

Referentenentwurf

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung und der Stromnetzentgeltverordnung

A. Problem und Ziel

Durch Artikel 5 des Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) wird § 15 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zum 1. Oktober 2021 aufgehoben. Damit wird der Verweis in § 11 Absatz 2 Nummer 17 der Anreizregulierungsverordnung ab dem 1. Oktober 2021 in Leere laufen und es gilt, eine Regelungslücke zu schließen. Die Neuregelung des Engpassmanagements mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus war außerdem Anlass, die Behandlung von Engpassmanagementkosten insgesamt zu überprüfen. Zu den Engpassmanagementkosten zählen unter anderem Kosten für Redispatch, Einspeisemanagement und die Netzreserve.

Engpassmanagementkosten werden in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) bislang als „dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten“ eingeordnet oder wie solche behandelt. Sie stellen damit aus Sicht der Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen durchlaufende Kostenpositionen dar. Die Netzbetreiber erfahren derzeit deshalb keinen unmittelbaren wirtschaftlichen Anreiz, die Engpassmanagementkosten bei ihren Investitionsabwägungen direkt zu berücksichtigen und die Höhe der Engpassmanagementkosten dadurch zu begrenzen oder gar zu senken.

Die Einordnung von Kosten als „dauerhaft nicht beeinflussbar“ erfolgt vielfach als eine politische Wertung. Tatsächlich können die Netzbetreiber die Engpassmanagementkosten jedenfalls teilweise selbst beeinflussen. Einflussmöglichkeiten bestehen insbesondere im Bereich des Netzausbaus, der Bestandsnetzoptimierung, der Prozessverbesserungen sowie der Innovationstätigkeit jedes Netzbetreibers.

In den vergangenen Jahren sind Engpassmanagementkosten nicht nur, aber gerade auch im Bereich des Übertragungsnetzes zu einer immer größeren Kostenposition geworden. Sie bewegen sich auf hohem Niveau von mehr als 1 Milliarde Euro jährlich. Bei den Betreibern von Verteilernetzen ist bisher nur eine (noch) überschaubare Zahl an Netzbetreibern betroffen. Gleichwohl haben auch die Verteilernetzbetreiber Einfluss auf das Entstehen von Engpassmanagementkosten. Darüber hinaus wurden mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus Änderungen im Bereich des Engpassmanagements vorgenommen. So treten zum 1. Oktober 2021 Regelungen in Kraft, die das Einspeisemanagement in den Redispatch integrieren, um zu gewährleisten, dass eine Gesamtoptimierung der Redispatchmaßnahmen stattfindet. Für die Verteilernetzbetreiber erhöht sich dadurch nicht nur das Bewusstsein, sondern auch die Notwendigkeit, eine verantwortliche Rolle im Rahmen des Redispatch-Systems einzunehmen.

Weiterhin hat sich gezeigt, dass die Unterscheidung zwischen den auskömmlichen Investitionen in Form einer Investitionsmaßnahme (IMA) nach § 23 der ARegV und den nicht IMA-fähigen Investitionen bei den Transportnetzbetreibern zu Irritationen geführt hat, bis hin zu einer Priorisierung von IMA-fähigen Vorhaben. Soweit eine Investition in den Anwendungsbereich des § 23 der ARegV fällt, führt dies unter anderem zu einer Anerkennung der Kosten und Anhebung der Erlösobergrenze ohne Zeitverzug. Investitionen, die nicht die Anforderungen des § 23 der ARegV erfüllen, sind aus dem Budget durchzuführen, so dass es

bis zu sieben Jahre dauern kann, bis sie erlösobergrenzenwirksam werden. Es hat sich gezeigt, dass die Liquidität ein entscheidendes Kriterium für eine Investitionsentscheidung der Transportnetzbetreiber ist, dem Rechnung getragen werden muss.

B. Lösung

Mit den Änderungen werden Anreize in der ARegV zur Begrenzung der Engpassmanagementkosten konkretisiert und verstärkt. Auf Ebene der Übertragungsnetze wird ein neues auf die Engpassmanagementkosten wirkendes Bonus-/Malus-Modell eingeführt (Anreizinstrument). Auf Ebene der Verteilernetze soll mittelfristig durch eine im Ergebnis sachgerechtere Einordnung der Engpassmanagementkosten als volatile Kostenbestandteile der bestehende Effizienzvergleich genutzt werden, um im System der Anreizregulierung bereits angelegte Anreize zu verstärken.

Der Anreiz für die Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung besteht darin, dass sie mit einem angemessenen Prozentsatz an der (jährlichen) Differenz der tatsächlichen Kosten von den Referenzwerten beteiligt werden. Sie erhalten also Bonus-Zahlungen, soweit die tatsächlichen Kosten unterhalb des Referenzwertes liegen, und leisten Malus-Zahlungen, soweit die Kosten darüber liegen. Der Referenzwert wird dabei gemeinsam für alle vier Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung ermittelt (Kollektivanreiz), um zu vermeiden, dass einzelne Übertragungsnetzbetreiber sich bei Investitionen und bei der Durchführung des Engpassmanagements zu Lasten des Gesamtsystems optimieren.

Der bestehende Anreiz, die Gesamtkosten möglichst niedrig und effizient zu halten, wird für die Verteilernetzbetreiber dadurch verstärkt, dass die Engpassmanagementkosten zukünftig als volatile Kostenbestandteile in den Effizienzvergleich einbezogen werden. Zusätzlich beugt dies auch Ungleichgewichten im Effizienzvergleich vor, die ausgerechnet diejenigen Netzbetreiber belasten würden, die zur Vermeidung oder zwecks Abbau von Engpassmanagementkosten Investitionen vornehmen, anstatt die anfallenden Kosten nur an die Netznutzer durchzureichen. Zu einer Berücksichtigung im Effizienzvergleich soll es aber erst kommen, wenn den Verteilernetzbetreibern daraus keine unangemessenen und ungerechtfertigten Nachteile entstehen können.

Zur Vereinfachung des Regulierungssystems wird die bislang für Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber geltende Investitionsmaßnahme abgeschafft. Um eine Refinanzierung ohne Zeitverzug für die anstehenden großen Investitionen zu gewährleisten, soll auch für die Transportnetzebene der Kapitalkostenabgleich eingeführt werden, der bereits seit Beginn der dritten Regulierungsperiode für die Verteilernetzbetreiber gilt.

C. Alternativen

Keine.

D. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

Für den Bundeshaushalt entstehen keine solchen Kosten. Auch die Haushalte der Länder und Kommunen werden nicht belastet.

E. Erfüllungsaufwand

E.1 Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger

Die Verordnung hat keine Auswirkungen auf den Erfüllungsaufwand für Bürgerinnen und Bürger.

E.2 Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Entsprechend der „One in, one out“-Regel werden die neuen Belastungen der Wirtschaft vollständig durch Entlastungen kompensiert.

Steigerungen des laufenden Erfüllungsaufwands der Wirtschaft in Höhe von rund 129.000 Euro jährlich stehen Entlastungen in Höhe von rund 704.000 Euro jährlich gegenüber

Davon Bürokratiekosten aus Informationspflichten

Die Steigerung von Bürokratiekosten aus Informationspflichten beläuft sich auf jährlich rund 129.000 Euro. Ihr stehen jährliche Entlastungen bei den Bürokratiekosten aus Informationspflichten von rund 704.000 Euro gegenüber.

E.3 Erfüllungsaufwand der Verwaltung

Die Verordnung wirkt sich auf den Erfüllungsaufwand der Verwaltung des Bundes aus.

Aufgrund der Neuregelungen entstehen der Bundesnetzagentur zusätzlich jährliche Kosten in Höhe von rund 17.700 Euro.

Denn bei der Bundesnetzagentur stehen jährliche Entlastungen in Höhe von rund 1,013 Millionen Euro einem zusätzlichen jährlichen Erfüllungsaufwand in Höhe von rund 1,030 Millionen Euro gegenüber. Der einmalige Erfüllungsaufwand steigt im Ergebnis um rund 97.000 Euro. Die Kosten wurden auf Grundlage des Rundschreibens für Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen und Kostenberechnungen des BMF vom 18. Juni 2020 (Gz.: II A 3 - H 1012-10/07/0001 :016) ermittelt.

Die Personal- und Sachkosten können teilweise über die verschiedenen Gebührentatbestände im Energiebereich refinanziert werden. Dabei fließen die Gebühren haushaltstechnisch unmittelbar in den Bundeshaushalt und stehen der Bundesnetzagentur für die Bewirtschaftung der laufenden sowie der einmaligen Personal- und Sachkosten nicht zur Verfügung. Letztere müssen im Haushalt der Bundesnetzagentur zusätzlich etatisiert werden.

Auswirkungen auf den Erfüllungsaufwand der Verwaltung der Länder und Kommunen sind nicht ersichtlich.

F. Weitere Kosten

Wesentliche Auswirkungen auf die Einzelpreise, das allgemeine Preisniveau und insbesondere das Verbraucherpreisniveau sind nicht zu erwarten. Energiewendebedingte Kostensteigerungen im Elektrizitätsnetzbereich werden durch neue Anreize oder die Stärkung bereits bestehender Anreize zur Effizienz begrenzt.

Referentenentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung und der Stromnetzentgeltverordnung

Vom ...

Auf Grund des § 21a Absatz 6 Satz 1 Nummer 2 und 3 in Verbindung mit Satz 2 Nummer 1 bis 3, 6 bis 8 und 10 bis 12, des § 24 Satz 1 Nummer 1 und 2 in Verbindung mit Satz 2 Nummer 4, 4a und 6 sowie Satz 3 und 5 und des § 29 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970), von denen zuletzt § 21a Absatz 6 Satz 2 durch Artikel 1 Nummer XX des Gesetzes vom TT. MM 2021 (BGBl. I S. XXX) [aktuell laufende EnWG-Novelle] geändert worden ist, § 24 Satz 1 Nummer 1 durch Artikel 1 Nummer 9 Buchstabe b des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2503) geändert worden ist, § 24 Satz 2 Nummer 4 durch Artikel 1 Nummer 18 Buchstabe a bis c des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) gefasst worden ist und § 24 Satz 5 durch Artikel 1 Nummer 9 Buchstabe d des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2503) geändert worden ist, verordnet die Bundesregierung:

Artikel 1

Änderung der Anreizregulierungsverordnung

Die Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 7 des Gesetzes vom TT.MM.2021 (BGBl. I S. XXXX) [aktuell laufende EnWG-Novelle] geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

1. Die Inhaltsübersicht wird wie folgt geändert:

a) Die Angabe zu Teil 2 Abschnitt 3 wird wie folgt gefasst:

„Abschnitt 3 Anreizinstrument zur Verringerung von Engpassmanagementkosten

§ 17 Anreizinstrument zur Verringerung von Engpassmanagementkosten der Übertragungsnetzbetreiber“.

b) Die Angabe zu § 31 wird wie folgt gefasst:

„§ 31 (weggefallen)“.

c) Nach der Angabe zu § 34 wird folgende Angabe zu § 35 eingefügt:

„§ 35 Übergangsregelung für Kapitalkosten der Betreiber von Übertragungs- und Fernleitungsnetzen“.

2. § 4 wird wie folgt geändert:

a) In Absatz 1 wird die Angabe „16“ durch die Angabe „17“ ersetzt und wird die Angabe „, 24 und 25“ durch die Angabe „und 24“ ersetzt.

b) § 4 Absatz 5 Satz 2 wird durch die folgende Sätze ersetzt:

„Satz 1 ist für den im auf das Geltungsjahr folgenden Kalenderjahr ermittelten Zu- oder Abschlag nach § 17 entsprechend anzuwenden. Die Anpassungen

nach Satz 1 und 2 erfolgen höchstens einmal jährlich zum 1. Januar des folgenden Kalenderjahres.“

3. § 6 Absatz 4 wird aufgehoben.

4. § 10a wird wie folgt geändert:

a) Absatz 7 Satz 3 wird durch folgende Sätze ersetzt:

„Für den kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatz bei Betreibern von Verteilernetzen sind die nach § 7 Absatz 7 der Stromnetzentgeltverordnung oder § 7 Absatz 7 der Gasnetzentgeltverordnung für die jeweilige Regulierungsperiode geltenden Zinssätze anzusetzen. Bei der Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes für Betreiber von Übertragungs- und Fernleitungsnetzen ist für die kalkulatorische Verzinsungsbasis in dem nach Satz 1 bestimmten Umfang der sich nach Satz 5 für das jeweilige Anschaffungsjahr ergebende kalkulatorische Fremdkapitalzinssatz, welcher nach den sich aus den Sätzen 6 und 7 ergebenden Grundsätzen gewichtet wird, anzuwenden. Für den kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatz ist das arithmetische Mittel aus den folgenden von der Deutschen Bundesbank veröffentlichten Umlaufsrenditen bzw. Zinsreihen anzusetzen:

1. Umlaufsrendite festverzinslicher Wertpapiere inländischer Emittenten – Anleihen von Unternehmen und
2. Kredite an nicht finanzielle Kapitalgesellschaften über 1 Million Euro, bei einer anfänglichen Zinsbindung von einem Jahr bis zu fünf Jahren.

Als Anschaffungsjahr für bereits fertiggestellte Anlagen ist das Kalenderjahr maßgebend, in welchem das Anlagegut nach Fertigstellung erstmals aktiviert wurde, dabei bleiben bei der Bestimmung des zur Anwendung kommenden Fremdkapitalzinssatzes frühere Aktivierungen derselben Anlagen als Anlagen im Bau außer Betracht. Im Übrigen bleibt der kalkulatorische Fremdkapitalzinssatz für ein bestimmtes Anlagegut bei Kapitalkostenaufschlägen für spätere Kalenderjahre, in welchen dieses Anlagegut in der kalkulatorischen Verzinsungsbasis zu berücksichtigen ist, unverändert. Weitere Zuschläge werden nicht gewährt.“

b) Absatz 10 wird aufgehoben.

5. § 11 wird wie folgt geändert:

a) Absatz 2 wird wie folgt geändert:

aa) Satz 1 wird wie folgt geändert:

aaa) Die Nummer 8a wird aufgehoben.

bbb) In Nummer 12 wird die Angabe „2016/89 (ABl. L 19 vom 27.1.2016, S. 1)“ durch die Angabe „2020/389 (ABl. L 74 vom 11.3.2020, S. 1)“ ersetzt.

ccc) Die Nummer 17 wird wie folgt gefasst:

„17. (weggefallen)“

bb) Satz 2 wird wie folgt geändert:

- aaa) Die Wörter „Verordnung (EG) Nr. 714/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Netzzugangsbedingungen für den grenzüberschreitenden Stromhandel und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1228/2003 (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 15), die zuletzt durch die Verordnung (EU) Nr. 543/2013 (ABl. L 163 vom 15.6.2013, S. 1)“ werden durch die Wörter „Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. L 158 vom 14.6.2019, S. 54)“ ersetzt.
- bbb) In Nummer 1 werden die Wörter „Artikel 13 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009“ durch die Wörter „Artikel 49 der Verordnung (EU) 2019/943“ ersetzt.
- ccc) In Nummer 2 werden die Wörter „Artikel 16 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009“ durch die Wörter „Artikel 19 der Verordnung (EU) 2019/943“ und die Wörter „Artikel 6 Absatz 6 Satz 2 der Verordnung (EG) Nr. 714/2009“ durch die Wörter „Artikel 19 Absatz 2 und 3 der Verordnung (EU) 2019/943“ ersetzt.
- cc) In Satz 3 werden die Wörter „Verordnung (EG) Nr. 1775/2005 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 28. September 2005 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen (ABl. EU Nr. L 289 S. 1)“ durch die Wörter „Verordnung (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über die Bedingungen für den Zugang zu den Erdgasfernleitungsnetzen und zur Aufhebung der Verordnung (EG) Nr. 1775/2005, die zuletzt durch die Verordnung (EU) 2018/1999 (ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 1) geändert worden ist,“ ersetzt.
- b) Absatz 5 Satz 1 wird wie folgt gefasst:
- „Als volatile Kostenanteile sind folgende Kosten anzusehen:
1. Kosten für die Beschaffung von Treibenergie und
 2. Kosten für Maßnahmen der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen nach § 13 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 des Energiewirtschaftsgesetzes in Verbindung mit § 14 Absatz 1 Satz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes.“
6. Die Überschrift von Teil 2 Abschnitt 3 wird wie folgt gefasst:
- „Abschnitt 3
- Anreizelement zur Verringerung von Engpassmanagementkosten“.
7. § 17 wird wie folgt gefasst:

„§ 17

Anreizinstrument zur Verringerung von Engpassmanagementkosten der Übertragungsnetzbetreiber

(1) Die Verringerung der Höhe der Kosten aus Engpassmanagementmaßnahmen bei den Betreibern von Übertragungsnetzen soll durch einen gemeinsamen Anreiz zur Steigerung der Transportkapazität gefördert werden.

(2) Die Übertragungsnetzbetreiber berechnen den für sie gemeinsam geltenden Referenzwert jährlich zum 31. August für das folgende Kalenderjahr (Geltungsjahr) mittels einer linearen Trendfunktion und teilen diesen der Bundesnetzagentur mit. In die Berechnung der linearen Trendfunktion gehen die Engpassmanagementkosten gemäß Anlage 5 der jeweils letzten fünf vorangegangenen Kalenderjahre ein. Als Referenzwert nach Satz 1 gilt der Wert, der sich aus der linearen Trendfunktion für das der Berechnung vorangegangene Kalenderjahr ergibt.

(3) Die Übertragungsnetzbetreiber ermitteln im auf das Geltungsjahr folgenden Kalenderjahr die tatsächlich entstandenen Engpassmanagementkosten gemäß Anlage 5 für das Geltungsjahr. An der Differenz zwischen den Kosten nach Satz 1 und dem Referenzwert nach Absatz 2 Satz 3 für das entsprechende Geltungsjahr werden die Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam in Höhe von 6 Prozent, jedoch höchstens in Höhe von jährlich 30 Millionen Euro, beteiligt. Die von den Übertragungsnetzbetreibern nach Satz 2 zu tragende Differenz soll nach einem von diesen gemeinsam zu bestimmenden Schlüssel auf die einzelnen Übertragungsnetzbetreiber aufgeteilt werden. Andernfalls ist für die Aufteilung § 17f Absatz 1 Satz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes entsprechend anzuwenden.

(4) Die Zu- und Abschläge auf die jährliche Erlösobergrenze des jeweiligen Übertragungsnetzbetreibers aus der aufgeteilten und von dem jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber zu tragenden Differenz nach Absatz 3 Satz 3 werden in der Regulierungsformel nach Anlage 1 berücksichtigt. Hierzu sind der Bundesnetzagentur bis zum 31. August des auf das Geltungsjahr folgenden Kalenderjahres neben der nach Absatz 3 Satz 2 ermittelten Differenz der anzuwendende Aufteilungsschlüssel nach Absatz 3 Satz 3 oder die Aufteilung nach Absatz 3 Satz 4 mitzuteilen.“

8. § 20 Absatz 5 Satz 5 wird aufgehoben.
9. § 23 wird wie folgt geändert:
 - a) In Absatz 1 Satz 2 Nummer 3 werden die Wörter „Artikel 16 Absatz 6 Buchstabe b der Verordnung (EG) Nr. 714/2009 (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 15)“ durch die Wörter „Artikel 19 Absatz 2 Buchstabe b der Verordnung (EU) Nr. 2019/943“ ersetzt.
 - b) Absatz 2 wird wie folgt geändert:
 - aa) In Satz 1 werden die Wörter „Artikel 16 der Verordnung (EG)“ durch die Wörter „Artikel 19 der Verordnung (EU) Nr. 2019/943“ sowie die Wörter „Artikel 16 Abs. 6 Buchstabe b der Verordnung (EG) Nr. 714/2009“ durch die Wörter „Artikel 19 Absatz 2 Buchstabe b der Verordnung (EU) Nr. 2019/943“ ersetzt.
 - bb) In Satz 2 werden jeweils nach den Wörtern „nach Artikel 16 der Verordnung (EG) Nr. 715/2009 (ABl. L 211 vom 14.8.2009, S. 36)“ die Wörter „,die zuletzt durch die Verordnung (EU) 2018/1999 (ABl. L 328 vom 21.12.2018, S. 1) geändert worden ist,“ eingefügt.

10. § 24 Absatz 3 wird die Angabe „23 Abs. 6 und § 25“ durch die Wörter „und § 23 Absatz 6“ ersetzt.
11. § 27 Absatz 1 Satz 3 wird wie folgt geändert:
 - a) In Nummer 4 wird das Wort „und“ am Ende durch ein Komma ersetzt.
 - b) In Nummer 5 wird der Punkt am Ende durch ein Komma ersetzt.
 - c) Folgende Nummern 6 und 7 werden angefügt:
 - „6. zur Festlegung nach § 32 Absatz 2 Satz 2 und
 7. zur Durchführung der Aufgaben nach § 17 sowie zur Festlegung nach § 32 Absatz 1 Nummer 5a.“
12. § 28 Satz 1 Nummer 7 wird aufgehoben.
13. § 31 wird aufgehoben.
14. § 32 wird wie folgt geändert:
 - a) Nach Absatz 1 Nummer 5 wird folgende Nummer 5a eingefügt:

„5a. zum Inhalt und zu den Vorgaben der Anlage 5“.
 - b) Dem Absatz 2 wird folgender Satz angefügt:

„Die Bundesnetzagentur kann Festlegungen zur angemessenen Berücksichtigung eines zeitlichen Versatzes zwischen der Errichtung von Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz sowie dem entsprechenden und notwendigen Ausbau der Verteilernetze im Effizienzvergleich treffen, soweit ein solcher zeitlicher Versatz Kosten nach § 11 Absatz 5 Satz 1 Nummer 2 hervorruft und ausschließlich auf Gründen außerhalb der Einflussosphäre von Verteilernetzbetreibern beruht.“
15. § 33 wird wie folgt geändert:
 - a) In Absatz 1 Satz 1 wird die Angabe „2023“ durch die Angabe „2024“ ersetzt.
 - b) In Absatz 4 wird die Angabe „2023“ durch die Angabe „2024“ ersetzt.
 - c) Nach Absatz 8 wird ein neuer Absatz 9 angefügt:

„(9) Die Bundesnetzagentur legt dem Bundesministerium für Wirtschaft und Energie zum 31. Dezember 2029 einen Bericht mit einer Evaluierung des Anreizinstrumentes zur Verringerung von Engpassmanagementkosten der Übertragungsnetzbetreiber und mit Vorschlägen zur weiteren Ausgestaltung einer sachgerechten Einbeziehung von Kosten aus Engpassmanagementmaßnahmen in die Anreizregulierung vor. Sie hat zur Erstellung des Berichts die Vertreter von Wirtschaft und Verbrauchern zu hören.“
16. §§ 34 wird wie folgt geändert:
 - a) Absatz 6 wird wie folgt gefasst:

„(6) (weggefallen)“.

b) Die Absätze 8 und 9 werden wie folgt gefasst:

„(8) Bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode gelten volatile Kosten im Sinne von § 11 Absatz 5 Satz 1 Nummer 2 als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten. Die Kosten nach § 11 Absatz 5 Satz 1 Nummer 2 werden erst dann und frühestens ab 2026 in den Effizienzvergleich nach § 12 einbezogen, wenn die Bundesnetzagentur eine Festlegung nach § 32 Absatz 2 Satz 2 getroffen hat.“

(9) § 17 ist nach den Maßgaben der Sätze 2 und 3 anzuwenden. Für den Zeitraum bis zum 31. Dezember 2023 erfolgt die gemeinsame Beteiligung an der Differenz nach Absatz 3 Satz 2 in Höhe von 12 Prozent und nur dann, wenn die für das Geltungsjahr tatsächlich entstandenen Kosten unter dem für das Geltungsjahr bestimmten Referenzwert liegen. Die Höchstgrenze nach Absatz 3 Satz 2 ist nicht anzuwenden. Die nach § 17 Absatz 2 methodisch ermittelten Referenzwerte sind bis einschließlich 2031 wie folgt zu korrigieren:

1. Erhöhung in 2022 um 60 Millionen Euro,
2. Erhöhung in 2023 um 120 Millionen Euro,
3. Erhöhung in 2024 um 144 Millionen Euro,
4. Erhöhung in 2025 um 144 Millionen Euro,
5. Erhöhung in 2026 um 132 Millionen Euro,
6. Erhöhung in 2027 um 60 Millionen Euro,
7. Reduzierung in 2029 um 24 Millionen Euro,
8. Reduzierung in 2030 um 24 Millionen Euro,
9. Reduzierung in 2031 um 12 Millionen Euro.“

c) In Absatz 13 Satz 1 wird das Wort „jeweils“ durch die Wörter „bis zum ... [einsetzen: Datum des Inkrafttretens nach Artikel 3 Absatz 1]“ ersetzt.

d) Absatz 15 Satz 2 wird durch folgende Sätze ersetzt:

„Kosten ab dem 1. Oktober 2021, die zur Implementierung, Weiterentwicklung und Betrieb der notwendigen Betriebsmittel zur Erfüllung der gemeinsamen Kooperationsverpflichtung der Netzbetreiber für den bundesweiten Datenaustausch nach § 11 Absatz 1 Satz 4, nach den §§ 13, 13a und § 14 Absatz 1c des Energiewirtschaftsgesetzes, das zuletzt durch XXX geändert worden ist, erforderlich sind, dürfen als zusätzliche zulässige Erlöse in das Regulierungskonto einbezogen werden, wenn die mit ihnen verbundenen Dienstleistungen unentgeltlich und diskriminierungsfrei allen verpflichteten Netzbetreibern zur Verfügung gestellt werden und soweit sie vor dem 1. Januar 2024 entstanden sind. Die sich aus den Sätzen 1 und 2 ergebende zusätzliche Differenz ist nach § 5 Absatz 3 Satz 1 zu genehmigen, wenn die zusätzlichen Kosten effizient sind und nicht bereits auf Grund anderer Regelungen dieser Verordnung in den zulässigen Erlösen nach § 4 berücksichtigt wurden.“

17. Nach § 34 wird folgender § 35 eingefügt:

„§ 35

Übergangsregelung für Kapitalkosten der Betreiber von Übertragungs- und Fernleitungsnetzen

(1) § 23 ist ab der fünften Regulierungsperiode nicht mehr anzuwenden.

(2) Genehmigungen nach § 23 der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber enden mit Ablauf der vierten Regulierungsperiode. Eine Neubescheidung erfolgt in diesen Fällen nicht. Bis zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode ist § 23 für die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber nur noch nach Maßgabe der Absätze 3 bis 5 anzuwenden.

(3) Fernleitungsnetzbetreiber können Anträge nach § 23 nur noch bis zum Ablauf des [einsetzen: Tag des Inkrafttretens nach Artikel 3 Absatz 1] stellen. Übertragungsnetzbetreiber können Anträge nach § 23 nur noch bis zum 31. März 2022 stellen. Abweichend von den Sätzen 1 und 2 können Änderungsanträge zur Anpassung einer Genehmigung während ihrer Geltungsdauer noch bis zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode gestellt werden. Dies ist nicht anzuwenden für Änderungsanträge nach Satz 3 zur Verlängerung einer bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode befristeten Genehmigung, die Fernleitungsnetzbetreiber nur noch bis zum 30. Juni 2022 und Übertragungsnetzbetreiber nur noch bis zum 30. Juni 2023 stellen können.

(4) Im Falle einer Verlängerung der Genehmigung können Übertragungsnetzbetreiber ab Beginn der vierten Regulierungsperiode für den Zeitraum bis zu der vollständigen Inbetriebnahme der jeweiligen Anlagegüter als Betriebskosten für die Anlagegüter, die Gegenstand der verlängerten Investitionsmaßnahme sind, jährlich pauschal 0,2 Prozent der für die Investitionsmaßnahme ansetzbaren Anschaffungs- und Herstellungskosten geltend machen.

(5) § 23 Absatz 2a ist ab der vierten Regulierungsperiode nicht mehr anzuwenden. Die für den Zeitraum der dritten Regulierungsperiode nach § 23 Absatz 2a aufzulösenden Beträge sind, soweit bereits in der Erlösbergrenze kostenmindernd angesetzt, den jeweiligen Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern zu erstatten. Ausgenommen von einer Erstattung nach Satz 2 ist die Summe der für den gesamten Zeitraum der dritten Regulierungsperiode aufzulösenden Beträge nach § 23 Absatz 2a, soweit sie den anteilig im jeweiligen Abzugsbetrag enthaltenen jeweiligen Betriebskostenpauschalen zuzuordnen sind. Für die Erstattung nach den Sätzen 2 und 3 ist § 5 mit Ausnahme von Absatz 2 anzuwenden und Absatz 3 mit der Maßgabe, dass die Annuität ohne Verzinsung bestimmt wird. Eine Erstattung der für den Zeitraum der zweiten Regulierungsperiode nach § 23 Absatz 2a aufzulösenden Beträge ist ausgeschlossen.

(6) Betreiber von Fernleitungsnetzen können einen Antrag nach § 4 Absatz 4 Satz 1 Nummer 1 in Verbindung mit § 10a erstmals zum 30. Juni 2022 stellen. Betreiber von Übertragungsnetzen können einen Antrag nach § 4 Absatz 4 Satz 1 Nummer 1 in Verbindung mit § 10a erstmals zum 30. Juni 2023 stellen. Für die der Investitionsmaßnahme zugrunde liegenden Anlagegüter darf bis zum Ablauf der Wirksamkeit der Genehmigung der Investitionsmaßnahme kein weiterer Kapitalkostenaufschlag nach § 4 Absatz 4 Satz 1 Nummer 1 in Verbindung mit § 10a genehmigt werden.

(7) § 6 Absatz 3 ist bis zum Ablauf der dritten Regulierungsperiode nicht auf Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber anzuwenden. Darüber hinaus ist § 6 Absatz 3 bis zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode nicht anzuwenden auf Kapitalkosten aus Investitionen von Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern in betriebsnotwendige Anlagegüter, die im Zeitraum vom 1. Januar 2007 bis einschließlich 31. Dezember 2021 erstmals aktiviert wurden. Satz 2 gilt nicht, soweit es sich um Investitionen

handelt, für die eine Investitionsmaßnahme nach § 23 Absatz 1 durch die Regulierungsbehörde genehmigt wurde.“

18. Anlage 1 wird wie folgt geändert:

- a) Die Angabe „Ab der dritten Regulierungsperiode erfolgt die Festsetzung der Erlösobergrenze nach den §§ 4 bis 16 für Betreiber von Elektrizitäts- und Gasverteilernetzen nach der folgenden Formel:“ wird wie folgt neu gefasst:

„Ab der dritten Regulierungsperiode erfolgt die Festsetzung der Erlösobergrenze nach den §§ 4 bis 17 für Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen nach der folgenden Formel:“

- b) Die Definition zu Q_t wird wie folgt gefasst:

„ Q_t Bei Betreibern von Elektrizitäts- und Gasverteilernetzen die Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze nach Maßgabe des § 19 im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode; bei Betreibern von Übertragungsnetzen die Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze nach Maßgabe des § 17 im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode.“

19. Folgende Anlage 5 wird angefügt:

„Anlage 5

Anlage 5 (zu § 17 Absatz 2 und 3)

Als Kosten nach § 17 Absatz 2 und Absatz 3 sind folgende Kosten und Erlöse anzuwenden:

1. aus Abruf von Marktkraftwerken zum Zwecke des Engpassmanagements inklusive Kosten für das Anfahren.
2. aus Einspeisemanagementmaßnahmen.
3. aus Handelsgeschäften zum energetischen Ausgleich.
4. aus Abruf der Kapazitätsreserve zum Zwecke des Engpassmanagements.
5. aus Abruf der Netzreserve zum Zwecke des Engpassmanagements inklusive Kosten für das Anfahren im sog. Week-ahead-planning Prozess (WAPP).
6. aus Abruf besonderer netztechnischer Betriebsmittel nach § 11 Absatz 3 des Energiewirtschaftsgesetzes in der bis zum Ablauf des TT.MM.2021 [Inkrafttreten der aktuell laufenden EnWG-Novelle] geltenden Fassung zum Zwecke des Engpassmanagements.
7. aus Abruf abschaltbarer Lasten nach AbLAV zum Zwecke des Engpassmanagements.
8. aus Abruf zuschaltbarer Lasten zum Zwecke des Engpassmanagements (insbesondere im Bereich Nutzen statt Abregeln) sowie
9. Kosten aus grenzüberschreitendem Redispatch und Countertrading einschließlich der von deutschen Übertragungsnetzbetreibern zu tragenden Anteile im Rahmen der Capacity Allocation & Congestion Management-Methode nach Artikel 74 der

Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement (ABl. L. 1976 vom 25.7.2015, S. 24), die zuletzt durch Durchführungsverordnung (EU) 2021/280 (ABl. L. 62 vom 23.3.2021, S. 24) geändert worden ist, mit Ausnahme von

- a) Kosten aus dem trilateralen Redispatch Deutschland – Frankreich – Schweiz und
- b) Kostenanteilen für Überlastungen auf ausländischen Leitungen oder Netzbetriebsmitteln, die auf Ringflüsse zurückzuführen sind.“

Artikel 2

Änderung der Stromnetzentgeltverordnung

Die Stromnetzentgeltverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2225), die zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom TT.MM. 2021 (BGBl. I S. XXX) [aktuell laufende EnWG-Novelle] geändert worden ist, wird wie folgt geändert:

In § 32b wird das Wort „jeweils“ durch die Wörter „bis zum... [einsetzen: Datum des Inkrafttretens nach Artikel 3 Absatz 1]“ ersetzt.

Artikel 3

Inkrafttreten

(1) Diese Verordnung tritt vorbehaltlich des Absatzes 2 am Tag nach der Verkündung in Kraft.

(2) Artikel 1 Nummer 5 Buchstabe a Doppelbuchstabe aa Dreifachbuchstabe ccc tritt am 1. Oktober 2021 in Kraft.

Der Bundesrat hat zugestimmt.

Begründung

A. Allgemeiner Teil

Die Verordnung ändert insbesondere die Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Zudem enthält sie Anpassungen der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV).

I. Zielsetzung und Notwendigkeit der Regelungen

Die Netzbetreiber für Elektrizität und Gas sind die Grundpfeiler der Energieversorgung in Deutschland. Mit der Energiewende kommen auf die Betreiber der Energieversorgungsnetze neue Herausforderungen, aber auch Chancen zu.

Durch Artikel 5 des Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) wird § 15 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zum 1. Oktober 2021 aufgehoben. Damit wird der Verweis in § 11 Absatz 2 Nummer 17 der Anreizregulierungsverordnung ab dem 1. Oktober 2021 in Leere laufen und es gilt, eine Regelungslücke zu schließen. Die Neuregelung des Engpassmanagements mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus war außerdem Anlass, die Behandlung von Engpassmanagementkosten insgesamt zu überprüfen. Zu den Engpassmanagementkosten zählen unter anderem Kosten für Redispatch, Einspeisemanagement und die Netzreserve.

Trotz erheblicher Bemühungen, den Netzausbau und die Energiewende voranzubringen, zeigt sich, dass Engpassmanagementkosten im Bereich der Elektrizitätsversorgungsnetze sich nach wie vor auf einem hohen Niveau befinden bzw. teilweise auch noch weiter ansteigen. Um eine Verringerung dieser Kosten anzureizen, wird ein neues Anreizinstrument für die Übertragungsnetzbetreiber eingeführt und ein in der Anreizregulierung bereits bestehender Anreiz für die Verteilernetzbetreiber durch eine neue Einordnung der betreffenden Kosten als volatile Kostenbestandteile weiter gestärkt.

Für die Verteilernetzbetreiber ist im Jahr 2016 ein jährlicher Kapitalkostenabgleich als neues Instrument eingeführt worden, welches sich zwischenzeitlich bewährt hat. Die Bedingungen für langfristige Investitionen in die Infrastruktur sind hierdurch gestärkt worden, ohne die Kostenbelastung, d. h. die Netzentgelte für den Verbraucher, aus den Augen zu verlieren. Diese Bedingungen sollen nun auch für die Transportnetzebene eingeführt werden und damit einheitlich Anwendung finden.

II. Wesentlicher Inhalt des Entwurfs

Artikel 1 passt Regelungen der ARegV an. Ein zentraler Baustein der Novellierung ist die Einführung neuer Anreize bzw. die Verstärkung bestehender Anreize, um die aktuell auf hohem Niveau befindlichen Engpassmanagementkosten im deutschen Elektrizitätsversorgungsnetz zu verringern.

Das Anreizinstrument zur Verringerung von Engpassmanagementkosten der Übertragungsnetzbetreiber etabliert ein Bonus-/ Malus-System, das dafür sorgt, dass die Übertragungsnetzbetreiber nicht nur von weiteren aktiven Anstrengungen zur Kostensenkung angemessen profitieren können, sondern auch dafür, dass es, wenn eine Begrenzung der Engpassmanagementkosten nicht gelingt, für die Unternehmen „spürbar“ wird. Die Engpassmanagementkosten insgesamt können, wie bisher die Redispatchkosten, im Wege einer Festlegung über eine freiwillige Selbstverpflichtung der Netzbetreiber gemäß § 11

Absatz 2 Satz 4 der Anreizregulierungsverordnung wie dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten jährlich in der Erlösobergrenze angepasst werden.

Die neue Einordnung der Engpassmanagementkosten der Verteilernetzbetreiber als volatile Kosten ist ein weiterer Schritt zur Stärkung in der Anreizregulierung bereits bestehender Effizienzreize. Um zu vermeiden, dass besonders vom Netzausbau und der Integration von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien betroffene Netzbetreiber unangemessen benachteiligt werden, sollen die Engpassmanagementkosten frühestens zur 5. Regulierungsperiode nach einer entsprechenden Festlegung der Bundesnetzagentur im Effizienzvergleich berücksichtigt werden.

Ein weiterer zentraler Baustein des novellierten Regulierungsmodells ist die Einführung des jährlichen Kapitalkostenabgleichs auch für die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber. Bisher wurde für Investitionen ein Budget zur Finanzierung von Investitionen in betriebsnotwendige Anlagengüter zur Verfügung gestellt. Das betreffende Budget ergab sich aus der Festschreibung des Basisjahrwertes des Anlagenbestands für die Dauer einer Regulierungsperiode. Der kostenmindernde Effekt von Abschreibungen wurde ebenfalls nicht jährlich, sondern nur periodisch im jeweiligen Basisjahr für die nächste Regulierungsperiode berücksichtigt. Um eine Vorfinanzierung für besondere Investitionen sicherzustellen, konnten sowohl Übertragungs- als auch Fernleitungsnetzbetreiber sog. Investitionsmaßnahmen beantragen. Ersatzinvestitionen waren weiterhin aus den Rückflüssen des Budgets zu finanzieren. Das System der Investitionsmaßnahmen wird künftig durch das einheitliche Instrument des Kapitalkostenaufschlags ersetzt. Zukünftig können alle Investitionen – also sowohl Ersatz- als auch Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen – ohne nennenswerten Zeitverzug über die Netzentgelte refinanziert werden. Dieser Systemwechsel verbessert die Investitionsbedingungen im Hinblick auf die Gesamtsumme der Investitionen auch für die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber. Gleichzeitig kommen den Netznutzern über den Kapitalkostenabzug die Kostensenkungen, die durch Abschreibungen entstehen, unverzüglich zu Gute. Durch die dauerhafte Abschaffung der Investitionsmaßnahmen, können bisherige systemimmanente Mehrkosten (z.B. beim Übergang von Investitionsmaßnahmen in das Budgetprinzip) für die Netznutzer vermieden werden. Der gewährte Übergangssockel ist zeitlich begrenzt und bezieht sich auf bereits getätigte Investitionen. Daher entfaltet er keine negative Anreizwirkung.

Weiterhin wird die mit dem Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) eingefügte Übergangsregelung zur jährlichen Anerkennung der zur Umsetzung des neuen Engpassmanagementprozesses entstehenden Kosten bis zum 31. Dezember 2023 verlängert und in der Weise ausgeweitet, dass digitalbasierte Kooperationsprojekte von Netzbetreibern angereizt werden.

Artikel 2 passt eine Regelung der StromNEV an. Im Zusammenhang mit der Einführung des jährlichen Kapitalkostenabgleichs auch für Übertragungsnetzbetreiber in der Anreizregulierungsverordnung wird eine bestehende Übergangsregelung für die Kapitalkosten von Offshore-Investitionen angepasst.

III. Alternativen

Es gibt keine Alternativen zur Novellierung der Anreizregulierung, um die Investitionsbedingungen der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber mit denen der Verteilernetzbetreiber zu vereinheitlichen und die Höhe der Netzentgelte auf ein angemessenes Niveau zu begrenzen.

IV. Gesetzgebungskompetenz

Die Mantelverordnung stützt sich auf die Verordnungsermächtigungen nach den §§ 21a, 24 und 29 Absatz 3 EnWG.

V. Vereinbarkeit mit dem Recht der Europäischen Union und völkerrechtlichen Verträgen

Ein Widerspruch zu dem Recht der Europäischen Union oder völkerrechtlichen Verträgen ist nicht erkennbar.

VI. Verordnungsfolgen

Die Verordnung führt ein neues Anreizinstrument zur Verringerung von Engpassmanagementkosten der Übertragungsnetzbetreiber ein, das zu jährlichen Zu- oder Abschlägen auf die Erlösobergrenzen der einzelnen Netzbetreiber führt, wenn sie einen entsprechend ermittelten Referenzwert über- oder unterschreiten. Hierdurch wird ein finanzieller Anreiz geschaffen, den weiteren Anstieg von Engpassmanagementkosten durch weitere Bemühungen zumindest zu begrenzen bzw. einen solchen Trend zu steigenden Kosten aktiv und nachhaltig umzukehren.

Die Einordnung der Engpassmanagementkosten der Verteilernetzbetreiber als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten hat sich als überkommen erwiesen. Durch die Einordnung als volatile Kosten wird klargestellt, dass die betreffenden Kosten für die Verteilernetzbetreiber grundsätzlich beeinflussbar sind. Da volatile Kosten grundsätzlich dem Effizienzvergleich unterliegen, werden hierdurch bestehende Anreize, die Kosten gering zu halten, gestärkt. Dadurch, dass die Kosten als volatile Kostenbestandteile jährlich anpassbar bleiben, wird dem Umstand Rechnung getragen, dass diese Kosten stärker schwanken als andere, ebenfalls grundsätzlich beeinflussbare Kosten. Um den besonderen Herausforderungen der Verteilernetzbetreiber bei der Integration erneuerbarer Energien Rechnung zu tragen, beinhaltet die Verordnung ein stufenweises System der Kostenbehandlung.

Die Verordnung vereinheitlicht zudem die Behandlung von Investitionen der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber mit denen der Verteilernetzbetreiber im Hinblick auf die Kapitalkosten der Investitionen. Dazu wird das inzwischen bei den Verteilernetzbetreibern bewährte Instrument des jährlichen Kapitalkostenabgleichs auch für die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber eingeführt und das Instrument der Investitionsmaßnahme nach einer kurzen Übergangsphase für die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber mit Ablauf der vierten Regulierungsperiode endgültig abgeschafft. Insoweit beinhaltet die Verordnung entsprechende Übergangsregelungen für die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber.

1. Rechts- und Verwaltungsvereinfachung

Das Instrument der Investitionsmaßnahme nach § 23 läuft mit Ende der vierten Regulierungsperiode (Gas: 2027; Strom: 2028), die als Übergangszeitraum dient, endgültig aus. Durch den Übergang auf das System des jährlichen Kapitalkostenabgleichs wird die Rechtslage für die Transportnetzbetreiber und die Verteilernetzbetreiber, für die der jährliche Kapitalkostenabgleich bereits durch eine Novellierung aus dem Jahr 2016 eingeführt wurde, vereinheitlicht und der Rechtsrahmen für die Transportnetzbetreiber vereinfacht.

2. Nachhaltigkeitsaspekte

Der Entwurf steht im Einklang mit der Deutschen Nachhaltigkeitsstrategie. Betroffen ist der Indikator 7 „Bezahlbare und saubere Energie“. Die Schaffung des Anreizinstrumentes zur Verringerung der Engpassmanagementkosten der Übertragungsnetzbetreiber und die Einordnung der entsprechenden Kosten der Verteilernetzbetreiber als volatile Kosten entspricht der Nachhaltigkeitsstrategie, da hierdurch – insoweit technologieneutral – eine Erhöhung der Transportkapazität in den Energieversorgungsnetzen beanreizt wird. Hierdurch wird die Aufnahme von Strom aus erneuerbaren Energiequellen verbessert und eine Senkung der Engpassmanagementkosten gefördert, welche letzten Endes zu einer Verringerung der Kosten beim Netzkunden führt.

3. Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand

Es entstehen für die öffentlichen Haushalte keine unmittelbaren Haushaltsausgaben ohne Erfüllungsaufwand.

4. Erfüllungsaufwand

a) Erfüllungsaufwand für die Bürgerinnen und Bürger

Für die Bürgerinnen und Bürger entsteht kein Erfüllungsaufwand, da diese nicht Adressaten der Regelungen sind.

b) Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft

Normadressaten sind im Wesentlichen die Netzbetreiber.

Der laufende Erfüllungsaufwand durch neue Vorgaben für die Wirtschaft wird gemäß der „One in, one out – Regel“ durch Entlastungen kompensiert.

Durch die Abschaffung des Instruments der Investitionsmaßnahme nach § 23 wird der laufende Erfüllungsaufwand für die Wirtschaft gesenkt.

In der folgenden Tabelle werden die Regelungen aufgeführt, die den laufenden Erfüllungsaufwand der Wirtschaft senken:

Nr.	Vorgabe	Regelung	Fallzahl	Jährlicher Erfüllungsaufwand [Tsd. EUR, gerundet]
1	Neuantragstellung zur Genehmigung der Investitionsmaßnahme für Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber	§ 23 in Verbindung mit § 35 ARegV	75	Minus 275.000 Euro Personalaufwand pro Jahr aufgrund entfallender Aufbereitung und Übermittlung von Daten durch die Netzbetreiber sowie Antragstellung und Anhörung
2.	Änderungsanträge zur Investitionsmaßnahme der	§ 23 in Verbindung mit § 35 ARegV	100	Minus 183.000 Euro Personalaufwand pro Jahr aufgrund entfallender Aufbereitung und Übermittlung von Daten durch die Netzbetreiber sowie Antragstellung und Anhörung

	Übertra- gungs- und Fernlei- tungsnetz- betreiber			
3	Verlänge- rungsan- träge zur In- vestitions- maßnahme der Übertra- gungs- und Fernlei- tungsnetz- betreiber	§ 23 in Verbin- dung mit § 35 ARegV	40 (200 alle 5 Jahre)	Minus 48.800 Euro Personalaufwand pro Jahr aufgrund entfallender Aufbereitung und Übermitt- lung von Daten durch die Netzbetreiber sowie An- tragstellung und Anhörung
4	Änderungs- mitteilungen zur Investiti- onsmaß- nahme	§ 27 Ab- satz 1 Satz 3 Nummer 2 in Ver- bindung mit § 35 ARegV	100	Minus 91.500 Euro Personalaufwand pro Jahr aufgrund entfallender Aufbereitung und Übermitt- lung von Daten durch die Netzbetreiber
5	Mitteilungs- pflichten zur jährlichen Abrechnung ex post)	§ 27 Ab- satz 1 Satz 3 Nummer 2 in Ver- bindung mit § 35 ARegV	500	Minus 106.000 Euro Personalaufwand pro Jahr aufgrund entfallender Aufbereitung und Übermitt- lung von Daten durch die Netzbetreiber
Su- m- me				Minus 704.300 Euro
	Hiervon Bürokratie- kosten durch In- formations- pflichten			Minus 704.300 Euro

Die Kalkulation der dargestellten, gerundeten Erfüllungsaufwände basiert auf Schätzwerten. Diese wiederum basieren auf Erfahrungswerten aus der behördlichen Verwaltungspraxis. In den letzten sechs Jahren haben Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber z. B. pro Jahr im Schnitt insgesamt 75 Neuanträge gestellt. Die Annahmen zu den Kosten orientieren sich an den in Artikel 1 der Zweiten Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung (2. ARegVÄndV) zugrunde gelegten Werten und berücksichtigen, dass Änderungsanträge im Schnitt geschätzt die Hälfte des Aufwands eines Neuantrags ausmachen, Verlängerungsanträge im Schnitt ein Drittel hiervon und Änderungsmitteilungen im Schnitt ein Viertel hiervon. Die Annahmen zum Aufwand für die Erfüllung von Mitteilungspflichten zur jährlichen ex post-Abrechnung orientieren sich an einem Zehntel des jährlichen

Aufwands für Mitteilungen im Rahmen des Kapitalkostenabzugs nach § 27 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 in Verbindung mit § 6 Absatz 3 ARegV.

Insgesamt ergibt sich eine Minderung des laufenden Erfüllungsaufwands für die Wirtschaft – und damit auch eine Minderung von Bürokratiekosten durch Informationspflichten – in Höhe von rund 704.000 Euro.

In der folgenden Tabelle werden die Regelungen aufgeführt, die Erfüllungsaufwand der Wirtschaft neu hervorrufen:

Nr.	Vorgabe	Regelung	Fallzahl	Jährlicher Erfüllungsaufwand [Tsd. EUR, gerundet]	Einmaliger Erfüllungsaufwand [Tsd. EUR, gerundet]
1	Einführung des Anreizinstruments für Übertragungsnetzbetreiber	§ 17 Absatz 2 und 4 ARegV sowie Datenerhebung nach § 27 Absatz 1 Satz 3 Nr. 7 ARegV	4	13.700 Euro Personalaufwand pro Jahr aufgrund zusätzlicher Aufbereitung und Übermittlung von Daten durch die Netzbetreiber	/
1.1.	Hiervon Bürokratiekosten durch Informationspflichten			13.700 Euro	/
2.	Einführung eines jährlichen Kapitalkostenabgleichs für Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber				
2a)	Antrag auf Genehmigung des Kapitalkostenaufschlags	§ 27 Absatz 1 Satz 3 Nummer 1 in Verbindung mit § 4 Absatz 4 Nummer 1 und § 10a Absatz 9 ARegV	20	107.300 Euro Personalaufwand pro Jahr aufgrund zusätzlicher Aufbereitung und Übermittlung von Daten durch die Netzbetreiber sowie Antragstellung und Anhörung	/
2b)	Datenerhebung zur Ermittlung des Kapitalkostenabzugs	§ 27 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 in Verbindung mit § 6 Absatz 3 ARegV	4 (20 alle 5 Jahre)	8.500 Euro Personalaufwand pro Jahr aufgrund zusätzlicher Aufbereitung und Übermittlung von Daten durch die Netzbetreiber	/

2.1	Hiervon Bürokratiekosten durch Informationspflichten			115.800 Euro	/
3.	Datenerhebung im Rahmen einer Festlegung	§ 27 Absatz 1 Satz 3 Nr. 6 ARegV	15	/	/
3.1	Hiervon Bürokratiekosten durch Informationspflichten			/	/

Durch die Einführung des Anreizinstrumentes zur Verringerung der Engpassmanagementkosten der Übertragungsnetzbetreiber entsteht zusätzlicher laufender Erfüllungsaufwand für die Übertragungsnetzbetreiber. Zum einen müssen sie einmal jährlich den Referenzwert für das Folgejahr bestimmen. Zum anderen müssen sie einmal jährlich die Differenz zwischen dem Referenzwert und den entsprechenden Ist-Kosten ermitteln und die Differenz untereinander aufteilen. Dies ist der Bundesnetzagentur auch jeweils mitzuteilen. Nach § 27 Absatz 1 Satz 3 Nummer 7 kann die Bundesnetzagentur bei Bedarf zusätzliche Daten erheben.

Die Kalkulation der dargestellten, gerundeten Erfüllungsaufwände basiert auf den nachfolgenden Schätzwerten. Diese beziehen sich auf die angenommenen zeitlichen Personalaufwände. Die Angabe in Klammern beschreibt das jeweils erforderliche Qualifikationsniveau (mittel/hoch). Die Annahmen orientieren sich daran, dass die betreffenden Daten bereits vorliegen und nur entsprechend anders aufzubereiten sind, wobei insoweit über alle vier betroffenen Netzbetreiber auch noch aufwandsbegrenzende Bündelungseffekte möglich sind.

1. Einführung eines Anreizinstrumentes zur Verringerung von Engpassmanagementkosten der Übertragungsnetzbetreiber:
 - Jährlicher Personalaufwand: 0,25 Personenmonate (mittel), 0,1 Personenmonate (hoch)

Durch den Systemwechsel zum jährlichen Kapitalkostenabgleich entsteht zusätzlicher laufender Erfüllungsaufwand für die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber. Einerseits muss künftig die Kapitalkostenminderung im Rahmen der Kostenprüfung ermittelt werden, wozu Daten nach § 27 Absatz 1 Satz 2 Nummer 1 in Verbindung mit § 6 Absatz 3 ARegV übermittelt werden müssen. Andererseits können die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber im Laufe der Regulierungsperiode jährlich Anträge auf einen Kapitalkostenaufschlag stellen. Diese Anträge sind ebenfalls mit Datenmitteilungen verbunden (§ 27 Absatz 1 Satz 3 Nummer 1 in Verbindung mit § 4 Absatz 4 Nummer 1 und § 10a Absatz 9 ARegV).

Die Kalkulation der dargestellten, gerundeten Erfüllungsaufwände basiert auf den nachfolgenden Schätzwerten. Diese beziehen sich auf die angenommenen zeitlichen Personalaufwände. Die Angabe in Klammern beschreibt das jeweils erforderliche Qualifikationsniveau (mittel/hoch). Die Annahmen orientieren sich an den Erfahrungen zur Einführung des jährlichen Kapitalkostenabgleichs bei den Verteilernetzbetreibern, welcher den jährlichen Kapitalkostenaufschlag nach § 10a ARegV und den Kapitalkostenabzug nach § 6 Absatz 3 ARegV kombiniert, durch Artikel 1 der Zweiten Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung (2. ARegVÄndV). Sowohl für die vier Übertragungsnetzbetreiber- als

auch für die 16 Fernleitungsnetzbetreiber wird der Kapitalkostenabzug ermittelt. Auch ist davon auszugehen, dass diese 20 Netzbetreiber jährlich einen Kapitalkostenaufschlag beantragen werden.

2. Einführung eines jährlichen Kapitalkostenabgleichs für Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber

2a) Antrag auf Genehmigung des Kapitalkostenaufschlags:

- Jährlicher Personalaufwand: 0,25 Personenmonate (mittel), 0,25 Personenmonate (hoch)

2b) Datenerhebung zur Ermittlung des Kapitalkostenabzugs:

- Jährlicher Personalaufwand: 0,1 Personenmonate (mittel), 0,1 Personenmonate (hoch)

Unter Verwendung der vom Statistischen Bundesamt ermittelten branchenspezifischen Lohnsätze (80,40 Euro/Stunde bei hohem, 53,80 Euro/Stunde bei mittlerem Qualifikationsniveau) ergeben sich die oben dargestellten Erfüllungsaufwände.

3. Datenerhebung im Rahmen einer Festlegung nach § 32 Absatz 2 Satz 2

Die Informationspflicht nach § 27 Absatz 1 Satz 3 Nummer 6 hat eine sehr geringe Fallzahl (aktuell höchstens 15 Betroffene) bei absehbar niedriger Belastung im Einzelfall. Die Datenerhebung nach § 27 Absatz 1 Satz 3 Nummer 6 würde überdies grundsätzlich nur einen einmaligen Erfüllungsaufwand anlässlich der frühestens ab 2026 zu treffenden Festlegung nach § 32 Absatz 2 Satz 2 ARegV hervorrufen.

In Summe entsteht den betroffenen Netzbetreibern ein zusätzlicher laufender Erfüllungsaufwand in Höhe von rund 129.500 Euro. **Davon entfallen alle rund 129.500 Euro auf Bürokratiekosten aus Informationspflichten.**

Diesen zusätzlichen Belastungen auf Seiten der Netzbetreiber stehen deutliche monetäre Entlastungen gegenüber, welche durch die Abschaffung des Instruments der Investitionsmaßnahme bei den Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern erzielt werden.

c) Erfüllungsaufwand für die Verwaltung

Der laufende Erfüllungsaufwand für die Verwaltung steigt – auf Basis der Angaben der Bundesnetzagentur – auf Bundesebene im Ergebnis um rund 18.000 Euro. Der einmalige Erfüllungsaufwand steigt – auf Basis der Angaben der Bundesnetzagentur – in Summe um rund 97.000 Euro.

In der folgenden Tabelle werden die Arbeitsschritte aufgeführt, die durch die Abschaffung des Instruments der Investitionsmaßnahme nach § 23 zum Ende der vierten Regulierungsperiode entfallen und den laufenden Erfüllungsaufwand der Verwaltung senken:

Nr.	Arbeitsschritt (Investitionsmaßnahmen der ÜNB und FNB)	Arbeitsstunden hD pro Jahr	Arbeitsstunden gD pro Jahr	Arbeitsstunden mD pro Jahr

1	Prüfung, Anhörung und Genehmigung von Neu- und Änderungsanträgen	1148,64	574,32	191,4
2	Ex post-Abrechnung (inkl. Abrechnung von Ersatzanteilen und Feststellung von Abzugsbeträgen)	4634,03	3573,51	564,83
Summe		5782,67	4147,83	756,23

Nach Ansicht der Bundesnetzagentur entfallen durch die Abschaffung des Instruments der Investitionsmaßnahme ab 2028 jährlich insgesamt rund 3,61 Stellen im höheren Dienst, rund 2,59 Stellen im gehobenen Dienst und rund 0,47 Stellen im einfachen Dienst.

Daraus ergibt sich nach Ansicht der Bundesnetzagentur ein sinkender jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von 1.013.230 EUR, wovon 800.905 EUR auf Personaleinzelkosten und 212.325 EUR auf Sacheinzelkosten entfallen. Diese Kosten wurden durch die Bundesnetzagentur auf Grundlage des Rundschreibens für Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen und Kostenberechnungen des BMF vom 18. Juni 2020 (Gz.: II A 3 - H 1012-10/07/0001 :016) ermittelt.

In der folgenden Tabelle werden die Regelungen dargestellt, die in der Verwaltung des Bundes Erfüllungsaufwand neu hervorrufen:

Nr.	Vorgabe	Regelung	Fallzahl	Jährlicher Erfüllungsaufwand [Tsd. EUR, gerundet]	Einmaliger Erfüllungsaufwand [Tsd. EUR, gerundet]
1	Einführung des Anreizinstruments für Übertragungsnetzbetreiber	§ 17 ARegV	1	17,7	17,7
2	Einführung einer Festlegungskompetenz	§ 32 Absatz 1 Nr. 5a ARegV	1	/	/
3.	Einführung des Kapitalkostenabgleichs für Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber	§ 27 Absatz 1 Satz 3 Nummer 1 in Verbindung mit § 4 Absatz 4 Nummer 1 und § 10a Absatz 9 ARegV	20	1.013,23	/

		sowie mit § 6 Absatz 3 ARegV			
4.	Einführung einer Festlegungskompetenz	§ 32 Absatz 2 Satz 2 ARegV	15	/	44,25
5	Datenerhebungskompetenzen	§ 27 Absatz 1 Satz 3 Nr. 6 und 7	/	/	/
6.	Bericht zur Evaluierung Anreizinstrument	§ 33 Absatz 7	fallzahlunabhängig	/	35,4
Su mm e				1.030,93	97,35

Zu 1: Durch die Einführung des Anreizinstrumentes zur Verringerung der Engpassmanagementkosten der Übertragungsnetzbetreiber entsteht der Bundesnetzagentur laufender Erfüllungsaufwand für die jährliche Prüfung des durch die Übertragungsnetzbetreiber mitzuteilenden Referenzwertes sowie der mitzuteilenden Differenz von Referenzwert und entsprechenden Ist-Kosten samt Aufteilung dieser Differenz unter den Übertragungsnetzbetreibern. Der einmalige Erfüllungsaufwand betrifft die Anpassung der freiwilligen Selbstverpflichtung „Redispatch“ durch die zuständige Beschlusskammer der Bundesnetzagentur.

Die Kalkulation der dargestellten, gerundeten Erfüllungsaufwände basiert auf den nachfolgenden Schätzwerten. Diese beziehen sich auf die angenommenen zeitlichen Personalaufwände. Die Angabe in Klammern beschreibt das jeweils erforderliche Qualifikationsniveau (mittel/hoch). Die Annahmen orientieren sich an Angaben der Bundesnetzagentur. Auch wenn alle vier Übertragungsnetzbetreiber betroffen sind, wird ein Fall zugrunde gelegt, da von diesen immer nur ein gemeinsamer Referenzwert und eine gemeinsame Differenz gebildet wird, die jeweils durch die Bundesnetzagentur zu überprüfen sind.

Für die Erledigung der damit verbundenen Fachaufgaben sind einmalig 0,1 Stellen des höheren Dienstes (162,67 Stunden zu 65,40 Euro) und 0,1 Stellen (162,67 Stunden zu 43,40 Euro) des gehobenen Dienstes notwendig (rund 17,7 Tsd. Euro). Darüber hinaus sind jährlich rund 0,1 Stellen (162,67 Stunden zu 65,40 Euro) des höheren und 0,1 Stellen (162,67 Stunden zu 43,40 Euro) des gehobenen Dienstes notwendig (17,7 Tsd. Euro).

Damit ergibt sich für § 17 ein einmaliger Erfüllungsaufwand in Höhe von insgesamt 17,7 Tsd. Euro und ein laufender Erfüllungsaufwand in Höhe von 17,7 Tsd. Euro jährlich.

Zu 2: Für die Einführung einer Festlegungskompetenz nach § 32 Absatz 1 Nr. 5a hat die Bundesnetzagentur keinen einmaligen Erfüllungsaufwand geltend gemacht. Es ist anzunehmen, dass diese Aufgabe eine sehr geringe Fallzahl bei absehbar niedriger Belastung im Einzelfall aufweist. Denn auch wenn alle vier Übertragungsnetzbetreiber betroffen sind, wird nur ein Fall zugrunde gelegt, da die Bundesnetzagentur insoweit zwingend einheitlich entscheiden muss. Schließlich ist nicht vorherzusehen, ob die Bundesnetzagentur von dieser Festlegungskompetenz überhaupt wird Gebrauch machen müssen.

Zu 3: Im Jahr 2016 wurde im Rahmen der Zweiten Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung für die Einführung des Kapitalkostenabgleichs eine Steigerung des

laufenden Verwaltungsaufwands in Höhe von insgesamt 115.000 Euro für 400 Fälle jährlich angenommen. Da bei Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern – jeweils im jährlichen Wechsel – ein Abgleich mit den im 2-Jahres-Turnus erfolgenden Bestätigungen der Netzentwicklungspläne Gas und Strom durchgeführt werden muss, erscheint ein höherer laufender Erfüllungsaufwand als 287,50 Euro pro Fall (wie bei den VNB) grundsätzlich als angemessen.

Nach Ansicht der Bundesnetzagentur steigt durch die Einführung des jährlichen Kapitalkostenabgleichs, der sich aus dem möglichen Antrag auf jährlichen Kapitalkostenaufschlag und dem korrespondierenden zwingenden jährlichen Kapitalkostenabzug zusammensetzt, der laufende jährliche Erfüllungsaufwand um insgesamt rund 3,61 Stellen im höheren Dienst, um rund 2,59 Stellen im gehobenen Dienst und um rund 0,47 Stellen im einfachen Dienst.

Daraus ergibt sich nach Ansicht der Bundesnetzagentur ein steigender jährlicher Erfüllungsaufwand in Höhe von 1.013.230 EUR, wovon 800.905 EUR auf Personaleinzelkosten und 212.325 EUR auf Sacheinzelkosten entfallen. Die Bundesnetzagentur vertritt hierzu folgende Annahmen: Sie hat bisher bereits jährlich eine bestimmte Anzahl an Investitionsmaßnahmenanträgen geprüft und genehmigt, was aufgrund der Übergangsregelungen auch bis zum Ende der vierten Regulierungsperiode im Wesentlichen so bleiben werde. Durch die Umstellung von den Investitionsmaßnahmen zum System des jährlichen Kapitalkostenabgleichs entsteht aus Sicht der Bundesnetzagentur damit ein gleichbleibender Verwaltungsaufwand: Zum einen reduziert sich der Aufwand zwar, da im Bereich des Kapitalkostenabgleichs weniger umfangreiche Anträge zu stellen und entsprechend zu prüfen sind. Zum anderen werden nunmehr aber jährlich alle Investitionen der Transportnetzbetreiber geprüft und nicht mehr nur Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen, sondern auch jegliche Ersatzinvestitionen. Gleichzeitig muss auch weiterhin ein Abgleich mit dem Netzentwicklungsplan und den dort genehmigten Investitionen erfolgen, um zu verhindern, dass Kosten für Projekte angesetzt werden, die nicht als bedarfsgerecht bzw. notwendig identifiziert worden sind. Insgesamt ist somit aus Sicht der Bundesnetzagentur von einem aufwandsneutralen Wechsel der Systeme auszugehen. Der jährliche Erfüllungsaufwand in Höhe von 1.013.230 EUR entspricht damit den Arbeitsstunden pro Jahr für die Investitionsmaßnahmen. Die Kosten wurden auf Grundlage des Rundschreibens für Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen und Kostenberechnungen des BMF vom 18. Juni 2020 (Gz.: II A 3 - H 1012-10/07/0001 :016) ermittelt.

Zu 4: Die Einführung einer Festlegungskompetenz zur Berücksichtigung eines Zeitversatzes im Verteilernetz ruft einmaligen Erfüllungsaufwand hervor. Die Kalkulation der dargestellten, gerundeten Erfüllungsaufwände basiert auf den nachfolgenden Schätzwerten. Diese beziehen sich auf die angenommenen zeitlichen Personalaufwände. Die Angabe in Klammern beschreibt das jeweils erforderliche Qualifikationsniveau (gering/mittel/hoch). Die Annahmen orientieren sich an Angaben der Bundesnetzagentur.

Für die Erledigung der damit verbundenen Fachaufgaben sind pro Fall einmalig 0,01 Stellen des höheren Dienstes (23,67 Stunden zu 65,40 Euro), 0,01 Stellen (23,67 Stunden zu 43,40 Euro) des gehobenen und 0,005 Stellen (11,84 Stunden zu 31,70 Euro) des mittleren Dienstes notwendig (rund 2,95 Tsd. Euro pro Fall).

Damit ergibt sich für § 32 Absatz 2 Satz 2 bei geschätzter Annahme von 15 Fällen ein einmaliger Erfüllungsaufwand in Höhe von insgesamt 44,25 Tsd. Euro.

Zu 5: Die Informationspflichten nach § 27 Absatz 1 Satz 3 Nummern 6 und 7 haben jeweils eine sehr geringe Fallzahl (Nummer 6 mit weniger als 15 Betroffenen, Nummer 7 mit höchstens vier Betroffenen) bei absehbar niedriger Belastung im Einzelfall.

Zu 6: Der Bericht zur Evaluierung des Anreizinstruments ruft einmaligen Erfüllungsaufwand hervor. Die Kalkulation der dargestellten, gerundeten Erfüllungsaufwände basiert auf den nachfolgenden Schätzwerten. Diese beziehen sich auf die angenommenen zeitlichen

Personalaufwände. Die Angabe in Klammern beschreibt das jeweils erforderliche Qualifikationsniveau (mittel/hoch). Die Annahmen orientieren sich an Angaben der Bundesnetzagentur. Die Evaluierung betrifft alle Netzbetreiber und erfolgt daher fallunabhängig.

Für die Erledigung der damit verbundenen Fachaufgaben sind einmalig 0,2 Stellen des höheren Dienstes (325,33 Stunden zu 65,40 Euro) und 0,2 Stellen (325,33 Stunden zu 43,40 Euro) des gehobenen Dienstes notwendig (rund 35,4 Tsd. Euro).

Damit ergibt sich für § 33 Absatz 7 ein einmaliger Erfüllungsaufwand in Höhe von insgesamt 35,4 Tsd. Euro.

5. Weitere Kosten

Im Blickfeld der Novellierung stehen die Investitionsbedingungen der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber. Die vorliegende Novellierung der Anreizregulierungsverordnung soll vor diesem Hintergrund die notwendigen Investitionen anreizen und gleichzeitig die Effizianzanreize für den Netzbetrieb stärken. Sie begrenzt also die energiewendebedingten Kostensteigerungen, die sich aus dem zusätzlichen Investitionsbedarf in die Netze ergeben. Insbesondere durch das Anreizinstrument zur Verringerung von Engpassmanagementkosten der Übertragungsnetzbetreiber, welches Bonus- oder Malus-Zahlungen vorsieht, und durch die neue Einordnung der Engpassmanagementkosten der Elektrizitätsverteilernetzbetreiber als volatile Kosten, welche grundsätzlich dem Effizienzvergleich unterliegen, sollen neue Anreize gesetzt bzw. bestehende Anreize gestärkt werden, die Kosten des Netzbetriebs zu senken. Wesentliche Auswirkungen auf das Preisniveau, insbesondere auf das Verbraucherpreisniveau, sind durch die Verordnung vor diesem Hintergrund nicht zu erwarten.

6. Weitere Gesetzesfolgen

Gleichstellungspolitische Belange sind nicht berührt.

VII. Befristung; Evaluierung

Eine Befristung kommt nicht in Betracht, da es sich bei der Regulierung der Energieversorgungsnetze um eine Daueraufgabe handelt. Es ist aber eine Evaluation des neu eingeführten Anreizinstruments zur Verringerung von Engpassmanagementkosten der Übertragungsnetzbetreiber nach Ablauf der vierten Regulierungsperiode vorgesehen, um gegebenenfalls eine sachgerechte Weiterentwicklung des Instruments oder des Systems zu ermöglichen.

B. Besonderer Teil

Zu Artikel 1 (Änderung der Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze)

Zu Nummer 1

Die Änderungen dienen redaktionellen Zwecken.

Zu Nummer 2

Zu Buchstabe a

Die Änderung dient der Einbeziehung des Anreizelements nach § 17 in die Bildung der Erlösobergrenzen. Da das Anreizelement auch Auswirkungen auf die Höhe der Erlösobergrenzen hat, ist es erforderlich, § 17 in Absatz 1 zu ergänzen. Die Streichung stellt eine redaktionelle Folgeänderung dar, da § 25 bereits mit Artikel 1 der Zweiten Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung vom 14. September 2016 aufgehoben wurde.

Zu Buchstabe b

Nach dem neu eingefügten § 17 bestimmen die Übertragungsnetzbetreiber nach § 17 Absatz 2 den Referenzwert für Engpassmanagementkosten und gemäß § 17 Absatz 3 die Differenz aus der Abweichung des Referenzwertes von den tatsächlichen Kosten des Engpassmanagements. Grundsätzlich soll auch die Aufteilung der Differenz (Bonus oder Malus) gemäß § 17 Absatz 3 Satz 3 nach einem von den Übertragungsnetzbetreibern zu bestimmenden Schlüssel – andernfalls nach Absatz 3 Satz 4 – eigenständig durch die Übertragungsnetzbetreiber erfolgen. Der jeweilige Bonus oder Malus wird dann über den Summanden des Qualitätselements in der Regulierungsformel in der Erlösobergrenze berücksichtigt. Die Ergänzung in § 4 Absatz 5 dient der entsprechenden Anpassung der Erlösobergrenzen durch die Bundesnetzagentur. Die Anpassung der Erlösobergrenze erfolgt dabei von Amts wegen.

Zu Nummer 3

Die Aufhebung des § 6 Absatz 4 dient der Einführung des Instruments des Kapitalkostenabgleichs auch für die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber. Damit wird der Rechtsrahmen für die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber mit dem der Verteilernetzbetreiber vereinheitlicht und die Regelungsintensität der Anreizregulierung auf Transportnetzebene spürbar verringert.

Der Kapitalkostenabgleich kombiniert das in § 10a geregelte Element des Kapitalkostenaufschlags und das in § 6 geregelte Element des Kapitalkostenabzugs. Insoweit korrespondieren die Aufhebung des § 6 Absatz 4 und die Aufhebung des § 10a Absatz 10.

Zu Nummer 4

Zu Buchstabe a

§ 10a Absatz 7 Satz 3 wird aus Gründen der Klarstellung neugefasst. Für Betreiber von Verteilernetzen einerseits und Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber andererseits gelten im System des Kapitalkostenaufschlags unterschiedliche kalkulatorische Fremdkapitalzinssätze.

Der neue Satz 4 regelt den Grundsatz zur Bestimmung des kalkulatorischen Fremdkapitalzinssatzes für die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber.

Nach dem neuen Satz 5 findet für die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber als Fremdkapitalzinssatz das arithmetische Mittel aus den beiden in der Regelung benannten Reihen des jeweiligen Jahres Anwendung. Dieser Zinssatz ist bereits in anderem regulatorischen Zusammenhang etabliert. Die Regelung sieht vor, dass die Fremdkapitalkonditionen im Kapitalkostenaufschlag durch die Gewichtung der jährlichen Anlagenzugänge mit dem Jahresmittelwert der Zinsreihe aus Krediten und Unternehmensanleihen ermittelt werden. Durch die Berücksichtigung der Anlagenzugänge (und somit der Anschaffungskosten der Anlagen) werden jeweils die Marktkonditionen der Fremdfinanzierung zum Finanzierungszeitpunkt der Investitionen angemessen berücksichtigt.

Die Kapitalstruktur ist analog zur Vorgehensweise im Kapitalkostenaufschlag der Verteilernetzbetreiber vorgegeben: Baukostenzuschüsse werden als unverzinsliches Kapital individuell bestimmt und in Abzug gebracht. Das verbleibende Kapital wird zu 40 Prozent als Eigenkapital mit dem EK I- Zinssatz und zu 60 Prozent als Fremdkapital mit dem Zinssatz nach § 10a Absatz 7 Satz 4 ff. verzinst. Die vollständig pauschale Ermittlung der Kapitalkosten, hinsichtlich der anzuwendenden Zinssätze wie auch der Finanzierungsstruktur, entspricht dem bei den Verteilernetzbetreibern Anwendung findenden System. Eine Beaufschlagung des Fremdkapitalanteils von 60 Prozent mit einer kalkulatorischen Gewerbesteuer kommt aus systematischen Gründen nicht in Betracht.

Für die Planwerte im Rahmen des Kapitalkostenaufschlags sollte auf den zum Zeitpunkt der Antragstellung aktuellsten Fremdkapitalzinssatz des letzten abgeschlossenen Kalenderjahres abgestellt werden, in der Regel also auf den des Vorjahres. Differenzen zwischen Plan- und Ist-Werten werden dann später im Rahmen eines Plan-Ist Abgleichs sowohl für die Zinsen als auch die Investitionen über das Regulierungskonto ausgeglichen.

In den Sätzen 6 und 7 wird der im jeweiligen Jahr anzuwendende Fremdkapitalzinssatz dahingehend konkretisiert, als das Anschaffungsjahr und der Anwendungszeitraum definiert werden. Hierzu wird bei der Bestimmung des Fremdkapitalzinssatzes auf Jahresebene im Detail auf die Restwerte eines Anschaffungsjahres in jedem Antragsjahr abgestellt. Der sich hieraus ergebende gewichtete Fremdkapitalzinssatz bildet ab, welcher Mischzinssatz auf die Verzinsungsbasis bzw. deren Fremdkapitalanteil nach Satz 1 angewendet wird. Es ergeben sich damit je Anschaffungsjahr Kombinationen aus dem Mischzinssatz dieses Jahres und dem im jeweiligen Antragsjahr noch vorhandenen Restwert, der das dann gebundene Kapital darstellt; dies wurde bereits in Satz 4 definiert. In Satz 6 wird weiter definiert, dass hierbei Anlagen im Bau bei Zinsänderungen anders verzinst werden als die aus den Anlagen im Bau erstellten Fertiganlagen, da hier jeweils getrennt auf die Aktivierungsjahre der Anlagen im Bau und der Fertiganlagen abgestellt wird und dadurch auch jeweils ein eigener Zinssatz zur Anwendung kommt. Dies ist systematisch geboten, da eine projektspezifische Betrachtungsweise, bei der die tatsächliche Finanzierung einer Anlage im Bau und die der Anlage im Bau zuordbaren Fertiganlagen im Kapitalkostenaufschlag (anders als unter Umständen bisher in den Investitionsmaßnahmen geschehen) nicht mehr vorgenommen wird. Dies dient der Vereinfachung, ist aber auch vor dem Hintergrund, dass eine erhebliche Zinsänderung von Jahr zu Jahr nicht zu erwarten ist, sachlich akzeptabel.

Dass die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber hier anders gestellt werden als die Verteilernetzbetreiber, rechtfertigt sich dadurch, dass im Kapitalkostenaufschlag der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber in erster Linie Erweiterungsinvestitionen abgebildet werden. Eine Mischfinanzierung aus Anleihen und Bankdarlehen entspricht der sehr heterogenen Finanzierungsstruktur bei den Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreibern, die im Kapitalkostenaufschlag neben großen Neubaumaßnahmen auch eine Vielzahl kleinerer Ersatzmaßnahmen abdecken können muss.

Satz 8 dient der Klarstellung und greift die Regelung für die Verteilernetzbetreiber in § 7 Absatz 7 Satz 2 StromNEV/GasNEV auf, wonach weitere Zuschläge nicht vorgesehen sind.

Zu Buchstabe b

Die Aufhebung des § 10a Absatz 10 dient der Einführung des Instruments des jährlichen Kapitalkostenabgleichs auch für die Betreiber von Übertragungs- und Fernleitungsnetzen. Das Instrument des Kapitalkostenabgleichs wurde für die Betreiber von Verteilernetzen durch Novellierung der Anreizregulierungsverordnung im Jahr 2016 ab der dritten Regulierungsperiode eingeführt und hat sich seitdem bewährt. Der Kapitalkostenabgleich kombiniert das in § 10a geregelte Element des Kapitalkostenaufschlags und das in § 6 geregelte Element des Kapitalkostenabzugs.

Der Kapitalkostenaufschlag bietet den Netzbetreibern die Möglichkeit, Kosten für Erweiterungs-, Ersatz- und Umstrukturierungsinvestitionen über die genehmigte Erlösobergrenze hinaus jährlich in den Netzentgelten anzusetzen. Auf Grundlage des § 10a ARegV können auf Antrag Aufschläge auf die Erlösobergrenze für – nach dem Basisjahr in betriebsnotwendige Anlagegüter – getätigte Investitionen genehmigt werden. Nach erteilter Genehmigung können die Netzbetreiber ihre Erlösobergrenze anpassen und somit die mit den Investitionen verbundenen Kapitalkosten direkt im Jahr der Kostenentstehung refinanzieren. Die Überprüfung der angesetzten Kosten findet im Rahmen einer ex post-Kontrolle statt.

Durch die Aufhebung des § 10a Absatz 10 wird der Rechtsrahmen für die Übertragungsnetzbetreiber und die Fernleitungsnetzbetreiber mit dem der Verteilernetzbetreiber vereinheitlicht und die Regelungsintensität der Anreizregulierung auf Transportnetzebene spürbar verringert. Im Rahmen eines jährlichen Kapitalkostenabgleichs werden Ersatz-, Erweiterungs- und Umstrukturierungsinvestitionen einander hinsichtlich der Refinanzierung gleichgestellt. Dies bietet den Übertragungsnetzbetreibern und den Fernleitungsnetzbetreibern bezogen auf Maßnahmen, die dem Ersatz dienen, einen Vorteil gegenüber dem bisherigen Instrument der Investitionsmaßnahme. Für Erweiterungsinvestitionen, die z. B. bislang nach § 23 Absatz 1 Satz 2 ausdrücklich als notwendige Investitionen angesehen werden, ändert sich hierdurch nichts.

Zudem ist der Kapitalkostenabgleich als behördliches Instrument auch mit einem geringeren bürokratischen Aufwand verbunden als das Instrument der Investitionsmaßnahme. So folgt z. B. der in § 10a geregelte Kapitalkostenaufschlag im Bereich der Verzinsung sowohl im Strom- als auch im Gasbereich den gleichen klar strukturierten, pauschalierten Ansätzen. Darin, dass der Kapitalkostenaufschlag – anders als die Investitionsmaßnahme – eine Berücksichtigung von Betriebskosten nicht kennt, ist eine weitere erhebliche Vereinfachung zu sehen, die materiell auch dem Netznutzer zu Gute kommt.

Auch eine Verfahrensbeschleunigung wird durch den streng jährlichen Ansatz im Kapitalkostenaufschlag gefördert. Die Netzbetreiber erhalten durch die jährliche Genehmigung zügig Sicherheit über die Anerkennung ihrer Investitionskosten.

Auch wenn der Übergang auf den jährlichen Kapitalkostenabgleich trotz der jährlichen Prüfungen innerhalb der beiden zuständigen Entgeltkammern insgesamt zu einer Verringerung des bürokratischen Aufwandes und einer Beschleunigung der Prozesse zur Anerkennung von Investitionskosten führt, bleiben die Standards der Netzentwicklungsplanung nach den §§ 12b ff. EnWG und damit die Notwendigkeit, netzentwicklungsplanpflichtige Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber prüfen und bestätigen zu lassen, unberührt. Entsprechendes gilt für Maßnahmen der Fernleitungsnetzbetreiber, die nach § 15a Absatz 3 EnWG aufgrund eines Änderungsverlangens oder von einem solchen unberührt verbindlicher Bestandteil eines Netzentwicklungsplans werden. Maßnahmen, die aufgrund ihres Zwecks einer solchen Planung unterliegen, aber als solche letztlich nicht im Netzentwicklungsplan Strom bestätigt werden bzw. nicht verbindlicher Bestandteil des Netzentwicklungsplans Gas werden, können nicht im Kapitalkostenaufschlag anerkannt werden.

Zu Nummer 5

Zu Buchstabe a

Die Änderungen betreffen den Absatz 2.

Zu Doppelbuchstabe aa

Die Änderungen betreffen den Satz 1.

Zu Dreifachbuchstabe aaa

Die Regelung dient der Aktualisierung der Norm und verringert die Regelungsintensität. Die betreffenden Kosten werden seit geraumer Zeit vollständig im Rahmen Umlage nach § 20b der Gasnetzentgeltverordnung (sog. Biogasumlage) berücksichtigt, so dass Nummer 8a ins Leere geht.

Zu Dreifachbuchstabe bbb

Durch die Änderung wird der Verweis auf europäisches Sekundärrecht aktualisiert.

Zu Dreifachbuchstabe ccc

Dies stellt eine Folgeänderung dar. Mit Artikel 5 des Gesetzes zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus wird § 15 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes zum 1. Oktober 2021 aufgehoben. Damit läuft der Verweis gemäß § 11 Absatz 2 Satz 1 Nummer 17 ins Leere. Materiell wird die Regelungslücke für die Verteilernetzbetreiber durch die Neufassung des § 11 Absatz 5 Satz 1 geschlossen. Für die Übertragungsnetzbetreiber erfolgt eine Anerkennung im Rahmen einer freiwilligen Selbstverpflichtung (FSV). Bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode werden die Engpassmanagementkosten der Übertragungsnetzbetreiber über die FSV Redispatch erfasst.

Zu Doppelbuchstabe bb

Die Änderungen betreffen den Satz 2. Durch die Änderungen der Dreifachbuchstaben aaa) bis ccc) werden die Verweise auf europäisches Sekundärrecht aktualisiert.

Zu Doppelbuchstabe cc

Durch die Änderung wird der Verweis auf europäisches Sekundärrecht aktualisiert.

Zu Buchstabe b

§ 11 Absatz 5 Satz 1 wird neu gefasst und ordnet die Engpassmanagementkosten der Verteilernetzbetreiber als volatile Kosten ein. Hierdurch können sie weiterhin jährlich in der Erlösobergrenze angepasst werden. Charakteristisch für volatile Kosten ist, dass diese beeinflussbar sind, aber für gewöhnlich stärkeren Schwankungen unterliegen können. Die neue Einordnung gilt entsprechend der Übergangsvorschrift gemäß § 34 Absatz 8 Satz 1 erst ab der vierten Regulierungsperiode.

Die neue Zuordnung stützt sich auf die Einschätzung, wonach eine grundsätzliche Einordnung der betreffenden Kosten als dauerhaft nicht beeinflussbar als überkommen anzusehen ist.

Durch Stärkung in der Anreizregulierungsverordnung bereits vorgesehener Anreize fördert die Regelung Maßnahmen zur Behebung bestehender Engpässe, wodurch insbesondere die Aufnahme von dezentral erzeugtem Strom aus erneuerbaren Energien im Verteilernetz gesteigert werden soll. Gleichzeitig bietet die Vorschrift in Verbindung mit der in § 32 Absatz 2 Satz 2 verankerten Festlegungskompetenz für die Bundesnetzagentur ausreichend Spielraum, um der besonderen Situation der stark vom Netzausbau betroffenen Verteilernetzbetreiber gerecht zu werden.

Zu Nummer 6

Die Änderung dient redaktionellen Zwecken.

Zu Nummer 7

Mit § 17 wird ein Anreizelement zur Verringerung von Engpassmanagementkosten der Übertragungsnetzbetreiber als neues Instrument eingeführt. Dieses Anreizinstrument wurde bereits durch eine Ergänzung des § 21a EnWG mit dem Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht vorbereitet. Gemäß § 21a Absatz 5a und Absatz 6 Satz 2 Nummer 12 EnWG – neu – können unmittelbare wirtschaftliche Anreize für die Netzbetreiber gesetzt werden, um eine Verringerung der Engpassmanagementkosten zu erzielen. Dies steht im Einklang mit dem in § 1 EnWG verankerten Ziel einer möglichst preisgünstigen und effizienten Versorgung, da eine Verringerung der Engpassmanagementkosten zu einer Entlastung der Netznutzer beiträgt. Unterstützt wird dadurch auch, dass durch das Ergreifen entsprechender Maßnahmen der Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen in möglichst großem Umfang aufgenommen werden kann. Es ist davon auszugehen, dass ein entsprechender Anreiz dazu führt, dass Netzbetreiber mit mehr Nachdruck als bisher nach weiteren Möglichkeiten suchen, entsprechende Abregelungen vermeiden zu können. Die Verringerung von Engpassmanagementkosten ist zudem ein Ziel, das auf europäischer Ebene adressiert wird.

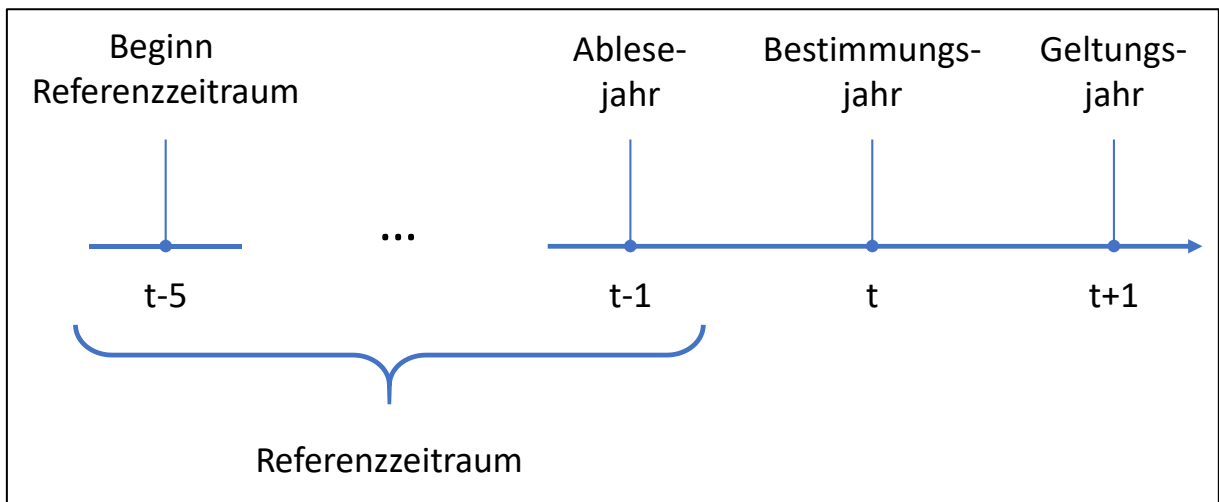
Das Anreizinstrument soll gewährleisten, dass es sich für Betreiber von Übertragungsnetzen lohnt, ihre Engpassmanagementkosten so gering wie möglich zu halten und ihr Innovationspotential, das mittel- oder langfristig zu einer Verringerung von Engpassmanagementkosten beiträgt, aktiv zu nutzen.

Absatz 1 nennt als Ziel der Regelung die Verringerung der Engpassmanagementkosten im Übertragungsnetz und greift § 21a Absatz 5a Satz 4 EnWG auf. Zur Erreichung dieses Ziels ist vorliegend ein gemeinsamer Anreiz zur Steigerung der Transportkapazität im Übertragungsnetz vorgesehen. Dies ist technologieneutral zu verstehen, denn eine Steigerung der Transportkapazität lässt sich nicht ausschließlich durch schnelleren oder verstärkten Netzausbau erreichen. Ein solcher Anreiz stellt ein geeignetes Mittel zur Zielerreichung dar.

Absatz 2 regelt, wie der jährliche Referenzwert durch die Übertragungsnetzbetreiber ermittelt wird. Die Möglichkeit zur Bestimmung eines gemeinsamen Referenzwertes beruht auf § 21a Absatz 5a EnWG. Zur Ermittlung des jeweiligen Referenzwertes wird jährlich zunächst mittels der sog. „Kleinste-Quadrate“-Methode eine lineare Trendfunktion berechnet. Der Referenzwert selbst wird dann anhand dieser linearen Trendfunktion ermittelt. Der Wert dieser Funktion für das vorangegangene Kalenderjahr wird dann als Referenzwert für das Geltungsjahr zugrunde gelegt. Die Funktion reagiert dadurch etwas träger. Dadurch profitieren die Übertragungsnetzbetreiber stärker von einer nachhaltigen Absenkung des Niveaus der Engpassmanagementkosten, da sich der aus dem jeweiligen Referenzzeitraum ergebende lineare Trend nur gedämpft auf zukünftige Referenzwerte durchschlägt. Bei nachhaltigen Steigerungen der Niveaus der Engpassmanagementkosten ergibt sich ein spiegelbildlicher Effekt, was die Anreizwirkung des Instruments verstärkt. Der Referenzwert wird in der Einheit „Euro“ angegeben.

Mit einer linearen Trendfunktion wird die Vergangenheit grundsätzlich linear für die Zukunft extrapoliert. Maßgebliche Größe innerhalb des vorliegend anzuwendenden Modells sind die tatsächlichen gemeinsamen Engpassmanagementkosten der Übertragungsnetzbetreiber, die zu verschiedenen Zeitpunkten betrachtet werden.

Als Referenzzeitraum ist jeweils ein Zeitraum von fünf Jahren (t-5 bis t-1, siehe Abbildung unten) der Vergangenheit vorgesehen, der die Daten des Jahres der Ermittlung ausdrücklich nicht mit einschließt. Dies beruht darauf, dass die Engpassmanagementkosten des jeweiligen Jahres regelmäßig erst im Folgejahr vorliegen.



Da nicht unerheblich ist, welche Kosten für den jeweiligen Referenzwert betrachtet werden sollen, wird in Absatz 2 auf die Anlage 5 verwiesen. Die in Anlage 5 aufgeführten Kosten für die Maßnahmen, die im Wesentlichen § 13 Absatz 1 Satz 1 Nr. 2 bzw. § 13 Absatz 1 Satz 1 Nr. 2 i. V. m. § 13a Absatz 1 EnWG sowie § 13 Absatz 1 Satz 1 Nr. 2 EnWG unterfallen, sollten bei der Referenzwertermittlung sowie beim Abgleich der tatsächlichen Kosten des Geltungsjahres mit dem Referenzwert berücksichtigt bzw. von einer Berücksichtigung ausgenommen werden. Die in Anlage 5 verankerte Liste kann gemäß § 32 Absatz 1 Nummer 5a durch die Bundesnetzagentur durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 EnWG angepasst werden.

Die Übertragungsnetzbetreiber haben den gemeinsamen Referenzwert jährlich bis zum 31. August für das Folgejahr (Geltungsjahr) zu berechnen. Es ist davon auszugehen, dass bis zum 31. August alle notwendigen Daten vorliegen. Der Referenzwert ist der Bundesnetzagentur mitzuteilen, sobald er berechnet wurde.

Absatz 3 regelt näher, wie der konkrete jährliche Bonus oder Malus für den einzelnen Übertragungsnetzbetreiber ermittelt wird.

Zunächst sind die tatsächlichen, nach den Vorgaben der Anlage 5 einzubeziehenden Engpassmanagementkosten des betreffenden Geltungsjahres zu erheben und mit dem nach Absatz 2 für das Geltungsjahr ermittelten Referenzwert abzugleichen. Ergibt sich eine (positive oder negative) Differenz, so werden die Übertragungsnetzbetreiber gemeinsam in Höhe von sechs Prozent am Betrag dieser Differenz beteiligt.

Der Gesamtbetrag der gemeinsamen Beteiligung der Übertragungsnetzbetreiber an dieser Differenz ist auf 30 Millionen Euro jährlich begrenzt. Eine Begrenzung der gemeinsamen Beteiligung an den Kosten erfolgt also, sobald die tatsächlichen Kosten vom Referenzwert um mehr als 500 Millionen Euro nach oben oder nach unten hin abweichen. Dies dient insbesondere dazu, die Risiken der Netzbetreiber angemessen zu begrenzen sowie mögliche Fehlanreize zu vermeiden.

Beim Überschreiten des Referenzwertes ergibt sich nach Aufteilung dieser Differenz untereinander ein Abschlag (Malus) und beim Unterschreiten des Referenzwertes ein Zuschlag (Bonus) auf die Erlösobergrenze im jeweiligen Kalenderjahr der Erlösobergrenze. Diese Regelung stützt sich auf § 21a Absatz 5a Satz 3 EnWG, der die Berücksichtigung jährlicher Bonuszahlungen bei Unterschreitung der jeweiligen Referenzwerte oder von Maluszahlungen bei deren Überschreitung in der Erlösobergrenze eines Netzbetreibers sowie in den Netzentgelten ermöglicht.

Die gemeinsame Beteiligung der Übertragungsnetzbetreiber an dem Differenzbetrag aus Referenzwert und Ist-Kosten des Geltungsjahres ist unter diesen aufzuteilen. Die Übertragungsnetzbetreiber sollen gemeinsam einen entsprechenden Aufteilungsschlüssel bestimmen bzw. diesen zuvor eigenständig entwickeln, anhand dessen diese Aufteilung durchgeführt werden kann. Dies ist sinnvoll und angemessen, da die Übertragungsnetzbetreiber am besten die technischen Gegebenheiten ihrer Netze kennen und damit aufgrund ihrer Sachnähe auch einen sachgerechten Schlüssel bestimmen können. Der Aufteilungsschlüssel ist der Bundesnetzagentur (jeweils bis zum 31. August) zur Verfügung zu stellen. Grundsätzlich kann der Schlüssel damit auch von Jahr zu Jahr geändert werden. Sofern die Übertragungsnetzbetreiber einen gemeinsamen Aufteilungsschlüssel nicht oder nicht fristgemäß vorlegen, sollen sie nach Absatz 3 Satz 4 für die Aufteilung der gemeinsamen Kostenbeteiligung auf § 17f Absatz 1 Satz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes zurückgreifen.

Absatz 4 Satz 1 regelt, dass die sich aus der Aufteilung der Differenz je Übertragungsnetzbetreiber ergebenden Zu- oder Abschläge in der Regulierungsformel nach Anlage 1 zu berücksichtigen sind. Satz 2 regelt, welche Informationen an die Bundesnetzagentur mitzuteilen sind, damit sie den Zu- oder Abschlag von Amts wegen nach § 4 Absatz 6 berücksichtigen kann. Ebenso wie in Absatz 2 Satz 1 sind die Informationen bis zum 31. August vorzulegen, um der Bundesnetzagentur ausreichend Zeit zu geben, die Angaben zu prüfen und in den Entgelten zu berücksichtigen. Die nach Absatz 3 Satz 2 ermittelte Differenz zwischen dem gemeinsamen Referenzwert und den gemeinsamen tatsächlichen Kosten des Geltungsjahres ist zwingend anzugeben. Ihre Berechnung ist überdies so darzulegen, dass sie für sachkundige Dritte nachvollziehbar ist. Fehlt es hieran, so kann die Bundesnetzagentur bei Bedarf die nötigen Daten nach § 27 Absatz Satz 3 Nr. 7 ergänzend erheben.

Der nach Absatz 3 Satz 3 anzuwendende Aufteilungsschlüssel soll ebenfalls angegeben werden. Fehlt es an einem solchen (z.B. weil die Übertragungsnetzbetreiber sich nicht auf einen Schlüssel einigen konnten), ist nach Absatz 3 Satz 4 für die Aufteilung § 17f Absatz 1 Satz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes entsprechend anzuwenden. Dieser wird von den betroffenen Übertragungsnetzbetreibern jedenfalls überwiegend als sachgerecht empfunden für den Fall, dass es an einer entsprechenden Einigung fehlt, da dieser im Grundsatz den Gedanken eines Kollektivanreizes widerspiegelt. Der sog. KWK-Schlüssel nach § 17f Absatz 1 Satz 4 ist von den Übertragungsnetzbetreibern ebenfalls zur Verfügung zu stellen, damit die Bundesnetzagentur die Berechnung der Differenz nachvollziehen kann.

Die Bundesnetzagentur überprüft anhand dieser Angaben den durch den jeweiligen Netzbetreiber angegebenen Wert. Im Ausnahmefall ist es nicht ausgeschlossen, dass die Bundesnetzagentur auf der Grundlage der übermittelten Informationen den Zu- oder Abschlag für den jeweiligen Übertragungsnetzbetreiber zur Berücksichtigung nach § 4 Absatz 6 von Amts wegen ermittelt. Grundsätzlich soll dies aber durch die Übertragungsnetzbetreiber selbst geschehen.

Zu Nummer 8

Bei der Aufhebung des § 20 Absatz 5 Satz 5 handelt es sich um eine Folgeänderung zur Aufhebung des § 33 Absatz 3 mit dem Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht.

Zu Nummer 9

Durch die Änderungen unter Buchstabe a und Buchstabe b Doppelbuchstabe aa und bb wird der Verweis auf europäisches Sekundärrecht aktualisiert.

Zu Nummer 10

Bei der Änderung des § 24 Absatz 3 handelt es sich um eine Folgeänderung zum Wegfall des § 25, der bereits mit Artikel 1 der Zweiten Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung vom 14. September 2016 aufgehoben wurde.

Zu Nummer 11

Die Änderungen unter Buchstabe a, b und c dienen der Einfügung zweier neuer Nummern.

Die Befugnis zur Datenerhebung nach § 27 Absatz 1 Satz 3 Nummer 6 flankiert die neue Festlegungskompetenz nach § 32 Absatz 2 Satz 2.

Die Befugnis zur Datenerhebung nach § 27 Absatz 1 Satz 3 Nummer 7 ermöglicht die Erhebung von Daten, die zur Durchführung der Aufgaben nach § 17 benötigt werden sowie zur Flankierung der neuen Festlegungskompetenz nach § 32 Absatz 1 Nr. 5a. Die Bundesnetzagentur soll hierdurch in die Lage versetzt werden, die durch die Übertragungsnetzbetreiber nach § 17 anzugebenden Werte und ihre Grundlagen überprüfen zu können. Da die Vorgaben der Anlage 5 zur Durchführung der Aufgaben nach § 17 benötigt werden, wird die hierfür erforderliche Datenerhebungsbefugnis ebenfalls in Nummer 7 geregelt.

Zu Nummer 12

Bei der Aufhebung der Nummer 7 in § 28 Satz 1 handelt es sich um eine Folgeänderung zum Wegfall des mit Artikel 1 der Zweiten Verordnung zur Änderung der Anreizregulierungsverordnung vom 14. September aufgehobenen § 25.

Zu Nummer 13

§ 31 wurde bereits durch das Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht weitgehend aufgehoben. Auch die verbleibende Regelung ist entbehrlich geworden, da der generelle sektorale Produktivitätsfaktor bereits nach § 74 Satz 1 EnWG und der nach § 24 ermittelte gemittelte Effizienzwert bereits nach § 24 Absatz 4 Satz 5 veröffentlicht wird.

Zu Nummer 14

Zu Buchstabe a

Hiermit wird der Bundesnetzagentur die Befugnis eingeräumt, zum Inhalt der Anlage 5 und damit zu den nach § 17 zu berücksichtigenden Kosten nähere Regelungen zu treffen bzw. von den Vorgaben der Anlage 5 abweichende Regelungen zu treffen. Dies ist erforderlich, damit die Bundesnetzagentur auch ohne eine Anpassung der Verordnung auf Entwicklungen oder Ereignisse in diesem Bereich reagieren kann. So kann die Bundesnetzagentur z. B. durch Festlegung nach § 29 Absatz 1 des Energiewirtschaftsgesetzes entscheiden, dass bestimmte in der Anlage aufgeführte Maßnahmen für die Zukunft nicht mehr zu berücksichtigen sind.

Zu Buchstabe b

Durch den neuen § 32 Absatz 2 Satz 2 wird ausdrücklich klargestellt, dass die Bundesnetzagentur insbesondere Festlegungen zur angemessenen Berücksichtigung eines zeitlichen Versatzes zwischen dem Bau von Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem entsprechenden und notwendigen Ausbau der Verteilernetze im Effizienzvergleich treffen kann. Dies gilt insbesondere unter der Voraussetzung, dass ein solcher zeitlicher Versatz Kosten nach § 11 Abs. 5 Satz 1 Nr. 2 ARegV hervorruft und ausschließlich auf Gründen beruht, die außerhalb des Einflusses von Verteilernetzbetreibern liegen. Die

Bundesnetzagentur kann dabei sowohl eine allgemeine und für alle Verteilernetzbetreiber geltende Festlegung wie auch Einzelfestlegungen pro Verteilernetzbetreiber treffen.

Eine entsprechende Klarstellung in der Ermächtigungsnorm des § 21a EnWG ist in der Einfügung des § 21a Absatz 6 Satz 2 Nummer 11 EnWG zu sehen.

Nach § 54 Absatz 3 Satz 3 Nr. 3 EnWG besteht eine bundeseinheitliche Zuständigkeit der Bundesnetzagentur.

Zu Nummer 15

Zu Buchstabe a

Die Frist zur Vorlage des Berichts mit einer Evaluierung und zur weiteren Ausgestaltung der Anreizregulierung wird um ein Jahr auf den 31. Dezember 2024 verschoben, damit die Bundesnetzagentur bei der Erstellung ihres Berichts auch die Daten des Jahres 2023 als letztes Jahr der dritten Regulierungsperiode Strom – und damit die Daten und Erkenntnisse aus der gesamten dritten Regulierungsperiode – umfassend berücksichtigen kann.

Zu Buchstabe b

Die Frist zur Vorlage des Berichts zur Notwendigkeit der Weiterentwicklung der in Anlage 3 aufgeführten Vergleichsmethoden, unter Berücksichtigung der internationalen Entwicklung von Anreizregulierungssystemen, wird um ein Jahr auf den 31. Dezember 2024 verschoben, damit die Bundesnetzagentur bei der Erstellung ihres Berichts auch die Daten des Jahres 2023 als letztes Jahr der dritten Regulierungsperiode Strom – und damit die Daten und Erkenntnisse aus der gesamten dritten Regulierungsperiode – umfassend berücksichtigen kann.

Zu Buchstabe c

Der neue § 33 Absatz 9 verpflichtet die Bundesnetzagentur zur Evaluierung des Anreizelementes nach § 17. Das Anreizelement stellt ein neues Instrument dar, das dazu dient, Anreize zur Verringerung von Engpassmanagementkosten im Übertragungsnetz zu setzen. Die Förderung dieses Zwecks soll im Jahr 2029 – also nach Ablauf der vierten Regulierungsperiode Strom – überprüft werden.

Zu Nummer 16

Zu Buchstabe a

§ 34 Absatz 6 ist aufgrund des Ablaufs der dort genannten Fristen nicht mehr anwendbar. Die Aufhebung des Absatzes 6 dient der Aktualisierung der Norm.

Zu Buchstabe b

Diese Vorschrift regelt, wie mit den Auswirkungen der Aufhebung des § 11 Absatz 2 Satz 1 Nr. 17 ab dem 1. Oktober 2021 für die Verteilernetzbetreiber umzugehen ist.

Durch die Übergangsregelung des Satzes 1 werden die betreffenden Kosten der Verteilernetzbetreiber in der laufenden dritten Regulierungsperiode weiterhin wie dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten behandelt und können in dem Effizienzvergleich für die vierte Regulierungsperiode nicht berücksichtigt werden.

Grundsätzlich sollen die betreffenden Kosten erstmals in den Effizienzvergleich für die fünfte Regulierungsperiode, der ab 2026 durchgeführt wird, einbezogen werden.

Voraussetzung für die Einbeziehung in den Effizienzvergleich für die fünfte Regulierungsperiode ist allerdings, dass die Bundesnetzagentur im Vorhinein eine Festlegung hinsichtlich einer angemessenen Berücksichtigung eines zeitlichen Versatzes zwischen dem Bau von Anlagen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz und dem entsprechenden und notwendigen Ausbau der Verteilernetze im Effizienzvergleich erlassen hat.

Dafür, dass es zu einem zeitlichen Versatz zwischen dem Zubau an Erneuerbare-Energien-Anlagen und dem Netzausbau kommt, kann es unterschiedliche Gründe geben. So liegt es etwa in der Hand des Netzbetreibers, ein notwendiges Genehmigungsverfahren mit ausreichendem Vorlauf anzustoßen und die erforderlichen Antragsunterlagen rechtzeitig und vollständig einzureichen. Der sonstige Ablauf eines solchen Genehmigungsverfahrens jedoch liegt üblicherweise in weiten Teilen außerhalb der Einflussosphäre des Netzbetreibers.

Die Bundesnetzagentur soll deshalb im Rahmen einer Festlegung untersuchen, ob und inwieweit ein zeitlicher Versatz beim Netzausbau auf Verteilernetzebene auftritt und inwieweit die zugrunde liegenden Umstände außerhalb des Einflusses der Netzbetreiber liegen. Es sollen nur solche Umstände berücksichtigt werden, die ausschließlich außerhalb des Einflusses des Netzbetreibers liegen. Dabei ist zu bestimmen, wie diese Umstände bei einer Einbeziehung in den Effizienzvergleich angemessen Berücksichtigung finden können. Die Bundesnetzagentur kann dabei entweder eine allgemeine und für alle Verteilernetzbetreiber geltende Festlegung treffen. So wäre es beispielsweise denkbar, unter bestimmten Umständen nicht alle Kosten nach § 11 Abs. 5 Satz 1 Nr. 2 ARegV neu in den Effizienzvergleich einzubeziehen. Die Bundesnetzagentur kann für einzelne Verteilernetzbetreiber aber auch jeweils eine separate Festlegung zu treffen, um Besonderheiten des jeweiligen Einzelfalls angemessen berücksichtigen zu können. Schließlich ermöglicht die Festlegungskompetenz es, die Beantwortung der Frage, wie ein möglicher Zeitversatz angemessen zu berücksichtigen ist, bezüglich späterer Effizienzvergleiche der fortschreitenden Dynamik des Netzausbaus im Verteilernetzbereich bei Bedarf konkret anzupassen.

Der neu gefasste Absatz 9 regelt, dass übergangsweise für die laufende dritte Regulierungsperiode das Anreizelement zur Verringerung von Engpassmanagementkosten der Übertragungsnetzbetreiber nach § 17 ausschließlich zu Gunsten der Übertragungsnetzbetreiber, damit als reines Bonussystem, gilt. Erst ab der vierten Regulierungsperiode ist das Bonus-Malus-System umfassend anzuwenden.

Die Anwendung des Anreizsystems nach § 17 als reines Bonusmodell während der dritten Regulierungsperiode dient dazu, ein frühes Tätigwerden (sog. early action) anzureizen.

So erfolgt statt einer Beteiligung an der Differenz nach Absatz 3 Satz 2 in Höhe von 6 Prozent vorerst eine doppelt so hohe Beteiligung in Höhe von insgesamt 12 Prozent. Dementsprechend gilt hier auch die Höchstgrenze von 30 Millionen Euro nach § 17 Absatz 3 Satz 2 nicht.

Schließlich wird das Anreizmodell außerdem um ein weiteres Übergangsregime ergänzt, das der in den Jahren 2020 bis 2025 erfolgenden Öffnung der Grenzkuppelstellen angemessen Rechnung tragen soll. Die Übertragungsnetzbetreiber erwarten dadurch ein Anwachsen der Engpassmanagementkosten, auf das sie keinen Einfluss haben.

Im Rahmen dieses Übergangssystems werden die nach § 17 Abs. 2 methodisch ermittelten Referenzwerte übergangsweise methodengemäß bis 2031 so korrigiert, als wäre ein gemeinsamer Kostenzuwachs aller Übertragungsnetzbetreiber um jährlich jeweils 60 Millionen Euro in den Jahren 2022 bis 2026 umfassend in dem jeweiligen Referenzzeitraum abgebildet. Für das Jahr 2028 ist kein Korrekturwert ausgewiesen, da er sich rechnerisch auf Null beläuft. Aus Gründen der Klarstellung sind die Korrekturen in der Verordnung ausdrücklich aufgeführt.

Die Regelung stützt sich darauf, dass bereits in § 21a Absatz 5a EnWG vorgesehen ist, dass die tatsächlichen Engpassmanagementkosten als Grundlage der Referenzwertermittlung sowohl auf endogenen als auch auf exogenen Faktoren wie z. B. der stufenweisen Öffnung der Grenzkuppelleitungen beruhen können. Daher ist auch nicht ausgeschlossen, dass zur Abbildung bestimmter laufender oder künftiger Entwicklungen ausnahmsweise auch zusätzlich – zumindest teilweise – auf Daten zurückgegriffen werden kann, die auf sachgerechten Prognosen basieren. Auf solchen beruht die Annahme, dass bis zum Jahr 2025 mit einer kostensteigernden Wirkung in einer Größenordnung von in Summe jedenfalls 300 Millionen Euro zu rechnen ist. Dies soll dazu dienen, eine Überforderung der Übertragungsnetzbetreiber durch die Grenzkuppelöffnungen abzumildern. Die notwendigen Korrekturwerte für die betreffenden Geltungsjahre des Anreizelementes sind aus Gründen der Vereinfachung explizit aufgeführt.

Zu Buchstabe c

Die Änderung in Absatz 13 regelt, dass die bisherige Regelung für die betreffenden Offshore-Betriebsmittel von der Einführung des Instruments des jährlichen Kapitalkostenabgleichs auch für die Betreiber von Übertragungsnetzen unberührt bleibt. Der neue § 35 ist dementsprechend nicht auf Offshore-Betriebsmittel der Übertragungsnetzbetreiber anwendbar.

Andernfalls hätten die betreffenden Offshore-Betriebsmittel ebenfalls in den Kapitalkostenabgleich überführt werden müssen. Die bisherige Fassung der Norm stellte bereits eine mit der Verordnung zur Berechnung der Offshore-Netzzulage und zu Anpassungen im Regulierungsrecht vom 14. März 2019 eingefügte spezifische Übergangsregelung für Offshore-Betriebsmittel dar, die die Übertragungsnetzbetreiber vor einer Überführung ihrer Kapitalkosten für Offshore-Betriebsmittel in den ansonsten im Offshore-Bereich geltenden Ist-Kosten-Abgleich schützt. Die Übergangsregelung mit ihrem dynamischen Verweis auf Änderungen der Anreizregulierungsverordnung wiederum diente dazu, die in der Investitionsmaßnahme verbleibenden Offshore-Betriebsmittel an Detailänderungen des § 23 teilhaben zu lassen und nicht dazu, sie gleichsam zufällig einem neuerlichen Systemwechsel zu unterziehen, der nicht auf Offshore-Betriebsmittel zugeschnitten ist, aber trotzdem zu einem jährlichen Abgleich der betreffenden Kapitalkosten führt.

Mit der Änderung des dynamischen Verweises hin zu einem statischen Verweis wird das Vertrauen der Betreiber in den Fortbestand der in der Vergangenheit gefundenen Übergangslösung für die Behandlung ihrer Kapitalkosten umfassend geschützt. Nach Fertigstellung der Betriebsmittel und dem Ende der Investitionsmaßnahmengenehmigung findet das Budget-Prinzip samt seiner positiven Sockeleffekte bezogen auf diese Kapitalkosten uneingeschränkt Anwendung.

Zu Buchstabe d

Mit der Ergänzung des neuen Satzes 2 in der Übergangsvorschrift wird die Regelung zum einen verlängert und zum anderen leicht modifiziert. Dies soll sicherstellen, dass die Refinanzierung der durch die Umsetzung der Änderungen in den §§ 13, 13a und 14 Absatz 1c des Energiewirtschaftsgesetzes ursprünglich durch Artikel 1 Nummer 9, 10 und 13 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) entstehenden Betriebskosten ohne Zeitverzug gewährleistet ist. Bislang galt die Übergangsregelung nur für vor dem 1. Oktober 2021 entstehende Kosten. Nunmehr können auch Kosten anerkannt werden, die vor dem 1. Januar 2024 entstehen. Es sollen insbesondere Kosten erfasst werden, die in dem Zeitraum zwischen dem 1. Oktober 2021 und dem 31. Dezember 2023 dem Aufbau einer digital gestützten Kooperation unter Netzbetreibern zur Umsetzung des Engpassmanagementregimes dienen. Die Vorschrift soll damit ein kooperatives Vorgehen der Netzbetreiber anreizen, um Einsparungspotentiale zu nutzen. Die Vorschrift setzt zudem einen Anreiz, moderne digitale Lösungen umzusetzen und branchenweit nutzbar zu machen.

Zu Nummer 17

Der neu eingefügte § 35 bündelt die Übergangsregelungen für die Betreiber von Übertragungs- und Fernleitungsnetzen beim Übergang vom Instrument der Investitionsmaßnahme zu dem des jährlichen Kapitalkostenabgleichs. Die Behandlung der Offshore-Betriebsmittel der Übertragungsnetzbetreiber bleibt von § 35 unberührt.

Nach Absatz 1 endet das Instrument der Investitionsmaßnahme für die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber mit Ablauf der vierten Regulierungsperiode. § 23 ist damit ab der fünften Regulierungsperiode nicht mehr anzuwenden.

Nach Absatz 2 dient die vierte Regulierungsperiode als Übergangszeitraum. § 23 ist daher bis zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode nur noch nach Maßgabe der Absätze 3 bis 5 anzuwenden. Überdies wird klargestellt, dass – möglicherweise noch über die vierte Regulierungsperiode hinaus befristete – Genehmigungen der Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber nach § 23 mit Ablauf der vierten Regulierungsperiode enden und dass es insoweit keiner Anpassung der vorhandenen Genehmigung durch erneute Bescheidung bedarf, um den Rechtsschein der bestandskräftigen Genehmigung zu beseitigen. Diese Regelungen stellen somit das Gegenstück zur Regelung der Verteilernetzbetreiber nach § 34 Absatz 7 Satz 2 und 3 dar. Dementsprechend sind noch offene Anträge grundsätzlich längstens bis zum Ende der vierten Regulierungsperiode zu befristen.

Absatz 3 skizziert, inwieweit noch Anträge nach § 23 Absatz 1 durch die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber gestellt werden können.

Satz 1 stellt klar, dass die Fernleitungsnetzbetreiber neue Anträge nur noch bis zum Inkrafttreten der Änderungsverordnung stellen können. Da Fernleitungsnetzbetreiber bereits ab 2022 zur vierten Regulierungsperiode Anträge im Kapitalkostenaufschlag stellen können, besteht die Möglichkeit zur Stellung von Neuansträgen letztmalig im Jahr 2021.

Übertragungsnetzbetreiber können nach Satz 2 neue Anträge noch bis zum 31. März 2022 stellen, da sie erst ab 2023 zur vierten Regulierungsperiode Anträge im Kapitalkostenaufschlag stellen können.

Die Möglichkeit – unter Einhaltung der gesetzlichen Vorgaben – Wiedereinsetzung in den vorigen Stand – in die vorgenannten Fristen zu beantragen, bleibt hiervon unberührt.

Satz 3 stellt klar, dass Änderungsanträge – anders als neue Anträge, die gemäß Satz 1 und 2 nur noch bis zu den dort genannten Daten gestellt werden können – solange möglich und zulässig bleiben, bis die jeweilige Genehmigung erlischt, was gemäß Absatz 2 Satz 1 spätestens mit dem Ablauf der vierten Regulierungsperiode der Fall ist. Hierdurch wird gewährleistet, dass Genehmigungen, die bis zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode in ihrem Bestand geschützt sind, im notwendigen Umfang angepasst werden können.

Satz 4 stellt klar, dass für Investitionsmaßnahmengenehmigungen, die zur dritten Regulierungsperiode enden, Anträge auf Genehmigung einer Verlängerung (als besonderer Unterfall des Änderungsantrags nach Satz 3) zulässig sind. Hierbei kommt es nicht darauf an, weshalb die Genehmigung zum Ende der dritten Regulierungsperiode ausläuft. So ist die Genehmigung einer Verlängerung bei Genehmigungsentscheidungen, die durch Entscheidung der Bundesnetzagentur enden, genauso möglich und zulässig wie für Genehmigungen, die ursprünglich aufgrund von § 34 Absatz 11 Satz 3 enden. Die Anträge auf Verlängerung sind (abweichend von der Vorgabe nach Satz 3) jeweils bis zu einem bestimmten Stichtag zu stellen und können für höchstens eine weitere Regulierungsperiode – also bis zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode – genehmigt werden. Eine Verlängerung der Genehmigung kann für das gesamte Projekt oder – als Minus hierzu – zumindest für selbstständig abtrennbare Projektteile beantragt werden. Voraussetzung für die Verlängerung ist,

dass insoweit – mit Ablauf des Basisjahrs für die vierte Regulierungsperiode – jeweils noch keine Inbetriebnahme zu verzeichnen war.

Absatz 4 macht für den Übergangszeitraum der vierten Regulierungsperiode weitere Vorgaben für den Fall, dass ein Antrag auf Verlängerung nach Absatz 2 Satz 4 genehmigt wird. Ansonsten gelten die üblichen Grundsätze. Ein Antrag auf Verlängerung führt bei seiner Genehmigung dazu, dass allein die Befristung der Genehmigung abgeändert wird, da die Behörde nicht über den Antrag hinausgehen kann. Alle übrigen Inhalte der so verlängerten Genehmigung bleiben unberührt. Dies gilt nicht nur für die im Ausgangsbescheid vorgesehenen pauschalen Ersatzanteile, wie es auch bereits § 23 Absatz 2b Satz 9 bestimmt, oder die jeweiligen projektspezifischen Ersatzanteile nach § 23 Absatz 2b. Entsprechendes gilt im Grundsatz auch für die im Ausgangsbescheid vorgesehenen Betriebskostenpauschalen.

Für Übertragungsnetzbetreiber wird insoweit jedoch eine besondere Regelung vorgesehen, die daran anknüpft, dass zur Vermeidung von Verzögerungsanreizen mit § 34 Absatz 11 Satz 3 die Genehmigungen für Investitionen grundsätzlich mit Ablauf der dritten Regulierungsperiode enden sollten. Um weiteren Aufwand und Rechtsstreitigkeiten zu vermeiden, sollen auch die Übertragungsnetzbetreiber – ebenso wie die Fernleitungsnetzbetreiber – die Möglichkeit einer letztmaligen Verlängerung ihrer im Zeitpunkt der Novellierung geltenden Genehmigungen erhalten. Um dem Ziel, Verzögerungsanreize beim Stromnetzausbau zu vermeiden, Rechnung zu tragen, wird jedoch bestimmt, dass durch die Übertragungsnetzbetreiber ab Beginn der vierten Regulierungsperiode für den Zeitraum bis zu der vollständigen Inbetriebnahme der jeweiligen Anlagegüter als Betriebskosten jährlich in jedem Fall nur noch pauschal 0,2 Prozent der für die Investitionsmaßnahme ansetzbaren Anschaffungs- und Herstellungskosten geltend gemacht werden können. Die unterschiedliche Behandlung von Übertragungsnetzbetreibern einerseits und Fernleitungsnetzbetreibern andererseits in diesem Punkt rechtfertigt sich dadurch, dass bereits in der Novelle 2016 eine entsprechende Differenzierung erfolgt ist, die nun im Rahmen der Übergangsregelung erneut aufgegriffen wird. Für den Zeitraum nach der vollständigen Inbetriebnahme der jeweiligen Anlagegüter verbleibt es auch bei den Übertragungsnetzbetreibern bei der im Ausgangsbescheid jeweils vorgesehenen Betriebskostenpauschale.

Absatz 5 regelt, dass § 23 Absatz 2a ab der vierten Regulierungsperiode nicht mehr anzuwenden ist. Dies entspricht im Wesentlichen der bei den Verteilernetzbetreibern getroffenen Regelung, für die § 23 Absatz 2a seit Beginn der dritten Regulierungsperiode nicht mehr anzuwenden ist. Nach diesem Zeitpunkt können Abzugsbeträge nicht mehr in Ansatz gebracht werden. Auch die jährlichen Auflösungsbeträge für bereits in Ansatz gebrachte Abzugsbeträge sind nicht mehr in Ansatz zu bringen und dementsprechend auch nicht mehr durch die Netzbetreiber aufzulösen bzw. an den Netznutzer auszukehren. In der Konsequenz ist insoweit auch die Festsetzung eines Abzugsbetrags zum Ende der dritten Regulierungsperiode durch die Bundesnetzagentur entbehrlich, da dieser nicht mehr aufgelöst werden kann.

Die fünf jährlichen Auflösungsbeträge, die für den Zeitraum der dritten Regulierungsperiode in Ansatz zu bringen sind – und damit Abzugsbeträgen zuzuordnen sind, die jeweils zum Ende der ersten und zweiten Regulierungsperiode in Ansatz gebracht wurden – sind den Netzbetreibern teilweise zu erstatten; erstattet werden kann nur, was bereits in der Erlösobergrenze kostenmindernd angesetzt bzw. an den Netznutzer ausgekehrt wurde.

Von der Erstattung bereits in der Erlösobergrenze kostenmindernd angesetzter bzw. an den Netznutzer ausgekehrter Beträge ausgenommen ist die Summe der für den gesamten Zeitraum der dritten Regulierungsperiode aufzulösenden fünf jährlichen Beträge nach §23 Absatz 2a, soweit sie anteilig den in den jeweiligen Abzugsbeträgen jeweils enthaltenen Betriebskostenpauschalen zuzuordnen sind. In der Regel beträgt die Betriebskostenpauschale nach Inbetriebnahme 0,8 Prozent oder ist für bestimmte Betriebsmittel nach § 32 Absatz 1 Nr. 8b entsprechend höher festgelegt. Die entsprechende Berechnung und Abwicklung erfolgt durch die Bundesnetzagentur. Unerheblich ist hier, ob bereits alle

Auflösungsbeträge aufgelöst bzw. in der Erlösobergrenze kostenmindernd angesetzt wurden. Soweit der schon für die dritte Regulierungsperiode in der Erlösobergrenze kostenmindernd angesetzte Teil der Auflösungsbeträge die nach Satz 3 einzubehaltende Summe bereits übersteigt, erlischt die Pflicht der Netzbetreiber zur weiteren Auflösung automatisch. Die einzubehaltenden Beträge können gegen die zu erstattenden Beträge aufgerechnet werden.

Die Erstattung erfolgt über das Regulierungskonto. Hierfür verweist Satz 4 auf § 5. Eine Verzinsung – wie in § 5 Absatz 2 – erfolgt jedoch nicht, da die bisher in Ansatz gebrachten Auflösungsbeträge berechtigterweise vereinnahmt wurden. Eine spätere Verzinsung war insoweit nicht zu erwarten und ist damit auch als überobligatorisch abzulehnen. Auch eine Verzinsung der Annuitäten in entsprechender Anwendung des § 5 Absatz 3 erscheint im Rahmen der vorliegenden Übergangsregelung nicht erforderlich.

Schließlich stellt Satz 5 klar, dass die fünf jährlichen Auflösungsbeträge, die für den Zeitraum der zweiten Regulierungsperiode aufzulösen sind (unabhängig davon, ob bereits aufgelöst oder aufgrund Zeitversatzes noch aufzulösen), damit Abzugsbeträgen zuzuordnen sind, die zum Ende der ersten Regulierungsperiode festgestellt wurden, insgesamt nicht erstattungsfähig sind. Insoweit handelt es sich um einen abgeschlossenen Sachverhalt der Vergangenheit.

Absatz 6 Satz 1 regelt, dass die Fernleitungsnetzbetreiber erstmals zum 30. Juni 2022 Anträge im Kapitalkostenaufschlag nach § 10a stellen können. Übertragungsnetzbetreiber können nach Satz 2 erstmals zum 30. Juni 2023 Anträge im Kapitalkostenaufschlag stellen.

Satz 3 stellt klar, dass eine vorhandene Genehmigung nach § 23 (oder ein noch offener Antrag nach § 23, der nach den allgemeinen Grundsätzen zu bescheiden ist) eine Berücksichtigung des gleichen Investitionsprojektes oder Projektteils im Kapitalkostenaufschlag ausschließt. Erst nach Ablauf der vorhandenen Genehmigung nach § 23 kann für die (dann noch) verbleibenden Betriebsmittel ein Antrag nach § 10a gestellt werden.

Absatz 7 stellt eine Übergangsregel dar, die als Ausnahmenvorschrift auf eine einzige Regulierungsperiode beschränkt wird. Sie dient der umfassenden Abgeltung unerkannter Härten und entspricht der den Verteilernetzbetreibern gemäß § 34 Absatz 5 gewährten Übergangsregelung.

Satz 1 stellt klar, dass der Kapitalkostenabzug für die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber erstmalig ab der vierten Regulierungsperiode anzuwenden ist.

Satz 2 regelt, dass eine Anwendung des § 6 Absatz 3 für die Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber in bestimmten Fällen sogar bis zum Ablauf der vierten Regulierungsperiode ausgesetzt bleibt.

Satz 3 statuiert eine Ausnahme von der Übergangsregel des Satzes 2 für Anlagengüter, die Gegenstand einer noch laufenden Investitionsmaßnahme sind oder Gegenstand einer in der Vergangenheit bereits ausgelaufenen Investitionsmaßnahme waren. Die Übergangsregel gilt daher konsequenterweise auch nicht für die in der Vergangenheit mit 15 % angesetzten pauschalen Ersatzanteile bzw. für die nach § 23 Absatz 2b ermittelten projektspezifischen Ersatzanteile, da diese untrennbarer Teil der Investitionsmaßnahmen sind.

Zu Nummer 18

Zu Buchstabe a

Der Anwendungsbereich der betreffenden Erlösobergrenzenformel ab der dritten Regulierungsperiode wird neu gefasst. Dies stellt eine Folgeänderung zur Einführung des

Anreizinstrument zur Verringerung von Engpassmanagementkosten der Übertragungsnetzbetreiber nach § 17 und zur Einführung des jährlichen Kapitalkostenabgleichs auch für Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber zur vierten Regulierungsperiode dar.

Zu Buchstabe b

Um die Erlösbergrenzenformel nicht durch einen neuen Summanden – eigens für das ausschließlich die Übertragungsnetzbetreiber betreffende Anreizinstrument nach § 17 – zu verkomplizieren, wird die Definition für den Summanden „ Q_T “, über den bereits heute die jährlichen Zu- oder Abschläge aus dem Qualitätselement für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber von Amts wegen in der Erlösbergrenze angepasst wird und für Gasverteilernetzbetreiber anpassbar wäre, neu gefasst. Für Übertragungsnetzbetreiber können über diesen Summanden somit fortan auch die jährlichen Zu- oder Abschläge aus dem Anreizinstrument nach § 17 von Amts wegen in der Erlösbergrenze angepasst werden.

Zu Nummer 19

Die Anlage 5 (zu § 17) dient der Detaillierung der Vorgaben nach § 17 Absatz 2 und Absatz 3, da der Begriff des Engpassmanagements als solcher rechtlich nicht definiert ist, sondern eine Vielzahl verschiedener Maßnahmen bündelt. Als Engpassmanagementkosten sind in der Regel die Kosten und Erlöse einer Engpassmanagementmaßnahme zu berücksichtigen.

Zu Nummer 1 der Anlage 5: Der Abruf von Marktkraftwerken zum Zwecke des Engpassmanagements inklusive der Anfahrtkosten soll berücksichtigt werden. Hierbei handelt es sich um den herkömmlichen bzw. klassischen Redispatch, der auch kostenmäßig einen Schwerpunkt darstellt.

Zu Nummer 2 der Anlage 5: Einspeisemanagementmaßnahmen, die im Zuge des Redispatch 2.0 nunmehr Teil des Redispatch werden, sind ebenfalls zu berücksichtigen.

Zu Nummer 3 der Anlage 5: Gleiches gilt für Handelsgeschäfte zum energetischen Ausgleich, wobei es sich häufig um das Gegengeschäft für spannungsbedingten Redispatch handelt. Z. B. wird Blindleistung von einem spezifischen Kraftwerk bereitgestellt, die Wirkleistung dann aber an der Börse verkauft.

Zu Nummer 4 der Anlage 5: Der Abruf der Kapazitätsreserve zum Zwecke des Engpassmanagements soll berücksichtigt werden. Auch wenn der Abruf für die Systembilanz den Primärzweck der Kapazitätsreserve darstellt, ist ein entsprechender Einsatz zum Zwecke des Engpassmanagements nicht ausgeschlossen. Kosten für den Abruf der Kapazitätsreserve für die Systembilanz, Probestarts und Funktionstests inklusive des energetischen Ausgleichs sowie die Kosten für die Vorhaltung der Kapazitätsreserve dienen nicht dem Engpassmanagement und sollten daher keine Berücksichtigung finden.

Auch Kosten der Sicherheitsbereitschaft nach § 13g EnWG dürfen nicht berücksichtigt werden, da die betreffenden Maßnahmen nicht dem Engpassmanagement dienen.

Zu Nummer 5 der Anlage 5: Der Abruf der Netzreserve zum Zwecke des Engpassmanagements inklusive der Kosten für das Anfahren im sog. Week-ahead-planning Prozesses (WAPP) soll Berücksichtigung finden, da diese dem strom- und spannungsbedingtem Redispatch dienen. Keine Berücksichtigung finden sollten Kosten für den Abruf der Netzreserve für die Systembilanz, Probestarts und Funktionstests inklusive des energetischen Ausgleichs, da sie nicht dem Engpassmanagement dienen. Kosten für die Vorhaltung der Netzreserve sollten ebenfalls unberücksichtigt bleiben. Eine Berücksichtigung wäre hier unsachgemäß, da die Dimensionierung der Vorhaltung der Netzreserve an dieser Stelle nicht beanreizt werden soll.

Zu Nummer 6 der Anlage 5: Der Abruf besonderer netztechnischer Betriebsmittel nach § 11 Absatz 3 EnWG in der Fassung vom 17. Dezember 2018 zum Zwecke des Engpassmanagements hat Berücksichtigung zu finden.

Zu Nummer 7 der Anlage 5: Der Abruf abschaltbarer Lasten nach AbLaV zum Zwecke des Engpassmanagements ist ebenfalls zu berücksichtigen. Kosten für den Abruf abschaltbarer Lasten nach AbLaV für die Systembilanz sowie Kosten für deren Vorhaltung sollten keine Berücksichtigung finden, da sie entweder nicht dem Engpassmanagement dienen oder die Dimensionierung der Vorhaltung an dieser Stelle nicht beanreizt werden soll.

Zu Nummer 8 der Anlage 5: Der Abruf zuschaltbarer Lasten zum Zwecke des Engpassmanagements (insbesondere im Bereich Nutzen statt Abregeln) sollte berücksichtigt werden, hiermit im Zusammenhang stehende Investitionskosten jedoch nicht, da die Dimensionierung der Ausrüstung von Anlagen im Rahmen der zuschaltbaren Lasten an dieser Stelle nicht beanreizt werden soll. Kosten zur Herstellung der Betriebsbereitschaft nach § 13a EnWG sowie Kosten aufgrund der Verschiebung von Revisionen sollen nicht berücksichtigt werden, da sie anderen eigenen Zwecken dienen.

Zu Nummer 9 der Anlage 5: Kosten aus grenzüberschreitendem Redispatch und Countertrading sollten grundsätzlich ebenfalls Berücksichtigung finden, da die nationale Optimierung der Entlastungsmaßnahmen zukünftig regional erfolgt und somit Teil des Engpassmanagements ist. Ausgenommen sind die Kosten aus dem trilateralen Redispatch Deutschland – Frankreich – Schweiz, da die Einflussmöglichkeit der deutschen Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung hier äußerst gering ist und die Kosten zudem nicht beanreizt werden sollen.

Die von deutschen Übertragungsnetzbetreibern zu tragenden Kostenanteile im Rahmen der Capacity Allocation & Congestion Management (CACM)-Methode nach Art. 74 VO (EU) 2015/1222 sind grundsätzlich zu berücksichtigen. Nur Kostenanteile für Überlastungen auf ausländischen Leitungen oder Netzbetriebsmitteln, die auf Ringflüsse zurückzuführen sind, werden nicht berücksichtigt.

Um Fehlanreize zu vermeiden, werden Engpasserlöse (aus Auktionen) nicht von den zu berücksichtigenden Kosten abgezogen.

Zu Artikel 2 (Änderung der Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen)

Die Änderung in § 32b stellt eine Folgeänderung zur Anpassung des § 34 Absatz 13 der Anreizregulierungsverordnung dar.

Zu Artikel 3 (Inkrafttreten)

Absatz 1 regelt das Inkrafttreten der Verordnung mit Ausnahme der in Absatz 2 genannten Regelung.

Gemäß Absatz 2 soll die Aufhebung des § 11 Absatz 2 Nummer 17 erst zum 1. Oktober 2021 in Kraft treten, um einen Gleichlauf mit den korrespondierenden Regelungen im Gesetz zur Beschleunigung des Energieleitungsausbaus vom 13. Mai 2019 zu gewährleisten.