWKG 2020 in den § 51 Absatz 2 Nummer 1 EnFG überführt. Aufgrund eines technischen Versehens in einem vorangegangenen Gesetzgebungsverfahren wurden in § 51 Absatz 2 Nummer 2 EnFG a.F. die

Übertragungsnetzbetreiber aber zusätzlich verpflichtet, bei der Veröffentlichung des KWKG-Finanzierungsbedarfs auch eine Prognose anzugeben, wie sich der Differenzbetrag nach Anlage 1 Nummer 1.2 auf verschiedene Gruppen von Letztverbrauchern verteilt. Der § 51 Absatz 2 Nummer 2 EnFG a.F. entsprach § 5 Absatz 1 Satz 2 Nummer 2 EEV in der am 1. Januar 2021 geltenden Fassung, der sich aber auf die im Zuge der Umstellung der Finanzierung der EEG-Finanzierungsbedarfs durch den Bundeshaushalt weggefallene EEG-Umlage bezog und somit gerade nicht auf die KWKG-Umlage. Die in § 51 Absatz 2 Nummer 2 EnFG a.F. vorgesehene Angabepflicht ist daher aufzuheben.

Zu Nummer 8

Durch den neuen § 52 Absatz 2a Satz 1 EnFG wird geregelt, dass die Mitteilungspflichten nach § 52 Absatz 1 und 2 EnFG in den von § 12 Absatz 2 und 3 EnFG erfassten Fällen der Umlagenerhebung durch die Übertragungsnetzbetreiber gegenüber den begünstigten bzw. antragstellenden Unternehmen jeweils diese Unternehmen selbst betreffen. Eine Wahrnehmung der Mitteilungspflichten durch sonstige Akteure, die die Voraussetzungen eines Netznutzers im Sinne des § 2 Nummer 8 EnFG erfüllen, ist damit in diesen Fällen zukünftig ausgeschlossen.

Satz 2 entspricht dem bisherigen Absatz 2 Satz 2 und regelt für die Fälle des § 12 Absatz 2 und 3 EnFG, dass die Frist für Mitteilungen nach Absatz 2 auf den 31. Mai des Kalenderjahres fällt

Zu Nummer 9

Zu Buchstabe a

Bei der Änderung in § 53 Absatz 1 Nummer 3 EnFG handelt es sich um eine Folgeänderung zu § 52 Absatz 2a EnFG.

Zu Buchstabe b

Mit den Änderungen in § 53 Absatz 2 EnFG wird die Frist für die Mitteilung der Basisangaben nach § 52 Absatz 1 Nummer 1 EnFG (sowie etwaiger sich hierauf beziehender Änderungen nach § 52 Absatz 1 Nummer 4 EnFG) an die Meldefrist für die Mitteilungen nach § 52 Absatz 2 EnFG angeglichen. Es gilt weiterhin, dass die Meldung der Angaben nach § 52 Absatz 1 EnFG unverzüglich vorzunehmen ist. Erfolgt die Meldung jedoch nach dem 31. März des betroffenen Jahres, greift die Verringerung der Umlagenreduzierung um 20 Prozentpunkte nach § 53 Absatz 2 EnFG als Sanktion. Satz 2 stellt sicher, dass soweit für einzelne Tatbestände abweichende Fristen für die Mitteilung nach § 52 Absatz 2 EnFG gelten (so z.B. in den Fällen der Umlagebegünstigung nach Teil 4 Abschnitt 4 gemäß § 52 Absatz 2a Satz 2 EnFG), diese abweichenden Fristen auch im Rahmen von § 53 Absatz 2 EnFG greifen. Die Angleichung der Daten geht für die betroffenen Akteure mit einer Rebu-zierung des Bürokratieaufwands einher, da nicht länger auseinanderfallende Fristen zu be-achten sind.

Zu Nummer 10

Nach den angepassten Festlegungsbefugnissen der Bundesnetzagentur gemäß § 62 Absatz 2 Nummer 1 EnFG kann diese Festlegungen zu den gesamten Voraussetzungen einer Verringerung der Umlagezahlungen nach § 21 EnFG treffen. Dies ermöglicht ihr, in Kombination mit den Festlegungsbefugnissen nach § 85d EEG kohärente Vorgaben für eine komplementäre Bestimmung der anteilig EEG-förderfähigen und der anteilig umla-gesaldierungsfähigen Netzeinspeisemengen festzulegen. Dies umfasst gemäß dem neuen Nummer 1 Buchstabe d) auch Sonderregelungen für die Anwendung der Regelungen zur Pauschaloption im Fall einer Inbetriebnahme oder eines Wechsels innerhalb des Kalender-jahres enthalten.

Zu **Artikel 12** (Inkrafttreten)

Zu Absatz 1

Die Vorschrift regelt das Inkrafttreten dieses Gesetzes.

Zu Absatz 2

Die Vorschrift regelt das Inkrafttreten der weiteren Änderungen an § 14 des Energiewirtschaftsgesetzes, die mit **Artikel 2** dieses Gesetzes vorgenommen werden.

Zu Absatz 3

Die Vorschrift regelt das rückwirkende Inkrafttreten der Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes in Artikel 6. Auf die dortigen Begründungen wird verwiesen.

Gelöscht: Bearbeitungsstand: 1615.10.2024
11:5721:51

Gelöscht: Artikel 812

Seite 16: [1] Gelöscht	Tim-Niklas Wentzel	16.10.2024 12:46:00
------------------------	--------------------	---------------------

▼

(1)

Seite 16: [2] Gelöscht	Tim-Niklas Wentzel	16.10.2024 12:46:00
------------------------	--------------------	---------------------

▼

(2)

Seite 16: [3] Gelöscht	Tim-Niklas Wentzel	16.10.2024 12:46:00
------------------------	--------------------	---------------------

▼

Seite 16: [4] Gelöscht	Tim-Niklas Wentzel	16.10.2024 12:46:00
------------------------	--------------------	---------------------

▼

(3)

Seite 17: [5] Gelöscht	Tim-Niklas Wentzel	16.10.2024 12:46:00
------------------------	--------------------	---------------------

▼

1.

Seite 17: [6] Gelöscht	Tim-Niklas Wentzel	16.10.2024 12:46:00
------------------------	--------------------	---------------------

▼

(1)

Seite 17: [7] Gelöscht	Tim-Niklas Wentzel	16.10.2024 12:46:00
------------------------	--------------------	---------------------

▼

(2)

Seite 17: [8] Gelöscht	Tim-Niklas Wentzel	16.10.2024 12:46:00
------------------------	--------------------	---------------------

▼

(3)

Seite 17: [9] Gelöscht	Tim-Niklas Wentzel	16.10.2024 12:46:00
------------------------	--------------------	---------------------

▼

1.

Seite 17: [10] Gelöscht	Tim-Niklas Wentzel	16.10.2024 12:46:00
-------------------------	--------------------	---------------------

▼

2.

Seite 17: [11] Gelöscht	Tim-Niklas Wentzel	16.10.2024 12:46:00
-------------------------	--------------------	---------------------

▼

Seite 17: [12] Gelöscht	Tim-Niklas Wentzel	16.10.2024 12:46:00
-------------------------	--------------------	---------------------

▼

Seite 17: [13] Gelöscht	Tim-Niklas Wentzel	16.10.2024 12:46:00
-------------------------	--------------------	---------------------

▼

Seite 17: [14] Gelöscht	Tim-Niklas Wentzel	16.10.2024 12:46:00
-------------------------	--------------------	---------------------

▼

Seite 73: [15] Gelöscht	Tim-Niklas Wentzel	16.10.2024 12:46:00
-------------------------	--------------------	---------------------

▼

Seite 112: [16] Gelöscht	Tim-Niklas Wentzel	16.10.2024 12:46:00
--------------------------	--------------------	---------------------

Seite 117: [17] Gelöscht	Tim-Niklas Wentzel	16.10.2024 12:46:00
--------------------------	--------------------	---------------------

Seite 117: [18] Gelöscht	Tim-Niklas Wentzel	16.10.2024 12:46:00
--------------------------	--------------------	---------------------

Seite 117: [19] Gelöscht	Tim-Niklas Wentzel	16.10.2024 12:46:00
--------------------------	--------------------	---------------------

Seite 236: [20] Gelöscht	Tim-Niklas Wentzel	16.10.2024 12:46:00
--------------------------	--------------------	---------------------

▼

Seite 236: [21] Gelöscht	Tim-Niklas Wentzel	16.10.2024 12:46:00
--------------------------	--------------------	---------------------

▼

Seite 246: [22] Gelöscht	Tim-Niklas Wentzel	16.10.2024 12:46:00
--------------------------	--------------------	---------------------

▼